

Elektrownia Bełchatów – co dalej?
Autor: Ewaryst Hille

Warszawa 12 grudnia 2018
Na zlecenie ClientEarth

Wykaz skrótów

AGD	- sprzęt gospodarstwa domowego
CAPEX	- wydatki kapitałowe
CCGT	- turbina gazowa w cyklu kombinowanym
CO ₂	- dwutlenek węgla
HT SOE	- ogniwa paliwowe stało-tlenkowe
IEA	- Międzynarodowa Agencja Energii
IPCC	- Międzynarodowy Panel ds. Zmian Klimatu
KSE	- Krajowy System Elektroenergetyczny
MSP	- małe i średnie przedsiębiorstwa
NO _x	- tlenki azotu
OPEX	- wydatki operacyjne
OZE	- odnawialne źródła energii
O&M	- koszty operacyjne i utrzymania
PEP2040	- polityka energetyczna Polski do roku 2040
PGE	- Polska Grupa Energetyczna
PGNiG	- Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo
PKB	- produkt krajowy brutto
PKB/c	- produkt krajowy brutto na osobę
RTV	- sprzęt radiowo telewizyjny i elektroniczny w gospodarstwach domowych
SO _x	- tlenki siarki

Wstęp

Węgiel brunatny powoduje największą w Polsce jednostkową emisję gazów cieplarnianych spośród wszystkich stosowanych na dużą skalę w elektroenergetyce nośników energii pierwotnej. Jest on paliwem wysoce ekstensywnym. W porównaniu z węglem kamiennym, gazem ziemnym czy ropą naftową ma on znacznie niższą wartość opałową, jest też silnie zawilgocony (50-60%). Powoduje to względnie wysokie zapotrzebowanie własne procesu wytwarzania energii elektrycznej, a sprawności netto są o kilka punktów procentowych niższe, nawet od źródeł wykorzystujących węgiel kamienny. Wysoki udział niepalnego balastu w paliwie ogranicza ekonomicznie zasadność jego długodystansowego transportu. W konsekwencji geograficzny zasięg rynków, na których mógłby on być użytkowany ma charakter lokalny. Ponieważ „urok” węgla brunatnego polega na dużej koncentracji jego zasobów w złożach eksploatowanych odkrywkowo, to dominującym sposobem wykorzystania są duże elektrownie zlokalizowane możliwie blisko pokładów geologicznych. Przy dzisiejszej technice sprawność użytkowania węgla brunatnego jest ograniczona maksymalnymi osiąganymi technologiami w elektroenergetyce wielkoskalowej tj. ok. 45% netto. Ze względu na koszty transportu duży potencjalnie rynek kogeneracji jest praktycznie nieosiągalny (poza marginalnym ciepłownictwem w lokalizacjach bliskich odkrywkom), a więc węgiel brunatny nie może być masowo spalany np. ze sprawnościami w granicach 80%, co jest możliwe dla węgla kamiennego. Łącznie powoduje to niską efektywność i wysoką emisyjność tego paliwa. Szkodliwość (koszt) dla środowiska w procesach typowego użytkowania energetycznego jest bardzo wysoka, ponieważ spalanie węgla brunatnego powoduje nie tylko bardzo wysoką emisję dwutlenku węgla (CO₂), ale także rtęci i innych zanieczyszczeń powietrza.

Ekstensywność węgla brunatnego wynika również z odkrywkowego sposobu jego pozyskania wymagającego także często zewnętrznego zwałowania nadkładu, powodującego wieloletnie zablokowanie lub /i zniszczenie rozległych terenów o dużej wartości społecznej gospodarczej i przyrodniczej. Nie bez znaczenia jest także powstawanie leja depresyjnego, obniżającego poziom wód gruntowych w promieniu kilkudziesięciu kilometrów, obniżając efektywność rolnictwa, zagrażając zasobom przyrodniczym, a nawet ograniczając dostęp ludności do wody pitnej.

Można oczekiwać, że w warunkach rozwoju Polski faktyczne koszty zewnętrzne (straty) związane z wydobywaniem (teren, woda) i użytkowaniem węgla brunatnego (CO₂, NO_x, SO_x, pyły, rtęć,) będą szybko rosły w ocenie społecznej. Wynika to zarówno z istotnego wzrostu PKB/c kiedy to społeczeństwo oczekuje raczej rosnących produktywności i malejącej agresywności od działalności gospodarczej, jak i rosnącej świadomości znaczenia czystego powietrza dla zdrowia społeczeństwa. Reasumując: ekstensywna energetyka węgla brunatnego dla społeczeństwa o rosnącym poziomie PKB będzie coraz bardziej kosztowna i nie będzie dla niego właściwą.

Wobec zagrożeń związanych ze zmianami klimatu (raport IPCC z 2018 roku) i polityką klimatyczną Unii Europejskiej, ten rodzaj wytwarzania energii elektrycznej powinien być eliminowany w pierwszej kolejności z krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE). Zaprezentowany właśnie przez Ministra Energii projekt Polityki Energetycznej Polski do roku 2040 (PEP2040) [1], przewiduje utrzymanie aktywności wytwórczej z węgla brunatnego do roku 2030, a następnie jej ograniczanie w miarę wyczerpywania zasobów w istniejących odkrywkach. Projekt ten proponuje zastąpienie źródeł węglowych energetyką jądrową o narastającej mocy od roku 2033. Jednocześnie nie eliminuje ostatecznie węgla brunatnego z miksu elektroenergetycznego, uzależniając jego przyszłość od zastosowania nowych technologii (np. zgazowania). Przyszłość tę wiąże z ewentualnym uruchomieniem nowych odkrywek.

Niniejsze opracowanie stanowi próbę oceny możliwości wcześniejszej rezygnacji z energetyki węgla brunatnego, w szczególności w elektrowni Bełchatów.

