



SEJM
RZECZYPOSPOLITEJ POLSKIEJ
VI kadencja
Prezes Rady Ministrów
DSPA-4821-20(2)/10

Druk nr 3701

Warszawa, 15 grudnia 2010 r.

Pan
Grzegorz Schetyna
Marszałek Sejmu
Rzeczypospolitej Polskiej

Przekazuję przyjęty przez Radę Ministrów dokument:

**- Informacja Rządu o aktualnej sytuacji
i perspektywach polskiej energetyki.**

Jednocześnie informuję, że Rada Ministrów upoważniła Ministra Gospodarki do reprezentowania stanowiska Rządu w tej sprawie w toku prac parlamentarnych.

(-) Donald Tusk

**Ministerstwo Gospodarki
Ministerstwo Skarbu Państwa**

**Informacja Rządu o aktualnej sytuacji
i perspektywach polskiej energetyki**

Warszawa, grudzień 2010 r.

Spis treści:

Działania Rządu	3
Stan obecny i możliwości budowy mocy wytwórczych w Polsce	14
Ocena możliwości inwestycyjnych koncernów energetycznych	18
Przesył energii elektrycznej	28
Energetyka jądrowa.....	33
Gaz ziemny.....	34
Ropa naftowa.....	36
Górnictwo.....	37
Podsumowanie	38

Dokument został przygotowany w związku z wnioskiem Klubu Poselskiego Sojuszu Lewicy Demokratycznej o uzupełnienie porządku obrad 80 posiedzenia Sejmu RP o punkt: „*Informacja rządu o aktualnej sytuacji i perspektywach polskiej energetyki*”.

Działania Rządu

Minister Gospodarki, zgodnie z podziałem kompetencji w Radzie Ministrów RP, jest współodpowiedzialny za ocenę stanu bezpieczeństwa państwa przez pryzmat bezpieczeństwa energetycznego. Bezpieczeństwo energetyczne staje się z każdym rokiem coraz istotniejszym zagadnieniem nie tylko na płaszczyźnie krajowej ale także na płaszczyźnie europejskiej.

Zgodnie z zapisami *Polityki Energetycznej Polski do 2030 roku* przez bezpieczeństwo energetyczne należy rozumieć: „zapewnienie stabilnych dostaw paliw i energii na poziomie gwarantującym zaspokojenie potrzeb krajowych i po akceptowanych przez gospodarkę i społeczeństwo cenach, przy założeniu maksymalnego wykorzystania krajowych zasobów surowców energetycznych oraz poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw ropy naftowej, paliw ciekłych i gazowych”.

W Polsce bezpieczeństwo energetyczne opiera się na trzech filarach:

- bezpieczeństwie w kontekście funkcjonowania krajowego systemu i rynku energii elektrycznej,
- zabezpieczeniu ciągłości dostaw krajowych nośników energii, w tym przede wszystkim węgla,
- bezpieczeństwie w kontekście funkcjonowania wykorzystania gazu i ropy naftowej oraz dywersyfikacji dostaw tych nośników energii z zagranicy.

Przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 10 listopada 2009 r. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* przedstawia długoterminową strategię Rządu w sektorze energetycznym. Polityka jasno definiuje sześć priorytetowych kierunków działań, których realizacja ma pozwolić na przygotowanie sektora energetycznego do sprostania wyzwaniom jakie przed nim stoją - koniecznością rozbudowy infrastruktury wytwórczej i przesyłowej energii elektrycznej, uzależnieniem od importowanych surowców energetycznych czy realizacją międzynarodowych zobowiązań dotyczących ochrony środowiska.

Podstawowymi kierunkami polityki energetycznej są:

- poprawa efektywności energetycznej,
- wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,
- dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej,
- rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,

- rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,
- ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W każdym z tych obszarów zostały określone cele, działania nakierowane na ich realizację oraz przewidywane efekty. W ramach każdego z priorytetów zaprojektowano działania wykonawczych, które są systematycznie realizowane. Wszystkie działania zapisane w Polityce są realizowane, choć nie zawsze w założonych, często bardzo ambitnych terminach.

Realizacja Polityki jest na bieżąco monitorowana przez Ministra Gospodarki. Ponadto zarządzeniem Prezesa Rady Ministrów z dnia 14 czerwca 2010 r. powołano *Międzyresortowy Zespół ds. realizacji Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, którego zadaniem jest przygotowanie rozwiązań prawnych i organizacyjnych wdrażających politykę energetyczną, a także monitorowanie jej realizacji. W ramach Zespołu powołano szereg grup roboczych mających za zadanie wypracowanie konkretnych rozwiązań.

W warunkach polskich zapewnienie nieprzerwanych dostaw energii elektrycznej na potrzeby gospodarki i społeczeństwa jest bezsprzecznie najistotniejszą składową bezpieczeństwa energetycznego. Wynika to z faktu, iż w ujęciu finalnym to właśnie energia elektryczna jest tym rodzajem energii, którego zużywa się w Polsce najwięcej. Tym samym można uznać, iż stan bezpieczeństwa energetycznego Polski zależy w głównej mierze od bezpieczeństwa funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), przed którym stoją w tej sytuacji zasadnicze wyzwania. W chwili obecnej już bowiem blisko 45 % wszystkich urządzeń wytwarzających energię elektryczną ma ponad 30 lat, zaś ok. 77 % ma ponad 20 lat.

Starzejące się moce wytwórcze stanowią jeden z najpoważniejszych problemów KSE. Aby temu zaradzić, w najbliższych latach należy przeznaczyć znaczące ilości środków finansowych na budowę nowych lub modernizację już istniejących urządzeń wytwarzania energii elektrycznej. Podobnie sytuacja kształtuje się w krajowym systemie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

Czynnikami, które będą miały zasadnicze znaczenie dla zachowania satysfakcjonującego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej są:

- stan sieci przesyłowej i sieci dystrybucyjnych - w nadchodzącym okresie konieczna będzie wymiana elementów sieci pobudowanych w okresie powszechnej elektryfikacji kraju oraz

- rozbudowa sieci w związku z rosnącym zapotrzebowaniem na moc, zarówno przez odbiorców jak i wytwórców energii elektrycznej,
- rozbudowa połączeń transgranicznych w ramach modernizacji sieci przesyłowej - ma ona podstawowe znaczenie dla zwiększenia możliwości importu energii elektrycznej w szczególności od wschodnich sąsiadów Polski, a także z punktu widzenia bezpieczeństwa funkcjonowania KSE, w tym możliwości awaryjnych dostaw energii z sąsiadujących systemów elektroenergetycznych,
 - budowa nowych mocy wytwórczych (z utrzymaniem 15 % rezerwy dyspozycyjnej elektrowni krajowych),
 - wzrost cen energii elektrycznej oraz opłat przesyłowych i dystrybucyjnych - związany jest przede wszystkim z potrzebą nowych inwestycji w sieci elektroenergetyczne i nowe moce wytwórcze oraz wypełnieniem zobowiązań związanych z ochroną środowiska (limity CO₂),
 - stabilność dostaw węgla kamiennego do wytwórców energii elektrycznej - utrzymywanie obowiązkowych zapasów węgla kamiennego przez wytwórców energii elektrycznej i ciepła (kontrakty na dostawę węgla oraz transport),
 - rozwój energetyki jądrowej - inwestycje są nieuniknione w perspektywie 2030 r. (wynika to głównie z kurczenia się dostępnych zasobów paliw kopalnych oraz z problemu dostępności limitów CO₂, warunkowanego kształtem polityki klimatycznej Unii Europejskiej (UE)),
 - bariery prawne w planowaniu i realizacji infrastruktury liniowej (uzyskiwanie odpowiednich pozwoleń na budowę sieci elektroenergetycznych oraz ustalania tras ich przebiegu).

Polska jest krajem o relatywnie niskim poziomie PKB/mieszkańca w porównaniu do średniej UE i pozostanie przez następnych kilka dekad na drodze szybkiego rozwoju gospodarczego, prowadzącego do zniwelowania tych różnic. Trend ten będzie skutkował wzrostem zapotrzebowania na energię pierwotną, szacowanym przez Międzynarodową Agencję Energetyczną na ok. 20 % w latach 2008-2030 r.

Powyższe uwarunkowania, a także brak technologicznych możliwości znaczącej zmiany struktury paliwowej w Polsce w perspektywie krótkoterminowej, powodują, że dodatkowe ograniczenie emisji w Polsce w perspektywie 2020 r. może okazać się trudne.

Efektom nowego myślenia w Polsce jest koncepcja stworzenia kompleksowego Narodowego Programu Redukcji Emisji o perspektywie długoterminowej, który pomoże w modernizacji polskiej gospodarki w kierunku niskoemisyjnej. W jego opracowaniu korzystamy z wiedzy i doświadczenia ekspertów powołanej przy Ministrze Gospodarki

Spółecznej Rady ds. Narodowego Programu Redukcji Emisji, której przewodniczy prof. Jerzy Buzek.

Biorąc pod uwagę powyższe terażniejsze i przyszłe działania naszego kraju na rzecz ochrony klimatu, należy zaznaczyć, że w odniesieniu do roku bazowego Protokołu z Kioto Polska zredukowała emisje gazów cieplarnianych wg stanu na 2008 r. o 29,8 %, co stanowi przekroczenie celu redukcyjnego o blisko 25 %. Warto zaznaczyć, że w tym samym czasie nasz PKB wzrósł o około 70 %.

Zapisy art. 10c dyrektywy ETS (dyrektywy o unijnym systemie handlu emisjami), mówiące o okresie przejściowym dla energetyki w latach 2012-2020, są wynikiem intensywnych uzgodnień na najwyższym szczeblu politycznym podczas posiedzenia Rady Europejskiej w dniach 11-12 grudnia 2008 r. Jednym z kluczowych założeń umożliwiających zgodę Polski na przyjęcie konkluzji Rady Europejskiej, a tym samym nowej dyrektywy ETS, było osiągnięcie kompromisu umożliwiającego Polsce szeroki zakres zastosowania okresu przejściowego dla energetyki w odniesieniu do konieczności zakupu 100 % uprawnień do emisji na aukcjach. Z uwagi na specyficzną strukturę paliwową polskiej energetyki, uzależnionej niemalże w całości od węgla jako surowca w wytwarzaniu (a co za tym idzie potencjalnie znaczący wzrost cen energii elektrycznej) oraz niski wskaźnik PKB/capita, był to warunek konieczny do spełnienia, aby Polska mogła zgodzić się na przyjęcie nowych regulacji.

Obecne prace w Komisji Europejskiej (KE) nad przygotowaniem wytycznych, umożliwiających zastosowanie derogacji w obrębie uprawnionych państw członkowskich, toczą się dwutorowo – art. 10c(3) dotyczący metodologii przydziału darmowych uprawnień dla elektroenergetyki został opracowany w formie decyzji KE, natomiast pozostałe aspekty art. 10c, m.in. trajektoria dochodzenia do pełnego aukcjoningu, definicja instalacji o fizycznie rozpoczętym procesie inwestycyjnym oraz zakres Krajowego Planu Inwestycyjnego, znajdują się w Komunikacie, przygotowywanym obecnie przez KE. Komunikat ten nie będzie podlegał głosowaniu, jednakże będzie wiążący dla państw objętych derogacją, ponieważ zgodnie z zapisami dyrektywy KE ma prawo odrzucić wniosek derogacyjny, jeśli nie spełni on stawianych wymagań.

Ww. decyzja Komisji Europejskiej została zaakceptowana przez państwa członkowskie na posiedzeniu Komitetu ds. Zmian Klimatu w dn. 17 listopada br., jednakże zostanie oficjalnie opublikowana wraz z Komunikatem Komisji. W tym zakresie nadal trwają prace

uzgodnieniowe wewnątrz Komisji - planowany termin ukazania się tego dokumentu to połowa stycznia 2011 r.

Pomimo braku finalnych wytycznych, Polska rozpoczęła już pracę na analizą opłacalności derogacji dla kraju oraz przygotowaniem wniosku derogacyjnego, który będzie zawierał m.in.: krajowy plan inwestycyjny oraz wykaz instalacji uprawnionych do otrzymania darmowych uprawnień wraz z przydziałem. Termin na złożenie tego wniosku do Komisji mija 30 września 2011 r.

Polska rozpoczęła już wiele działań zmniejszających emisję, m.in. budowę elektrowni jądrowej, inwestycje zwiększające wykorzystanie gazu (m.in. budowa terminala LNG) i chciałaby, aby tego typu inwestycje mogły być uwzględnione w Krajowym Planie Inwestycyjnym. Ze względu na strukturę sektora energetycznego w Polsce, kluczowe jest uwzględnienie inwestycji w rozwój zróżnicowanych źródeł energii oraz sieci energetyczne w Krajowym Planie Inwestycyjnym, który powinien być przedstawiony do 30 września 2011r; jest to już okres PREZ PL, więc Polsce zależy na jak najszybszym uzgodnieniu warunków jego przygotowania.

