

Bezpieczeństwo elektroenergetyczne dla pokoleń

Streszczenie. W artykule przeanalizowano źródła energii pierwotnej, ich wystarczalność i dywersyfikację w skali lokalnej i globalnej, problem dekarbonizacji polskiej elektroenergetyki na tle europejskiej polityki klimatycznej, osiągalność źródeł gazu jako efektywnego paliwa dla energetyki, polski program energetyki jądrowej, bezpieczeństwo zasilania elektrycznych systemów trakcyjnych jako strategicznej alternatywy dla transportu wykorzystującego paliwa płynne, bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych, w tym sieci inteligentnych.

Abstract. The article analyzes the source of primary energy, their sufficiency and diversification in the local and global scale, problem of decarbonization of the Polish energetics against the background of European climate policy, availability of sources of gas as an efficient fuel for energetics, Polish nuclear energy program, the security of supply of electrical traction systems as a strategic alternative to transport using liquid fuels, security of power grids, including smart grids. **Power sources and safety of electrical energy distribution in Poland**

Słowa kluczowe: źródła energii pierwotnej, wystarczalność, dywersyfikacja, bezpieczeństwo elektroenergetyczne.

Keywords: sources of primary energy, sufficiency, diversification, security of electricity.

Artykuł jest pierwszym z planowanej serii sześciu publikacji będących poprawioną i zmodyfikowaną wersją Raportu „Energia Elektryczna Dla Pokoleń” (REEDP), przyjętego 11 kwietnia 2016 r. przez II Kongres Elektryki Polskiej i wspartego wspólną uchwałą XXV Kongresu Techniki Polskiej oraz III Światowego Zjazdu Inżynierów Polskich z 17 czerwca 2016 r. Prace nad REEDP podjęto w grudniu 2014 r. Jest to studium wielopokoleniowej strategii rozwojowej obejmującej problematykę zapewnienia podstaw bezpieczeństwa energetycznego Polski w realiach XXI w.¹ Raport ma charakter ekspercki, a jego adresatami są głównie decydenci polityczni: Prezydent, Sejm i Senat, Premier i Rada Ministrów, właściwe urzędy centralnej administracji państwowej, a nadto właściwe instytucje ze sfery B+R, podmioty gospodarcze i organizacje pozarządowe.

Wprowadzenie

Energia elektryczna warunkuje możliwości rozwoju cywilizacji technicznej, zarówno w skali globalnej jak i lokalnej. Jej powszechna dostępność, niedostatek albo brak, determinują różnicowanie rozwoju cywilizacyjnego społeczności zasiedlających poszczególne obszary ziemi. Dostarczana przez system elektroenergetyczny² najsilniej warunkuje funkcjonowanie nowoczesnego społeczeństwa. Przy obecnych technologiach wytwarzania tej energii, jej główne źródła są nieodnawialne (paliwa kopalne³), tj. są skończone i ulegają wyczerpaniu, a same źródła odnawialne (słoneczne, wiatrowe, wodne) nie będą w stanie

sprostać wzrastającym potrzebom cywilizacyjnym. Zagrożenie kryzysem energetycznym, zarówno lokalne jak i globalne wzrasta tak powoli, że praktycznie nie dociera do świadomości społecznej.

Szybkość wzrostu tego zagrożenia zależy od bardzo wielu czynników: z jednej strony od zasobności i dostępności źródeł energii pierwotnej przetwarzanej na elektryczną i rozwoju źródeł odnawialnych OZE, a z drugiej od wszechstronnego rozwoju dużej liczby możliwych do wyróżnienia szczegółowych dziedzin dyscypliny Elektrotechniki, zwłaszcza technik i technologii wytwarzania, przesyłu, rozdziału, magazynowania i racjonalnego wykorzystania energii elektrycznej. Wzrasta liczba urządzeń wymagających zasilania lub ładowania energią elektryczną, użytkowanych przez odbiorców końcowych. Bardzo istotny jest rozwój energooszczędnych technik i technologii użytkowania energii elektrycznej oraz uświadomienie ludziom konieczności oszczędzania energii i nadchodzących zagrożeń. Wszystko to może tylko spowolnić tempo wzrostu zagrożenia kryzysem, ale go nie eliminuje. Potrzebne są jakościowo nowe rozwiązania.

Opracowywane (nie tylko w Polsce) strategie, programy, założenia i prognozy energetyczne są zazwyczaj nazbyt krótkookresowe (typowo do 2030 r.), z reguły powstają przy założeniu powszechnej dostępności węgla, ropy, gazu ziemnego, paliw jądrowych „wobec dużych zasobów światowych”, których zużywane rezerwy będą się jakoś uzupełniać wskutek bliżej nieokreślonych odkryć zasobów własnych lub na rynkach światowych. Pomijany jest z reguły nader złożony problem wystarczalności i dostępności tych zasobów w skali lokalnej oraz globalnej. Żyjemy więc praktycznie w utrudnym świecie o rzekomo nieograniczonych zasobach po przystępnych cenach, podczas gdy nowe dane, coraz bardziej niepokojące, nie docierają do świadomości społecznej oraz do rządzących i nie wywołują dostatecznej reakcji obronnej w skali lokalnej i globalnej.

Żaden kraj na świecie nie może i nie powinien realizować swej polityki energetycznej w oderwaniu od problemu globalnego kryzysu energetycznego, bo żaden nie przetrwa tego sam. W skali globalnej nie jest istotne, o ile dziesiątek lat będzie się różnił okres destrukcji cywilizacyjnej w poszczególnych krajach lub regionach, ale

¹ Raport został opublikowany w formie książki przez Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictw SEP - COSiW ISBN 978-83-61163-64-0. Dostęp do REEDP i dokumentów związanych: www.sep.com.pl

² System elektroenergetyczny SEE – jeden z głównych podsystemów systemu energetycznego; pozostałe to podsystemy paliw stałych, ciekłych i gazowych. SEE ma silną tendencję integracyjną. Od początku XX w., tj. upowszechniania użytkowania energii elektrycznej, tworzono małe systemy, łączone w coraz większe, aż do krajowych SEE, które obecnie są łączone w transeuropejski system elektroenergetyczny ENTSOE.

³ Paliwa kopalne (geopaliwa, paliwa energetyczne) stałe, płynne i gazowe – wszelkiego rodzaju: węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny; uran (perspektywnie z uwzględnieniem toru jako materiału paliworodnego).

czy ludzkość potrafi i zdąży znaleźć skuteczne metody zażegnania globalnego kryzysu energetycznego. Dotyczy to także Polski. Należy się jednak liczyć z ryzykiem, że solidarność europejska w obliczu głodu energetycznego może okazać się wysoce iluzoryczna.

Sprostanie wyzwaniom cywilizacyjnym w zakresie elektroenergetyki wymaga w skali kraju wszechstronnego współdziałania i strategicznego porozumienia ponad wszelkimi podziałami politycznymi. Tylko na takich zasadach można będzie zbudować w Polsce wielopokoleniową strategię zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju i politykę jej wdrażania, przy możliwie pełnym zrozumieniu i poparciu obywatelskim, a także skutecznie występować na forum międzynarodowym z propozycjami inicjującymi kierunki i metody najpierw oddalania, a w efekcie końcowym wyeliminowania zagrożeń elektroenergetycznych w skali lokalnej i globalnej. Jest to początek trudnej drogi do pokonania jednej z głównych barier antyrozwojowych stojących przed Polską i światem.

Wymaga to odważnych i rozważnych decyzji oraz długoterminowych działań na rzecz poprawy bezpieczeństwa elektroenergetycznego naszego kraju jako członka Unii Europejskiej, zmiany sposobu pojmowania problematyki elektroenergetycznej i szerokiego poparcia dla nowej, wielopokoleniowej strategii energetycznej oraz skutecznej i ciągłej polityki jej wdrażania.

Źródła energii pierwotnej – dywersyfikacja w warunkach polskich⁴

Na przełomie stuleci, w 2000 r., 86,2% energii pierwotnej zużywanej przez ludzkość pochodziło ze źródeł nieodnawialnych, a pozostała część ze źródeł odnawialnych (biomasa – 11%, w tym biogaz; woda – 2,3%; inne razem – 0,5%). Roczne zużycie energii pierwotnej wyniosło wówczas ok. 420 EJ, roczny wzrost potrzeb ok. 2%⁵, a łączna moc generowana przez cywilizację ok. 13 TW⁶ [1].

Glob ziemski jest układem zamkniętym o skończonych rozmiarach. Ma dwa wielkie źródła energii: zewnętrzne – słońce i wewnętrzne – jądro ziemi. Ma skończone zasoby nieodnawialnych geopaliw. Nasza cywilizacja obecnie nie ma skutecznych technologii potrzebnych do wykorzystania wielkich źródeł energii. Ma skuteczne technologie energetyczne potrzebne do wykorzystania geopaliw. Eksploatacja geopaliw wyczerpuje ich rezerwy, proporcjonalnie do szybkości zużywania. Horyzont czasowy prognoz energetycznych, dokonywanych przez międzynarodowe instytucje, to przeważnie 2030 r. Jest to okres zbyt krótki dla prognoz strategicznych o charakterze globalnym. Działania takie nie są racjonalne dla bezpieczeństwa energetycznego świata.

Nieprzekraczalną barierą energetyczną, determinującą racjonalność pozyskiwania geopaliw za pomocą niezbędnych technologii ich wydobycia i przetwarzania, jest energetyczna stopa zwrotu $EROEI = E_r/E_i$. Granicą energetycznej opłacalności jest wartość $EROEI > 1$, tj. energia zawarta w wyprodukowanym geopaliwie musi być większa od energii potrzebnej do jego wyprodukowania. Poniżej tej wartości cena jest bez znaczenia, bo zawsze

⁴ Patrz: Załączniki główne → ZG[1] i ZG[2].

⁵ Globalny wzrost średniorocznego zapotrzebowania energii pierwotnej, prognozowany wg średniej 30-letniej 1970 + 2000 (oszacowanie własne wg danych [47]).

⁶ 1 EJ (eksadżul) = 10^{18} J (trylion J); 1TW (terawat) = 10^{12} W (bilion W); 1 Mb (megabaryłka) = 10^6 (milion b.); 1 Mt (megatona) jw. 1 Mtoe = 1 megatona ekwiwalentu ropy; 1Gb (gigabaryłka) = 10^9 (miliard b.).

⁷ $EROEI = E_r / E_i$ – Energy Returned On Energy Invested - energia zwrócona Er do zainwestowanej Ei.

jest strata energii zamiast jej zysku. Zmniejszanie się EROEI z upływem czasu to efekt wyczerpywania się złóż łatwo dostępnych, wzrostu cen energii i kosztów wydobycia. Pozyskiwanie geopaliw staje się coraz droższe. Gdy stanie się ono nieopłacalne energetycznie, nasza cywilizacja straci swój ekonomiczno–energetyczny napęd i jej rozwój może się gwałtownie załamać.

Zagrożenie kryzysem energetycznym ma charakter globalny, na co składają się zróżnicowane zagrożenia lokalne rozłożone w czasie. Najpierw należy oczekiwać nasilania się kryzysu ropy naftowej, a kolejno gazowego, węglowego i uranowego [2].

Obecnie znane odnawialne źródła energii (OZE) nie są w stanie zastąpić geopaliw, zarówno ze względów techniczno-technologicznych, jak i ekonomicznych. Jednak rozwijanie tych technologii wytwarzania i przetwarzania energii elektrycznej, w połączeniu z rozwojem energooszczędnych technologii użytkowania wszystkich rodzajów energii, jest racjonalnym kierunkiem rozwojowym pozwalającym na zmniejszanie intensywności eksploatacji geopaliw, wydłużenie okresu ich wystarczalności i danie ludzkości więcej czasu na rozwiązanie problemu pułapki energetycznej, w której się znalazła.

Dla kompleksowej oceny zagrożenia globalnym kryzysem energetycznym niezbędne jest łączne oszacowanie wystarczalności wszystkich geopaliw. Wielowariantowe symulacje tego problemu [2] umożliwiły określenie granic okresu wystarczalności geopaliw, liczonego od bazowego 2000 r., za pomocą metod uwzględniających średnioroczną stopę procentową wzrostu zużycia energii pierwotnej (jako % składany albo % liniowy), a porównawczo R/P (zasoby/roczna produkcja). Uwzględniono trzy kategorie zasobów: eksploatacyjne, niekwalifikowane jako eksploatacyjne oraz prognostyczne (wg USGS odpowiednio: reserves, resources, prognostic resources – [3]). Wg jednokowej procedury oszacowano trzy warianty łącznej wystarczalności energii pierwotnej E_p : E_{p1} – dla zasobów uranu w przypadku CPO, gazu, ropy i węgla (kamiennego z brunatnym); E_{p2} – jak E_{p1} oraz hydratów metanu; E_{p3} – jak E_{p2} , ale dla zasobów uranu oraz toru w przypadku CPZ w reaktorach powielających. Spośród uzyskanych wyników, kierując się zasadą przeczności, należy przyjmować wartości najmniejsze, uzyskane dla rocznej stopy wzrostu energii wg danych z minionego trzydziestolecia, jako % składanego. Wówczas warianty wystarczalności łącznej wynoszą:

$E_{p1} - 76 \div 155$ lat, $E_{p2} - 139 \div 205$ lat, $E_{p3} - 176 \div 362$ lata.

Wobec rozbieżności danych do obliczeń należy podkreślić, że powyższe warianty są zgrubnym oszacowaniem, dokładność roczna granic wynika tylko ze sposobu obliczeń, brak danych do określenia strefy ich rozrzutu. Metodykę obliczeń podano w [2, 3] i ZG[1]. Dolne granice przedziałów wystarczalności dotyczą rezerw udokumentowanych z wysokim prawdopodobieństwem $p \geq 95\%$, górne zasobów całkowitych, w tym domniemanych z małym prawdopodobieństwem $p \leq 5\%$, tj. w znacznym stopniu hipotetycznych.

OZE zaspokajają niespełna 9% globalnego zapotrzebowania na energię, z czego prawie 7% to hydroenergetyka. Brak pełnych danych dotyczących roli biomasy w globalnej gospodarce energetycznej. Problem wystarczalności nie dotyczy OZE.