Elektrownia Bełchatów

Elektrownia Bełchatów jest największą elektrownią w KSE. Moc zainstalowana wynosi 5298 MW, a moc osiągalna 5472 MW. Produkcja energii elektrycznej wyniosła 32,3 TWh (2017) stanowiąc 21% produkcji w KSE przy zużyciu ok. 42 mln t węgla brunatnego. Jednocześnie Elektrownia Bełchatów jest największym emitentem gazów cieplarnianych w polskiej elektroenergetyce i całej Unii

Europejskiej – ok. 35-37 mln t CO₂/rok w zależności od rocznej aktywności i struktury wykorzystanych bloków

Elektrownia Bełchatów składa się z dwóch jakościowo różnych części: 12 bloków klasy 360 MW mocy, które po modernizacji bloków 3-12 w latach 2007-16 osiągają łącznie moc zainstalowaną 4440 MW (średnio po 370 MW) oraz bloku 858 MW. Bloki klasy 360 MW są eksploatowane przez okres od 30 (blok 12) do 37 (blok 1) lat. Ich sprawność brutto wynosi średnio ok. 38,4% (od 37,4% do 38,6%), a netto średnio ok. 34,3% (od 33,1% do 34,5%), przy potrzebach własnych ok. 10-10,5%. Blok 858 MW został oddany do eksploatacji w roku 2011 osiągając sprawność brutto ok. 44,4%, a netto ok. 41,7%. W konsekwencji bloki te różnią się emisyjnością CO₂: od 995 kg/MWh dla bloku 858 MW do 1125 kg/MWh dla najmniej sprawnych bloków klasy 370 MW, a średnio w tej klasie ok. 1092 CO₂/MWh [2]. Zaprezentowana tu emisyjność jest wyższa niż wynikałoby to z nominalnej sprawności netto co wynika z ubytków sprawności spowodowanych np. występującą okresowo pracą poza zakresem mocy nominalnych, rozruchów i odstawień. Przykładowo cytowana [2] emisyjność bloku 858 MW odpowiada średniej sprawności netto w roku na poziomie 40,1%

Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej w Elektrowni Bełchatów jest wysoki i wynosi obecnie blisko 78 proc., przy średniej w sektorze na poziomie 56 proc. Dyspozycyjność bloków energetycznych przekracza 88 proc.

Węgiel brunatny dla Elektrowni Bełchatów

Praca Elektrowni Bełchatów uzależniona jest od dostaw paliwa z okolicznych kopalń odkrywkowych, których zasoby ulegają stopniowemu wyczerpaniu. Wg [5] na koniec 2016 roku zasoby przemysłowe wynosiły na polu Bełchatów 47,5 mln t (operatywne 45,2 mln t), a na polu Szczerców 616,1 mln t (operatywne ok. 585,3 mln t), a łącznie 663,6 mln t (operatywne ok. 630,5). Zasoby operatywne (przemysłowe pomniejszone o straty procesu) oszacowano na podst. proporcji zaprezentowanych w [3].

Wydobycie roczne zawiera się w przedziale 38-42 mln t, a więc na koniec roku 2018 zasoby przemysłowe można szacować na poziomie ok. 583 mln ton łącznie dla obu odkrywek, a zasoby operatywne na poziomie ok. 550 mln t. Wg [5] odkrywki bełchatowskie planuje się eksploatować do roku 2040, przy czym po 2030 wydobycie będzie zmniejszane.

Odkrywka Złoczew posiada zasoby szacowane [5] na 611 mln t, w tym zasoby przemysłowe 538 mln t. Od 2030 potencjał wydobywczy może osiągnąć po ok. 18 mln t/rok, tzn. ok. 45% aktualnego rocznego zużycia w Elektrowni Bełchatów. Odkrywka Złoczew zlokalizowana jest 50 km w linii prostej od Elektrowni Bełchatów. Rozważa się budowę odkrywki wraz z połączeniem kolejowym z Elektrownią Bełchatów w istniejącej lokalizacji lub budowę nowej elektrowni w lokalizacji odkrywki, co wymagałoby dodatkowych inwestycji w sieci elektroenergetyczne. Przy założeniu poziomu nakładów na nowe bloki elektroenergetyczne klasy 1000 MW o sprawności powyżej 45% netto na poziomie 7-8 mln zł/MW całkowite nakłady na taką inwestycję wyniosły by ok. 20 – 30 mld zł, w tym ok. 16-24 mld zł – elektrownia, ok. 3,5-4 mld zł kopalnia oraz ok. 1,5 mld infrastruktura transportowa (kolej lub sieć elektroenergetyczna).

22 listopada 2018 r. Wojewódzki Sąd Administracyjny w Łodzi unieważnił studium zagospodarowania przestrzennego dla gminy Złoczew. Decyzja WSA oznacza, że potencjalny inwestor, spółka PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna, nie może starać się o koncesję na wydobycie węgla z odkrywki Złoczew.

Funkcje źródeł zlokalizowanych w rejonie Elektrowni Bełchatów w KSE

Przy założeniu wartości opałowej węgla brunatnego z odkrywki Złoczew na poziomie 8 MJ/kg i sprawności netto bloków elektroenergetycznych 45% wykorzystanie całego potencjału wydobywczego pozwala na produkcję maksymalnie 18 TWh/rok, a cały zasób przemysłowy na 538 TWh. Na podstawie programu dla górnictwa węgla brunatnego opracowanego przez Ministerstwo Energii [5] uważa się (ocena własna autora) za potrzebne funkcjonowanie w centralnym rejonie KSE wielkoskalowej elektrowni, której czas wykorzystania mocy zainstalowanej wynosił by od ok. 5000 h/rok (dla 2 bloków po 1 GW) co pozwala na wytworzenie 10 TWh/rok energii elektrycznej przy zużyciu ok. 10 mln t węgla brunatnego/rok do ok. 6000 h/rok dla 3 bloków po 1 GW), co pozwala na

wytworzenie 18 TWh/a energii elektrycznej przy zużyciu 18 mln t węgla brunatnego/a. Ze względu na skalę zasobów odkrywki czas pracy kompleksu mógłby wynosić od ok. 30 do ok. 54 lat do ich wyczerpania. Biorąc pod uwagę czasochłonność budowy takiego kombinatu jego eksploatacja miała by miejsce w latach 2031 – 2085.