Kolejna kwestia odnosi się do proponowanej przez KE liniowej trajektorii dochodzenia do pełnego aukcjoningu, która jest niezgodna z dyrektywą mówiącą o stopniowym (*gradual*) dochodzeniu do pełnego aukcjoningu, co pozwala PCzł na większą elastyczność.

W wyniku rozmów m.in. Ministra Środowiska z komisarz ds. środowiska UE, Connie Hedegaard, Komisja potwierdziła prawo do darmowych uprawnień dla wytwórców energii elektrycznej, którzy podjęli działania inwestycyjne przed końcem 2008 r. Takie uprawnienia mogą otrzymać nowobudowane bloki o łącznej mocy do 15 000 MW. Komisarz Hedegaard potwierdziła, że polskie prawo budowlane jest właściwe do określenia kryterium „fizycznego” rozpoczęcia budowy. Oznacza to, że proces inwestycyjny uznaje się za rozpoczęty, jeśli spełniony zostanie jeden z warunków:

- sporządzona jest dokumentacja geologiczna,
- wyrównano teren pod budowę,
- zagospodarowano teren budowy (np. urządzeniami budowlanymi lub tymczasowymi konstrukcjami),
- podłączono niezbędną infrastrukturę techniczną.

Do wykonania tych robót, zgodnie z polskim prawem, nie jest konieczne pozwolenie na budowę. Istnieje potrzeba szybkiego wyeliminowania niepewności inwestycyjnej podmiotów

realizujących w tej chwili projekty fizycznie rozpoczęte w 2008 r. Obecnie ta niepewność, związana z niewiedzą czy realizowane inwestycje zostaną w przyszłości (2013-2019) objęte derogacją jest cytowana przez sektor energetyczny jako jedna z głównych barier dla powstawania nowych inwestycji w moce wytwórcze w Polsce. W związku z tym niezmiernie istotne z punktu widzenia Polski jest szybkie przedstawienie przez KE treści Komunikatu, który będzie zgodny z wcześniejszymi ustaleniami pomiędzy KE i Polską. W tym kontekście niezmiernie istotne jest jak najszybsze zatwierdzenie obecnie procesowanej w Ministerstwie Środowiska ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji, które umożliwią uzyskanie zezwoleń do udziału w systemie dla podmiotów podejmujących realizację instalacji spalania.

Ministerstwo Gospodarki, Ministerstwo Środowiska i Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE) aktywnie uczestniczą w procesie opracowywania zasad alokacji bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych na III okres rozliczeniowy EU ETS. Głosowanie projektu decyzji Komisji dot. ww. zasad alokacji jest planowane na 15 grudnia 2010 r. Komisja Europejska od początku procesu opracowywania zasad alokacji bezpłatnych uprawnień do emisji przeciwna była stosowaniu jakiegokolwiek rozróżnienia w poziomach benchmarków w zależności od sytuacji sektorów w poszczególnych krajach członkowskich.

Z punktu widzenia interesów Polski konieczne jest, aby podczas uzgadniania wskaźników emisji uwzględniono rodzaj paliwa wykorzystywanego w procesach produkcji przemysłowej i do wytwarzania ciepła w danym państwie członkowskim.

Pozwoliłoby to na zmniejszenie niedoborów bezpłatnych uprawnień dla przemysłu (przy obecnej propozycji niedobory szacuje się na 50-60 % uprawnień, a w niektórych sektorach nawet do 80-90 %) oraz złagodzenie wzrostu kosztów energii cieplnej do 2027 r. Wg Lewiatana zakup uprawnień do emisji w przypadku CHP i ciepłownictwa sieciowego w Polsce doprowadzi do nagłego wzrostu cen ciepła o około 22 % od 2013 r. i dalszego w kolejnych latach.

Jednocześnie, taki system nadal będzie wymuszał postęp technologii w wytwarzaniu – czyniąc ten proces realnym do przeprowadzenia w krajach uzależnionych od węgla i innych wysoko emisyjnych surowców energetycznych w produkcji ciepła.

Polska na forum UE wskazuje na negatywne konsekwencje opierania wskaźników na najbardziej efektywnych instalacjach, bez uwzględnienia mixu paliwowego, w kontekście bezpieczeństwa dostaw ciepła jak i jakości powietrza poprzez zwiększenie tzw. „niskiej

emisji”. Istnieje bowiem realne zagrożenie, że z powodu gwałtownego wzrostu cen ciepła w wyniku konieczności zakupu znacznej ilości uprawnień przez wytwórców, odbiorcy uznają za ekonomicznie zasadne odłączenie się od sieci ciepłowniczej i przejście na bardziej emisyjne źródła indywidualne. Przechodzenie na indywidualne ogrzewanie w wyniku wzrostu cen będzie skutkowało wzrostem emisji CO₂ o ok. 25 % oraz niskiej emisji SO₂ – o 220 %.

W kontekście niedoborów gazu na rynku europejskim bardzo ryzykownym dla bezpieczeństwa energetycznego UE jest opieranie wartości wskaźnika emisji na tym paliwie. UE powinna skupić się na promowaniu rozwoju czystych technologii węglowych (jedno z najbardziej dostępnych na świecie paliw w długim horyzoncie czasowym). Kierunek ten, w związku z dążeniem UE do utrzymania pozycji lidera w walce ze zmianami klimatu, zapewniłby mocną pozycję konkurencyjną na świecie oraz silną pozycję dostawcy nowych technologii czystego węgla.

Działania administracji rządowej ograniczające wzrost zapotrzebowania na paliwa i energię, co przyczynia się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, a także działania na rzecz ograniczenia negatywnego wpływu energetyki na środowisko, skupione są wokół poprawy efektywności energetycznej.

Zgodnie z *Polityką energetyczną Polski do 2030 roku* zostaną podjęte wszystkie możliwe działania, przyczyniające się do wzrostu efektywności energetycznej. Szczegółowymi celami w zakresie efektywności energetycznej są:

- zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej poprzez budowę wysokosprawnych jednostek wytwórczych,
- dwukrotny wzrost do 2020 r. produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji,
- zmniejszenie strat sieciowych w przesyłce i dystrybucji energii poprzez modernizację obecnych i budowę nowych sieci, wymianę transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej,
- wzrost efektywności końcowego wykorzystania energii,
- zwiększenie stosunku rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną do maksymalnego zapotrzebowania na moc w szczycie obciążenia, co pozwala zmniejszyć całkowite koszty zaspokojenia popytu na energię elektryczną.

Jednym z narzędzi przewidzianych w polityce energetycznej jest ustawa *o efektywności energetycznej*, dyskutowana obecnie w komisji sejmowej. Ustawa ma zapewnić pełne wdrożenie postanowień dyrektywy 2006/32/WE *w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych*, która obliguje państwa członkowskie do osiągnięcia oszczędności zużycia energii na poziomie 9 % w ciągu 9 lat, tj. do końca 2016 r. Celem ustawy jest stworzenie ram prawnych dla działań na rzecz wzrostu efektywności energetycznej gospodarki, obejmujących mechanizm wsparcia i prowadzących do uzyskania wymiernych oszczędności energii. Ustawa określa krajowy cel w zakresie oszczędnego gospodarowania energią, zadania jednostek sektora publicznego w zakresie efektywności energetycznej, zasady uzyskiwania i umarzania świadectw efektywności energetycznej (tzw. „białych certyfikatów”) oraz zasady sporządzania audytu efektywności energetycznej i uzyskania uprawnień audytora efektywności energetycznej. Ustawa dotyczy w szczególności odbiorców końcowych, rozumianych jako osoby fizyczne lub prawne, które dokonują zakupu energii na własny użytek, a także przedsiębiorstw energetycznych oraz przedsiębiorstw będących dostawcami środków wzrostu efektywności energetycznej.

Wprowadzany mechanizm białych certyfikatów będzie rozwiązaniem korzystnym pod wieloma względami. Przede wszystkim pozwoli osiągnąć jak największe oszczędności energii w jak najkrótszym czasie, obejmując szeroką grupę odbiorców. Obciążenie budżetu państwa związane z funkcjonowaniem systemu będzie mniejsze w porównaniu z innymi, możliwymi do wprowadzenia mechanizmami służącymi poprawie efektywności energetycznej.

Wejście w życie regulacji przyczyni się do poprawy efektywności energetycznej oraz zdecydowanego wzrostu innowacyjności polskiej gospodarki. Realizacja przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej poza wymierną oszczędnością energii, będzie stymulować również wzrost konkurencyjności polskich przedsiębiorstw na rynku europejskim, szczególnie tych o stosunkowo wysokiej energochłonności. Dzięki wystąpieniu efektu skali, środki poprawy efektywności energetycznej staną się bardziej dostępne dla odbiorców końcowych i konkurencyjne cenowo.

Realizacja wzorcowej roli przez sektor publiczny, wprowadzenie mechanizmu białych certyfikatów, realizacja projektów w zakresie efektywności energetycznej wspieranych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Fundusz Termomodernizacji i Remontów, a także stosowanie tzw. miękkich środków poprawy efektywności energetycznej powinno zapewnić realizację celów w zakresie oszczędności energii, wymaganych na podstawie aktów prawnych UE.

Aktualnie projekt ustawy *o efektywności energetycznej* jest w II czytaniu w Sejmie RP.

Wychodząc naprzeciw problemom zgłaszanym przez przedsiębiorstwa energetyczne w zakresie prowadzenia eksploatacji sieci elektroenergetycznych oraz realizacji inwestycji liniowych, w Ministerstwie Gospodarki został przygotowany projekt ustawy o korytarzach przesyłowych, który jest obecnie na etapie dyskusji w ramach procedury uzgodnień międzyresortowych i społecznych.

Głównym założeniem tego projektu jest stworzenie odpowiednich i stabilnych warunków dla realizacji celu publicznego w postaci budowy, utrzymania oraz modernizowania infrastruktury technicznej niezbędnej do zapewnienia nieprzerwanego dostarczania energii elektrycznej, gazów (w tym CO₂), ciepła, ropy naftowej i produktów naftowych, wody, a także odbioru ścieków. Przyszła ustawa będzie normować zasady wyodrębniania gruntów poprzez tworzenie specjalnych pasów gruntów zwanych korytarzami przesyłowymi, na których będą lub są już zlokalizowane urządzenia liniowe mające istotne znaczenie z uwagi na realizację celu publicznego. W przedmiotowym projekcie znalazły się również rozwiązania dotyczące uregulowania i uproszczenia zasad umieszczania w tych pasach urządzeń liniowych celu publicznego.

Dzięki przedmiotowej ustawie przedsiębiorstwa energetyczne będą szybciej i sprawniej pozyskiwać prawa do gruntów, na których zamierzają zlokalizować urządzenia do przesyłu lub dystrybucji energii, jak również do gruntów z istniejącymi już w chwili obecnej urządzeniami. Pozwoli to również tym przedsiębiorstwom na sprawne i planowe przeprowadzanie konserwacji oraz modernizacji należących do nich urządzeń, co w znacznym stopniu wpłynie na ograniczenie liczby awarii sieci energetycznych oraz w konsekwencji na poprawę bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Ponadto Minister Gospodarki - widząc problemy, jakie stwarzają obecnie funkcjonujące uregulowania prawne w zakresie prowadzenia przez przedsiębiorstwa energetyczne wycinki drzew i krzewów w pasach linii energetycznych, przygotował projekt ustawy zmieniający ustawę z dnia 28 września 1991 roku *o lasach* (Dz. U. z 2005 r. Nr 45, poz. 435, z późn. zm.) oraz ustawę z dnia 16 kwietnia 2004 roku *o ochronie przyrody* (Dz. U. z 2009 roku Nr 151, poz. 1220 z późn. zm.), który to projekt pod nazwą *ustawa o zmianie ustawy o lasach oraz ustawy o ochronie przyrody* został przyjęty przez Radę Ministrów i przekazany do prac sejmowych.