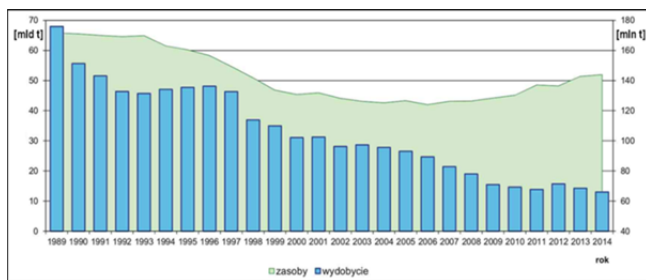
W Polsce zużycie energii pierwotnej w 2014 r. (wg BPSR [4]) wyniosło 95,7 Mtoe (co stanowi 0,7% zużycia światowego), w tym 95,4% pochodziło ze źródeł nieodnawialnych, a ok. 4,6% ze źródeł odnawialnych. Struktura zużycia wg źródeł energii: węgiel → 52,9 Mtoe (55,2%); ropa naftowa → 23,8 Mtoe (24,9%); gaz → 14,7 Mtoe (15,3%); woda → 0,5 Mtoe (0,5%); inne źródła

odnawialne razem → 3,9 Mtoe (4,1%, w tym biomasa 0,7 Mtoe – 0,7%).

Polskie zasoby węgla kamiennych i brunatnych [5], na tle zasobów gazu i ropy, są duże. Natomiast złoża uranu nie są eksploatowane i nic nie wskazuje na to, żeby w dającej się przewidzieć przyszłości ich wydobycie stało się ekonomicznie opłacalne. W efekcie paliwa węglowe są stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego kraju.

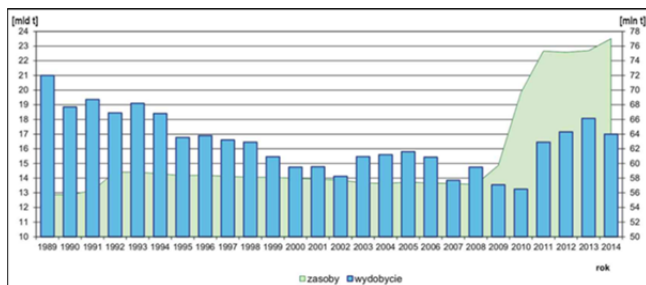
Złoża węgla kamiennego w Polsce występują w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym (GZW), Lubelskim Zagłębiu Węglowym (LZW) i Dolnośląskim Zagłębiu Węglowym (DZW). GZW jest głównym zagłębiem, w którym zlokalizowane są czynniki kopalnie, z wyjątkiem Bogdanki w LZW. Łącznie zasoby prognostyczne węgla kamiennego w Polsce (wg stanu na 31.12.2009 r.) wynosiły 20,04 mld t, a zasoby perspektywiczne 31,65 mld t.

Udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego (stan na 31.12.2014 r.) wynoszą 51,96 mld t (rys. 1), z czego prawie 75% to węgle energetyczne, prawie 25% to węgle koksujące; inne typy węgla to < 2% wszystkich zasobów. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 38,2% zasobów bilansowych i wynoszą 19,85 mld t. W 2014 r. zasoby bilansowe rozpoznane szczegółowo (w kategoriach A, B, C1) wynosiły 21,6 mld t i stanowiły 41,6% udokumentowanych zasobów bilansowych. Zasoby przemysłowe kopalń, ustalone w projektach zagospodarowania złoża, wynoszą 3,76 mld t. Wydobycie węgla kamiennego w 2014 r. wyniosło 65,97 mln t [6].



Rys. 1. Zasoby geologiczne bilansowe (skala lewa) i roczne wydobycie (skala prawa) węgla kamiennego w Polsce w latach 1989 – 2014 [6].

Geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnych w 2014 r. wynosiły 23,51 mld t (rys. 2). Są to głównie węgle energetyczne, z czego ok. 16% stanowią zasoby złóż w rowie poznańskim (złoża: Czempin, Krzywin i Gostyń). Ich potencjalna eksploatacja jest przedmiotem sporów i konfliktów społecznych. Może to poważnie utrudnić zagospodarowanie tych złóż.



Rys. 2. Zasoby geologiczne bilansowe (skala lewa) i roczne wydobycie (skala prawa) węgla brunatnego w Polsce w latach 1989 – 2014 [6].

Geologiczne zasoby bilansowe w złożach zagospodarowanych, eksploatowanych w pięciu kopalniach (Bełchatów, Turów, Adamów, Konin i Sieniawa), wynoszą 1,48 mld t, co stanowi 6,3% geologicznych zasobów bilansowych. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wg

stanu na koniec 2014 r. wynosiły 1,19 mld t. Wydobycie węgla brunatnego w 2014 r. wyniosło 64 mln t [6].

W porównaniu z paliwami węglowymi, stan zasobów gazu ziemnego i ropy naftowej w Polsce stwarza konieczność zaopatrywania się w te surowce za granicą. W 2014 r. stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 129,75 mld m³, a ropy naftowej i kondensatu w kraju wyniósł 23,93 mln t (zasoby bilansowe i pozabilansowe), przy rocznym wydobyciu 5,258 mld m³ gazu [7] oraz 0,92 mln t ropy naftowej i kondensatu ze wszystkich złóż. Największe znaczenie gospodarcze (blisko 74% wydobywalnych zasobów) mają złoża gazu i ropy naftowej występujące na Niżu Polskim. Zasoby złóż polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku to ok. 20% zasobów krajowych, natomiast zasoby złóż karpaccich są na wyczerpaniu [8]. Powyższe wartości dotyczą zasobów zawartych w złożach konwencjonalnych; sprawa złóż niekonwencjonalnych jest opisana poniżej.

Na terytorium Polski nie ma zasobów hydratów metanu. Uwarunkowania prawne eksploatacji złóż na wodach eksterytorialnych nie są odrębnie uregulowane.

OZE w Polsce zaspokajają 4,6% zapotrzebowania na energię (wskaźnik o połowę mniejszy od globalnego).

Makroskopowo oceniając, Polska jest krajem bardzo ubogim pod względem surowców energetycznych. Nie ma zasobów geopaliw wystarczających dla zapewnienia wielopokoleniowego bezpieczeństwa energetycznego [9]. Ropa i gaz z łupków niewiele poprawią sytuację strategiczną. W nieco mniejszym stopniu dotyczy to węgla. W sytuacji Polski prognozowanie lokalnych efektów „peak oil, gas, coal and uranium” jest bezcelowe.

Wystarczalność polskich zasobów trzech głównych paliw kopalnych można oszacować znaną, ale wysoce nieprecyzyjną metodą R/P (tj. ilorazu zasobów oraz rocznej produkcji). O ile w skali globalnej daje ona wyniki do przyjęcia, o tyle w skali lokalnej daje zafałszowany obraz rzeczywistej sytuacji, pomijając import surowców energetycznych. Przykładowo wystarczalność R/P₂₀₁₄ wynosi w Polsce dla:

- węgla (łącznie kamiennego i brunatnego) – 40 lat,
- ropy (z uwzględnieniem kondensatu) – 26 lat,
- gazu (konwencjonalnego) – 25 lat,
- gazu (wszystkich rodzajów) – 119 ÷ 208 lat.

Oczywista nierealność tych wartości dla ropy i gazu wskazuje, jak wadliwa jest metoda definiowania wystarczalności jako R/P.

Bezpieczeństwo energetyczne de facto zależy od możliwości zaspokojenia potrzeb kraju z zasobów własnych, w przypadku długookresowego albo trwałego ograniczenia lub braku możliwości importu geopaliw. Lepiej te możliwości pokazuje wskaźnik wystarczalności R/Z (tj. ilorazu rezerw lub zasobów oraz zużycia rocznego).

Przykładowo dla danych jw. wystarczalność R/Z₂₀₁₄ wynosi w Polsce dla:

- ropy konwencjonalnej – ok. 1 roku,
- ropy łącznie (wszystkich wydobywalnych zasobów) – 10 ÷ 12 lat,
- gazu (konwencjonalnego) – ok. 8 lat,
- gazu łącznie (wszystkich wydobywalnych zasobów) – 38 ÷ 66 lat,
- węgla (łącznie kamiennego i brunatnego) – 40 lat.

Dla węgla wystarczalności R/P oraz R/Z są zbliżone, wydobycie pokrywa zużycie, import i eksport się kompensują (szczegółowa analiza w załączniku ZG[2]).

Konkurencja w wyścigu do źródeł paliw kopalnych będzie gwałtownie wzrastać. W miarę powolnego w skali życia człowieka nasilania się sytuacji kryzysowej, posiadacze strategicznych zasobów geopaliw będą coraz bardziej troszczyć się o swój byt i przetrwanie, a coraz

mniej o dobre interesy ze sprzedaży zasobów dla przetrwania innych. Gdy perspektywnym celem każdego państwa będzie zapewnienie sobie wielopokoleniowego bezpieczeństwa energetycznego, sytuacja może stać się konfliktogenna i niebezpieczna.

Realność strategicznych źródeł zaopatrzenia Polski w ropę naftową i gaz ziemny zależy od kilku uwarunkowań politycznych, ekonomicznych i technicznych, do których należą:

- wielkość rezerw gwarantująca wieloletnią ciągłość dostaw adekwatną do potrzeb,
- lokalizacja geograficzna umożliwiająca transport surowca,
- infrastruktura przesyłowa i jej możliwości rozwojowe (polityczne i ekonomiczne),
- geopolityczna pozycja i ukierunkowanie dostawcy,
- stabilność polityczna i finansowa dostawcy, umożliwiająca zakup surowców,
- polityczne ryzyko blokowania dostaw przez strony trzecie (kraje tranzytowe, terroryzm),
- uwarunkowania rynkowe przy niestabilnej sytuacji ekonomicznej i konkurencji popytowej.

W istniejącej sytuacji, a także w kontekście geograficznego i geopolitycznego usytuowania Polski w Europie, polska strategia i polityka energetyczna powinny stać się główną determinantą naszej polityki gospodarczej oraz zagranicznej.

Dekarbonizacja polskiej elektroenergetyki a europejska polityka klimatyczna

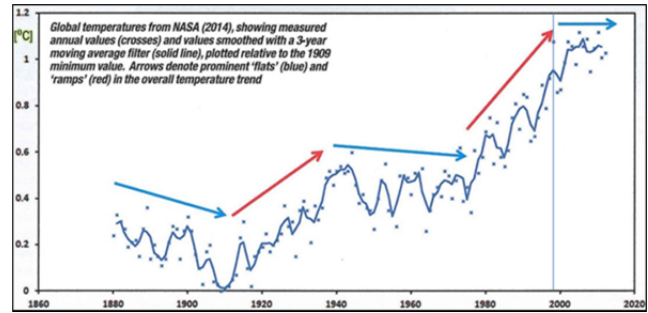
Dekarbonizacja energetyki oznacza stopniowe zastępowanie paliw węglowych przez inne źródła energii. Ocieplenie klimatu jest bowiem powszechnie wiązane z emisją gazów cieplarnianych, zwłaszcza CO₂. Wymaga to dynamicznych i długoterminowych zmian strukturalnych systemu energetycznego. Dekarbonizacja jest tendencją w skali globalnej, ale jej silna ideologizacja wzmaga chęci przyspieszania tego procesu. Na spotkaniu grupy G7 w dniu 10 czerwca 2015 r. uznano, że istnieje konieczność dekarbonizacji gospodarki światowej do 2050 r., aby wzrost średniej temperatury na świecie był poniżej 2°C.

Zaniepokojenie opinii publicznej zmianą klimatu na Ziemi nie bierze pod uwagę faktu, że cechą klimatu naszej planety jest stała zmienność. Komitet Nauk Geologicznych PAN w sposób bardzo wyważony rekapitułuje aktualny stan wiedzy na ten temat w stanowisku z 2009 r. [13]. Komitet m.in. zwraca uwagę na fakt, że okresowy wzrost ilości gazów cieplarnianych w atmosferze, do wartości kilkakrotnie większej niż obecnie, towarzyszył dawniejszym ociepleniom, w tym przed pojawieniem się człowieka na Ziemi. Od 12 tys. lat Ziemia znajduje się w kolejnej fazie cyklicznego ocieplenia i jest w pobliżu jego maksimum. W ubiegłym tysiącleciu, po okresie chłodnym, z końcem XIII w. rozpoczął się okres chłodny trwający do połowy XIX w., po czym znów nastąpiło ocieplenie. Obserwowany dziś przejściowy wzrost globalnej temperatury wynika z naturalnego rytmu zmian klimatu.

Pomimo oczywistego braku globalnego ocieplenia od ponad 15 lat (rys. 3) istnieje konsensus co do zmian klimatu [10], a długoterminowe prognozy wskazują, że ok. 2035 r. wzrośnie szybkość ocieplania związanego z emisją CO₂ [11]. Są nawet prognozy wskazujące na kontynuację globalnego ocieplenia przez następne 1000 lat, także jeśli ustanie emisja gazów cieplarnianych.

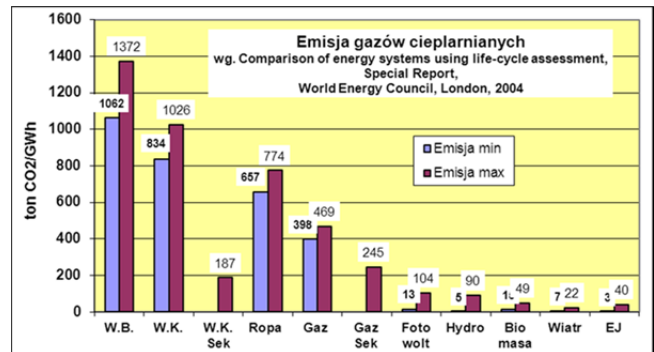
Tłumaczenie złożonych zjawisk przyrodniczych wg jednostronnych obserwacji, bez uwzględniania wielości czynników decydujących o konkretnych procesach w geosystemie, prowadzi z reguły do nadmiernych uproszczeń i błędnych wniosków. Konsekwencją mogą być

błędne decyzje polityczne, podjęte na podstawie niekompletnych danych.



Rys. 3. Średnia temperatura światowa (w °C) względem minimalnej wartości stwierdzonej w 1909 r. (wg [11], na podstawie bazy danych NASA, dostępnych online – zob. [12]).