W związku z tym pojawia się fundamentalne pytanie, czy w warunkach:

- a. gwałtownych zmian technologicznych, których doświadcza energetyka światowa prowadzących do decentralizacji wytwarzania energii elektrycznej (a w niedalekiej przyszłości zapewne mobilności części ze źródeł energii elektrycznej) oraz wykorzystywania niskoemisyjnych metod jej wytwarzania,
 - b. szybkiego rozwoju społeczeństwa polskiego powodującego wzrost oczekiwań co do jakości środowiska oraz zdolnego wdrażać inwestycje energetyczne zintegrowane z innymi funkcjonalnościami (np. transportem, mieszkalnictwem, gospodarką odpadami itp.), a także podnoszącego efektywność wykorzystania energii,
 - c. niedoborów podaży pracy i wzrostu presji na wynagrodzenia,
 - d. problemów wynikających ze zmian klimatu przekładających się na politykę i regulacje wprowadzające koszty środowiskowe do rachunku ekonomicznego w narastającej skali,
- jest sens budowy ekstensywnych źródeł energii pasujących koncepcyjnie do XIX i XX –wiecznej gospodarki. W ocenie autora odpowiedź jest jednoznaczna: NIE! Czas budowy źródeł energii o wysokiej emisyjności i utrwalających sphyłkowe struktury gospodarczo-społeczne skończył się. Wystarczająco dużym problemem jest możliwie szybka likwidacja istniejących źródeł w sposób bezpieczny dla gospodarki i społeczeństwa.

Z drugiej strony pojawia się pytanie o rolę źródeł wielkoskalowych w ramach tworzącej się nowej architektury KSE zgodnych z trendami cywilizacyjnymi. Tu odpowiedź nie jest tak jednoznaczna, ponieważ:

1. Z jednej strony np.:
 - 1.1. Istniejąca struktura i skala systemu ogranicza dynamikę zmian,
 - 1.2. Aktualnie tworzy się system najwyższych napięć o zasięgu kontynentalnym, a nawet międzykontynentalnym, umożliwiające przekazywanie dużych wolumenów energii na duże odległości po niskich kosztach (straty sieciowe rzędu 1%) co m.in.:
 - 1.2.1. Zwiększa skalę rynku, dla którego źródła energii są dostawcą energii i usług energetycznych o ile uzyskają one odpowiednią konkurencyjność,
 - 1.2.2. Umożliwia osiągnięcie efektów skali ze skoncentrowanej produkcji w źródłach o dużej mocy i znaczącą obniżkę kosztów,
 - 1.2.3. Zwiększa możliwości zarządzania rozkładem zapotrzebowania na energię i moc (różne pory dnia i nocy, różnice temperatur, wietrzności, nasłonecznienia),
 - 1.2.4. Podnosi bezpieczeństwo energetyczne w systemie międzynarodowym,
2. Z drugiej jednak strony np.:
 - 2.1. Rozproszone źródła energii małej i mikro skali rozwijają się bardzo dynamicznie co pozwala zwiększać zakres ich stosowania i powoduje gwałtowną obniżkę kosztów,
 - 2.2. Lokalne wytwarzanie energii elektrycznej pozwala na integrację tego procesu z innymi dziedzinami gospodarki, jak np. transport, budownictwo mieszkaniowe i ciepłownictwo, procesy przemysłowe, co pozwala na rozdział kosztów pomiędzy energią elektryczną i inne usługi, a także domykanie obiegów materiałowych,
 - 2.3. Zwiększanie liczby źródeł energii małej skali powoduje większe zainteresowanie ich dysponentów w dziedzinie zarządzania bilansami energii, a z tego wynika wzrost aktywności w zakresie poprawy efektywności wykorzystania energii oraz zarządzania mocą, a także w zakresie pozyskiwania nowych sposobów wytwarzania i magazynowania energii. Zwiększa się też bezpieczeństwo energetyczne całego systemu. Sprzyja temu powszechna cyfryzacja.

Z tego wynika, że w horyzoncie 20-30 lat istnieje najprawdopodobniej uzasadnienie aby malejącą, ale istotną część potrzeb rynku energii elektrycznej zaspokajać ze źródeł wielkiej skali. Muszą one jednak spełnić kilka warunków, wśród których podkreślić należy:

1. Niskie operacyjne koszty wytwarzania energii elektrycznej, związane głównie z kosztami pozyskania energii pierwotnej i emisji zanieczyszczeń do środowiska, zapewniające konkurencyjność na rynku kontynentalnym,
2. Odpowiednią funkcjonalność zbudowaną na wysokiej dopuszczalnej dynamice zmian obciążeń, łatwym i szybkim wielokrotnym rozruchom oraz wysokiej niezawodności. Elastyczność pracy jest konieczna ze względu na rosnącą dynamikę zmian warunków na rynku energii elektrycznej.

Reasumując, konwencjonalne źródła wielkoskalowe przewidywane do pracy w paśmie podstawowym systemu elektroenergetycznego mogą charakteryzować się wysokimi nakładami inwestycyjnymi (CAPEX), ale muszą mieć bardzo niskie koszty operacyjne (OPEX) i oferować niskie ceny energii, ponieważ będą one zmuszone konkurować z wielkoskalowymi źródłami OZE takimi jak elektrownie wodne przepływowe, morskie farmy wiatrowe/falowe/pływowe czy też farmy fotowoltaiczne. Wśród dostępnych aktualnie źródeł warunków taki spełniać mogą źródła jądrowe i przez pewien ograniczony czas źródła gazowe pracujące w skojarzeniu, a w niedalekiej przyszłości źródła wodorowe w tym baterie ogniwo paliwowych dużej mocy. W przypadku źródeł wodorowych ich konkurencyjność w znacznej mierze zależy będzie od ich systemowej integracji z fluktuującymi źródłami OZE produkującymi krańcowo tanią energię w warunkach dużych nadwyżek mocy w bilansie KSE w pewnych okresach czasu. Źródła przewidywane do pracy w szczytach, nie muszą mieć tak niskiego OPEX, ale muszą się charakteryzować bardzo wysoką elastycznością pracy. Taki warunek spełniają obecnie źródła gazowe i olejowe, a także elektrownie szczytowo pompowe. W tym zakresie rośnie rola różnego rodzaju magazynów energii zdolnych do szybkiego wytworzenia energii. Duże znaczenie mogą mieć także (ponownie) źródła wodorowe.