Zaproponowane zmiany do ustawy *o ochronie przyrody* mają umożliwić przedsiębiorstwom sieciowym prowadzenie skutecznej wycinki drzew lub krzewów. Jest to o tyle istotne, że dotychczas przedsiębiorstwo sieciowe nie mogło bezpośrednio występować z wnioskiem do wójta, burmistrza albo prezydenta miasta o usunięcie drzew lub krzewów z terenu nieruchomości, jeżeli drzewa lub krzewy zagrażały bezpieczeństwu funkcjonowania urządzeń należących do tego przedsiębiorstwa. Konieczne było oprócz posiadania nieruchomości, także każdorazowe uzyskiwanie zgody właściciela nieruchomości. W celu ułatwienia przedsiębiorstwom sieciowym występowania z odpowiednim wnioskiem, wprowadzono do ustawy zapisy umożliwiające składanie takich wniosków. W ten sposób przedsiębiorstwa sieciowe będą mogły w odpowiednim czasie przygotowywać i składać wnioski o usunięcie drzew lub krzewów, z jednoczesnym uwzględnieniem prawa własności.

Natomiast w ustawie *o lasach* zostały zaproponowane zapisy, które będą wskazywały służebność przesyłu jako jedną z możliwych prawnych form działania i rozporządzania gruntami leśnymi przez Polskie Gospodarstwo Leśne Lasy Państwowe (PGL Lasy Państwowe). Jest to szczególnie istotne i znaczące w relacjach PGL Lasy Państwowe z przedsiębiorstwami energetycznymi, będącymi operatorami infrastruktury elektroenergetycznej przebiegającej przez tereny PGL Lasy Państwowe. Utrudniony dostęp do urządzeń w celu przeprowadzenia działań eksploatacyjnych, modernizacyjnych, a nawet usuwanie awarii, jak również w praktyce sądownie ustalana wysokość wynagrodzenia za ustanowienie służebności przesyłu, dotychczas nie są w żaden sposób regulowane, co w konsekwencji wywołuje wieloletnie spory pomiędzy tymi podmiotami. Dodatkowo PGL Lasy Państwowe stoją na stanowisku, że w zaistniałej sytuacji prawnej nie mogą korzystać z instytucji służebności przesyłu. Skutecznie zablokowane zostały zatem realne możliwości szybkiego (wobec ciągnących się latami ustaleń i procesów sądowych) uregulowania tej kwestii np. przez skuteczne ustanowienie służebności przesyłu. W konsekwencji ustanowienie służebności przesyłu na gruntach Skarbu Państwa, będących w zarządzie Państwowych Gospodarstw Leśnych Lasy Państwowe, jest nieodzowne i w praktyce wychodzi naprzeciw zarówno oczekiwaniom przedsiębiorstw liniowych, jak i leśników.

Stosowne działania zostały podjęte również w kwestii odnawialnych źródeł energii (OZE). W dniu 7 grudnia 2010 r. Rada Ministrów przyjęła dokument pn. *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* (KPD). Sporządzenie przedmiotowego dokumentu wynika bezpośrednio z art. 4 dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł

odnawialnych zmieniającej i w następstwie uchylającej dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE.

Dokument określa krajowe cele w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w sektorze transportowym, sektorze energii elektrycznej oraz sektorze ogrzewania i chłodzenia w 2020 r., uwzględniając wpływ innych środków polityki efektywności energetycznej na końcowe zużycie energii oraz odpowiednie środki, które należy podjąć dla osiągnięcia krajowych celów ogólnych w zakresie udziału OZE w wykorzystaniu energii finalnej.

KPD jest prognozą osiągnięcia w 2020 r. 15,5% udziału OZE w zużyciu energii końcowej brutto w sposób zrównoważony, z uwzględnieniem szeregu czynników takich jak zasoby odnawialnych źródeł energii, zasoby surowców do wytwarzania paliw oraz stan systemu elektroenergetycznego. Dokument zakłada, że filarami zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych będzie większe wykorzystanie biomasy oraz energii elektrycznej z wiatru.

W zakresie odnawialnych źródeł energii KPD jest rozwinięciem oraz uszczegółowieniem prognozy zawartej w *Polityce energetycznej Polski do 2030 r.* – prognoza w zakresie tych źródeł została zaktualizowana.

Odnośnie rozwoju instalacji wykorzystujących biogaz należy zaznaczyć, iż Rada Ministrów w dniu 13 lipca 2010 r. przyjęła opracowany przez Ministerstwo Gospodarki we współpracy z Ministerstwem Rolnictwa i Rozwoju Wsi dokument pn.: *„Kierunki rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020”*, który zakłada, że w każdej polskiej gminie do 2020 r. powstanie średnio jedna biogazownia, wykorzystująca biomasę pochodzenia rolniczego, przy założeniu posiadania przez gminę odpowiednich warunków do uruchomienia takiego przedsięwzięcia.

Zasadniczym elementem *„Kierunków rozwoju biogazowni rolniczych w Polsce w latach 2010-2020”* jest optymalizacja systemu prawno-administracyjnego w zakresie zakładania biogazowni rolniczych w Polsce oraz wskazanie możliwości współfinansowania tego typu instalacji ze środków publicznych, zarówno krajowych jak i Unii Europejskiej, dostępnych w ramach krajowych i regionalnych programów operacyjnych.

Dokument wychodzi naprzeciw podnoszonym postulatom o konieczności ustanowienia systemu promującego i wspierającego produkcję biogazu rolniczego i wykorzystanie go do produkcji energii elektrycznej i ciepła. Przewiduje się, że biogazownie będą powstawać

w gminach wiejskich oraz w tych, gdzie występują duże zasoby arealu, z którego można pozyskiwać biomasę, co jest swego rodzaju harmonizacją działań krajowych Rządu z priorytetami Wspólnej Polityki Rolnej Unii Europejskiej.

Obecnie zainstalowanych jest 2 395 MW mocy w OZE. Z tego moc zainstalowana elektrowni wiatrowych wnosi 1 107 MW (od 2009 r. wzrost o 383 MW). W tym roku wyprzedziły one elektrownie wodne, których moc zainstalowana wyniosła niecałe 949 MW (wzrost o 3 MW). Następne w kolejności znalazły się elektrownie na biomasę (prawie 260 MW, wzrost o 7 MW) i biogaz (80 MW, wzrost o 10 MW). Oprócz tego istnieje 41 jednostek ze współspalaniem (wzrost o 3 w stosunku do 2009 r.).

Stan obecny i możliwości budowy mocy wytwórczych w Polsce

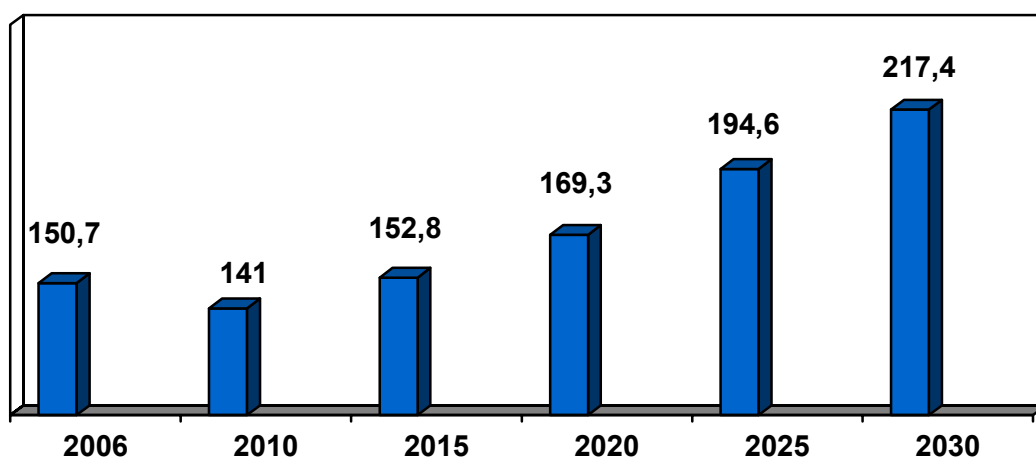
W 2009 r. w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w Polsce było zainstalowanych ogółem 35 762 MW mocy elektrycznej, z czego:

- w elektrowniach ciepłych zawodowych – 30 810 MW (w tym: 20 920 MW w elektrowniach na węglu kamiennym, 8 985 MW - na węglu brunatnym i 883 MW - na gazie),
- w elektrowniach wodnych zawodowych – 2 185 MW (w tym: 1 706 MW w elektrowniach szczytowo-pompowych lub z członem pompowym),
- w elektrowniach przemysłowych – 1 890 MW,
- w odnawialnych źródłach energii – 877 MW (bez źródeł pracujących w strukturach przedsiębiorstw energetycznych).

Maksymalne szczytowe zapotrzebowanie na moc w tym okresie wynosiło 24 594 MW, a produkcja energii elektrycznej ukształtowała się na poziomie 151,720 TWh.

Zgodnie z *Prognozą zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, stanowiącą załącznik nr 2 do *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku*, przewiduje się umiarkowany wzrost finalnego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomu ok. 111 TWh w 2006 r. do ok. 172 TWh w 2030 r., tzn. o ok. 55 %, co jest spowodowane przewidywanym wykorzystaniem istniejących jeszcze rezerw transformacji rynkowej i działań efektywnościowych w gospodarce. Zapotrzebowanie na moc szczytową wzrośnie z poziomu 23,5 MW w 2006 r. do ok. 34,5 MW w 2030 r. Zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto wzrośnie z poziomu ok. 151 TWh w 2006 r. do ok. 217 TWh w 2030 r.

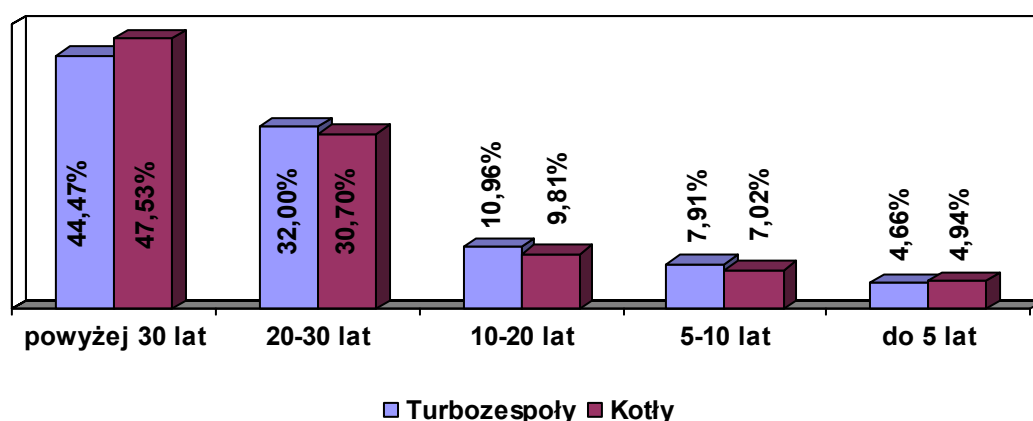
Rysunek 1. Krajowe zapotrzebowania na energię elektryczną [TWh].



Źródło: Załącznik nr 2 do Polityki energetycznej Polski do 2030 roku.

Znaczna część mocy wytwórczych w polskim systemie elektroenergetycznym jest wyeksploatowana. Konsekwencją struktury wiekowej i stanu technicznego elektrowni w Polsce jest w dużej mierze coraz mniejsza nadwyżka mocy dyspozycyjnych w stosunku do zapotrzebowania szczytowego. W szeregu przypadkach nieplanowane ubytki mocy, spowodowane m. in. awariami urządzeń wytwórczych powodują, że operatorowi systemu przesyłowego coraz trudniej jest zachować bezpieczną operacyjną nadwyżkę dostępnych mu mocy, która zgodnie z *Polityką energetyczną Polski do 2030 roku* powinna się utrzymywać na poziomie 15 %.

Rysunek 2. Struktura wiekowa jednostek wytwórczych w Polsce.



Źródło: URE.

Ze względu na postępujący proces starzenia się jednostek wytwórczych oraz systematyczne zaostrzanie unijnych norm dotyczących emisji zanieczyszczeń, zwłaszcza

dwutlenku siarki (SO₂) i tlenków azotu (NO_x), istniejące bloki energetyczne będą wycofywane z eksploatacji lub poddawane głębokiej modernizacji.

Wycofanie bloków energetycznych z eksploatacji jest przesądzone tylko dla tych jednostek, które operatorzy instalacji zgłosili administracji rządowej do likwidacji w okresie 1 stycznia 2008 r. - 31 grudnia 2015 r. w ramach tzw. derogacji naturalnych, wynikających z dyrektywy 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania. Dyrektywa dopuszcza odstępstwo od standardów emisji, jakie zaczęły obowiązywać od 1 stycznia 2008 r., jednakże pod warunkiem wycofania jednostek z eksploatacji po przepracowaniu co najwyżej 20 000 godzin we wskazanym okresie.