Głównym niskoemisyjnym źródłem energii elektrycznej zapewniającym stabilne zasilanie odbiorców jest energetyka jądrowa. Stwierdziły to Światowa Rada Energetyczna [14] (rys. 4), czy też Parlament Europejski w swej uchwale z 2007 r. [15] i późniejszej rezolucji⁸, a także inne analizy [16], [17].



Rys. 4. Zestawienie emisji gazów cieplarnianych przez różne źródła energii elektrycznej, wg danych Światowej Rady Energetycznej [14]. W.B. – węgiel brunatny, W.K. – węgiel kamienny, Sek – z sekwestracją spalin; wartości dla EJ: minimalna – przy wzbogacaniu wirówkowym, maksymalna – przy dyfuzyjnym.

Jak wykazała analiza McKinseya [16] budowa elektrowni jądrowych jest najtańszym środkiem redukcji emisji przy wytwarzaniu energii elektrycznej (rys. 5).



Rys. 5. Koszty redukcji emisji CO₂ w Polsce. Wykres opracowała firma McKinsey [16].

⁸ Wobec rezolucji paryskiego szczytu COP21 o redukcji CO₂, PE w rezolucji „European Parliament resolution of 15 Dec. 2015 on Towards a European Energy Union” podkreślił znaczenie EJ i wezwał KE do stworzenia warunków do budowy nowych EJ w UE jako źródła niskoemisyjnego (obok OZE, gazu i węgla z CCS).

Zbudowanie w Polsce elektrowni jądrowych o łącznej mocy 6000 MWe, które będą wytwarzały rocznie 47 TWh energii elektrycznej, pozwoli uniknąć spalania 18 mln ton węgla, a więc emisji 66 mln ton CO₂ rocznie. W tej sytuacji decyzja o budowie elektrowni jądrowych w naszym kraju jest działaniem w pełni uzasadnionym.

Osiągalne źródła gazu jako efektywnego paliwa dla energetyki

Z geologicznego punktu widzenia wyróżnia się konwencjonalne i niekonwencjonalne złoża gazu. Złoża konwencjonalne to naturalne nagromadzenia gazu uformowane w wyniku wyporu hydrostatycznego i ograniczone rozmiarami tzw. pułapki węglowodorów⁹. Złoża niekonwencjonalne nie zostały tak uformowane i mają duże rozprzestrzenienie lateralne, niezależne od pułapki [18]. Niekonwencjonalne złoża węglowodorów występują w skałach o niskiej porowatości i bardzo niskiej przepuszczalności. Mają one duże zasoby i mały współczynnik wydobywania gazu ze złoża. Są trzy główne typy złóż niekonwencjonalnych: tzw. gaz zamknięty bądź uwięziony (tight gas), gaz łupkowy (shale gas) i metan z pokładów węgla kamiennego (coal bed methane).

Głównym regionem występowania złóż gazu ziemnego w kraju (69% wydobywalnych zasobów) jest Niż Polski. Niewielkie zasoby gazu są również na przedgórzu Karpat (26%), a także w małych złożach na obszarze Karpat. W polskiej strefie ekonomicznej Bałtyku gaz ziemny występuje w kilku złożach, w tym towarzysząc ropie naftowej. Zasoby strefy morskiej Bałtyku (4% zasobów krajowych) oraz Karpat (1,0%) mają rolę podrzędną. W 2014 r. stan wydobywalnych zasobów gazu ziemnego wynosił 129,75 mld m³ (zasoby bilansowe i pozabilansowe), w tym udział zasobów wydobywalnych ze złóż zagospodarowanych wynosił 82%. Zasoby przemysłowe gazu ziemnego w 2014 r. wynosiły 57,30 mld m³, przy wydobywaniu w tymże roku 5,258 mld m³ [19].

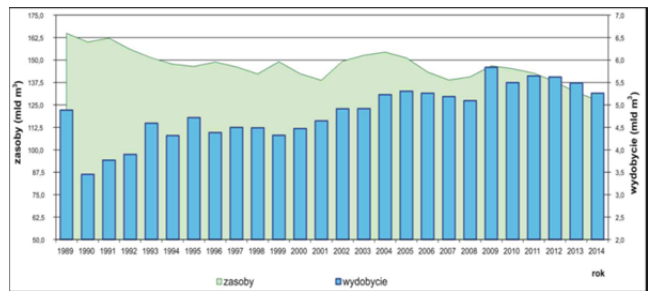
Powyższe wartości dotyczą zasobów gazu zawartych w złożach konwencjonalnych.

Istnieją obecnie nieokreślone możliwości dalszych odkryć zasobów gazu na Niżu Polskim i przedgórzu Karpat, a zwłaszcza w słabo rozpoznanej strefie gazonośnej w środkowej Polsce, gdzie występują duże dysproporcje między zasobami prognostycznymi a udokumentowanymi [20]. Znacząca część różnych zasobów gazu może być zakumulowana w głębokiej, centralnej części basenu czerwonego spągowca, więc możliwe jest tam odkrycie także złóż konwencjonalnych. Zapewniłoby to ew. wzrost zasobów gazu. Szansa znaczącego wzrostu wydobywania gazu konwencjonalnego jest jednak obecnie niewielka. Realne jest utrzymanie obecnego poziomu wydobywania i ew. jego umiarkowany wzrost, porównywalny do tendencji w ciągu minionego ćwierćwiecza (rys. 6). Tym samym rola krajowej bazy konwencjonalnego gazu ziemnego jest i pozostanie uzupełniająca względem polskich potrzeb.

Wydobycie gazu ziemnego w Polsce – podobnie jak na świecie - w ostatnich latach podlega stosunkowo niewielkim wahaniom, chociaż w poszczególnych regionach świata sytuacja jest zróżnicowana. W Europie wydobywanie gazu zmniejsza się, również w krajach b. ZSRR obserwuje się niewielki spadek produkcji, natomiast znaczny wzrost wydobywania nastąpił na Bliskim Wschodzie, w tym zwłaszcza w Katarze [21].

W Polsce postępuje ubytek zasobów gazu (rys. 6).

⁹ Wypukła ku górze forma zbudowana ze skał zbiornikowych o wysokiej porowatości, ograniczona od góry formacjami uszczelniającymi (ang. seal); dochodzi w niej do rozdzielenia wody, ropy naftowej i gazu ziemnego.

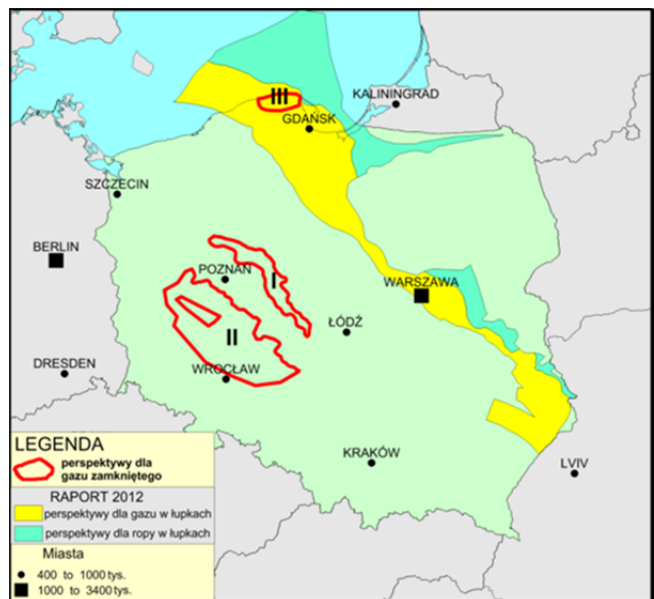


Rys. 6. Zasoby wydobywalne i wydobywanie gazu konwencjonalnego w Polsce, 1989-2014 [19].

Obecnie brak jest ograniczeń dostępności gazu ziemnego na globalnych rynkach [22]. Nie wiadomo jednak jak długo ten stan się utrzyma.

W przypadku gazu ze źródeł niekonwencjonalnych stopień niepewności jest dość wysoki, zwłaszcza w przypadku gazu z formacji łupkowych w Polsce. Zasadniczym problemem dotyczącym udostępnienia złoża i późniejszej jego eksploatacji będą przede wszystkim koszty, a unikatowe cechy tego typu złóż, w tym bardzo złożony proces ich eksploatacji w porównaniu do złóż konwencjonalnych [22] powodują, że ich udostępnianie jest trudne i obarczone dużym ryzykiem.

Prognostyczne zasoby gazu zamkniętego w Polsce prawdopodobnie znacznie przewyższają wartości podane we wstępnym raporcie PIG-PIB [23], dotyczącym oceny prognostycznych zasobów gazu zamkniętego w wybranych zwiężłych kompleksach zbiornikowych (rys. 7).



Rys. 7. Obszary perspektywiczne dla występowania gazu zamkniętego w Polsce [23] oraz gazu i ropy w łupkach [24].

Wg raportu [23], prawdopodobna ilość prognostycznych zasobów geologicznych gazu zamkniętego na ww. obszarach to 1528 ÷ 1995 mld m³, a zasoby technicznie wydobywalne można oszacować dla współczynnika wydobywania 5 ÷ 15% (średnio 10%) dla każdego z rejonów.

Nadzieje na gaz łupkowy są związane ze złożami w basenach sedymentacyjnych na kratonie wschodnioeuropejskim [25], [26].

Na obecnym poziomie rozpoznania tych łupków stwierdzono kilka cech zwiększających ryzyko poszukiwań. Należą do nich: niewielka liczba konwencjonalnych złóż węglowodorów oraz ich niewielkie zasoby; relatywnie mała (w stosunku do typowych formacji łupków gazonośnych na

świecie) średnia zawartość substancji organicznych i niższy stopień dojrzałości termicznej w strefach o optymalnej głębokości pograżenia, a także ryzyko występowania dużej zawartości azotu w gazie [26].

Obliczenia łącznych zasobów wydobywalnych gazu ziemnego dla lądowej i szelfowej części basenu (rys. 7) mieszczą się w zakresie 37,9 ÷ 1919,7 mld m³. Skrajne wartości cechują się bardzo niskim prawdopodobieństwem, a najbardziej prawdopodobne zasoby są szacowane w granicach 346,1 ÷ 767,9 mld m³.

Zasadność poszukiwania gazu z łupków zależy przede wszystkim od opłacalności przyszłego wydobycia gazu, determinowanej przez trzy czynniki: całkowite zasoby przemysłowe gazu, wydajność produkcji gazu z poszczególnych otworów oraz koszty operacyjne (głównie wierceń eksploatacyjnych).

Przy najbardziej prawdopodobnej wartości SCW¹⁰ [23] ok. 11,3 mln m³/otwór i obecnym koszcie wiercenia 30 ÷ 50 mln zł, koszt jednostkowy wydobytego gazu przekroczyłby wartość 2,6 ÷ 4,4 zł/m³, bez uwzględniania kosztów infrastruktury powierzchniowej i przesyłowej. Warunkiem koniecznym dla zapewnienia konkurencyjności gazu wydobywanego z formacji łupkowych jest więc radykalne obniżenie kosztów wierceń, co jest trudne, ale technicznie możliwe [27].

Oprócz wspomnianych uwarunkowań ekonomicznych należy brać pod uwagę inne bariery na drodze do sukcesu poszukiwawczego, takie jak: zmienność i niejasność przepisów prawa, niedostateczna liberalizacja rynku gazu, trudności przy transferze technologii z USA, ograniczenia dostępności lokalizacji wierceń, protekcjonizm krajowego rynku firm serwisowych [28]. Gdyby zagospodarowanie gazu z łupków powiodło się, Polska gospodarka byłaby znacznie mniej zależna od importu gazu.

W Polsce metan z pokładów węgla (MPW) zaczęto traktować jako surowiec energetyczny już w ostatniej dekadzie XIX w. [29]. Wprowadzono podział na złoża metanu jako kopaliny głównej (metan z pokładów węgla) oraz złoża metanu jako kopaliny towarzyszącej (metan kopalniany). 100% wydobycia i 75% udokumentowanych zasobów to metan będący kopaliną towarzyszącą [30], [31]. Metan kopalniany jest pozyskiwany tylko dla bezpieczeństwa kopalni, a jego wykorzystanie gospodarcze tylko częściowo rekompensuje wydatki poniesione na odmetanowanie [30].

MPW występuje w Polsce na obszarze trzech zagłębi węglowych. Zasoby prognostyczne Lubelskiego Zagłębia Węglowego (15 mld m³) i Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego (1,75 mld m³) są niewielkie. Udokumentowane, prognostyczne i perspektywiczne zasoby metanu Górnośląskiego Zagłębia Węglowego wynoszą 168 mld m³ [32], w tym udokumentowane zasoby bilansowe wydobywalne MPW występują w 58 złożach i wynoszą 86,8 mld m³ (stan na 31.12.2014 r.), z czego większość to kopalina główna; zasoby przemysłowe określone dla 26 złóż to 5611,35 mln m³. W 2014 r. wydobycie metanu (odmetanowanie przez stacje w poszczególnych kopalniach węgla kamiennego oraz samowypływ gazu z otworów wiertniczych), wyniosło 293,4 mln m³.

Polski Program Energetyki Jądrowej (PPEJ)

Zgodnie z postanowieniami Rządu polskiego i Polskim Programem Energetyki Jądrowej, Polska zamierza wybudować do 2035 r. bloki jądrowe o łącznej mocy

¹⁰ SCW – współczynnik Szacunkowego Całkowitego Wydobycia gazu ziemnego z danego otworu na określonej średniej powierzchni strefy eksploatowanej za cały okres eksploatacji; ang. EUR – Estimated Ultimate Recovery.

6000 MWe, wyposażone w reaktory III generacji, odporne na zagrożenia wewnętrzne i zewnętrzne oraz zagrożenia naturalne, takie jak największe możliwe trzęsienie ziemi, czy też powódź. Wewnątrz elektrowni będą działały systemy bezpieczeństwa zwielokrotnione tak, by zawsze przynajmniej jeden układ był do dyspozycji i wystarczał do opanowania skutków awarii. Przewidywany okres życia takiej elektrowni to minimum 60 lat, a konstrukcja ich jest tak zaprojektowana, że możliwa będzie bezpieczna praca przez 80 lat.

Przy łącznej mocy 6000 MWe elektrownie jądrowe będą stanowiły cenne uzupełnienie polskiego systemu energetycznego, zapewniając wytwarzanie około 48 TWh rocznie, co będzie stanowiło około ¼ przewidywanego na 2050 r. zapotrzebowania energii elektrycznej w Polsce. Elektrownie jądrowe podczas pracy nie powodują emisji gazów cieplarnianych. Emisje te występują w innych fazach cyklu paliwowego wskutek zużywania energii elektrycznej oraz spalania paliw przy transporcie rudy uranowej. Są to jednak ilości małe, jak pokazano na rys. 4.