Pamiętać należy, że w warunkach bardzo dynamicznych (rewolucyjnych) zmian w energetyce, analizy ekonomiczne wykonywane na bazie aktualnych wycen i doświadczeń z przeszłości są obciążone bardzo dużą niepewnością, co dotyczy zwłaszcza przedsięwzięć o długich cyklach inwestycyjnych (rzędu 10 lat) i okresach życia (rzędu 40-60 lat). Wynika to zarówno z relatywnie gwałtownie zmieniających się cen dostaw urządzeń i materiałów (technologia, skala rynku, funkcjonalności) jak też wycen (regulacje) wartości produktów i zanieczyszczeń generowanych przez energetykę. W tym zakresie można identyfikować jedynie pewne trendy zmian, których liczbowy wymiar zależy będzie głównie od polityki mocarstw ekonomicznych, takich jak Unia Europejska, USA czy Chiny i ich determinacji w rozwoju technologii, a zwłaszcza dopuszczania tych technologii do rynku na dużą skalę.

Biorąc pod uwagę zrealizowane w ostatnich latach inwestycje w systemowe źródła elektroenergetyczne można założyć, że w horyzoncie roku 2040 na architekturę KSE składać się będą generalnie trzy segmenty:

1. Wielkie elektrownie systemowe wykorzystujące bloki klasy 1000 MW (niezależnie od źródła energii pierwotnej) oraz wielkiej mocy elektrownie wykorzystujące energię odnawialną, przy wycofywaniu konwencjonalnych bloków mniejszej mocy lub ewentualnym przekwalifikowaniu ich do funkcji szczytowych i rezerwowych. Funkcjonalność źródeł wielkiej mocy będzie powoli ewoluować w kierunku konkurencji w dostawach energii na rynku międzynarodowym i świadczenia usług utrzymywania jakości energii elektrycznej w KSE i europejskim systemie elektroenergetycznym,
2. Elektrociepłownie gazowe funkcjonujące głównie na rzecz przemysłu i ośrodków miejskich,
3. Źródła rozproszone funkcjonujące głównie na rzecz MSP i gospodarstw domowych.

Biorąc z kolei pod uwagę aspekty bezpieczeństwa pracy KSE oraz koszty związane z przesyłaniem dużej mocy na duże odległości przewiduje się potrzebę względnej równomierności rozkładu mocy na terenie całego kraju. Natomiast uwzględniając operacyjne potrzeby wzajemnego rezerwowania bloków można założyć, że w zakresie segmentu wielkich elektrowni systemowych w jednej lokalizacji (elektrowni) grupowane będą po 2-3 bloki o łącznej mocy 2-3 GW. Biorąc pod uwagę projekt PEP2040 może to oznaczać że w roku 2040 byłoby ok. 5-6 elektrowni, w każdej po 2 wielkie bloki o łącznej mocy ok. 10-12 GW. Ze względu na koszty, narastające problemy lokalizacyjne źródeł i sieci elektroenergetycznych, a także unikanie nadmiernych problemów społecznych związanych z rynkiem pracy, należy oczekiwać, że w większości byłyby one posadowione w lokalizacjach obecnie istniejących dużych elektrowni. Jedną z nich byłaby Elektrownia Bełchatów.

Alternatywy dla węgla brunatnego w Elektrowni Bełchatów

Krytyczną ocenę względem źródeł wykorzystujących węgiel brunatny zdaje się prezentować Minister Energii w projekcie PEP2040. Jednakże ze względu na zachowawcze podejście do transformacji w sektorze elektroenergetycznym oznaczające silne przywiązanie do centralnej roli wielkoskalowych źródeł energii elektrycznej w KSE nie przekłada się ono jeszcze na pożądaną strukturę mocy elektroenergetycznych już w roku 2030. Tymczasem transformacja wymaga działań zdecydowanych,

koncentrujących zasoby na perspektywicznych rozwiązaniach, a nie marnowanie ich na podtrzymywanie istniejących, ale schyłkowych struktur. Takie działanie jest oczywiście trudne z perspektywy politycznej, ponieważ może oznaczać silne naruszenie istniejącego podziału interesów ekonomicznych i społecznych. Z drugiej strony brak decyzji przełomowych oznaczać może kontynuację dryfu technologicznego, wysokie ceny energii, wysokie zanieczyszczenie środowiska i faktycznie pogorszenie stanu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Czy jest zatem możliwa głębsza restrukturyzacja bez ryzyka pogorszenia stopnia bezpieczeństwa energetycznego w Polsce?

Popyt

Oszacowanie zapotrzebowania na energię elektryczną do 2040 roku obciążone jest znaczną niepewnością. W PEP2040 określono go na poziomie zaprezentowanym w tabl. 1. :

Tabl. 1 Prognozy na podstawie projektu PEP2040 [1]

Rok	2020	2025	2030	2035	2040
Zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	165	181,2	198,8	214,3	230,1
Zapotrzebowanie na moc maksymalną [MW]	25487	27963	30226	32301	34535
Moc zainstalowana [MW]	42000	47300	57700	62400	72600

Oszacowanie to jest wysokie, uwzględnia trwały wzrost gospodarczy, rozwój elektromobilności prawdopodobnie dostawy energii elektrycznej do celów grzewczych.

Ze względu na przyrost mocy fluktuujących obniża się średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej, tabl. 2.

Tabl. 2 Analiza wykorzystania mocy w projekcie PEP2040 [1]

Rok	2020	2025	2030	2035	2040
Średni czas pracy mocy zainstalowanej [tys. h/rok]	3,929	3,844	3,463	3,455	3,193
Produkcja [TWh] przy utrzymaniu czasu pracy z 2020r. - szacunek własny	165	186	227	245	285
Moc zainstalowana przy utrzymaniu czasu pracy z 2020r. [MW] - szacunek własny	42000	46124	50604	54549	58571

Zadeklarowane wykorzystanie wymiany międzynarodowej dla celów regulacyjnych (głównie zwiększania rezerw mocy w szczycie zapotrzebowania i zwiększenia dyspozycyjności źródeł wytwórczych) wydaje się słabo zrealizowane. Pokrycie krańcowych (szczytowych), do 15% mocy maksymalnej, dostawami z importu ograniczyłoby wielkość wymaganej mocy zainstalowanej w KSE jak w tabl. 3.