Wśród jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD), czyli jednostek wytwórczych bezpośrednio dostępnych dla PSE Operator S.A., derogacje te objęły 9 jednostek o mocy łącznej 1336 MW. Obecnie z tej grupy pracuje 5 jednostek o łącznej mocy 770 MW - w październiku 2010 r. wyłączono z eksploatacji blok nr 8 w El. Turów o mocy 206 MW.

Minister Gospodarki na bieżąco gromadzi informacje od potencjalnych inwestorów na temat planowanych lub będących w trakcie realizacji inwestycji w moce wytwórcze energii elektrycznej. Ze względu na dynamikę zjawisk w szerokim otoczeniu gospodarczym trudno jest jednoznacznie przewidzieć, które z tych inwestycji zostaną rzeczywiście podjęte i zrealizowane w zakładanych dziś terminach. Wielkość jednostek wytwórczych, jak również miejsca ich lokalizacji są przedmiotem bieżącej analizy potencjalnych inwestorów. Na ostateczne decyzje inwestycyjne, poza uwarunkowaniami ekonomicznymi, społecznymi, ekologicznymi, bez wątpienia duży wpływ będzie miała europejska i krajowa polityka klimatyczna. Zmieniające się warunki skłaniają bowiem inwestorów do weryfikacji wcześniejszych planów.

Działające w polskiej energetyce firmy prezentują konkretne plany inwestycyjne w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, które przez wielu analityków finansowych są postrzegane jako bardzo ambitne.

Poniższe tabele przedstawiają planowane inwestycje w polskiej energetyce w perspektywie następnych 15 lat. Wśród planowanych jednostek dominują jednostki węglowe. Pojawiają się także technologie gazowe oraz elektrociepłownie.

Tabela 1. Zestawienie nowych mocy wytwórczych w lokalizacjach istniejących [MW].

Nowe moce w lokalizacjach istniejących	2015	2020	2025*)
Bełchatów	858	b.z.	b.z.
Stalowa Wola	422	b.z.	b.z.
Skawina	420	b.z.	b.z.
Siekierki		480	b.z.
Opole		1800	b.z.
Jaworzno II		910	b.z.
Kozienice		1000	b.z.
Ostrołęka		1000	b.z.
Pomorzany		244	b.z.
Turów		480	b.z.
Rybnik		950	b.z.
Wrotków EC		370	b.z.
Razem	1700	7234	

*) w okresie 2021-2025 – brak zgłoszeń nowych inwestycji (b.z.)

Źródło: PSE Operator S.A.

Tabela 2. Zestawienie nowych mocy wytwórczych w nowych lokalizacjach [MW].

Nowe moce w nowych lokalizacjach	2015	2020	2025
Włocławek	500	500	500
Wrotków El.		800	1600
Puławy		830	1660
SE Pelplin (el. Północ)		2000	2000
Wybrzeże		900	900
Płock			912
Grudziądz			874
Razem	500	5030	8446

Źródło: PSE Operator S.A.

Uwzględniając powyższe dane oraz realizację przygotowywanego *Programu polskiej energetyki jądrowej*, trzy polskie grupy energetyczne (Polska Grupa Energetyczna - PGE,

TAURON, Enea) planują zbudować blisko 80 % wszystkich planowanych nowych mocy w najbliższych 15 latach. Liderem jawi się PGE z udziałem w nowych inwestycjach szacowanym na ok. 45 %.

Ocena możliwości inwestycyjnych koncernów energetycznych

Aktualna struktura polskiego rynku energetycznego została w dużym stopniu ukształtowana przez zmiany strukturalne, legislacyjne oraz regulacyjne dokonane w ciągu ostatnich dwudziestu lat. Na początku lat 90. polski rząd rozpoczął proces reorganizacji pięciu państwowych pionowo zintegrowanych, regionalnych przedsiębiorstw energetycznych, obejmujący przede wszystkim ich podział na podsektory wytwarzania, przesyłu i dystrybucji (ówcześnie obejmującej także obrót) energii elektrycznej. Podsektory wytwarzania i dystrybucji zostały dodatkowo podzielone na 32 wytwórców i 33 spółki dystrybucji energii elektrycznej.

Po przeprowadzonym procesie komercjalizacji w energetyce, to jest przekształceniu przedsiębiorstw państwowych w spółki prawa handlowego, praktycznie od połowy lat 90. rozpoczęły się próby łączenia podmiotów energetycznych w większe grupy oraz rozpoczął się proces prywatyzacji. Dopiero jednak zgodnie z rządowym *Programem dla elektroenergetyki* z marca 2006 r. w latach 2006-2008 nastąpiła pełna konsolidacja państwowych spółek energetycznych (ok. 85 % potencjału krajowej elektroenergetyki) w istniejące dziś cztery pionowo zintegrowane grupy energetyczne (PGE, Tauron, Enea, Energa) oraz został wydzielony jako samodzielny podmiot i umajątkowiony Operator Systemu Elektroenergetycznego (PSE Operator).

Sektor energetyczny w Polsce został poddany restrukturyzacji i konsolidacji celem stworzenia efektywnego rynku energii oraz warunków umożliwiających realizację inwestycji w majątek wytwórczy i sieciowy. W ramach pionowo zintegrowanej struktury ww. cztery grupy energetyczne mają silną pozycję na rynku krajowym - w 2008 r. podzieliły między siebie ok. 62 % rynku wytwarzania oraz ok. 83 % rynku sprzedaży energii elektrycznej. Ponadto cały majątek przesyłowych sieci najwyższych napięć posiada PSE Operator, który pozostanie 100 % spółką Skarbu Państwa.

Liberalizacja polskiego sektora energetycznego dokonała się głównie poprzez otwarcie na zwiększoną konkurencję oraz wprowadzenie od 1 lipca 2007 r. powszechnej zasady dostępu

do sieci osób trzecich TPA (Third Party Access), polegającej na udostępnieniu przez operatorów sieci podmiotom trzecim, na zasadach równego traktowania, usług przesyłania lub dystrybucji, co umożliwia dokonywanie przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej swobodnego wyboru dostawcy energii. Z dniem 1 lipca 2004 r. nastąpiło prawne wydzielenie operatora systemu przesyłowego, a z dniem 1 lipca 2007 r. wydzielenie operatorów systemów dystrybucyjnych ze struktur spółek zajmujących się zarówno obrotem, jak i dystrybucją energii elektrycznej – tym samym Polska całkowicie wypełniła wymogi tzw. dyrektywy rynkowej (2003/54/WE).

Polski sektor elektroenergetyczny nadal znajduje się w fazie przejściowej. Skonsolidowane grupy prowadzą procesy wewnętrznej reorganizacji i integracji oraz są stopniowo prywatyzowane. W listopadzie 2008 r. miało miejsce podwyższenie kapitału zakładowego spółki, natomiast w lutym 2010 r. nastąpiła sprzedaż 16,1 % akcji należących do Skarbu Państwa. Następnie w listopadzie 2009 r. 15 % kapitału zakładowego grupy PGE zostało sprzedane inwestorom w ramach pierwszej oferty publicznej, a kolejne dziesięć 10 % akcji Skarbu Państwa zostało zbyte 8 października 2010 r. Z kolei debiut giełdowy grupy Tauron nastąpił w dniu 30 czerwca 2010 r.

Odnosząc się do ewentualnego wpływu kosztów inwestycyjnych na wzrost cen energii elektrycznej należy zaznaczyć, że wynikające z polityki ekologicznej UE warunki rynku energii elektrycznej wymuszają wyłączenie z ruchu dużej części majątku produkcyjnego do 2015 r. Mając na uwadze konieczność dostosowania bazy wytwórczej do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i realizacji celów unijnej polityki energetyczno-klimatycznej, wzrost hurtowej ceny energii elektrycznej jest praktycznie nieunikniony. Skala i dynamika wzrostu uzależniona będzie od wielu czynników m. in.: celów redukcyjnych w zakresie CO₂ i ceny pozwoleń do emisji CO₂, dostosowania jednostek wytwórczych do wymogów ochrony środowiska, dostępności i kosztów paliw, wysokości nakładów inwestycyjnych na modernizację, odtworzenia i nowe moce.

Nie bez znaczenia pozostaje fakt, że do 2007 r. ceny energii elektrycznej były utrzymywane działaniami administracyjnymi na niskim poziomie, nie pozwalającym na prowadzenie inwestycji.

W wyniku wprowadzenia zmian w prawie (rozwiązanie kontraktów długoterminowych, wprowadzenie obowiązku sprzedaży energii elektrycznej hurtowej przez giełdę towarową) nastąpiła poprawa płynności na rynku hurtowym energii elektrycznej. Nadal jednak utrzymywane jest taryfowanie obrotu energią elektryczną w segmencie odbiorców

w gospodarstwach domowych, co powoduje małe zróżnicowanie ofert cenowych oraz niewielka skłonność odbiorców do korzystania z prawa wyboru sprzedawcy.

Biorąc pod uwagę dynamikę powyższych czynników i zjawisk, trudno jest określić jednoznacznie przyszły wzrost cen energii elektrycznej, a tym bardziej wyodrębnić jaka jego część będzie wynikała z realizacji inwestycji w nowe moce, tym bardziej, że niewątpliwie będzie to też zależało od polityki kredytowej banków i oczekiwanych przez nie okresów spłat zaciągnięć tych kredytów.

Oceniając wpływ inwestycji na cenę energii elektrycznej należy mieć na uwadze nie tylko inwestycje w majątek wytwórczy, ale także w majątek sieciowy. Obecny stan tego majątku w kraju wymaga poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych na budowę i modernizację linii energetycznych. Średni wiek infrastruktury sieci dystrybucyjnych waha się pomiędzy 27 a 35 lat, a sieci przesyłowej jest jeszcze wyższy. Przy czym poziom nakładów inwestycyjnych dla spółek dystrybucyjnych i przesyłowej jest zatwierdzany przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w ich planach rozwoju, a wielkość nakładów inwestycyjnych wynikających z tych planów jest uwzględniana w kalkulacji taryf dystrybucyjnych i przesyłowej.

PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. (PGE)

Od momentu utworzenia Grupy PGE, tj. od maja 2007 r., trwają prace mające na celu szybką i pełną integrację całej Grupy w celu usprawnienia zachodzących w niej procesów oraz uzyskania maksymalnych efektów synergii, jakie daje duża grupa kapitałowa.

Obecnie spółka realizuje Program Konsolidacji Grupy, którego celem jest uzyskanie silnej pozycji rynkowej i finansowej zapewniającej Grupie Kapitałowej m.in. dalszy rozwój oraz długofalowe budowanie przewagi konkurencyjnej PGE na rynku. Dzięki konsolidacji obecna, rozproszona struktura organizacyjna Grupy zostanie spłaszczona, a spółki o identycznym profilu działalności, które są obecnie odrębnymi podmiotami, staną się oddziałami spółek konsolidujących.

Zmiany konsolidacyjne dotyczą głównie obszarów energetyki konwencjonalnej (kopalnie, elektrownie i elektrociepłownie), dystrybucji i sprzedaży detalicznej, a w mniejszym stopniu handlu hurtowego i energetyki odnawialnej. W wyniku realizacji Programu Konsolidacji Grupy PGE powstały 4 spółki zależne od PGE (obok PGE Energia Jądrowa S.A.) zajmujące się obszarami:

- energetyki konwencjonalnej,
- energetyki odnawialnej,
- dystrybucji,
- sprzedaży detalicznej.

Aktywa wytwórcze PGE skupione są w ramach linii biznesowych Energetyka Konwencjonalna, obejmującej elektrownie i elektrociepłownie konwencjonalne oraz w ramach linii biznesowej Energetyka Odnawialna obejmującej elektrownie szczytowo-pompowe, elektrownie wodne oraz farmę wiatrową.

Znaczna część majątku produkcyjnego (ok. 48 %) w ramach segmentu Energetyka Konwencjonalna mierzonego liczbą jednostek wytwórczych (bloki, kotły, turbozespoły) jest starsza niż 30 lat. Inwestycje w tym obszarze prowadzone w latach 1996-2010 miały głównie na celu rozbudowę i rekonstrukcję potencjału produkcyjnego spółek wchodzących obecnie w skład PGE. Dla dużej ilości jednostek wytwórczych wybudowano urządzenia zmniejszające ich uciążliwość oddziaływania na środowisko.

Głównymi zadaniami inwestycyjnymi realizowanymi w okresie 1996-2010 była kompleksowa rekonstrukcja Elektrowni Turów oraz jest budowa bloku energetycznego 858 MW w Elektrowni Bełchatów. Realizowano również długofalowy program rekonstrukcji i modernizacji wielu bloków energetycznych, projekty dotyczące budowy i modernizacji instalacji odsiarczania spalin oraz projekty związane ze składowaniem odpadów paleniskowych. Rozpoczęto i zrealizowano także szereg projektów dotyczących budowy instalacji do spalania i współspalania biomasy – wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.