Budowa energetyki jądrowej jest zadaniem trudnym, wymagającym wieloletniego wysiłku i dużych nakładów finansowych. Jest to przedsięwzięcie opłacalne. Dane Eurostatu wskazują, że ceny energii elektrycznej są dwukrotnie niższe w krajach, które opierają swą energetykę na elektrowniach jądrowych, niż w krajach, które nie mają energetyki jądrowej lub dążą do jej usunięcia^{11 12 13 14}.

Kwestia odpadów jest zawsze wysuwana przez przeciwników energetyki jądrowej jako problem nie do rozwiązania. Tymczasem od 50 lat działa bez zarzutu Krajowe Składowisko Odpadów Promieniotwórczych KSOP w Różaniu. Dawki promieniowania wokół składowiska są małe, nie ma wycieków radionuklidów do otoczenia, a zdrowie mieszkańców Różana jest bardzo dobre. Pod względem zachorowalności na nowotwory Różan znajduje się na drugim miejscu wśród najzdrowszych miejscowości w Polsce!

Mamy doświadczenie w dziedzinie reaktorów. W ciągu ponad pół wieku zbudowaliśmy w Świerku siedem reaktorów badawczych i zestawów krytycznych, w tym reaktor badawczy MARIA – jeden z najlepszych na świecie. Przez ponad 50 lat prowadziliśmy bez awarii pracę tych reaktorów, kształcąc kadry fizyków i inżynierów na najwyższym światowym poziomie. Zdobyliśmy też doświadczenie w demontażu i likwidacji obiektów jądrowych.

Niestety polscy inżynierowie są obecnie w bardzo małym stopniu wykorzystani do prac przygotowawczych w programie polskiej energetyki jądrowej. Polski program energetyki jądrowej stanowi klasyczny przykład energetyki budowanej dla pokoleń. W fazie budowy elektrowni wymaga on dużych nakładów finansowych, prawie takich jak budowa instalacji OZE (w przeliczeniu na moc średnią w ciągu roku), ale za to zapewnia stabilną i tanią produkcję energii elektrycznej przez przynajmniej trzy pokolenia.

W ocenie kosztów energii trzeba uwzględnić całkowite koszty ponoszone przez społeczeństwo danego kraju w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym koszty ponoszone przez Krajowy System Energetyczny dla zapewnienia niezawodnego zasilania odbiorców, pomimo wahań mocy elektrowni, ich planowych i nieplanowych

¹¹ http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/images/6/6e/Half-yearly_electricity_and_gas_prices%2C_second_half_of_year%2C_2012%E2%80%9314_%28EUR_per_kWh%29_YB15.png

¹² <http://nuclear-economics.com/wp-content/uploads/2015/08/11-Summer-in-DC.pdf>

¹³ <http://spectrum.ieee.org/energywise/energy/nuclear/aps-argues-to-extend-lifespan-of-nuclear-reactors-to-80-years>

¹⁴ http://www.eia.gov/electricity/monthly/update/end_use.cfm

wyłczeń, a także zaników produkcji energii elektrycznej przez OZE (gdy ustaje w nocy generacja prądu z ogniw fotowoltaicznych PV, lub gdy nie pracują farmy wiatrowe na lądzie i na morzu wskutek zaniku wiatru).

Nieregularnie pracujące OZE mają zazwyczaj moc maksymalną większą od 5 razy (wiatr na lądzie) do 9 razy (panele PV) od ich mocy średniej w ciągu roku. Sieci przesyłowe zawsze muszą być projektowane na moce maksymalne, niezależnie od rodzaju źródeł do nich podłączonych. Wzrost udziału OZE w KSE wymaga utrzymywania odpowiednio dużych operatywnych rezerw mocy, wirujących¹⁵ i stojących¹⁶, dla pokrycia luki w wytwarzaniu energii przy zaniku wiatru lub braku słońca.

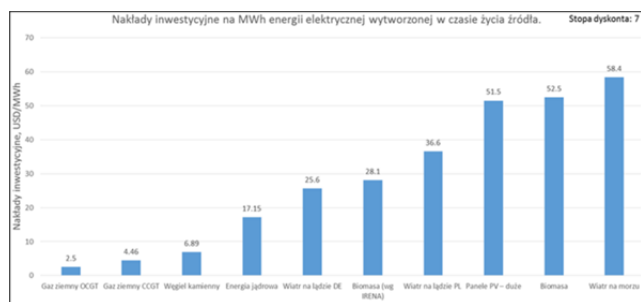
Wszystko to powoduje wzrost kosztów inwestycyjnych, a także obniżenie sprawności elektrowni systemowych w okresach, gdy pracują mocą częściową. Analizy międzynarodowe wykazały, że przy znaczącym udziale OZE – koszty współpracy OZE z siecią są duże.

Trzecim składnikiem kosztów są koszty zewnętrzne, które ponosi społeczeństwo na skutek strat zdrowotnych, szkód w środowisku naturalnym, niszczenia materiałów i budowli, utraty walorów widokowych i ciszy. W przypadku elektrowni jądrowej oznacza to uwzględnienie zanieczyszczenia środowiska, wypadków przy wydobywaniu i wzbogacaniu uranu, przy produkcji urządzeń i paliwa jądrowego, przy budowie elektrowni, transporcie paliwa do elektrowni, podczas pracy i okresów remontowych, w toku unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych oraz likwidacji elektrowni – tak by przywrócić stan środowiska taki, jaki był przed zbudowaniem elektrowni.

Analogicznie trzeba uwzględniać tego typu problemy dla innych technologii w cyklu całego ich życia, np. dla ogniw fotowoltaicznych, których wpływ na środowisko w czasie pracy jest mały (poza utratą terenów rolniczych lub łąk), ale zanieczyszczenia środowiska w toku produkcji potrzebnego dla nich aluminium i innych materiałów są duże.

Z punktu widzenia emisji gazów cieplarnianych zasadniczą sprawą jest fakt, że podczas pracy elektrowni jądrowych nie ma spalania węgla i emisje są bliskie zeru, bo pochodzą tylko z jądrowego cyklu paliwowego poza elektrownią oraz okresowych prób awaryjnych generatorów dieslowskich w elektrowni.

Suma wszystkich kosztów powinna być jak najmniejsza. Zestawienie jednostkowych nakładów inwestycyjnych dla różnych źródeł energii przedstawiono na rys. 8.



Rys. 8. Nakłady inwestycyjne na 1 MWh energii elektrycznej wytworzonej w okresie użytecznej pracy danego źródła energii [33].

Nakłady przedstawione na rys. 8 dotyczą samego źródła energii i nie uwzględniają kosztów systemowych ani

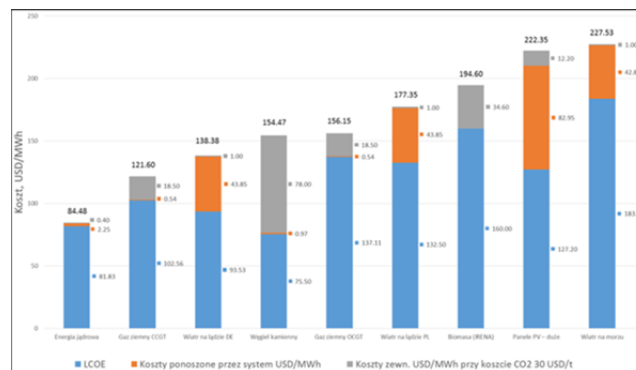
¹⁵ Rezerwa wirująca – tj. elektrownie pracujące z częściowym obciążeniem, a także rezerwy stojącej, tj. elektrowni okresowo nie produkujących energii.

¹⁶ Rezerwa stojąca – tj. elektrownie przejściowo nie produkujące energii, gotowe do rozruchu.

kosztów zewnętrznych powodowanych przez straty zdrowia i zniszczenie środowiska.

Ocena kosztów opóźnienia programu energetyki jądrowej ma dwie składowe: koszty finansowe i koszty społeczne. Koszty finansowe można ocenić uwzględniając subwencje na rozwój OZE i koszty budowy ww. elektrowni rezerwowych (np. gazowych). Do tego trzeba dodać koszty związane z rozbudową i wzmocnieniem sieci energetycznej.

Koszty społeczne to utrzymywanie wysokich emisji zanieczyszczeń przy spalaniu węgla i inne szkody dla zdrowia ludzi i środowiska, ocenione w programie ExternE dla Europy i dla Polski. Całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł (koszty w samej instalacji, koszty systemu i koszty zewnętrzne) przedstawiono na rys. 9.



Rys. 9. Całkowite koszty wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł (koszty w samej instalacji, koszty systemu i koszty zewnętrzne) [33].

Najtańsza energia pochodzi z elektrowni jądrowych, z uwzględnieniem wszystkich kosztów związanych z pozyskaniem paliwa, unieszkodliwianiem odpadów radioaktywnych, likwidacją elektrowni oraz kosztów współpracy z systemem elektroenergetycznym.

Budowa pierwszej elektrowni jądrowej, oprócz decyzji politycznych i poparcia społecznego, wymaga zarówno pełnych podstaw prawnych, tj. przygotowania ustaw i rozporządzeń, jak i wyboru lokalizacji, wyboru typu elektrowni i przetargu na jej dostawę oraz opracowania wszelkich niezbędnych analiz wpływu na środowisko i analiz bezpieczeństwa, a następnie uzyskania odpowiednich zezwoleń. Jest to proces wieloletni, dłuższy niż w innych rodzajach energetyki. Całość procesu inwestycyjnego w przypadku pierwszego bloku jądrowego w danym kraju może trwać 10 ÷ 15 lat¹⁷, chociaż sama budowa kolejnych bloków tego samego typu w już wybranej lokalizacji to 5 ÷ 6 lat.

Polska jest obecnie w sytuacji państwa rozpoczynającego tworzenie energetyki jądrowej. Przeprowadzono dwuletnie konsultacje programu jądrowego, najpierw krajowe, potem transgraniczne, zakończone pozytywnie przez pisemne oświadczenia wszystkich państw uczestniczących w konsultacjach, że nie mają zastrzeżeń do polskiego programu energetyki jądrowej. Pierwotnie zakładano, że elektrownia jądrowa może powstać do 2020 r., ale już trwający ponad 2 lata proces konsultacji transgranicznych wykazał, że jest to niemożliwe. Według obecnych ocen najbliższym zadaniem jest zbadanie i wybór lokalizacji, bo decyzja o sposobie chłodzenia EJ – wodą morską w obiegu otwartym lub poprzez chłodnie kominowe w obiegu zamkniętym – ma zasadnicze znaczenie dla przygotowania ofert na dostawę

¹⁷ <https://www.iaea.org/NuclearPower/Downloadable/Infrastructure/2014-03-NIDS-Brochure.pdf>

technologii. Decyzja o ustaleniu lokalizacji spodziewana jest w końcu 2017 r. Trzeba także umieścić budowę EJ w Narodowym Programie Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej, w którym będzie największym przedsięwzięciem.

Należy podjąć zdecydowane kroki na szczeblu najwyższych władz, by wykluczyć nadmiernie długie terminy dla działań administracyjnych i przyspieszyć realizację programu budowy elektrowni jądrowej. Trzeba zapewnić kadry zdolne do poprowadzenia budowy, a także określić sposób finansowania elektrowni jądrowej, by upewnić inwestora, że zdoła odzyskać poczynione wysokie nakłady inwestycyjne.

Budowa elektrowni jądrowej jest przedsięwzięciem, w którym bierze udział wiele organizacji wysokiej rangi. Dla przyspieszenia realizacji programu i uniknięcia dodatkowych opóźnień, do jakich może doprowadzić obecny zbiór przepisów legislacyjnych, w składzie grupy roboczej ds. koordynacji projektu oprócz specjalistów PGE powinni być także inżynierowie z innych organizacji, jak PAA, UDT, MG DEJ, NCBJ, GDOŚ, a całością prac zespołu i koordynacją wszelkich działań powinien kierować Pełnomocnik Rządu ds. Energetyki Jądrowej, z odpowiednio wysokimi kompetencjami.

Bezpieczeństwo zasilania elektrycznych systemów trakcyjnych jako strategicznej alternatywy dla transportu wykorzystującego paliwa płynne

Polska nie ma własnych zasobów paliw płynnych, ma natomiast zasoby surowców kopalnych, z których wytwarza energię elektryczną. W przypadku nagłego i długotrwałego zmniejszenia dostaw ropy naftowej jedynie sprawny transport elektryczny będzie w stanie uratować przed paraliżem gospodarkę kraju i funkcjonowanie społeczeństwa. Rolą władz jest utrzymywanie z powodów strategicznych odpowiedniej sieci transportu elektrycznego, mimo jej wysokich kosztów stałych. Efektywne wykorzystanie sieci kolei zelektryfikowanej wymaga kreowania polityki wspierającej jej wykorzystanie.

Układ zasilania 3 kV stosowany w Polsce nie jest efektywnie wykorzystywany i jest w większości wyeksploatowany (znaczný spadek przewozów od 1989 r.), a na modernizowanych liniach nie osiągnął granicznych zdolności przewozowych w zakresie maksymalnych prędkości jazdy. Projekt „Pendolino” budzi nadzieję na pozytywne zmiany w tym zakresie. Należy także pamiętać o innych zaletach transportu elektrycznego (ekologia, energooszczędność) i jego strategicznej roli w gospodarce.

Trakcja elektryczna w porównaniu z systemem drogowym jest odmiennym, ale bardziej ekologicznym i konkurencyjnym systemem transportowym.

Udział kolei w przewozach jest w Polsce zbyt niski względem wiodących krajów europejskich oraz wobec dużej długości funkcjonujących sieci kolei i trakcji miejskiej. Zelektryfikowana komunikacja miejska ma jednak zdecydowaną przewagę nad transportem drogowym.