Tabl. 3 Import a moc zainstalowana

Rok	2020	2025	2030	2035	2040
Zapotrzebowanie na moc maksymalną [MW]	25487	27963	30226	32301	34535
Moc zainstalowana [MW]	42000	47300	57700	62400	72600
Zapotrzebowanie na moc maksymalną z „kraju -15%” [MW]	21664	23769	25692	27456	29355
Moc zainstalowana w „kraju - 15%” [MW]	35700	40205	49045	53040	61710
Wskaźnik: moc zainstalowana -15%/zapotrzebowanie na moc maksymalną	1,40	1,44	1,62	1,64	1,79

Oznaczałoby to dla roku 2030 obniżenie potrzebnej mocy zainstalowanej w źródłach krajowych z 57,7GW do ok. 49,0GW tj. o ok. 8,7GW, a w roku 2040 z 72,6GW do ok. 61,7 GW tj. o ok. 10,9GW. Są to bardzo duże moce, a rozważając bardziej aktywną międzynarodową wymianę mocy można by:

- A. Szybciej wycofać wysokoemisyjne źródła, w szczególności i w pierwszej kolejności spalające węgiel brunatny, lub
- B. Ograniczyć nakłady inwestycyjne (CAPEX) przez zaniechanie budowy niektórych nowych źródeł krajowych z opcją przeznaczenia nakładów na energetykę zdecentralizowaną i efektywność (konkurencyjność) użytkowania energii.

W przypadku realizacji możliwości „A” część mocy wytwórczych bazujących na węglu brunatnym można by pozostawić w zimnej rezerwie (co wymagałoby przyjęcia nowych regulacji prawnych). Ze względu na względnie wysoką sprawność i stosunkowo krótki okres eksploatacji mogłoby to dotyczyć jedynie bloków 450 MW aktualnie budowanego w elektrowni Turów i 858 MW w elektrowni Bełchatów wraz z odpowiednimi zasobami węgla w aktualnie użytkowanych odkrywkach.

Zaprezentowany w tabl. 3 wskaźnik: „moc zainstalowana pomniejszona o 15%/maksymalne zapotrzebowanie na moc” obrazuje poziom rezerw w KSE dedykowanych różnym sytuacjom ruchowym takim jak planowa i nieplanowa utrata dyspozycyjności, nieplanowane zwiększenie popytu itp. W sytuacji gdy wzrastał będzie udział źródeł wiatrowych i solarnych, ale także gdy pogarszają się warunki pracy źródeł konwencjonalnych (np. związane z chłodzeniem czy nieplanowaną pracą o często zmiennym obciążeniu i dlatego większa awaryjność), a także wobec istnienia w KSE jednostek wielkiej mocy wskaźnik ten powinien wzrastać. Jednakże pomimo ewentualnego ograniczenia krajowych mocy zainstalowanych, relacja tych mocy do prognozowanych w PEP2040 maksymalnych zapotrzebowań mocy jest na poziomie 1,62 w roku 2030 i 1,79 w roku 2040 co wydaje się nadal bezpieczne.

Handel Zagraniczny – import mocy elektrycznej skorelowany z eksportem towarów

Warto w tym miejscu uzmysłowić kreatorom polskiej polityki energetycznej, że odpowiednio zdywersyfikowany import energii elektrycznej nie musi pogarszać bezpieczeństwa energetycznego państwa, a jako źródło tańszej energii (na większym rynku cena hurtowa będzie co do zasady niższa) stanowić będzie element prorozwojowy polskiej gospodarki. Trzeba tu mieć na uwadze fakt, że gospodarka polska jest coraz silniej powiązana z gospodarką światową, w tym w szczególności z najbliższymi sąsiadami. W konsekwencji, gdyby miało dojść do pogorszenia relacji politycznych, skutkujących np. przerwaniem uzgodnionych dostaw energii/mocy elektrycznej z importu, oznaczałoby to jednocześnie ograniczenia wymiany handlowej w innych dziedzinach. To z kolei powodowałoby wyhamowanie aktywności gospodarczej w Polsce w całym łańcuchu dostaw i obniżenie zapotrzebowania na energię i moc elektryczną, redukując zapotrzebowanie na import (w niektórych przypadkach bilans energetyczny mógłby być nawet poprawiony).

Elektrownie wiatrowe

Projekt PEP2040 przewiduje ograniczanie roli energetyki wiatrowej na lądzie ze względu na deklaracje polityczne z 2015 roku (publiczne wyjaśnienia Ministra Energii do PEP2040) oraz aktualnie obowiązująca ustawę odległościową.

Tabl. 4 Elektrownie wiatrowe na lądzie

Rok	2020	2025	2030	2035	2040
Moc zainstalowana w projekcie PEP2040 [MW]	6400	7000	6000	2100	800
Produkcja energii elektrycznej w projekcie PEP2040 [TWh]	14,7	16	13,7	4,9	1,8
Moc zainstalowana przy rekonstrukcji jakościowej [MW] – szacunek własny	6400	7500	8000	8500	9000
Produkcja energii elektrycznej przy rekonstrukcji jw. [TWh] – szacunek własny	14,7	17,6	19,2	21,3	23,4

Aktualnie elektrownie wiatrowe oferują bardzo konkurencyjne warunki dostaw energii elektrycznej. Cena dostaw wygrywających w ostatniej (2018) aukcji na dostawy z elektrowni wiatrowych i solarnych o mocach powyżej 1 MW w latach 2020-2035 [9,10] wynosiła od ok. 158 do 217 zł/MWh, a średnio ok. 197 zł/MWh. To prawdopodobnie taniej niż wynosić będzie koszt morskiej energetyki wiatrowej, a z

całą pewnością znacznie taniej od produkcji z energetyki węglowej, która przy cenie węgla na poziomie ok. 70 Euro/t i cenie emisji CO₂ na poziomie 25-30 Euro/t będzie generowała koszty rzędu 265-285 zł/MWh przy pracy przez 6000 godzin w ciągu roku dla bloku klasy 1000 MW. Każde zwiększenie ceny paliwa i emisji przekłada się wprost na koszty generacji energii elektrycznej. Utrata konkurencyjności rośnie dramatycznie w miarę skracania czasu pracy takich jednostek (a jest to wysoce prawdopodobne w wyniku wypierania z rynku w wyniku wysokich ofert cenowych). Jest to więc, a zwłaszcza będzie, wysoce niekonkurencyjny sposób generacji. Z drugiej strony rozwój technologiczny powinien dalej obniżyć koszty pozyskania energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych, co w zależności od sytuacji rynkowej powinno się przełożyć na ceny.