Również majątek PGE Energia Odnawialna SA jest sukcesywnie modernizowany. Część obiektów ma już od 30 do 50 lat eksploatacji. Poszczególne elektrownie wodne są poddawane procesowi odtworzenia stanu technicznego i pełnej sprawności. Ponad 50 % obiektów jest po modernizacji.

Do najważniejszych projektów realizowanych obecnie w PGE należy budowa nowego bloku energetycznego w Elektrowni Bełchatów: oddanie tego bloku do eksploatacji przewidziane jest na II kwartał 2011 r. Moc nowego bloku brutto wyniesie 858 MW. Realizacja projektu ma na celu zwiększenie mocy osiąganą przez Elektrownię Bełchatów. Blok zostanie przystosowany do implementacji instalacji CCS (Carbon Capture and Storage) wychwytywania, transportu i podziemnego składowania CO₂.

Ponadto w portfolio planowanych i rozważanych projektów znajdują się inwestycje w zakresie:

- budowy nowych węglowych bloków pyłowych w Elektrowni Opole, budowa bloku na węgiel brunatny w Elektrowni Turów, budowa do 2025 r. Elektrowni Lublin, budowa 2 bloków gazowo-parowych w Elektrowni Dolna Odra, budowa 3 gazowo-parowych bloków kogeneracyjnych w Elektrociepłowniach Pomorzany, Bydgoszcz, Gorzów oraz budowa bloku kogeneracyjnego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w oparciu o oleje roślinne w Elektrociepłowni Rzeszów,
- konwersji 2 bloków do wyłącznego spalania biomasy w Elektrowni Dolna Odra, budowy instalacji do spalania biomasy w ZEC Bydgoszcz oraz budowy kotła parowego wytwarzającego energię z biomasy w Elektrociepłowni Szczecin,
- budowy farm wiatrowych w oparciu o program off-shore oraz on-shore o łącznej mocy wytwórczej 2 000 MW,
- budowa bloków jądrowych o łącznej mocy 6 000 MW.

Po uruchomieniu nowych mocy wytwórczych PGE w 2020 r. osiągnie moc wytwórczą energii elektrycznej na poziomie 18 200 MW. Łączna moc odstawionych w latach 2010-2020 jednostek wytwórczych wyniesie 1 700 MW, natomiast moc planowanych do uruchomienia w tym okresie nowych jednostek wyniesie ok. 7 700 MW.

Głównymi źródłami finansowania programu inwestycyjnego PGE będą środki generowane z podstawowej działalności Grupy, środki pochodzące z finansowania zewnętrznego, w tym z planowanej emisji euroobligacji. Spółka wstępnie szacuje, że około połowa środków na sfinansowanie programu inwestycyjnego pochodzić będzie ze środków własnych, a pozostała część ze źródeł zewnętrznych, w tym kredytów oraz papierów dłużnych.

Zgodnie z programem prywatyzacyjnym Skarb Państwa utrzyma kontrolny pakiet ponad 50 % akcji Grupy PGE. W planie prywatyzacji na lata 2008-2011 taki zapis nie występuje, natomiast w dokumencie *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku* mowa jest jedynie o utrzymaniu przez Skarb Państwa większościowego pakietu akcji bez podania jego wysokości

Tauron Polska Energia S.A. (Tauron)

Powstała w grudniu 2006 r. grupa Tauron jest zintegrowanym pionowo przedsiębiorstwem energetycznym, które zajmuje wiodącą pozycję w obszarze wytwarzania,

dystrybucji oraz sprzedaży energii elektrycznej w Polsce. Jest ona największym dystrybutorem i jednym z dwóch największych sprzedawców energii elektrycznej w Polsce, jak również jednym z największych dystrybutorów i sprzedawców energii elektrycznej w Europie Środkowo-Wschodniej. Tauron jest również drugim co do wielkości przedsiębiorstwem energetycznym w Polsce pod względem zainstalowanych mocy wytwórczych i wielkości produkcji energii netto.

Grupa Tauron zadebiutowała na Giełdzie Papierów Wartościowych w dniu 30 czerwca 2010 r., przy czym Skarb Państwa utrzyma pakiet akcji, pozwalający zachować władztwo korporacyjne w Spółce.

Większość aktywów wytwórczych Tauron została wybudowana w latach sześćdziesiątych i siedemdziesiątych ubiegłego stulecia. Z uwagi na cykl żywotności tych aktywów, Grupa prowadzi bieżący program modernizacji, remontów i konserwacji maszyn oraz urządzeń w celu utrzymania wysokiej dyspozycyjności swoich jednostek wytwórczych oraz zwiększenia zakresu, w jakim spełniają one standardy środowiskowe. W ramach tego programu, Grupa dokonała nakładów na poziomie 333 mln zł w 2007 r., 454 mln zł w 2008 r. oraz 302 mln zł w 2009 r.

Inwestycje prowadzone w obszarze wytwarzania obejmowały rozbudowę, wymianę i modernizację istniejących urządzeń w celu zwiększenia sprawności produkcji energii i zwiększenia wolumenu energii elektrycznej wytwarzanej ze współspalania biomasy, a także zamontowania instalacji odsiarczania spalin, urządzeń do oczyszczania ścieków oraz modernizację układów spalania.

Nakłady inwestycyjne poniesione przez Grupę w obszarze OZE w 2009 r. wynosiły ponad 24,0 mln zł. Grupa planuje przeprowadzenie gruntownych procesów modernizacyjnych w trzech elektrowniach wodnych, które polegać będą w głównej mierze na kompleksowej wymianie urządzeń wytwórczych wraz z częścią elektroenergetyczną, modernizacji istniejących turbozespołów oraz modernizacji budowli hydrotechnicznych. W chwili obecnej Grupa rozpoczyna budowę mocy w energetyce wiatrowej. W wyniku planowanych nakładów na inwestycje strategiczne w energetyce wiatrowej do 2020 r. powstaną farmy wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej 440 MW. Zakończenie budowy pierwszej farmy wiatrowej o mocy 40 MW planowane jest w 2012 r.

Grupa Tauron w zakresie inwestycji w aktywa wytwórcze zamierza zwiększyć produkcję oraz dostępność aktualnych mocy w istniejących elektrowniach

i elektrociepłowniach poprzez unowocześnienie i modernizację instalacji i urządzeń wytwórczych oraz poprawę wydajności.

Grupa planuje rozpoczęcie do 2012 r. inwestycji dla łącznych mocy zainstalowanych na poziomie ponad 3 000 MW oraz do 2020 r. rozpoczęcie nowych inwestycji na poziomie 2 000 MW, w technologiach konwencjonalnych z wykorzystaniem gazu i kogeneracji, jak również w technologiach opartych na paliwie odnawialnym (biomasa) oraz w technologiach innowacyjnych, takich jak technologie poligeneracyjne. Część inwestycji będzie realizowana we współpracy z partnerami strategicznymi.

W szczególności Tauron planuje wspólną inwestycję z Polskim Górnictwem Naftowym i Gazownictwem S.A., polegającą na budowie nowego bloku energetycznego o mocy 400 MW opartego o gaz ziemny, zlokalizowanego na terenie Elektrowni Stalowa Wola oraz inwestycję z KGHM Polska Miedź S.A., polegającą na budowie nowego bloku energetycznego klasy 850-910 MW zlokalizowanego na terenie Elektrowni Blachownia w Kędzierzynie-Koźlu. Dodatkowo do 2012 r. planuje się zakończenie budowy nowych mocy w energetyce wiatrowej na poziomie 40 MW, a do 2020 r. rozpoczęcie i zakończenie budowy kolejnych mocy na poziomie ok. 200 MW, jak również zwiększenie sprawności aktualnie posiadanych jednostek wytwórczych energetyki wodnej.

W latach 2008-2009 wydano kwotę 3,3 mld zł na realizację projektów inwestycyjnych, natomiast w latach 2010-2012 Grupa planuje ponieść nakłady inwestycyjne w kwocie 9,0 mld zł, a w latach 2013-2020 planowane jest wydatkowanie kwoty 39,8 mld zł (w tym 11,6 mld zł nakładów inwestycyjnych na projekty bloków energetycznych w Elektrowni Siersza i Elektrowni Łaziska, których realizacja będzie uzależniona od warunków rynkowych, przy czym nowy blok w Elektrowni Siersza byłby oddany do eksploatacji po 2020 r.).

Wdrażanie programu inwestycyjnego Grupy Tauron ma być finansowane przy wykorzystaniu środków pieniężnych z działalności operacyjnej oraz ze środków pochodzących z finansowania zewnętrznego, w tym przede wszystkim z emisji obligacji, kredytów bankowych i pożyczek (w tym kredytów i pożyczek preferencyjnych), jak również w mniejszym zakresie z leasingu i środków Unii Europejskiej, w zależności od dostępności danego finansowania i oceny takiego finansowania, wynikającej z analizy opłacalności. Spółka nie wyklucza również możliwości pozyskania finansowania poprzez emisję nowych akcji.

Grupa Energa S.A. (Energa)

W ramach prowadzonego od dnia 4 maja 2010 r. procesu prywatyzacji spółki ENERGA S.A. Minister Skarbu Państwa podjął w dniu 15 września 2010 r. decyzję o parafowaniu umowy sprzedaży akcji spółki ENERGA S.A. na rzecz PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Zaoferowane przez PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. i uzgodnione w trybie negocjacji warunki transakcji okazały się najkorzystniejsze z punktu widzenia Skarbu Państwa, bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz spółki ENERGA S.A. Aktualnie trwa procedura rozpatrywania przez Prezesa Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumentów wniosku o wyrażenie zgody na koncentrację poprzez przejęcie ENERGA SA przez PGE Polską Grupę Energetyczną S.A.

Grupa Energa posiada najmniejszy potencjał wytwórczy spośród powstałych czterech grup energetycznych. Z tzw. dużych elektrowni systemowych w jej skład wchodzi tylko Elektrownia w Ostrołęce.

W ciągu ostatnich lat inwestycje w sektor wytwarzania stanowiły około 7 % budżetu rzeczowych inwestycji Grupy. W ramach tych środków realizowano m.in.:

- budowę od podstaw 3 elektrowni wodnych,
- zmodernizowano – w różnym zakresie – kilkanaście istniejących elektrowni wodnych,
- rozpoczęto znaczną modernizację elektrowni szczytowo-pompowej w Żydowie (modernizacja ta ma za zadanie wesprzeć rozwój energetyki wiatrowej w Polsce północnej),
- w ramach modernizacji energetyki konwencjonalnej dostosowano instalacje Elektrowni Ostrołęka do współspalania biomasy z węglem,
- uruchomiono projekt budowy nowego progu na Wiśle wraz z infrastrukturą energetyczną, mającego zwiększyć moce wytwórcze Grupy w segmencie OZE oraz zwiększyć zabezpieczenie przeciwpowodziowe,
- rozpoczęto projekt budowy Elektrowni Ostrołęka C - efektem będzie uruchomienie w 2017 r. bloku energetycznego o mocy 1000 MW, produkującego energię elektryczną na potrzeby Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz energię ciepłą dla ogrzewania odbiorców z terenu miasta Ostrołęka (z upustu na turbinie parowej),
- uruchomiono projekt budowy elektrowni systemowej o mocy 860 MW w Grudziądzu zasilanej gazem ziemnym.

Działaniami inwestycyjnymi, wspierającymi rozwój sektora wytwórczego, są działania Spółki Energa-Operator, rozwijające infrastrukturę dystrybucyjną. Ponadto w Spółce tej trwa już wdrożenie projektu smart metering, czyli systemu inteligentnego opomiarowania.

W ramach uruchomionych programów rozwojowych Energa podejmuje się realizacji kilkunastu projektów, a mianowicie:

- Program Ostrołęka C (projekt Ostrołęka C i Ostrołęka C+) - planowane nakłady 11 mld zł,
- Program Energa CHP (bloki energetyczne opalane biomasa, gazem ziemnym, węglem kamiennym i odpadami komunalnymi) - 2,6 mld zł,
- Program Energa ProGaz (projekt ECOWAT 2015 i E&E Park Plant) - 5 mld zł,
- Program Energa Wisła (elektrownia wodna na Wiśle) - 2,5 mld zł,
- Program Energa Wind (farmy elektrowni wiatrowych) - 2,12 mld zł,
- Program Energa BioGaz (biogazownie energetyczne) - 5,56 mld zł,
- ESP Żydowo (modernizacja elektrowni szczytowo-pompowej) - 0,11 mld zł.