Strategiczna rola polskiej trakcji elektrycznej wynika z:

- możliwości zapewnienia funkcjonowania gospodarki w warunkach braku dostaw paliw płynnych (energia elektryczna wytwarzana jest głównie z polskiego węgla),
- sieci zelektryfikowanych linii kolejowych¹⁸ pokrywających praktycznie, choć nierównomiernie, cały kraj,

¹⁸ Koleje polskie eksploatują system 3 kV (DC) od 1936 r. Długość zelektryfikowanych linii wynosi ok. 12.000 km, w tym ok. 7900 km linii dwutorowych i ponad 4000 km linii jednotorowych. Linie te są zarządzane przez PKP Polskie Linie Kolejowe S.A. Ogólna długość sieci trakcyjnej zarządzanej przez PKP PLK S.A. wynosi 25302 torokilometry.

- zastosowania transportu elektrycznego w większości głównych miast w Polsce (poza Radomiem, Zieloną Górą, Rzeszowem, Białymstokiem i Kielcami),
- dość dobrze rozwiniętego (mimo likwidacji fabryk w latach 1990.) polskiego przemysłu elektromaszynowego (rozwinęli się nowi rodzimi producenci taboru i wyposażenia trakcyjnego: PESA, Newag, Solaris, MEDCOM, działają oddziały firm zagranicznych: Stadler, Alstom, Bombardier, ABB), co pozwala na produkcję prawie całego osprzętu do budowy układów zasilania i taboru dla kolei o prędkościach do 200 km/h w kraju, a także zdolnego do konkurencji z wyrobami zachodnio-europejskimi,
- zastosowania w transporcie elektrycznym najnowszych technologii i rozwiązań będących wyzwaniem dla rozwoju nauki i innowacji,
- ekologicznych aspektów transportu, co pozwala na wykorzystanie środków UE w rozwoju trakcji elektrycznej w następnej perspektywie budżetowej, tj. przez najbliższe ok. 10 lat.

Przy elektryfikacji ponosi się wysokie koszty stałe na infrastrukturę. Ta infrastruktura powinna być wykorzystywana do jak największej ilości przewozów kolejowych, gdyż koszty zmienne trakcji elektrycznej rosną wolniej niż koszty zmienne transportu autonomicznego (trakcja spalinowa, pojazdy spalinowe).

Wszystkie kolejowe linie magistralne w Polsce są zelektryfikowane. Od drugiej połowy lat 1990. podjęto w PKP program modernizacji magistralnych linii kolejowych, mający na celu m.in. podwyższenie prędkości jazdy do 160 ÷ 200 km/h, a także dostosowanie infrastruktury linii kolejowych do wymagań norm i standardów europejskich.

Program modernizacji obejmuje infrastrukturę linii, w tym układ zasilania elektroenergetyki trakcyjnej i sieć trakcyjną oraz linie odbiorów nietrakcyjnych. Opracowano m. in. „Master Plan” [34] oraz plany wieloletnie, w tym plany budowy Kolei Dużych Prędkości KDP (tzw. Y – Warszawa – Łódź – Poznań / Wrocław z ew. przedłużeniem do Berlina i Drezna, przedłużenie linii CMK nową trasą do Katowic i Krakowa) [35], [36], [37] (odłożone po 2030 r.), a także plany zwiększania prędkości na istniejących liniach zasilanych napięciem 3 kV DC.

Przewidywana budowa KDP z zastosowaniem nowego w Polsce napięcia trakcyjnego 2x25 kV 50 Hz wymaga zapewnienia zasilania podstacji trakcyjnych napięciem 220 kV lub 400 kV, co oznacza konieczność odpowiednio wczesnego rozbudowania Krajowego Systemu Energetycznego KSE w obszarach planowanego przebiegu KDP. Szczegółowa analiza tej problematyki została opracowana przez firmę IDOM w Studium Wykonalności dla KDP [36], z uwzględnieniem połączenia linii Y z linią CMK. Przedstawione perspektywiczne zapotrzebowanie na energię pozwoliło oszacować potrzeby inwestycyjne w obszarze KSE. Kontynuowane są prace studialne dotyczące przedłużenia linii Y do granicy z Niemcami.

Odrobienie wieloletnich opóźnień wymaga czasu i wsparcia na poziomie rządowym w postaci wdrażania programów wieloletniej reelektryfikacji kolei oraz uproszczenia przepisów. Z punktu widzenia funkcjonowania i inwestycji w zakresie elektroenergetyki trakcyjnej istotne było uzgodnienie i uzyskanie przez PKP Energetyka S.A. akceptacji URE dla warunków przyłączania podstacji trakcyjnych do sieci trakcyjnej, co pozwoliło na pozyskiwanie środków na inwestycje w tym zakresie.

Uwzględniono specyfikę dostawy energii przez podstacje trakcyjne, w tym długi okres zwrotu nakładów na te podstacje, co spowodowało zwiększenie udziału PKP PLK S.A., jako właściciela sieci trakcyjnej, w kosztach inwestycji w układ jej zasilania (wnoszenie tzw. opłaty przyłączeniowej) [38]. Na wniosek PKP PLK S.A.

o przyłączenie sieci trakcyjnej, PKP Energetyka S.A. dokonuje rozbudowy układu zasilania, rozliczając następnie opłaty za dostawę energii elektrycznej z podstacji do pociągów z przewoźnikami kolejowymi.

Stosowany w Polsce system prądu stałego 3 kV DC pozwala hipotetycznie na prowadzenie ruchu pojazdów o mocach do 6 ÷ 8 MW z prędkościami do 220 ÷ 250 km/h, pod warunkiem jego wzmocnienia [39].

Rozmieszczenie obiektów zasilania PKP Energetyka S.A. pokazano na rys.10.

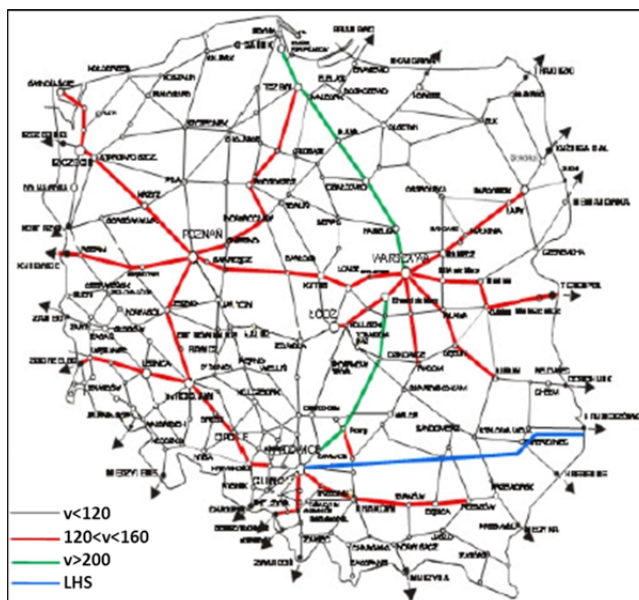


Rys.10. Rozmieszczenie obiektów zasilania PKP Energetyka S.A.

Wzrost obciążenia (moce pojazdów i gęstość ruchu) powoduje jednak znaczne spadki napięcia i duże prądy obciążenia, co wymaga: zwiększenia przekroju sieci trakcyjnej, zmniejszenia odległości między podstacjami (nawet do 10 ÷ 12 km), zwiększenia mocy zainstalowanych w podstacjach (powyżej 10 MW), a także stosowania transformacji jednostopniowej. Zwiększa to nakłady inwestycyjne oraz koszty eksploatacyjne.

Powojenna elektryfikacja PKP, dla pociągów z lokomotywami o mocach do 4 MW, zakładała prędkości do 120 km/h. Jedynie linia CMK na odcinku Grodzisk Mazowiecki – Zawiercie, zbudowana w latach 1970. miała parametry pozwalające na osiągnięcie przez pociągi pasażerskie prędkości 160 km/h. Dla uzyskania prędkości jazdy 120 ÷ 160 km/h na liniach planowanych do eksploatacji pociągu EMU250 (Pendolino) wystarczy trwająca modernizacja układów zasilania (tzw. projekt MUZ-I), podjęta obecnie także na liniach E20, E30, E75, E59, na których jest planowany ruch pociągów o mocach do 6 MW z prędkościami do 160 km/h. Prędkości powyżej 160 km/h to przede wszystkim linia E65 (Warszawa-Gdańsk-Gdynia i Warszawa-Zawiercie).

Na rys. 11 przedstawione są prędkości jazdy na głównych liniach magistralnych w Polsce, prognozowane do 2040 r. [35]. Na pozostałych liniach (po modernizacji w ramach drugiego etapu, tzw. projektu MUZ II), będzie możliwe prowadzenie ruchu pociągów typu EMU250 z prędkością powyżej 160 km/h, ze względu na ich moc 5,5 MW (mniejszą niż lokomotywy), bardzo małe opory ruchu oraz relatywnie mały pobór prądu (z możliwością jego ograniczenia np. w warunkach awaryjnych lub na odcinku przed modernizacją). Graniczna prędkość jazdy w ruchu regularnym wynosi 250 km/h.



Rys. 11. Strategia rozwoju prędkości na liniach kolejowych w Polsce [35].

Łącznie szacunkowe koszty w/w inwestycji wyniosą do 2020 r. ok. 1,2 mld zł (MUZ II, w tym 91 podstacji). Umożliwi to spełnienie wymagań interoperacyjności układu zasilania linii konwencjonalnych o prędkości maksymalnej 160 ÷ 200 km/h na głównych ciągach w korytarzach: E20, E30 - do Rzeszowa) oraz uzyskanie parametrów linii szybkiej I na linii E65 (Warszawa - Gdańsk 160 ÷ 200 km/h; Grodzisk Mazowiecki - Zawiercie ponad 200 km/h).

Oprócz planowanych do 2020 r. zadań dotyczących linii związanych z liniami magistralnymi w Polsce, jest uzasadniona modernizacja układu zasilania przynajmniej części pozostałych linii kolejowych i węzłów (szacunkowo 200 podstacji trakcyjnych PT i 200 kabin sekcyjnych KS). Koszty modernizacji można szacować na poziomie 2,0 mld zł (koszt PT 10 ÷ 15 mln zł, a KS 1 mln zł), a dodatkowo koszty elektryfikacji nowych linii na poziomie 500 mln zł. Dla modernizacji 20 PT/rok oraz elektryfikacji nowych linii konieczne jest zarezerwowanie środków modernizacyjnych na układ zasilania 3 kV DC w ciągu 10 lat (2020 ÷ 2030) na poziomie 250 mln zł/rok, bez inwestycji w układ zasilania elektroenergetycznego (GPZ 110/15, nowe linie 110 kV) oraz w linie potrzeb nietrakcyjnych SN i zasilania kolejowej elektroenergetyki nn.

Moc przyłączeniowa podstacji zwykle przyjmowana jest na poziomie powyżej mocy 15-minutowej, z uwzględnieniem mocy na potrzeby własne i nietrakcyjne. Dla linii kolejowej te potrzeby zwykle nie przekraczają 0,5 MW, aczkolwiek w podstacjach węzłowych mogą sięgać nawet kilku MW.

Wzrost sprzedaży energii na potrzeby pozakolejowe powoduje, że udział mocy niekolejowej przy sprzedaży energii staje się dominujący (energia trakcyjna w 2013 r. stanowiła jedynie 34% sprzedanej energii). Można stwierdzić, że linie zasilające podstacje trakcyjne, zwykle wymiarowane ze względu na moc zainstalowaną, są niewykorzystane i mają duże rezerwy przesyłowe do wykorzystania przez innych odbiorców. Prawie wszystkie podstacje zasilane napięciem 15 kV mają 100% rezerwy praktycznie w każdym elemencie i urządzeniu zasilania, co zapewnia wysoką niezawodność zasilania. Stosowany w Polsce system zasilania 3 kV prądu stałego ma ciągle niewykorzystane w warunkach kolei w Polsce możliwości dostawy wymaganej energii dla ruchu szybkich pociągów,

kończące się przy prędkościach ok. 250 km/h [39]. Po przesunięciu „po 2030 r.” planów rozpoczęcia budowy w Polsce linii KDP o prędkościach powyżej 300 km/h, zasilanej napięciem AC 25 kV/50 Hz, jest uzasadnione ponowne przeanalizowanie możliwości pełnego wykorzystania wydolności istniejącego systemu 3 kV DC.

Odległości pomiędzy Warszawą a głównymi aglomeracjami nie przekraczają 300 ÷ 400 km. Sieć linii kolejowych o prędkości maksymalnej 200 ÷ 250 km/h powinna zapewnić przez wiele lat prowadzenie ruchu, konkurencyjnego dla ruchu kołowego i lotniczego. System zasilania 3 kV DC będzie wystarczający do prowadzenia pociągów o tych prędkościach, pod warunkiem zapewnienia dostatecznie wysokiego poziomu napięcia na pantografach nowoczesnych EPT. W przypadku CMK zasilanie napięciem 3 kV DC jest uznawane za celowe jeszcze przez 15 ÷ 25 lat, lub do wyeksploatowania obecnie modernizowanego układu zasilania.

Niepokój może budzić przeprowadzona w 2015 r. prywatyzacja monopolistycznego OSD dla kolei, tj. PKP Energetyka S.A. Jeśli nabywca – amerykański fundusz emerytalny będzie chciał zbyt szybko odzyskać wyłożone środki, może się to odbić na funkcjonowaniu kolei w Polsce.

Celowe jest więc przeanalizowanie możliwych scenariuszy dla zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania energetyki trakcyjnej, eksploatacji sieci trakcyjnej i inwestycji w branży energetyki kolejowej. Podobne doświadczenia np. W. Brytanii z prywatyzacją spółek infrastruktury kolejowej (Railtrack) nie zakończyły się sukcesem, a obniżenie poziomu funkcjonowania kolei oraz szereg wypadków po tej prywatyzacji wymusiły w 2002 r. renacjonalizację Railtracku (z długiem na poziomie 7 mld funtów) do formy firmy non-profit Network Rail.

Inteligentne sieci elektroenergetyczne (ISE)

Budowanie przewagi konkurencyjnej gospodarki danego państwa ma obecnie ogromne znaczenie oraz jest coraz trudniejsze, zatem szereg państw ma to na uwadze podejmując działania w zakresie rozwoju inteligentnych sieci elektroenergetycznych – ISE, popularnie zwanych Smart Grids. ISE to pojęcie bardzo ogólne. Obejmuje ono swoim zasięgiem zarówno obszar sieci domowej, dystrybucyjnej jak i obszar sieci przesyłowej, a w skład rozwiązań inteligentnych wpisują się urządzenia oraz systemy informatyczne mające wpływ m.in. na efektywną integrację odnawialnych źródeł energii, możliwość zarządzania popytem u odbiorców oraz diagnostykę i optymalizację pracy sieci elektroenergetycznej.