W tabl. 4 przedstawiono szacunek mocy zainstalowanej i produkcji z elektrowni wiatrowych w sytuacji wyłącznie rekonstrukcji elektrowni lądowych w istniejących lokalizacjach i mających powstać do roku 2025 wg PEP2040 [1]. Założono średni wzrost mocy zainstalowanej do 130% w stosunku do mocy wiatraków istniejących w 2025 roku (wg [1]) oraz zwiększenie zdolności czasu pracy (praca w większym zakresie warunków wiatrowych) do 13% w 2040 roku. W efekcie oszacowano możliwość zwiększenia produkcji energii elektrycznej w porównaniu do projektu PEP2040 o ok. 5,5 TWh w roku 2030 i o ok. 21,6 TWh w roku 2040. Realizacja takiej modernizacji elektrowni wiatrowych wymagałaby zmian w aktualnie obowiązującym prawie (ustawa odległościowa).

Wodór

Rekonstrukcja elektrowni wiatrowych na lądzie jednocześnie bez ograniczania programu budowy elektrowni wiatrowych na morzu umożliwiła by rezygnację z kosztownych bo wysokoemisyjnych źródeł spalających węgiel brunatny (z wyłączeniem dwóch wcześniej wspomnianych bloków 450 i 858 MW), a także stopniowego ograniczenia pracy części źródeł spalających węgiel kamienny o najniższych w danym momencie sprawnościach systematycznie w latach 2025-40. Jednakże należałoby zabezpieczyć narastające zdolności zmagazynowania energii nadmiarowej wytworzonej w szczególnie korzystnych warunkach wiatrowych i jednocześnie zdolność jej dostawy w warunkach niekorzystnych.

Wielkoskalową możliwość takich funkcjonalności w perspektywie 2040 roku stanowić będą zapewne wytwornice wodoru. Najprostszą istniejącą technologią wytwarzania wodoru dostosowaną do sytuacji nadmiaru mocy elektrycznej jest elektroliza wody.

Najbardziej zaawansowane technologicznie są elektrolizery alkaliczne. Inną bardzo ciekawą technologią są elektrolizery wykorzystujące membrany polimerowe, charakteryzujące się wysoką wydajnością, nad którymi intensywne prace trwają w USA. Aktualne koszty tej technologii dla instalacji o zdolności produkcyjnej 50 t/dobę za [7] zaprezentowano w tabl. 5.

Tabl. 5 Koszty elektrolizy metodą membran polimerowych

Wyszczególnienie	Koszt [USD (ceny 2007)/kg H ₂]	Struktura
Kapitał	1,33	26,0%
O&M stałe	0,4	7,8%
O&M zmienne	0,01	0,2%
Energia elektryczna	3,38	66,0%
Razem	5,12	100%

Oczekuje się (tamże [7]) spadku nakładów kapitałowych o ok. 60% dla tej skali elektrolizerów do roku 2025. W takiej sytuacji jeszcze bardziej istotnym dla kosztu wytwarzania wodoru pozostaje koszt energii elektrycznej.

Trzeba podkreślić, że w warunkach gdy w KSE funkcjonowałyby dużo mocy wiatrowych (np. dla roku 2030 ok. 12,6 GW, a dla roku 2040 ok. 19,3 GW łącznie lądowych i morskich), przy dużych mocach również w najbliższym sąsiedztwie zagranicznym (dostępne w imporcie), istnieje wysokie prawdopodobieństwo występowania wtedy bardzo niskich cen energii. W takich warunkach użytkowanie energii elektrycznej do wytwarzania wodoru (zwłaszcza na dużą skalę) znacząco tanieje, a z drugiej strony pobór mocy dla realizacji tego celu powoduje, że ceny na rynku hurtowym energii elektrycznej nie spadają do poziomów absurdalnie niskich (czasami nawet ujemnych), zapewniając minimum ekonomiki wszelkim innym podmiotom aktywnym w KSE.

Z [6] wynika, że zarówno alkaliczna elektroliza wody jak i elektroliza z wykorzystaniem elektrolizerów z membranami polimerowymi jest już osiągalna na skalę „megawatową”. Obecnie system 187 elektrolizerów alkalicznych o łącznej mocy 400 MW kosztuje 450 USD/kW (IEA za DOE).

Dla energetyki w strukturze rozproszonej ciekawą technologią mogą być małe elektrolizery wysokotemperaturowe wykorzystujące ogniwa paliwowe stało-tlenkowe (HT SOE). Pracują one jako odwracalne, tzn. rozkładają wodę na wodór i tlen przy użyciu prądu elektrycznego oraz generują energię elektryczną przy jej szczytowym zapotrzebowaniu. W porównaniu z niskotemperaturowymi elektrolizerami wody zużywają one mniej energii elektrycznej do procesu elektrolizy, a produkowany w nich wodór jest znacznie tańszy. Elektrolizery HT SOE wymagają dalszych prac w dziedzinie materiałów. Wydajność elektrolizy wynosi ok. 75%, ale ma potencjał wzrostu oceniany na 90%. Koszt wodoru zależy bezpośrednio od kosztu energii elektrycznej. W warunkach USA wynosi on ok. 20 USD/GJ (5,6 USD/MWh w paliwie). Technologia ta może być w pełni konkurencyjna już wkrótce, zwłaszcza w sytuacji dużych różnic cen energii elektrycznej w różnych sytuacjach rynkowych (np. dzień – noc, silny wiatr – brak wiatru itp.).