W wyniku podjętych działań inwestycyjnych w sektor wytwarzania planuje się uruchomienie ok. 4 200 MW nowych mocy wytwórczych, dla których wielkość nakładów inwestycyjnych na najbliższe 12 lat oszacowano na kwotę 28,9 mld zł (wg wartości stałych, bez uwzględnienia kosztów finansowych).

Nakłady inwestycyjne Grupy Energa za okres styczeń – wrzesień 2010 r. ukształtowały się na poziomie 535,7 mln zł. Największe nakłady poniesione zostały w segmencie dystrybucji i ukształtowały się na poziomie 440,6 mln zł, w segmencie wytwarzania wyniosły 71,1 mln zł, z czego 47,6 mln zł przypada na elektrownie systemowe i elektrociepłownie, a 23,5 mln zł na elektrownie wodne.

Od 4 maja 2010 r. trwa proces prywatyzacji Grupy Energa. Na obecnym etapie potencjalnym inwestorem dla Grupy jest PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Warunkowa umowa prywatyzacyjna została podpisana w dniu 29 września 2010 r. Inwestor oczekuje na zgodę UOKiK na dokonanie transakcji.

Grupa Enea S.A. (Enea)

W dniu 28 czerwca 2010 r. Minister Skarbu Państwa zaprosił do negocjacji w sprawie nabycia 225.135.940 akcji, stanowiących 51% kapitału zakładowego spółki ENEA S.A.

Do Ministerstwa Skarbu Państwa wpłynęły 4 wiążące oferty na zakup 51 % akcji ENEA S.A. MSP podjęło decyzję o wyznaczeniu dla spółek Kulczyk Holding S.A. oraz Elektron Sp. z o.o. terminu do wyłącznych negocjacji do 3 listopada 2010 r.

W związku z upływem okresu wyłączności w negocjacjach, udzielonego Kulczyk Holding S.A. oraz Elektron Sp. z o.o. w toczącym się procesie sprzedaży 225.135.940 akcji (51,00 % w kapitale zakładowym) spółki ENEA S.A., Ministerstwo Skarbu Państwa podjęło decyzję o ponownym podjęciu równoległych negocjacji z dopuszczonymi podmiotami.

Konsekwencją wyżej wymienionego konkurencyjnego procesu będzie rozliczenie transakcji nie później niż do 31 marca 2011 r.

Aktywami wytwórczymi Grupy jest Elektrownia Kozienice S.A. z blokami energetyczne o łącznej mocy osiągalnej 2880 MW (bloki nr 1-8 o mocy osiągalnej od 215 MW do 225 MW oraz bloki nr 9 i 10 o mocy osiągalnej odpowiednio 560 MW i 535 MW). Wszystkie bloki były w ostatnim dwudziestoleciu modernizowane.

Głównymi zamierzeniami na przyszłość dla umożliwienia pracy Elektrowni Kozienice jest: zabudowa instalacji katalitycznego odazotowania spalin (SCR), rewitalizacja korpusów turbin wewnętrznych i zewnętrznych wysokoprężnych (WP) i średnioprężnych (SP) oraz komór zaworów odcinających bl. 200 MW, modernizacja części przepływowej wysokoprężnej turbiny (WP) wraz z uszczelnieniami bloku 200 MW oraz budowa czwartej instalacji odsiarczania spalin - IOS IV.

Jednym z podstawowych kierunków strategicznych Grupy jest ukierunkowanie działań zmierzających do zawierania długoterminowych umów na dostawy węgla kamiennego, łącznie z planowanym zwiększeniem mocy wytwórczych.

Zamiarem Grupy jest inwestowanie w projekty farm wiatrowych, biogazowni rolniczych i elektrowni biogazowych, już rozpoczętych, o różnym stopniu zaawansowania poprzez przejmowanie istniejących podmiotów lub inwestowanie we współpracy z podmiotami zewnętrznymi. Ponadto w najbliższych latach planuje się kontynuację modernizacji ciepłowni oraz elektrociepłowni. Nabyte ciepłownie będą przekształcane w elektrociepłownie, w tym również w opalane biomasą, które będą wytwarzać energię elektryczną i ciepłą w kogeneracji, co umożliwi uzyskanie dodatkowych świadectw pochodzenia energii.

Niezbędne dla realizacji strategii Grupy i jej rozwoju są środki pieniężne. Spółka zakłada, iż przeznaczy łącznie ok. 18,7 mld zł na inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne (ok. 39,4 % łącznych nakładów inwestycyjnych), w dystrybucję (ok. 34,4 % łącznych nakładów inwestycyjnych) oraz w odnawialne źródła energii i wytwarzanie w kogeneracji (ok. 26,2 % łącznych nakładów inwestycyjnych).

W obszarze wytwarzania konwencjonalnego głównym celem Grupy jest wybudowanie nowego bloku opalanego węglem kamiennym o mocy 1000 MW w Elektrowni Kozienice (średni koszt budowy 1 MW na poziomie 1,3 mln EUR), którego rozruch planowany jest w 2016 r. Jednocześnie z budową nowego bloku prowadzone będą modernizacje pozostałych bloków 200 i 500 MW funkcjonujących w tej Elektrowni. Trwają również analizy w zakresie przygotowania budowy drugiego bloku o mocy 1000 MW.

W obszarze dystrybucji planowane są prace inwestycyjne i modernizacyjne infrastruktury sieciowej i niezbędnego wyposażenia w związku ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną oraz koniecznością przyłączenia odnawialnych źródeł energii (w 2010 r. nakłady inwestycyjne wyniosą ok. 575 mln zł). Nakłady inwestycyjne na inwestycje sieciowe wzrosły w 2009 r. w stosunku do 2008 r. o 17 % (biorąc po uwagę wykonanie planu inwestycyjnego), natomiast w 2010 r. o 30 %.

W obszarze dotyczącym odnawialnych źródeł energii elektrycznej i ciepłej po weryfikacji Spółka planuje rozbudowę mocy wiatrowych, osiągając do 2020 r. 250-350 MW mocy zainstalowanej. Podjęto także decyzje o realizacji inwestycji w moce biogazowe, planując osiągnięcie w tym obszarze mocy ok. 40-60 MW w 2020 r. W 2009 r. Spółka przeprowadziła pełną procedurę przygotowawczą do zakupu pierwszej elektrowni biogazowej w Liszkowie o mocy 2,12 MW - zakup sfinalizowano w styczniu 2010 r. W 2011 r. Enea planuje nabyć bioelektrownie biogazowe o łącznej mocy 5 MW.

Możliwe jest zwiększenie bazowego programu inwestycyjnego o dodatkowe inwestycje w wytwarzanie konwencjonalne w kwocie ok. 1,3 mld EUR. Ponadto Zarząd nie wyklucza inwestycji związanej z budową elektrowni atomowej o mocy około 1600 MW - dodatkowe nakłady mogą wynieść około 14,4 mld zł. (9,4 mld zł. do 2020 r.).

Enea nie będzie w stanie z własnych środków zrealizować założonego, nawet minimalnego planu rozwojowego na lata 2010-2020, zakładającego potrzeby inwestycyjne na poziomie ok. 18,7 mld zł, stąd kluczowym jest pozyskanie zewnętrznych źródeł współfinansowania planowanych inwestycji.

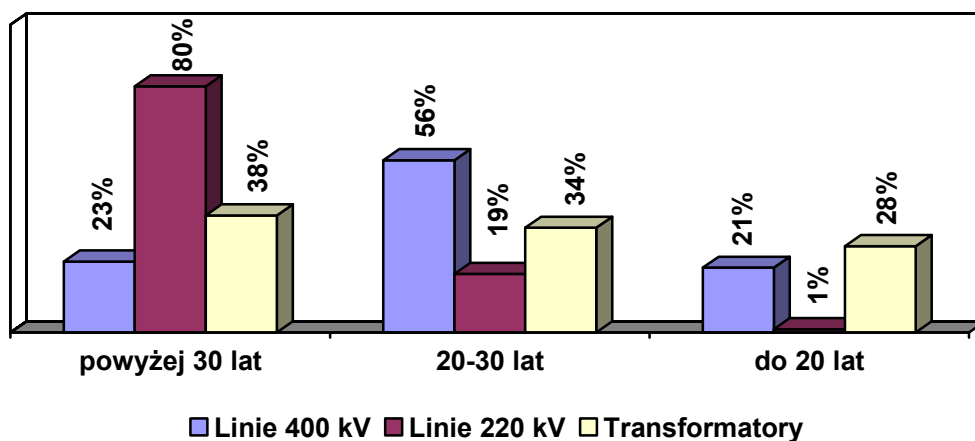
Przesył energii elektrycznej

Krajową Sieć Przesyłową, przesyłającą energię elektryczną ze źródeł wytwarzania do miejsc odbioru, tworzą 74 linie 400 kV, 171 linii 220 kV (o łącznej długości ponad 13 tys.

km) oraz 99 stacji elektroenergetycznych zasilających sieci operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców przemysłowych.

Majątek sieci przesyłowych elektroenergetycznych jest zaawansowany wiekowo. Starszych niż 30 lat jest 80 % linii o napięciu 220 kV, 23 % linii o napięciu 400 kV i 38 % transformatorów. W przedziale wiekowym 20-30 lat znajduje się 19 % linii 220 kV, 56 % linii 400 kV i 34 % transformatorów. Młodszych niż 20 lat natomiast jest 1% linii o napięciu 200 kV, 21 % linii o napięciu 400 kV i 28 % transformatorów.

Rysunek 3. Struktura wiekowa infrastruktury przesyłowej.



Źródło: URE.

W ramach statutowej działalności PSE Operator prowadzi eksploatację, w tym remonty urządzeń stanowiących majątek sieci przesyłowej w celu wywiązania się z obowiązku utrzymania dyspozycyjności elementów składowych sieci przesyłowej na poziomie zapewniającym wymaganą niezawodność dostaw energii elektrycznej. W latach 2007-2009 i trzech kwartałach 2010 r. dotrzymana została wymagana dyspozycyjność. Było to możliwe w efekcie zrealizowanych zadań eksploatacyjnych, w tym remontowych.

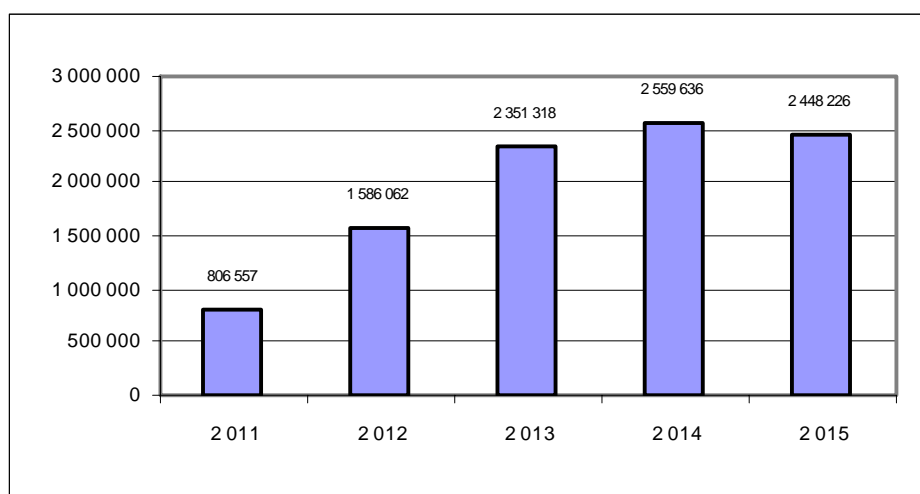
Za linie wyeksploatowane uważa się linie, które osiągnęły wiek, co najmniej 40 lat i jednocześnie zaprojektowane na tzw. „oszczędnościowych” konstrukcjach wsporczych - stanowią one 30 % liczby linii ogółem. W aktualnym stanie rozwoju sieci nie ma możliwości dokonania odnowy tych linii z powodu procedur formalno-prawnych oraz braku możliwości wyłączenia linii z ruchu na dłuższy czas. Modernizacja tych linii polega praktycznie na budowie nowych linii po trasie istniejących. Wykonywane są natomiast na bieżąco zabiegi eksploatacyjne, mające na celu przedłużenie czasu ich życia.