Inwestycje i rozwiązania powiązane z ISE stymulują rozwój gospodarczy danego kraju, w tym w zakresie prac B+R i produkcji urządzeń. Rozwój ISE oznacza także konieczność poniesienia znaczących nakładów w zakresie niezbędnej infrastruktury. Nie jest w pełni jasne, w jakim okresie i zakresie ponoszenie takich nakładów jest uzasadnione w stosunku do możliwych korzyści oraz posiadanych środków. Każdy przypadek wdrożenia danego rozwiązania należy poprzedzić analizą opłacalności.

Klasyczna struktura systemu elektroenergetycznego (SEE) bazuje na konwencjonalnej generacji, jednokierunkowym przepływie mocy, a także sztywnym podziale wytwórca – odbiorca. ISE, określana często jako udoskonalona sieć elektroenergetyczna, jest uzupełniona o inteligentne systemy pomiarowe – ISP (ang. AMI), a także systemy energoelektroniczne, monitoringu i sterowania, teleinformatyczne oraz dwustronną łączność cyfrową między dostawcą a konsumentem (rys.12). Umożliwia to m.in. [40], [41]:

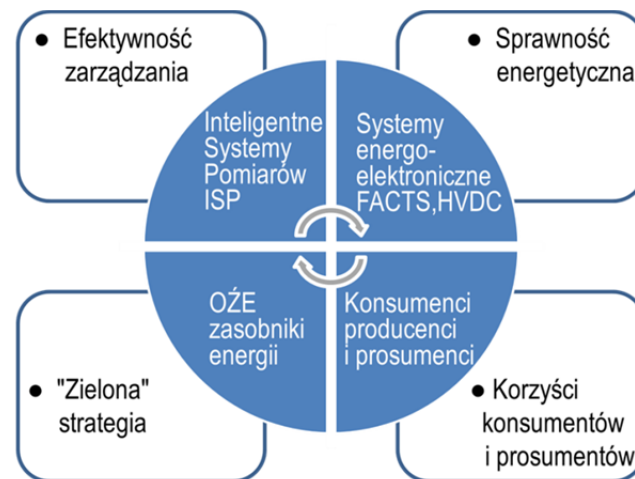
- efektywne zarządzanie poprzez: optymalizację projektowania połączeń sieci, integrację systemów

generacji rozproszonej GR, zdalny monitoring i diagnostykę, lepsze wykorzystanie zasobów,

- poprawę sprawności poprzez: redukcję strat w SEE i linii, zarządzanie popytem, poprawę zarządzania obciążeniami i mocą bierną (VAR), zgodność z polityką efektywności energetycznej,

- „zieloną” strategię: redukcję emisji gazów cieplarnianych poprzez zarządzanie popytem i wyrównaniem „szczytów”, integrację OZE i zasobników energii, dekarbonizację, integrację z SEE pojazdów elektrycznych (Vehicle-to-Grid),

- korzyści konsumenta: zmniejszenie ilości i czasu trwania przerw w zasilaniu, poprawę jakości energii, umożliwienie obniżenia kosztów energii, poprawę przepływu danych między klientem a dystrybutorem energii elektrycznej, rynek prosumenta.



Rys. 12. Zasadnicze komponenty składowe oraz korzyści sieci ISE (Smart Grids).

Kluczowym elementem ISE jest inteligentne opomiarowanie (ang. Smart Metering) odbiorców końcowych – konsumentów. W UE państwa członkowskie miały do września 2012 r. czas na opracowanie studium wykonalności wdrożenia systemu ISP i podjęcia decyzji, czy inwestycja jest opłacalna czy też nie. Te z państw, które uznały, że inwestycja jest opłacalna w ich krajach, zostały zobligowane do zainstalowania inteligentnych liczników u 80% odbiorców końcowych do 2020 r. (Dyrektywa 2009/72/WE). ISP, będące składową ISE, warunkuje otwarcie całej gamy nowych produktów w zakresie rynku energii oraz zmiany zasad jego działania.

Budowa nowego rynku energii wg wytycznych regulacyjnych, wprowadzi w krajach UE nowe relacje pomiędzy odbiorcą końcowym a OSD, czy też OSD a sprzedawcą energii elektrycznej. Odbiorca końcowy będzie mógł także korzystać z szerokiej gamy produktów i usług powstających na bazie ISE [44].

Wszystkie produkty i usługi w zakresie ISE opierają się na sprawnej komunikacji między wszystkimi uczestnikami rynku i przepływie szczegółowych danych na temat ilości i struktury zużycia energii.

Dane te oraz sposoby komunikacji mogą być wykorzystywane do projektowania innowacyjnych produktów ukierunkowanych na konsumenta. Punktem wyjścia dla rozwoju produktów i usług są aktualne i potencjalne potrzeby konsumentów. Istotne są również ograniczenia i możliwości dostawcy energii. Szczególne znaczenie w tym zakresie ma: umiejscowienie realizacji wewnętrznych procesów, wykonalność techniczna idei produktu, rynkowe koszty tworzenia produktu lub usługi.

Inteligentne liczniki są w stanie zmierzyć każdy kwadrans zużycia energii; tworzy to szereg możliwości

reagowania na zmiany cen energii oraz tworzy nową ofertę dla konsumenta. Przede wszystkim otrzymuje on dokładne informacje dot. swojego profilu zużycia energii elektrycznej, co pozwala na podejmowanie decyzji w zakresie zarządzania tymże zużyciem i na lepszą kontrolę zużycia energii pod względem kosztów, jak również na dokonywanie porównań do innych okresów lub innych konsumentów. Będzie on miał wiele możliwości zarządzania zużyciem energii w sposób automatyczny i zdalny, także przy użyciu np. telefonu komórkowego (małe zapotrzebowanie w „drogim” szczycie i większe zapotrzebowanie w „tańszym” okresie pozaszczytowym).

Korzyści dla konsumentów to z jednej strony zmniejszenie zużycia energii i jednocześnie niższe koszty zakupu energii, a z drugiej strony możliwość korzystania z usług dodatkowych. Inteligentne sterowanie powiązane z ISE, zainstalowane bezpośrednio u konsumenta, będzie monitorować obciążenia, profil zużycia oraz ewentualne wytwarzanie energii w źródle wytwórczym prosumenta, czy też magazynowanie energii. Może on skorzystać także z możliwości modernizacji sieci, poprzez wykorzystanie funkcjonalności ISE.

Otwartą kwestią pozostaje, w jakim zakresie konsumenci wykorzystają szereg funkcji ISE. Duże znaczenie ma w tym kontekście zarówno skłonność, jak i możliwości ponoszenia przez klientów określonych kosztów automatyki domowej, czyli sieci HAN (Home Area Network). Różnice w dochodach przeciętnego gospodarstwa domowego w krajach UE są wyraźne i przeciętne gospodarstwo domowe w Polsce będzie miało ewentualne wydatki w zakresie sieci HAN na dalszej pozycji priorytetów, niż takie samo gospodarstwo w Holandii, Wielkiej Brytanii czy Niemczech.

Działania w zakresie wdrażania ISE nabrały na poziomie UE znacznego przyspieszenia, tymczasem wiele kwestii wymaga jeszcze głębokiego przeanalizowania. Do analizy są zatem, w rozbięciu na poszczególne kraje UE, możliwości finansowania wdrożenia ISE w powiązaniu z okresem, w jakim to wdrożenie byłoby możliwe i w pełni uzasadnione. Na poziomie krajowym analiza taka powinna obejmować także stan infrastruktury elektroenergetycznej w danym kraju oraz związaną z tym listę priorytetów.

W aktualnym stanie prawnym w Polsce brak jest rozwiązań systemowych w zakresie inteligentnych liczników; w większości krajów europejskich opracowano politykę wprowadzania inteligentnych liczników do powszechnego użytku.

Bezpieczeństwo sieci elektroenergetycznych (cybersecurity)

Cyfryzacja i teleinformatyzacja sieci energetycznych jest już w Polsce rzeczywistością i dokonuje się jej dalszy ciągły rozwój. W szczególności, wraz z pojawieniem się technologii inteligentnych sieci elektroenergetycznych ISE ostatnio coraz więcej nowych systemów zaopatrzenia w energię wchodzi do Internetu Rzeczy (Internet of Things), stając się łatwym obiektem potencjalnych cyberataków.

Bezpieczeństwo teleinformatyczne sieci elektroenergetycznych było uważane w branży za mało istotne, bo sieci te uważano za odizolowane i dzięki temu niezagrożone cyberatakami. Jednak cyberatak na Ukrainie 23.12.2015 r. udowodnił, iż było to złudne.

Izolacja sieciowa znika wskutek wdrożenia zdalnego nadzoru urządzeń i obiektów oraz upowszechnienia portu USB. Rocznie identyfikuje się ok. 300 potencjalnych zagrożeń bezpieczeństwa sieci.

Również powszechnie stosowany w energetyce system SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) należy do najbardziej wrażliwych na cyberataki, gdyż jego

architektura została opracowana jeszcze w okresie, gdy cyberataki nie stanowiły problemu [43]. Jest on zapóźniony o ok. 10 lat w stosunku do rozwoju zarówno technik bezpieczeństwa, jak i metod przeprowadzania ataków.

Odrobienie straconego czasu, konieczne dla osiągnięcia wysokiej odporności sieci elektroenergetycznych na cyberzagrożenia, wymaga:

- opracowania kompleksowego zestawu zabezpieczeń, jakimi dysponuje obecnie branża IT oraz wbudowania go w urządzenia i oprogramowanie systemów sterowania i monitoringu sieci elektroenergetycznych,
- dostosowania architektury urządzeń i oprogramowania do bieżących i nadchodzących potrzeb eksploatacyjnych, z możliwością ciągłego wprowadzania zmian.

Zagadnienia bezpieczeństwa ISE są przez specjalistów prowadzone zazwyczaj w trzech etapach: analiza zagrożeń, ocena ryzyka oraz opracowanie sposobów jego zmniejszenia lub eliminacji. Firmy z branży IT dążą natomiast do zabezpieczenia i monitorowania systemów krytycznych poprzez zwielokrotnienie warstw bezpieczeństwa, uwzględniając przy tym oprogramowanie, infrastrukturę oraz ludzką percepcję.

Z chwilą publikacji dokumentów IEC 62351 oraz ISO TR 27019, dostosowujących powszechnie stosowany standard dla Systemu Zarządzania Bezpieczeństwem Informacji do specyficznych potrzeb urządzeń automatyki i systemów SCADA, w elektroenergetyce nastąpił znaczący postęp. Nadal brak wspólnego stanowiska w sprawie zmian w procesie eksploatacji.

Podmioty funkcjonujące w elektroenergetyce stoją na stanowisku, iż zakupione urządzenia i systemy powinny funkcjonować przez zakładane 20 ÷ 30 lat. Oczekują od ich producentów i dostawców coraz to nowszych rozwiązań problemów z dziedziny cyberbezpieczeństwa, natomiast producenci rekomendują częstszą wymianę urządzeń na nowe, spełniające wymagania w chwili ich zakupu, co przejściowo oddala problem.

Przy takiej wymianie, w przypadku elektroenergetyki wyłączenie urządzeń lub obiektów z eksploatacji jest bardzo kosztowne. Dlatego opracowana nowa technologia zmian i aktualizacji nie powinna wymuszać przerw na te prace.

Potrzebna jest również nowa regulacja zasad badania zgodności urządzeń po aktualizacjach lub modernizacjach z wcześniejszymi specyfikacjami i standardami, dla ograniczenia czasochłonnych procedur testowania na obiektach. Mogłyby to robić niezależne laboratoria certyfikacyjne, uznawane przez obie strony i akceptowane w skali UE (jak np. przy homologacji środków transportu).

Problemowi cyberbezpieczeństwa ISE poświęcone jest w UE specjalne opracowanie European Information Security Agency ENISA, pod nazwą „Smart Grid Threat Landscape and Good Practice Guide” [44]. Dokument ten stanowi doskonały materiał informacyjny – referencyjny dla wszystkich, którzy zajmują się zagadnieniami bezpieczeństwa, a w szczególności cyberbezpieczeństwa ISE, gdyż zawiera gotowe recepty dla analizy zasobów, listy źródeł zagrożeń oraz propozycje najlepszych praktyk w dziedzinie ochrony ISE, opracowane na podstawie 54 specjalizowanych pozycji literatury. Ponadto raport ten jest także przydatny dla osób odpowiedzialnych za przygotowanie regulacji dotyczących tej tematyki.

W Polsce również prowadzone są projekty związane z cyberbezpieczeństwem ISE, np. projekt finansowany przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju NCBiR: „Zapewnienie bezpieczeństwa teleinformatycznego (cybersecurity) kluczowej infrastruktury technologicznej operatorów systemów elektroenergetycznych”. Projekt jest realizowany przez konsorcjum, w skład którego wchodzi WAT, Asseco Poland S.A., Naukowa i Akademicka Sieć

Komputerowa NASK oraz Wojskowy Instytut Łączności im. prof. Janusza Groszkowskiego w Zegrzu.

Problem zapewnienia teleinformatycznego bezpieczeństwa już istniejących instalacji może zostać zminimalizowany dzięki rozwojowi i wdrażaniu wyników inicjatyw takich, jak inny projekt badawczy – rozwojowy o nazwie BIPSE, zlecony przez NCBI. W ramach tego projektu powstał system, który na podstawie kopii ruchu IP w chronionej sieci SCADA oraz dodatkowych modułów typu Darknet / Honeypot, analizuje całość komunikacji, w tym dekoduje i bada prawidłowość komunikatów IEC 104 i Goose, a także dzięki zaprogramowanym regułom wykrywa niepożądany ruch i alarmuje obsługę.

Podobnie w ramach projektu „Zintegrowane Laboratorium Operacyjno-Symulacyjne dla Green AGH Campus”, zrealizowanego (w porozumieniu) przez AGH i General Electric, zgromadzono wiele danych i doświadczeń o zachowaniu komponentów ISE, w tym także w zakresie bezpieczeństwa informatycznego.