Duży problem w gospodarce wodorem stanowi jego magazynowanie. Pod warunkiem, że jakość (czystość techniczna) wodoru nie jest czynnikiem kluczowym, istnieje jednakże możliwość gromadzenia dużych wolumenów tego gazu w stosunkowo prosty i tani sposób. Jest to mieszanie go z gazem ziemnym w wyodrębnionej części sieci gazowniczej. Nad tego rodzaju rozwiązaniem prace rozpoczął PGNIG w projekcie badawczo-rozwojowym „Eliza”. Zorganizowano tam również Centrum Kompetencji Technicznych ds. Wodoru. W szczególności w Polsce istnieją bogate doświadczenia z magazynowaniem, przesyłaniem i użytkowaniem mieszaniny metanu i wodoru związane z gospodarką tzw. gazem miejskim i koksowniczym. Gazy te to mieszaniny metanu, wodoru i innych gazów, gdzie komponent wodorowy sięga do 50-55% udziału objętościowego. Oczywiście użytkowanie mieszaniny gazów wymaga odpowiedniego dostosowania urządzeń ten gaz wykorzystujących (spalających), co dotyczy w szczególności palników. Dynamiczne korzystanie z sieci gazu ziemnego do magazynowania wodoru wyprodukowanego w czasie występowania nadwyżek mocy w sektorze wiatrowym (również solarnym) prowadzić musi do dużej zmienności proporcji gazu ziemnego i wodoru i z tego powodu mieszanina taka nie może być użytkowana bez ścisłej kontroli technicznej. Dlatego mogłyby być one użytkowane wyłącznie w urządzeniach profesjonalnych pod stałym nadzorem i regulacją. Takie warunki powinna spełniać energetyka dużej skali i jest to najprawdopodobniej bardzo dobra alternatywa dla Elektrowni Bełchatów w miejsce aktualnie użytkowanego węgla brunatnego.

Wodór z energii jądrowej

Jako podstawową metodę produkcji wodoru z pomocą energii jądrowej można uznać termiczny rozkład wody i elektrolizę wysokotemperaturową. Przy temperaturze wody w fazie gazowej (pary) rzędu 700-1000°C można uzyskać wzrost sprawności produkcji wodoru. Dlatego do takich funkcji przydatne byłyby reaktory wysokotemperaturowe. Tego typu technologie powinny być dostępne w okresie, gdy zgodnie z założeniami projektu PEP2040 przewiduje się rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Ze względu na ograniczenie koncentracji nakładów i ograniczenie ryzyka oczekiwać można, że przydatne tu byłyby reaktory małej (do 300 MW) i średniej mocy (do 600-700 MW).

Ze względu na planowane zalanie odkrywek Bełchatów i Szczerców po zakończeniu eksploatacji węgla brunatnego w rejonie lokalizacji Elektrowni Bełchatów dostępne będą duże zbiorniki wodne. Powoduje to, że stworzone będą dobre warunki do lokalizacji tam bloków jądrowych.

Efektywność wykorzystania energii i rozsiarne źródła energii

Jak zaznaczono wcześniej ocena zapotrzebowania na energię elektryczną w projekcie PEP2040 wydaje się wysoka. Dotyczy to zwłaszcza sytuacji w której ceny energii elektrycznej będą wysokie, zabezpieczając interesy inwestorów energetycznych, górników, a także pokrywając rosnące koszty środowiskowe. Chociaż elastyczność cenowa popytu na energię elektryczną jest niska, to jednak w dłuższych (kilku letnich) okresach może mieć istotne znaczenie i będzie kształtować popyt w roku 2030, a zwłaszcza 2040. Przy wysokich cenach energii, a także wysokich opłatach stałych należy się liczyć z następującymi reakcjami użytkowników energii:

1. Ograniczanie aktywności gospodarczej na terenie Polski przemysłów elektrochłonnych nie mających możliwości kompensowania kosztów energii elektrycznej redukcją innych kosztów (zwłaszcza przez eliminację zatrudnienia lub obniżanie podatków). Obserwować będzie można odpływ tego typu ekstensywnych inwestycji do krajów o niższych kosztach,
2. Inwestycje modernizacyjne w procesy produkcyjne i organizacyjne redukujące popyt na energię elektryczną. W szczególności można tu wymienić wysokosprawne napędy elektryczne, które będą stosowane powszechnie,
3. Wzrost oferty urządzeń AGD i RTV charakteryzujących się niższą elektrochłonnością, wzrost wyborów zakupowych wśród konsumentów w tym kierunku,
4. Instalacja własnych źródeł energii elektrycznej (często realizujących równolegle inne cele, np. transportowe, ogrzewcze),
5. Zmiana zachowań konsumpcyjnych w kierunku redukcji użytkowanej mocy – rozkładanie w czasie pracy urządzeń energochłonnych,
6. Redukcja konsumpcji (obniżanie komfortu życia) w strefach biedy energetycznej (tzw. odbiorcy wrażliwi), często nakładająca się na kradzieże energii elektrycznej,
7. Całkowita eliminacja potrzeb konsumpcyjnych w wyniku emigracji.

Obniżenie zapotrzebowania bezpośredniego na energię elektryczną przez jej użytkowników oraz generacja w instalacjach rozproszonych współpracujących z siecią na napięciu, z którego pobierana jest większość wyprodukowanej energii wpływają znacząco na straty sieciowe, zwłaszcza w strefach czasowych dużego zapotrzebowania mocy. Powoduje to dalsze obniżenie popytu i eliminację krańcowo drogich źródeł rynku hurtowego.

Poniżej (tabl. 6) przedstawiono oszacowanie zmiany popytu na energię elektryczną uwzględniającą po stronie popytowej zwiększoną pracę źródeł energii elektrycznej najmniejszej mocy. Uwzględniono wskazania dyrektywy budynkowej, zakładając rozwój budownictwa zeroenergetycznego i głęboką modernizację istniejących budynków. Podkreślić należy oszacowaną dużą rolę małych źródeł wiatrowych zintegrowanych z funkcjami grzewczymi zimą oraz solarnych zintegrowanych z funkcją chłodzenia latem. Dla tego typu urządzeń przyjęto założenie o wysokiej korelacji pomiędzy wzrostem bieżących potrzeb grzewczych budynków i odpowiednio bieżącą siłą wiatru oraz potrzeb chłodniczych i mocy promieniowania słonecznego w tym samym czasie oraz uwzględniono ewentualną możliwość współpracy z pompami ciepła. W oszacowaniu tym przyjęto niezmiennosc założeń dotyczących elektromobilności i ogrzewania z wykorzystaniem energii elektrycznej (m.in. w celu redukcji smogu). Zwiększono jednakże skalę wykorzystania własnych (i z najbliższego sąsiedztwa) źródeł energii elektrycznej w miejsce źródeł wielkoskalowych dostarczających energię przez rynek hurtowy.