Przejmując na swój majątek obiekty sieci przesyłowej PSE Operator podjął szereg działań, mających na celu wyeliminowanie z pracy urządzeń (i aparatury) uznanych za awaryjne. Programy poprawy stanu technicznego sieci przesyłowej, czy też eliminacji zagrożeń znajdują się na różnych etapach realizacji. Programy wymiany aparatury, budowa systemu monitorowania jakości energii elektrycznej, program wymiany izolatorów przepustowych na transformatorach, zmiany organizacyjne (Centrum Nadzoru, Zespoły Eksploatacyjne) są programami, których wdrożenie nastąpiło w 2010 r., lub też zostały przygotowane do realizacji w 2010 r. Pozostałe, tj. program wymiany awaryjnej izolacji typu VKLS i VKLF, program wymiany i instalacji transformatorów, program instalacji systemów zdalnego sterowania i nadzoru są kontynuacją z lat poprzednich.

W sierpniu 2009 r. został opracowany projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2010-2025, natomiast w październiku 2010 r. została opracowana aktualizacja tego planu. Obydwa dokumenty zostały przekazane do uzgodnienia do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki - dotychczas tylko projekt planu z 2009 r. został uzgodniony.

Planowane przez PSE Operator nakłady na inwestycje w latach 2011-2015 wynoszą ok. 9,8 mld zł.

Rysunek 4. Rozkład planowanych nakładów inwestycyjnych [mln zł].



Źródło: PSE Operator S.A.

Największa grupa nakładów (blisko 40 %) wynika z przyłączeń i wyprowadzeń mocy z nowych źródeł wytwórczych. Po 30 % nakładów alokowano w kategoriach bezpieczeństwa

pracy sieci i budowy połączeń transgranicznych. Struktura nakładów inwestycyjnych jest zgodna z realizowaną strategią Spółki.

Zrealizowanie zamierzeń ujętych w planie rozwoju sieci przesyłowej wymaga pozyskania przez PSE Operator zewnętrznych źródeł finansowania. Dla uwiarygodnienia stabilnej sytuacji finansowej Spółki, wymaganej w trakcie negocjacji z bankami lub inwestorami warunków pozyskania finansowania zewnętrznego, niezbędne jest uzgodnienie planu rozwoju sieci przesyłowej przynajmniej w okresie pięcioletnim.

Kontynuacja dalszej rozbudowy sieci przesyłowej po 2015 r. związana będzie z inwestycjami, których sumaryczne wielkości wynoszą:

- lata 2016-2020 – 7,6 mld zł,
- lata 2021-2025 – 5,3 mld zł.

Razem w trzech okresach planistycznych, obejmujących okres 2011-2025, poziom planowanych nakładów na rozbudowę sieci przesyłowej szacuje się w wysokości ponad 22,6 mld zł.

Wzrost nakładów na modernizację i rozwój sieci przesyłowej będzie miał wpływ na wzrost kosztów stanowiących podstawę kalkulacji taryfy PSE Operator w kolejnych latach.

W związku z koniecznością sfinansowania zwiększonych nakładów inwestycyjnych zwiększeniu ulegną takie pozycje kosztowe, jak zwrot z zaangażowanego kapitału w działalność przesyłową oraz wielkość amortyzacji majątku przesyłowego (po przekazywaniu zrealizowanych inwestycji do użytkowania). Ponadto zwiększenie wielkości majątku przesyłowego spowoduje wzrost kosztów związanych z jego obsługą, tj. m.in. kosztów podatków od nieruchomości energetycznych i kosztów operacyjnych (w tym kosztów remontów i eksploatacji majątku).

Szacuje się, iż realizacja w najbliższych 5 latach nakładów inwestycyjnych w wysokości wynikającej z Aktualizacji Projektu Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej będzie skutkowałą wzrostem średniej stawki opłat za świadczone usługi przesyłania w wysokości ok. 8 % rok do roku w kolejnych latach w ujęciu nominalnym (tj. o ok. 5,7 % w ujęciu realnym). Przełoży się to na wzrost średniej ceny dostarczania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym do wszystkich odbiorców końcowych (wnoszących opłatę jakościową) średnio o ok. 2,0 zł/MWh w kolejnych latach, licząc rok do roku.

Powyższe wielkości wyznaczono bez uwzględniania w kalkulacji średniej opłaty taryfowej PSE Operator z przychodów uzyskiwanych z tytułu opłaty przejściowej, ponieważ

opłata ta nie jest bezpośrednio związana ze świadczeniem usług przesyłania, lecz z rozwiązaniem kontraktów długoterminowych. W przypadku uwzględnienia przychodów z tej opłaty taryfowej w kalkulacji średniej opłaty taryfowej PSE Operator, opłata ta do 2015 r. ulegnie zmniejszeniu w stosunku do opłaty skalkulowanej dla 2011 r. o ok. 0,4 zł/MWh, tj. o ok. 1 % (na skutek zmniejszenia w kolejnych latach kosztów przenoszonych przez opłatę przejściową).

Wśród strategicznych projektów PSE Operator, wpływających na poprawę bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej dla odbiorców, jest rozbudowa połączeń transgranicznych na przekroju asynchronicznym i synchronicznym:

przekrój asynchroniczny:

- budowa połączenia Polska-Litwa, która obejmuje budowę 2-torowej linii 400 kV Ełk-Alytus wraz z niezbędną rozbudową polskiego i litewskiego systemu przesyłowego. Wymiana mocy odbywać się będzie poprzez wstawki prądu stałego, ustawione po stronie litewskiej w stacji Alytus. Uruchomienie połączenia planowane jest w 2015 r., a stworzenie warunków dla docelowych wielkości wymian mocy planowane jest ok. 2020 r.
- ponowne uruchomienie połączenia Polska-Ukraina na napięciu 750 kV. Rozpatrywane są dwa warianty współpracy: poprzez wstawki prądu stałego o mocy 2×600 MW ustawione na terenie stacji Rzeszów lub w postaci pracy równoległej systemu Ukrainy z europejskim systemem ENTSOE. Uruchomienie połączenia planowane jest najwcześniej od 2015 r.
- budowa połączenia Polska-Białoruś, która obejmuje budowę 2-torowej linii 400 kV Narew-Roś ze wstawką prądu stałego, ustawioną po stronie białoruskiej w stacji Roś. Przy budowie nowej linii wykorzystany zostanie korytarz nieczynnej linii 220 kV Białystok-Roś. Uruchomienie połączenia planowane jest najwcześniej od 2015 r.

przekrój synchroniczny:

- budowa przesuwników fazowych na istniejących połączeniach Polska-Niemcy wraz z przełączeniem linii Krajnik-Vierraden na napięcie znamionowe 400 kV. Uruchomienie przesuwników fazowych zaplanowane jest na 2014 r.
- budowa trzeciego połączenia Polska-Niemcy obejmuje budowę 2-torowej linii 400 kV, łączącej stację w zachodniej części KSE ze stacją Eisenhüttenstadt po stronie niemieckiej. Uruchomienie połączenia planowane jest najwcześniej od 2020 r.

Zrealizowanie zamierzeń i zadań ujętych w planach PSE Operator w wyniku budowy nowych linii zwiększy długość torów linii 400 kV o 1 471 km, linii 220 kV o 122,5 km, natomiast w wyniku modernizacji poprawie ulegnie stan techniczny 187 km torów linii 400 kV i 629 km torów linii 220 kV.

Zwiększy się również jakość transformacji mocy z sieci:

- 400 kV do sieci 110 kV o 10 030 MVA,
- 400 kV do sieci 220 kV o 3 500 MVA,
- 220 kV do sieci 110 kV o 6 920 MVA.

W sumie nastąpi poprawa jakości transformacji z sieci przesyłowej do sieci dystrybucyjnej w wymiarze ponad 17 000 MW oraz możliwe będzie przyłączenie i wyprowadzenie ok. 19 000 MW mocy z nowych źródeł wytwórczych, planowanych do budowy w latach 2011-2025.

Energetyka jądrowa

Według rekomendacji Międzynarodowej Agencji Energii Atomowej, wprowadzenie energetyki jądrowej wymaga od 10 do 15 lat prac przygotowawczych, włączając w to samą budowę pierwszej elektrowni. Czas ten jest uzależniony od poziomu rozwoju danego kraju. W przypadku Polski dla wdrożenia energetyki jądrowej konieczna jest budowa prawie całej infrastruktury technicznej dla rozwoju i funkcjonowania energetyki jądrowej (prawnej, organizacyjnej, instytucjonalnej, zaplecza naukowo-badawczego, systemu szkolenia kadr).

Mając na uwadze sytuację polskiej energetyki, Rada Ministrów podjęła szereg działań związanych z rozwojem w Polsce energetyki jądrowej:

1. w dniu 13 stycznia 2009 r. podjęła uchwałę w *sprawie działań podejmowanych w zakresie rozwoju energetyki jądrowej*. Zgodnie z tą uchwałą zostaną w Polsce wybudowane co najmniej dwie elektrownie jądrowe i przynajmniej jedna z nich powinna zacząć działać do 2020 r. Za budowę tych dwóch elektrowni jądrowych odpowiedzialna jest spółka PGE.
2. w dniu 12 maja 2009 r. przyjęła rozporządzenie w sprawie ustanowienia Pełnomocnika Rządu do spraw Polskiej Energetyki Jądrowej.
3. w dniu 19 maja 2009 r. powołany został Pełnomocnik Rządu ds. Polskiej Energetyki Jądrowej jako podsekretarz stanu w Ministerstwie Gospodarki. Realizuje zadania w zakresie rozwoju i wdrażania energetyki jądrowej. Do jego zadań należy m.in. przygotowanie i przedstawienie Radzie Ministrów projektu *Programu polskiej energetyki*

jądrowej. Inicjuje on, koordynuje i monitoruje realizację działań na rzecz przygotowania otoczenia regulacyjnego i instytucjonalnego, koniecznych dla uruchomienia Programu oraz przygotowania i budowy obiektów jądrowych.

Został już przygotowany projekt *Programu Polskiej Energetyki Jądrowej*. Program powinien zostać zaakceptowany przez Radę Ministrów do końca 2010 r.

Program przedstawia informacje na temat działań realizowanych do 2030 r., koniecznych do wprowadzenia w Polsce energetyki jądrowej. Działania te zostały przedstawione w rozbiciu na pięć etapów:

- opracowanie i przyjęcie przez Radę Ministrów *Programu polskiej energetyki jądrowej* oraz uchwalenie i wejście w życie przepisów prawnych niezbędnych dla rozwoju i funkcjonowania energetyki jądrowej (do 30.06.2011 r.),
- ustalenie lokalizacji i zawarcie kontraktu na budowę pierwszej elektrowni jądrowej (1.07.2011 r. - 31.12.2013 r.),
- wykonanie projektu technicznego i uzyskanie wymaganych prawem uzgodnień (1.01.2014 r. - 31.12.2015 r.),
- pozwolenie na budowę i budowa pierwszego bloku pierwszej elektrowni jądrowej, rozpoczęcie budowy kolejnych bloków/elektrowni (1.01.2016 r. -31.12.2020 r.),
- kontynuacja i rozpoczęcie budowy kolejnych bloków/elektrowni jądrowych (1.01.2021 r. - 31.12.2030 r.).

Zgodnie z *Programem* pierwszy reaktor powinien być podłączony do sieci w 2020 r., a moc polskich elektrowni jądrowych w 2030 r. wyniesie ok. 6 000 MW.

Gaz ziemny

Kluczowym elementem z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego dla polskiego rynku gazu ziemnego jest rozbudowa infrastruktury, przede wszystkim zwiększenie pojemności czynnej podziemnych magazynów gazu ziemnego, ciągła rozbudowa systemu przesyłowego i dystrybucyjnego oraz zwiększanie wydobycia krajowego.

Rozbudowanie połączeń międzysystemowych umożliwi zdywersyfikowanie dostaw gazu ziemnego do Polski z różnych kierunków i od różnych dostawców. W ramach tych działań wykonywane są następujące projekty infrastrukturalne, z których część kosztów pokrywana jest z unijnych programów wsparcia:

- budowa i rozbudowa podziemnych magazynów gazu ziemnego, których orientacyjne koszty realizacji to ok. 2,79 mld zł, z czego spodziewane dofinansowanie ze środków UE w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (POIiŚ) może wynieść ok. 673,49 mln zł,
- budowa połączenia z Niemcami w rejonie Lasowa – koszty całkowite to ok. 115,24 mln zł (28,81 mln Euro), z czego przewidziane jest dofinansowanie w ramach Europejskiego Planu Naprawy Gospodarczej (EERP) w wysokości nieprzekraczającej 561,62 mln zł (14,405 mln Euro),
- budowa połączenia z Czechami w okolicy Cieszyna, którego orientacyjne koszty realizacji wyniosą ok. 112 mln zł (28 mln Euro), z czego ok. 56 mln zł (14 mln Euro) to dofinansowanie przewidziane w ramach EERP,
- budowa terminalu regazyfikacyjnego skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu – gdzie zbilansowane szacunkowe koszty projektu to ok. 4 mld zł (997, 69 mln Euro). W ramach programu POIiŚ planowane jest wsparcie dla budowy terminala z szacunkową kwotą wsparcia wynoszącą ok. 456,00 mln zł (114 mln Euro). Równocześnie projekt ten otrzymał wsparcie w ramach (EERP) w wysokości ok. 320 mln zł (80 mln Euro).
- budowa i rozbudowa systemu przesyłowego – orientacyjne koszty realizacji projektów w tym zakresie, znajdujących się na liście podstawowej i rezerwowej POIiŚ wyniesie ok. 4,19 mld Euro, z czego przewiduje się dofinansowanie unijne w wielkości 1,03 mld Euro.