Dodatkowo należy wdrożyć i utrzymywać w eksploatacji te zabezpieczenia, które są dostępne dziś, szczególnie na komputerach HMI oraz serwerach w sieciach SCADA (mowa tu o whitelistingu aplikacji, ochronie antywirusowej, kontroli dostępu oraz cyklicznym wykonywaniu kopii zapasowych), a także rozważyć możliwość częstszego wykonywania aktualizacji firmware urządzeń automatyki obiektowej.

Na koniec warto podjąć temat utworzenia wspólnego dla elektroenergetyki forum wymiany informacji o zaobserwowanych incydentach i zagrożeniach, działającego w formule CERT. Dzięki wymianie informacji zaobserwowane zagrożenie będzie miało znacząco mniejszą szansę, by urzeczywistnić się w postaci incydentu skutkującego zakłóceniem znacznego fragmentu sieci elektroenergetycznej.

Z uwagi na to, że różne nadużycia związane z bezpieczeństwem systemów teleinformatycznych stają się coraz bardziej intensywne i powszechne, a spowodowane nimi straty są coraz większe, należy oczekiwać rozwoju systemów ciągłego monitorowania bezpieczeństwa sieci, obejmujących wszystkie atrybuty (poufność, dostępność) oraz wszystkie obszary zasobów (sprzęt, systemy, aplikacje, logikę biznesową).

Strategiczne wnioski i zalecenia w zakresie bezpieczeństwa elektroenergetycznego

❖ PROGNOZOWANIE DLA DALEKIEJ PRZYSZŁOŚCI

Polskie strategie, programy, założenia i prognozy energetyczne są zbyt krótkookresowe (2025 – 2030) i opracowywane przy założeniu rynkowej dostępności takich lub innych geopaliw. Pomijany jest wielki problem wystarczalności tych zasobów w skali lokalnej oraz globalnej. Zasoby geopaliw (węgla, gazu, ropy i uranu) nie są odtwarzane, zatem są wyczerpywane, i to coraz szybciej. Jeżeli wystarczalność przemysłowych zasobów zagospodarowanych węgla kamiennego w Polsce jest oceniana na ok. 40 lat, to jakie są plany działań po ich wyczerpaniu? Odpowiedzi dla następnych pokoleń powinni przygotować obecnie rządzący.

Brak w Polsce wielopokoleniowej strategii energetycznej oraz kompleksowej i skutecznej polityki jej wdrażania. Niezbędne jest zatem opracowanie długoterminowej strategii rozwoju sektora elektroenergetycznego i konsekwentne jej realizowanie, z uwzględnieniem wystarczalności i dostępności geopaliw oraz innych źródeł energii.

Postęp prac badawczy – rozwojowych z zakresu bezpieczeństwa energetycznego, energetyki i szeroko pojętej elektrotechniki, a zwłaszcza wdrażanie ich wyników

do praktyki, wymaga reformy systemu stymulatorów ekonomicznych dla współpracy nauki z gospodarką.

Polskie środowiska polityczne, biznesowe i naukowe powinny w skali międzynarodowej wspólnie inicjować działania na rzecz poprawy globalnego bezpieczeństwa energetycznego.

❖ STRATEGICZNE PROBLEMY BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

Mamy skończone zasoby nieodnawialnych geopaliw: ropy, gazu, węgla, uranu. Szybkość ich zużywania wzrasta, a wystarczalność maleje. Brak skutecznych działań społeczności światowej dla opanowania tego procesu. Wzrasta zagrożenie wejścia w stadium niemożliwego do opanowania globalnego kryzysu energetycznego, a metody jego powstrzymania nie są znane. Potrzeba nowych rozwiązań, wymagających wykorzystania dostępnej wiedzy i zbiorowego wysiłku cywilizacyjnego. W praktyce problem musi zostać skutecznie rozwiązany w skali globalnej oraz lokalnej przez dwa – trzy następne pokolenia.

Możliwości technologiczne działań antykryzysowych są ograniczone. Działania takie należy podejmować wielokierunkowo.

► W zakresie technologii znanych i obecnie stosowanych:

- stymulowanie ekonomiczne rozwoju technologii energooszczędnych we wszystkich dziedzinach;
- systemowe wspieranie rozwoju odnawialnych źródeł energii, w tym elektrycznej;
- rozwój i upowszechnianie metod racjonalnego użytkowania energii, zwłaszcza elektrycznej;
- etapowe wdrażanie rozwiązań inteligentnych sieci i wykorzystywanie ich funkcji i możliwości dla racjonalizacji zużycia energii elektrycznej;
- rozważne stymulowanie rozwoju energetyki jądrowej EJ, przy użyciu najlepszych z dotychczas wykorzystywanych reaktorów energetycznych III generacji; jest to konieczny pierwszy etap przejściowy, pozwalający odtworzyć i rozbudować polski przemysł pracujący dla EJ, ale nie docelowa jej koncepcja (ze względu na małe wykorzystywanie energii rozszczepienia uranu);
- przyspieszanie decyzji politycznych i realizacyjnych o wprowadzeniu EJ na zasadach jw. oraz o odtworzeniu i rozwoju krajowego potencjału badawczego w zakresie EJ.

► W zakresie technologii badanych i rozwojowych:

- wejście Polski do GIF - Międzynarodowego Forum IV Generacji prędkich reaktorów powielających o wielokrotnym recyngliu paliwa, pracującego nad systemami elektroni jądrowych z takimi reaktorami, umożliwiającymi maksymalne wykorzystanie energii zasobów uranu i toru; może to dać naszej cywilizacji relatywnie długi czas na znalezienie docelowego rozwiązania problemu energetycznego;
- opracowanie dla Rządu specjalistycznej ekspertyzy realności, uwarunkowań i opłacalności dokonania w Polsce przeskoku technologicznego do reaktorów IV generacji, dla skrócenia przejściowego etapu EJ z reaktorami III generacji i możliwie szybkiej maksymalizacji wykorzystania energii uranu i toru;
- systemowe preferencje i stymulowanie rozwoju technologii wodorowych w gospodarce i nauce, w celu przygotowania nowych rozwiązań technicznych i technologicznych dla systemów i środków transportu, możliwych do wykorzystania zwłaszcza w przypadku opanowania fuzji jądrowej jako źródła energii pierwotnej do produkcji wodoru (dla zastąpienia ropopochodnych lub węglpochodnych paliw płynnych).
- W zakresie rozpoznanych technologii przyszłości:
 - przyspieszanie prac nad magnetyczną fuzją jądrową jako praktycznie niewyczerpalnym źródłem energii pierwotnej i technologiami wodorowymi jako jej nośnikami;

• wspieranie eksperymentów z zakresu tzw. zimnej fuzji jądrowej (reakcji jądrowej o niskiej energii), na zasadach wykraczających poza obecny zakres ryzyka naukowego.

❖ KRAJOWE PROBLEMY BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

► Dla osiągnięcia w 2030 r. pożądanej dywersyfikacji struktury paliwowej krajowej elektroenergetyki niezbędne jest włączenie do krajowego systemu elektroenergetycznego pierwszej elektrowni jądrowej i uzyskanie produkcji ok. 5,5 ÷ 8 TWh. Wzrastający w następnych latach udział energii jądrowej przyczyni się do dalszego ograniczenia emisji CO₂, a także powinien być stabilizatorem cen energii elektrycznej.

► Zwiększenie udziału gazu w krajowej produkcji energii elektrycznej jest uzależnione od źródeł jego dostaw. Polska strategia w zakresie polityki zagranicznej i energetycznej musi uwzględniać fakt, że na świecie istnieją tylko dwa strategiczne źródła gazu: Bliski Wschód oraz Rosja (z udziałem Turkmenistanu). Cała znana reszta rozproszonych zasobów gazu nie może być podstawą do długoterminowych działań strategicznych.

► Jeżeli polski gaz łupkowy okaże się w przyszłości dobrem realnie istniejącym i możliwym do eksploatacji przy energetycznej stopie zwrotu EROEI większej od jedności, sytuacja może ulec radykalnej zmianie.

Po realnej ocenie wystarczalności zasobów gazu łupkowego może zasadniczo zmienić się sytuacja energetyczna Polski i będzie potrzebne nowe podejście do dywersyfikacji struktury paliwowej elektroenergetyki krajowej.

► W przypadku sukcesu gazu łupkowego program dywersyfikacji struktury paliwowej elektroenergetyki powinien obejmować zarówno bloki gazowe do pracy szczytowej, jak i wysokosprawne kombinowane bloki gazowo – parowe do pracy podstawowej. Mogą one – poza nowymi lokalizacjami (np. w północnej części kraju, dla poprawy terytorialnej topologii źródeł energii) – zastępować także wyeksploatowane bloki węglowe w istniejących elektrowniach, przyczyniając się tym samym do ograniczenia emisji CO₂.

► Należy z dużą rezerwą traktować obecne zasady kształtowania rynku energii poprzez politykę Unii Europejskiej dążącą do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla i ograniczenia jego niekorzystnego wpływu na środowisko naturalne (w podtekście efekt cieplarniany etc.). Znane kontrowersje światowe wokół tej sprawy mogą zmienić politykę UE w zakresie CO₂. Należy jednak prowadzić badania i próby nad rozsądnymi metodami zmniejszenia emisji CO₂ oraz niwelowania jej skutków, w oczekiwaniu na ostateczne rozstrzygnięcie sprzeczności wokół efektu cieplarnianego i wpływu na emisję dwutlenku węgla w skali globalnej. Należy z rozwagą analizować metodę sekwestracji dwutlenku węgla i jego składowania w strukturach geologicznych (CCS) ze względu na kontrowersje i zagrożenia, które rodzą się przy jej wykorzystaniu, szczególnie w zakresie ograniczenia potencjalnych możliwości wykorzystania energii geotermalnej lub gazu łupkowego.

► Należy rozważyć celowość zmiany podejścia do polityki wobec górnictwa węglowego, szczególnie w okresach spadku cen paliw kopalnych, aby możliwie długo zachować krajowe zasoby węgla jako wewnętrzną strategiczną rezerwę energetyczną i przemysłową, dokonując zakupów paliw ze źródeł zagranicznych.

► W obecnej sytuacji w Polsce jest konieczne z jednej strony wprowadzenie EJ jako niezawodnego i relatywnie taniego źródła energii, zwłaszcza elektrycznej, z drugiej strony rozwijanie odnawialnych technologii wytwarzania

i przetwarzania energii, w synergicznym połączeniu z rozwojem energooszczędnych technologii użytkowania wszystkich rodzajów energii. Umożliwi to zmniejszanie intensywności eksploatacji dotychczasowych źródeł energii pierwotnej i wydłużenie okresu ich wystarczalności.

► Niezbędne jest utrzymanie i rozwój systemu wsparcia dla technologii wysokosprawnej kogeneracji energii elektrycznej i ciepłej, na poziomie zapewniającym opłacalność inwestowania w nowe moce, z uwzględnieniem kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW; wymaga to stworzenia nowych możliwości dla odpowiedniej polityki gmin i zapewnienia przewidywalności tego systemu wsparcia w perspektywie kolejnych dziesięcioleci.

► Potrzebne jest systemowe wsparcie dla równoważenia dotychczasowych dysproporcji między działaniami na rzecz wytwarzania oraz użytkowania energii elektrycznej. Współpraca między sektorem elektroenergetyki a ośrodkami naukowymi dla ukierunkowania badań na tworzenie i wdrażanie nowych, energooszczędnych technologii (w tym zasobnikowych) użytkowania energii elektrycznej, przy wykorzystaniu środków UE dla finansowania programów badawczo – wdrożeniowych i upowszechniania wyników u odbiorców, ma wielkie znaczenie dla rozwoju gospodarki i społeczeństwa.

► Konieczne jest pilne podjęcie działań legislacyjnych, mających na celu:

- uchwalenie nowego Prawa Energetycznego – aktualnie obowiązująca ustawa po licznych nowelizacjach jest mało czytelna i nie odpowiada aktualnym potrzebom;

- likwidację barier inwestycyjnych – w tym w zakresie lokalizacji inwestycji liniowych;

- nadanie statusu celu publicznego inwestycjom w zakresie budowy elektrowni i elektrociepłowni;

- uregulowanie stanu prawnego i zasad eksploatacji majątku sieciowego, w tym gospodarki nieruchomościami, planowania i zagospodarowania przestrzennego, postępowania administracyjnego oraz ochrony gruntów, środowiska i przyrody;

- sprecyzowanie procedur sporządzania przez gminy założeń oraz planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz metod realizacji tych planów, w tym wprowadzenie obowiązku uzgadniania przez gminy planów zagospodarowania przestrzennego z dostawcami mediów energetycznych;

- umożliwienie planowania zapotrzebowania na ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe na poziomie powiatu lub województwa;

- zapewnienie odpowiedniego poziomu mocy wytwórczych i dywersyfikacji struktury wytwarzania energii elektrycznej, a także warunków dla działań odtworzeniowych i modernizacyjnych na rzecz zabezpieczenia długoterminowych dostaw energii elektrycznej dla gospodarki, przy uwzględnieniu zastępowania przestarzałych elektrowni węglowych nowymi, zaawansowanymi technologicznie blokami energetycznymi o parametrach nadkrytycznych i ultranadkrytycznych;

- kształtowanie cen energii elektrycznej na poziomie zapewniającym konkurencyjność krajowego przemysłu oraz ich akceptowalność przez odbiorców końcowych;

- dywersyfikację bazy paliwowej (energymix), uwzględniającą stopniowe ograniczanie emisji CO₂, udziału węgla w krajowej produkcji energii elektrycznej jako zasobu podlegającego wyczerpaniu w perspektywie wieloletniej, z jednoczesnym wzrostem udziału niskowęglowego paliwa (tj. gazu), odnawialnych źródeł energii (w tym energetyki prosumenckiej), energii jądrowej, a także innych racjonalnych metod wytwarzania jakie zostaną w przyszłości opracowane.