W ramach programu *European Energy Programme for Recovery* (EERP) Komisja Europejska przyznała również wsparcie projektowi *Scanled/Balic Pipe*, w którego zakresie znajduje się budowa gazociągu Świnoujście-Szczecin oraz budowa tłoczni w Goleniowie. Decyzją KE projekt otrzymał dofinansowanie w wysokości 50 mln Euro.

W maju 2010 r. w ramach TEN-E Komisja Europejska przyznała dofinansowanie na przeprowadzenie badań związanych z fazą przedinwestycyjną dla gazociągu bałtyckiego (Balic Pipe) łączącego Polskę z Danią (1,12 mln Euro). Jest to już drugie wsparcie prac przygotowawczych dla tego projektu (pierwsze w wysokości 3,19 mln Euro).

W ramach tegorocznego programu TEN-E projekt budowy połączenia gazowego Polska-Litwa jest w trakcie konsultacji. Komitet finansowania TEN-E wstępnie pozytywnie zaopiniował wniosek tego projektu złożony przez Gaz-System i AB Lietuvos Dujos.

Ropa naftowa

Polska jako członek Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) jest zobowiązana do utrzymywania zapasów ropy naftowej odpowiadającym 90 dniom dziennej konsumpcji ropy naftowej i paliw. Poprzez członkostwo w tej organizacji Polska uczestniczy w mechanizmie reagowania kryzysowego, który polega ogólnie na jednoczesnym uruchomieniu przez państwa członkowskie MAE swoich zapasów w sytuacjach kryzysowych. Polska może zatem w momencie zakłócenia dostaw ropy naftowej skorzystać z pomocy innych państw członkowskich w uzupełnieniu niedoborów paliw.

Niezwykle istotne znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Polski ma terminal naftowy, należący do przedsiębiorstwa Naftoport Sp. z o.o., który zajmuje się przeladunkiem ropy naftowej i produktów ropopochodnych w porcie gdańskim. Funkcjonowanie terminalu daje podstawy do zapewnienia stabilnych dostaw ropy naftowej, również w sytuacji nieprzewidzianego, krótkoterminowego wstrzymania importu z kierunku wschodniego.

W kontekście zróżnicowania struktury dostaw ropy naftowej, kluczowym projektem jest ropociąg Odessa-Brody-Płock-Gdańsk. Celem planowanej magistrali jest połączenie zasobnego w surowce energetyczne Morza Kaspijskiego z Morzem Bałtyckim.

Dodatkowo Rząd konstituując wysiłki zmierzające do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego państwa, wspiera spółki sektora naftowego, których działalność obejmuje segment poszukiwawczo-wydobywczy. Niezwykle przychylnie odnosi się do planów Grupy Lotos, której działalność koncentruje się w basenie Morza Bałtyckiego (działalność operacyjną prowadzi spółka Lotos Petrobaltic) oraz na norweskim szelfie kontynentalnym. Głównym celem prac wydobywczych gdańskiej spółki jest dywersyfikacja dostaw ropy naftowej do rafinerii. W 2007 r. Grupa Lotos powołała przedsiębiorstwo Lotos Exploration and Production Norge AS z siedzibą w Stavanger w Norwegii. Spółka Lotos Norge dokonała w 2008 r. dwóch akwizycji w ramach koncesji wydobywczych. W rezultacie stała się właścicielem 20 % udziałów w koncesji obejmującej złożę Yme na Morzu Północnym. W zakresie segmentu rafineryjnego Rząd wspiera wysiłki Grupy Lotos, która na początku 2011 r. w wyniku prac modernizacyjnych zwiększy moce przerobowe rafinerii w Gdańsku do 10,5 mln ton ropy rocznie (Programu 10+).

Górnictwo

W Polsce polityka Rządu w odniesieniu do górnictwa węgla kamiennego jest ujęta w *Strategii funkcjonowania górnictwa węgla kamiennego w latach 2007-2015* oraz w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku*, która określa, że dla zagwarantowania odpowiedniego stopnia bezpieczeństwa energetycznego zakłada wykorzystanie węgla jako głównego paliwa dla energetyki.

W *Polityce* założono również, że obecny wysoki udział węgla kamiennego w bilansie energetycznym będzie się zmniejszał (z 66,1 mln t obecnie do 64 mln t w 2030 r.), jednak nadal będzie znaczny. Będzie to wynikało z wprowadzenia energetyki jądrowej i rozwoju odnawialnych źródeł energii, w wyniku czego udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej do 2030 r. spadnie z obecnych 91 % do 57 % (w tym na węglu kamiennym z 57 % do 36 %).

Uzależnienie od surowców energetycznych w UE będzie wzrastać, a największy wzrost uzależnienia dotyczyć będzie węgla kamiennego - z 37 % w 2010 r. do 66 % w 2030 r. W przypadku innych surowców energetycznych zależność od importu już jest wysoka i wynosi: ropa naftowa 81%, gaz 61% i w kolejnych latach wzrośnie.

Węgiel na świecie stanowi największe i najbardziej rozpowszechnione źródło energii, a jego pozycja w strukturze światowych zasobów kopalnych nośników energii pierwotnej w przypadku węgla kamiennego i brunatnego wynosi ok. 62 % wszystkich nośników, przy wystarczalności w przypadku węgla kamiennego na ok. 200 lat, a brunatnego – ok. 300 lat.

Światowe wydobycie węgla kamiennego wynosi ponad 5 mld t węgla rocznie, z czego produkcja w UE-27 ok. 150 mln. Polska z rocznym wydobyciem ok. 80 mln t węgla jest największym producentem UE i znajduje się wśród głównym producentów węgla kamiennego na świecie.

Polska posiada znaczne zasoby węgla i w związku z tym jest mniej uzależniona od importu surowców energetycznych niż inne kraje UE-27. Zasoby przemysłowe polskich kopalń wynoszą 4,3 mld t. Wystarczalność zasobów kopalń czynnych i w budowie, wynikająca z planowanych inwestycji dla poszczególnych spółek węglowych, wynosi od 25 do 90 lat. W przypadku Polski największe uzależnienie od importu istnieje w przypadku ropy naftowej, które obecnie kształtuje się na poziomie 94 %, a do 2030 r. tylko nieznacznie spadnie do 91 %, a w przypadku gazu ziemnego wzrośnie odpowiednio z 69 % do 74 %.

W ostatnich latach krajowe wydobycie węgla kamiennego zmniejszyła się (ze 102 mln t w 2001 r. do 77 mln t w 2009 r.). Dla utrzymania wydobycia na wymaganym poziomie niezbędne są inwestycje, które w przypadku górnictwa węgla kamiennego przynoszą efekty z reguły po kilku latach.

Roczna wielkość nakładów na inwestycje w sektorze górnictwa węgla kamiennego wzrosła z 1,2 mld zł w 2004 r. do 2,8 mld zł w 2009 r. Spółki węglowe opracowały lub opracowują strategie działalności, w których określiły swoje potrzeby inwestycyjne.

Według planów techniczno-ekonomicznych spółek węglowych na 2010 r. nakłady inwestycyjne powinny wynieść 2,2 mld zł (bez kopalni Lubelski Węgiel Bogdanka).

W bieżącym roku po raz pierwszy Rząd udzielił pomocy publicznej w formie dofinansowania do inwestycji początkowych w górnictwie węgla kamiennego w wysokości 400 mln zł. Według wszystkich 35 przedstawionych przez przedsiębiorstwa górnicze wniosków, pełna realizacja zgłoszonych o dofinansowanie inwestycji umożliwi zagospodarowanie zasobów węgla w ilości ok. 1,2 mld t., natomiast 24 wnioski, które zostały dofinansowane z budżetu państwa - 0,8 mld t. Planowane nakłady inwestycyjne trzech największych spółek górniczych do 2015 r. wyniosą ok. 15 mld zł.

Źródłami finansowania inwestycji spółek węglowych są przede wszystkim środki własne oraz leasing finansowy. Zakładane znaczne nakłady inwestycyjne sektora, które pozwolą na zabezpieczenia węgla na potrzeby krajowe, wymagają również pozyskania środków zewnętrznych.

Uzyskanie odpowiednich środków finansowych na realizację inwestycji jest możliwe przez prywatyzację przedsiębiorstw górniczych, z uwzględnieniem postanowienia zawartego w *Strategii funkcjonowania górnictwa węgla kamiennego w latach 2007-2015* mówiącego, że sposób i przebieg procesu prywatyzacji powinien gwarantować utrzymanie większościowego pakietu akcji pod kontrolą Skarbu Państwa.

Podsumowanie

W ostatnim okresie dostawy energii elektrycznej do odbiorców nie były zagrożone, co potwierdzają meldunki i raporty przekazywane Ministrowi Gospodarki przez Operatora Systemu Przesyłowego.

Duża koncentracja źródeł wytwórczych w południowej części KSE oraz ich niedobór w części północnej powodują konieczność przesyłania energii na duże odległości. W okresie możliwego deficytu mocy dyspozycyjnej sytuacja ta spowoduje potrzebę uwzględniania jego w zarządzaniu pracą sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Aby uniknąć ryzyka przerw w dostawach energii elektrycznej konieczne jest przyspieszenie procesów inwestycyjnych prowadzonych przez przedsiębiorstwa sieciowe szczególnie w północno-wschodniej oraz północnej części KSE.

Starzejące się moce wytwórcze stanowią jeden z najpoważniejszych problemów KSE. Aby temu zaradzić, w najbliższych latach należy przeznaczyć znaczące ilości środków finansowych na budowę nowych lub modernizację już istniejących urządzeń wytwarzania energii elektrycznej. Podobnie sytuacja kształtuje się w krajowym systemie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.

W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej w okresie do 2015 r., planowanym inwestycjom w nowe moce wytwórcze musi towarzyszyć skoordynowany rozwój inwestycji sieciowych, w tym połączeń międzysystemowych oraz linii przesyłowych, zwiększających możliwości importu energii z innych systemów elektroenergetycznych UE oraz krajów trzecich.

Prowadzone przez elektrownie i elektrociepłownie modernizacje bloków energetycznych, budowa nowych instalacji odsiarczania i odpylania spalin, a także zastosowanie technologii współspalania biomasy z paliwami kopalnymi pozwoliły na ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza, w dużej mierze emisji pyłu i SO₂. Istnieje jednak obawa, że Polska nie wywiąże się z unijnych zobowiązań dotyczących zmniejszenia negatywnego oddziaływania energetyki na środowisko. Konieczne będzie stosowanie nowych rozwiązań technologicznych, w tym czystych technologii węglowych oraz zmiana struktury nośników energii pierwotnej na mniej emisyjne.

W 2008 r. nastąpił wyraźny wzrost cen na hurtowym rynku energii elektrycznej, wskutek wzrostu kosztów wytwarzania, w tym przede wszystkim cen węgla, jak również brakujących uprawnień do emisji CO₂. Wzrost cen energii elektrycznej na rynku hurtowym może także wynikać ze zmienionej struktury przedsiębiorstw energetycznych. Bardzo silnie wzrosły ceny sprzedaży na rynku giełdowym i ukształtowały się na poziomie zbliżonym już do cen na giełdach w innych krajach.

W wyniku wprowadzenie zmian w prawie (rozwiązanie kontraktów długoterminowych, wprowadzenie obowiązku sprzedaży energii elektrycznej hurtowej przez giełdę towarową) nastąpiła poprawa płynności na rynku hurtowym energii elektrycznej.

Mała różnorodność cenowa powodowana utrzymaniem zatwierdzania taryf dla gospodarstw domowych oraz brak aktywności i wiedzy odbiorców, to główne przyczyny niskiego udziału odbiorców korzystających z prawa zakupu energii elektrycznej od dowolnie wybranego sprzedawcy w całej strukturze zakupu energii elektrycznej przez odbiorców końcowych.