► Trakcja elektryczna stanowi strategiczną formę transportu w Polsce zapewniającą możliwości zapewnienia funkcjonowania gospodarki w warunkach braku dostaw paliw płynnych. Rolą władz jest utrzymywanie i rozwój odpowiedniej sieci transportu elektrycznego, mimo jej wysokich kosztów stałych. Z tych powodów niezbędny jest także powrót do budowy Kolei Dużych Prędkości. Wymagać to będzie ukierunkowanej rozbudowy KSE, w tym w rejonach planowanego przebiegu KDP, umożliwiającej:

- wdrażanie programów wieloletniej reelektryfikacji kolei oraz budowy KDP,
- rozwój miejskiej trakcji elektrycznej,
- perspektywiczny rozwój autonomicznych pojazdów elektrycznych, przystosowanych do wykorzystywania w energetyce prosumenckiej jako zasobniki energii wyrównujące nierównowagę popytu i podaży energii elektrycznej,
- ograniczenie ekologicznie szkodliwych aspektów transportu, dla pozyskiwania środków UE na rzecz rozwoju trakcji elektrycznej w następnej perspektywie budżetowej, tj. przez najbliższe ok. 10 lat.
- wykorzystania potencjału dość dobrze rozwiniętego (mimo likwidacji fabryk w latach 90. XX w.) polskiego przemysłu elektromaszynowego, co pozwala na produkcję prawie całego osprzętu do budowy układów zasilania i taboru dla kolei o prędkościach do 200 km/h, nie tylko na potrzeby krajowe, ale także konkurencyjnego w świecie.

CENTRUM NARODOWEGO BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO

Dla zażegnania zagrożenia kryzysem energetycznym, polska strategia i polityka energetyczna, w tym zwłaszcza bezpieczeństwo energetyczne, powinny stać się główną determinantą naszej polityki gospodarczej oraz zagranicznej. Działania strategiczne w tym zakresie powinny być jednolicie koordynowane przez ustawowo powołany centralny urząd administracji państwowej / rządowej, z odpowiednio wysokimi kompetencjami i środkami finansowymi, zapewniający wsparcie Prezesa Rady Ministrów oraz Rady Ministrów w sprawach programowania strategicznego i prognozowania rozwoju w zakresie energetyki, działający w ścisłej współpracy z podmiotami sektora elektroenergetycznego.

Takie międzyresortowe centrum powinno być głównym organem wiodącym w zakresie bezpieczeństwa energetycznego Polski, kształtującym otoczenie regulacyjne, zdolnym do zapewnienia integracji i synergicznego współdziałania podmiotów państwowych, samorządowych, gospodarczych, naukowych, edukacyjnych oraz środowisk pozarządowych na rzecz opracowania rozwoju i wdrażania polskiej strategii energetycznej, a także do inspiracji działań międzynarodowych dla eliminowania zagrożeń energetycznych.

Centrum musi mieć ekspercki charakter oraz stabilnie i trwale funkcjonować ponad podziałami politycznymi.

Autorzy:

dr hab. inż. Marek Bartosik prof. nadzw. Politechniki Łódzkiej Katedra Aparatów Elektrycznych, marek.bartosik@p.lodz.pl
prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska, Katedra Elektroenergetyki, wkamrat@pg.gda.pl
prof. zw. dr hab. inż. Marian Kaźmierkowski, Instytut Elektrotechniki - IEL, mpkisep@gmail.com
mgr Włodzimierz Lewandowski, Polska Grupa Energetyczna S.A., wlodzimierz.lewandowski@gkpgge.pl
prof. zw. dr hab. inż. Maciej Pawlik, Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, maciej.pawlik@p.lodz.pl
prof. dr hab. Tadeusz Peryt, Państwowy Instytut Geologiczny, tadeusz.peryt@pgi.gov.pl

prof. dr hab. inż. Tadeusz Skoczowski, Politechnika Warszawska, Instytut Techniki Ciepłej, tskocz@itc.pw.edu.pl
dr inż., Andrzej Strupczewski prof. Narodowego Centrum Badań Jądrowych, Andrzej.Strupczewski@ncbj.gov.pl
prof. dr hab. inż. Adam Szelaż, Politechnika Warszawska, Wydział Elektryczny, adam.szelaż@ee.pw.edu.pl

W kolejnych publikacjach z planowanej serii prezentującej problematykę Raportu „Energia Elektryczna Dla Pokoleń”:

2. Polityka i porządek prawny w polskiej energetyce na tle polityki UE, w tym:
 - Polska polityka na jednolitym rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej,
 - Nowy porządek prawny dla przyspieszenia rozwoju i modernizacji energetyki.
3. Wytwarzanie energii elektrycznej – diagnoza i terapia.
4. Przesył energii – potrzeby, progi i bariery.
5. Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodorowa.
6. Nauka, edukacja, przemysł: synergiczna współpraca dla innowacyjności elektryki.

LITERATURA

- [1] BP Energy Outlook 2030. London, January 2011.
- [2] Marek Bartosik: Apetyt energetyczny cywilizacji a szanse jej przetrwania. Artykuł w monografii PAN „Czy kryzys światowych zasobów?”. Wydawnictwo: PAN, Komitet Prognoz „Polska 2000 Plus”, Warszawa, 2014, ISBN 979-83-7151-591-0, s. 47-87.
- [3] Nieć M.: Międzynarodowe klasyfikacje zasobów złóż kopalin. Metody unifikacji. Gospodarka Surowcami Mineralnymi, v. 24, p. 267-275.
- [4] BP Statistical Review of World Energy. 2001, 2012, 2013. www.bp.com (BPSR).
- [5] Malon A., Tymiński M.: Węgle kamienne. W: Szufflicki M., Malon A. & Tymiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 41-51. Warszawa 2015.
- [6] Szamalek, K., Tymiński, M.: Węgle brunatne. W: Szufflicki M., Malon A. & Tymiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 35-40. Warszawa 2015.
- [7] Czapigo-Czapla, M.: Gaz ziemny. W: Szufflicki M., Malon A. & Tymiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 11-23. Warszawa 2015a.
- [8] Czapigo-Czapla, M.: Ropa naftowa. W: Szufflicki M., Malon A. & Tymiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 29-34. Warszawa 2015b.
- [9] BP BP Statistical Review of World Energy, June 2015.
- [10] IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. W: T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex & P.M. Midgley (eds.). Cambridge University Press, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp.
- [11] Chadwick, A., Steps and cycles. Geoscientist, vol. 25, no. 6, 2015, p. 10-15.
- [12] Hansen, J., M. Sato, R. Ruedy, K. Lo, D.W. Lea & M. Medina-Elizade: Global temperature change. Proceedings of the National Academy of Sciences, vol. 103, no. 39, 2006, p. 14288-14293, doi:10.1073/pnas.0606291103.
- [13] Stanowisko Komitetu Nauk Geologicznych Polskiej Akademii Nauk w sprawie zagrożenia globalnym ociepleniem, 2009. http://www.planetaziemia.pan.pl/GRAF_aktual-2009/11_Stanowisko_KNG.pdf
- [14] World Energy Council: Comparison of energy systems using life-cycle assessment Special Report, London 2004.
- [15] Rezolucja Parlamentu Europejskiego (2007 / 2091 (INI) z 24 października 2007 roku o źródłach energii konwencjonalnej oraz technologiach energetycznych.
- [16] McKinsey Assessment of Greenhouse Gas Emissions Abatement Potential in Poland by 2030, Warsaw. 2009
- [17] Bukowski et al. (2013), 2050.pl podróż do niskoemisyjnej przyszłości.

- [18] Law B.E., Curtis J.B.: Introduction to unconventional petroleum systems. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, vol. 86, no. 11, 2002, p. 1851-1852.
- [19] Czapigo-Czapla M.: Gaz ziemny. W: Szufficki M., Malon A. & Tymiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 11-23. Warszawa, 2015.
- [20] Górecki W., Zawisza L. (red.): Ocena stopnia rozpoznania polskich basenów naftowych. CAG 993248, PIG-PIB Warszawa, 2012.
- [21] Zagórski J.: Aktualia ropy naftowej i gazu ziemnego. Przegląd Geologiczny, vol. 63, no. 5, 2015, p. 278-280.
- [22] Szott W., Gołąbek A.: Symulacje procesu eksploatacji złóż gazu ziemnego w formacjach łupkowych (shale gas). Nafta-Gaz, vol. 68, no. 12, 2012, p. 923-936.
- [23] Raport PIG-PIB...2015. Progностyczne zasoby gazu zamkniętego w wybranych zwięzłych skałach zbiornikowych Polski. Warszawa, 2015-03-24. www.pgi.gov.pl/institut-geologiczny-surowce-mineralne/gaz-lupkowy/9734-gaz-lupkowy-raporty
- [24] Raport PIG-PIB...2012: Ocena zasobów wydobywalnych gazu ziemnego i ropy naftowej w formacjach łupkowych dolnego paleozoiku w Polsce (basen bałtycki - podlasko - lubelski). Raport pierwszy. Warszawa, 2012-04-06. www.pgi.gov.pl/institut-geologiczny-surowce-mineralne/gaz-lupkowy/9734-gaz-lupkowy-raporty
- [25] Poprawa P., Kiersnowski H.: Perspektywy poszukiwań złóż gazu ziemnego w skałach ilastych (shale gas) oraz gazu ziemnego zamkniętego (tight gas) w Polsce. Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, vol. 429, 2008, p. 145-152.
- [26] Poprawa P.: Potencjał występowania złóż gazu ziemnego w łupkach dolnego paleozoiku w basenie bałtyckim i lubelsko-podlaskim. Przegląd Geologiczny, vol. 58, no. 3, 2010, p. 226-249.
- [27] Ciechanowska M., Matyasik I., Such P., Kasza P., Lubaś J.: Uwarunkowania rozwoju wydobycia gazu z polskich formacji łupkowych. Nafta-Gaz, vol. 69, no. 1, 2013, p. 7-17.
- [28] Hadro J.: Strategia poszukiwań złóż gazu ziemnego w łupkach. Przegląd Geologiczny, vol. 58, no. 3, 2010, p. 250-258.
- [29] Kotas A. (red.): Coal-bed Methane Potential of the Upper Silesian Coal Basin, Poland. Prace Państwowego Instytutu Geologicznego, vol. 142, 1994.
- [30] Hadro J., Wójcik I.: Metan pokładów węgla: zasoby i eksploatacja. Przegląd Geologiczny, vol. 61, no. 7, 2013, p. 404-410.
- [31] Malon A., Tymiński M.: Metan pokładów węgla (MPW). W: Szufficki M., Malon A. & Tymiński M. (red.), Bilans zasobów złóż kopalin w Polsce wg stanu na 31 XII 2014 r., p. 26-28. Warszawa 2015.
- [32] Kwarciański J.: Metan pokładów węgla. W: Wołkowicz S., Smakowski T. & Speczik S. (red.), Bilans perspektywicznych zasobów kopalin Polski wg stanu na 31 XII 2009 r. PIG-PIB Warszawa, 2011.
- [33] Strupczewski A.: Analiza i ocena kosztów energii elektrycznej z różnych źródeł energii w Polsce. Raport NCBJ SJ Nr: B 27/2015
- [34] MasterPlan dla Transportu Kolejowego w Polsce do 2030 r. . Ministerstwo Infrastruktury, sierpień 2008
- [35] MTBiGM- Strategia Rozwoju Transportu do 2020 r. (z perspektywą do 2030 r.), 22 I 2013 r.]
- [36] Studium Wykonalności dla budowy linii kolejowej dużych prędkości „Warszawa–Łódź–Poznań/Wrocław”. IDOM. Praca dla PKP PLK S.A., 2012
- [37] A. Szelaż, T. Maciołek, Systemy zasilania Kolei Dużych Prędkości jazdy, Rozdział 7. Koleje Dużych Prędkości w Polsce (red. M. Siergiejczyk), s. 123-124, Instytut Kolejnictwa, 2015
- [38] Porozumienie w sprawie zasad przyłączenia sieci trakcyjnej PKP PLK S.A. do sieci dystrybucyjnej przedsiębiorstwa energetycznego PKP Energetyka S.A z dnia 01.06.2010 r. (z późniejszymi zmianami).
- [39] Szelaż A. – Wpływ napięcia w sieci trakcyjnej 3 kV DC na parametry energetyczno-trakcyjne zasilanych pojazdów. INW SPATIUM, 2013
- [40] Borlese, Smart Grids: Infrastructure, Technology and Solutions, CRC Press, 2012
- [41] ISE: <http://ise.ews21.pl/index.php?page=ise>
- [42] Rynek inteligentnych sieci energetycznych w Polsce – diagnoza potencjału, Park Naukowo-Technologiczny Euro-Centrum, Katowice, 2013
- [43] Malko J., Wojciechowski H., Sektor energetyczny i cyberbezpieczeństwo, Nowa Energia" nr 1/2015), <http://www.cire.pl/pliki/2/sektorenbezpcyb.pdf>
- [44] ENISA: Smart Grid Threat Landscape and Good Practice Guide, <http://www.search.ask.com/web?o=APN10371&gct=kwd&q=Smart%20Grid%20Threat%20Landscape%20and%20Good%20Practice%20Guide>

ZAŁĄCZNIKI (dostępne: www.sep.com.pl)

- ZG[1] Bartosik M.: Apetyt energetyczny cywilizacji a szanse jej przetrwania (patrz [1]).
- ZG[2] Bartosik M.: Źródła energii pierwotnej – dywersyfikacja w warunkach polskich.

DOKUMENTY ŹRÓDŁOWE (dostępne: www.sep.com.pl)

- DZ[1] Czy potrzebna jest dywersyfikacja? Potencjalny mikś elektroenergetyczny Polski w 2030 roku w świetle uwarunkowań wewnętrznych i zewnętrznych. Raport EY, 2014.
- DZ[2] EU energy in figures. Statistical pocketbook. EUROPEAN COMMISSION, 2014.
- DZ[3] Polityka energetyczna Unii Europejskiej wg stanu na 08.12.2014. Materiały OIDE.
- DZ[4] Ekspertyza „Mapa rozwoju dyscypliny Elektrotechnika”. Komitet Elektrotechniki PAN Warszawa 2013.
- DZ[5] European Energy Security Strategy. EUROPEAN COMMISSION, Brussels, 28.5.2014.
- DZ[6] BP Energy Outlook 2030. London, January 2011.
- DZ[7] Prezydium PAN: Stanowisko z dn. 11.03.2014, dotyczące gazu ziemnego znajdującego się w warstwach łupkowych (tzw. „gazu łupkowego”).
- DZ[8] A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. European Commission, Brussels, 2014; SWD(2014) 15 final; {COM(2014) 15 final}; {SWD(2014) 16 final}.
- DZ[9] Master Plan dla transportu kolejowego w Polsce do 2030 r. Ministerstwo Infrastruktury, Warszawa, 2008
- DZ[10] Strategia rozwoju transportu do 2020 roku (z perspektywą do 2030 roku). Ministerstwo Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej, Warszawa, 2013.