Tabl. 6

X	Scenariusz popytowy [TWh]		Redukcja zapotrzebowanie na moc [GW]	
	Projekt PEP [TWh]	Prognoza krajowego zużycia energii [TWh]		
Rok		Łączna produkcja	W tym produkcja rozproszona	
2017	168,1	167,2	1,2	0,3
2018	171,5	170,1	3,0	0,9
2019	173,5	166,6	4,8	1,5
2020	174,9	169,5	6,3	2,2
2021	176,3	171,0	7,8	2,8
2022	177,7	172,0	9,4	3,4
2023	179,0	173,0	11,0	4,1
2024	180,4	173,2	12,5	4,8
2025	181,8	174,2	14,1	5,4
2026	185,4	175,2	15,8	6,1
2027	189,0	174,7	17,6	6,9
2028	192,6	178,5	19,3	7,6
2029	196,2	181,5	21,1	8,4
2030	199,8	183,8	23,0	9,2
2031	203,0	186,8	24,9	10,0
2032	206,1	189,8	26,8	10,8
2033	209,3	191,6	28,8	11,7
2034	212,4	194,2	30,9	12,6
2035	215,6	196,8	33,0	13,5
2036	218,8	199,6	35,6	14,7
2037	222,1	202,3	38,3	15,9
2038	225,3	205,0	41,1	17,2
2039	228,6	207,8	44,0	18,5
2040	231,8	210,6	47,0	19,9

Koszty realizacji przedsięwzięć po stronie popytowej nie mogą być przypisane wyłącznie dostawom energii elektrycznej, ponieważ powodują one jakościowe zmiany wartości w całym zasobie budynków, a także służą realizacji innych funkcji (np. grzewczych). Ponadto są one nieporównywalne z kosztami ponoszonymi przez inwestorów i operatorów funkcjonujących na rynku hurtowym energii elektrycznej, ponieważ w ich ocenie należy uwzględnić cały pakiet kosztów alternatywnych, związanych z dystrybucją i dostawami oraz regulacjami państwowymi. Z aktualnych obserwacji wynika, że wystarczającym impulsem do realizacji tego typu przedsięwzięć przy rosnących dochodach gospodarstw domowych i pojawiających się zasobach „swobodnej decyzji” oraz ich zdolnościach kredytowych są wysokie ceny energii elektrycznej z KSE i dobra informacja dla konsumentów. Kluczowym zagadnieniem jest eliminacja barier regulacyjnych i administracyjnych hamujących tego typu rozwój. Do najistotniejszych należy zaliczyć uwolnienie dostępu do tzw. „ostatniej mili” czyli zgodę na aktywne korzystanie z sieci dystrybucyjnych przez prosumentów. Finansowanie przedsięwzięć po stronie popytowej pochodzi głównie z ograniczenia nadmiarowej (ocenionej tak przez konsumenta) konsumpcji własnej różnych dóbr (nie tylko energii), a wsparcie publiczne pobudzające rozwój oferty rynkowej może pochodzić z funduszy ekologicznych. Ogólnie zagadnienia transformacji elektroenergetyki w stronę rozproszonej ma charakter strategii makroekonomicznej, a jej ocenianie z perspektywy branży elektroenergetycznej w ujęciu bieżącym może być mylące.

Zaprezentowany w tabl. 6 scenariusz rozwoju strony popytowej zakłada silne wsparcie regulacyjne rozwoju budownictwa zeroenergetycznego. Wynika z tego ewentualna możliwość zredukowania potrzeb energetycznych państwa o ok. 21,2 TWh energii elektrycznej i 19,9 GW mocy w roku 2040 i odpowiednio 16 TWh i 9,2 GW w roku 2030. Redukcja ta wystarcza do całkowitej eliminacji energetyki węgla brunatnego, zakładając niezmiennosc w zakresie pozostałych założeń projektu PEP2040.

Proponowane scenariusze zmian w Elektrowni Bełchatów

Do dalszych analiz proponuje się następujące scenariusze zmian w strukturze źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Elektrowni Bełchatów:

Scenariusz 1

W scenariuszu tym węgiel brunatny jest sukcesywnie zastępowany gazem ziemnym, a następnie w narastającej skali wodorem mieszanym z tym gazem do spalania w dwóch blokach klasy CCGT. W pierwszym podokresie wodór pochodzi z elektrolizy wykorzystujących tanią energię elektryczną z KSE w strefach czasu gdy występują nadwyżki mocy z elektrowni wiatrowych i solarnych. W drugim okresie wodór jest również produkowany z wykorzystaniem energii wytwarzanej w wysokotemperaturowych blokach jądrowych małej mocy. Wraz ze zwiększaniem możliwości dostaw wodoru, udział gazu ziemnego maleje. Wraz z rozwojem innych (poza Elektrownią Bełchatów) możliwości bilansowania potrzeb elektroenergetycznych funkcje jednostek CCGT zmieniają się z pracy podstawowej, na podszczytową, a następnie szczytową i rezerwową. W przypadku dalszego wzrostu produkcji wodoru lub występowania nadwyżek ze względu na nadmiar mocy elektrycznych w KSE jest on wykorzystywany do celów transportowych. Oszacowanie efektów wdrażania scenariusza 1. zaprezentowano w tabl. 7.

Zarys harmonogramu realizacji scenariusza 1

1. W pierwszej kolejności sukcesywna eliminacja 12 jednostek klasy 360 o aktualnej mocy 370 MW każda, rozpoczynając od urządzeń o najniższej sprawności i najdłuższym czasie pracy od pierwszego uruchomienia (blok nr 1 do końca maja 2019). Dla pozostałych, jeszcze pracujących jednostek tej klasy nie należy dokonywać remontów kapitalnych i inwestycji modernizacyjnych.
2. Rozpoczęcie inwestycji sieciowej umożliwiającej dostawę gazu ziemnego do Elektrowni Bełchatów w ilości ok. 1,2 mld m³/rok od roku 2025 i 2,5 mld m³/rok od roku 2027.
3. Rozpoczęcie prac nad budową stacji elektrolizy w celu produkcji wodoru w ilościach pozwalających na sekwencyjny wzrost zdolności produkcji o 50 MW energii elektrycznej rocznie od roku 2025.
4. Budowa operacyjnego magazynu wodoru.
5. Po odstawieniu z ruchu dwóch pierwszych jednostek klasy 360, demontaż ich części nawęglania, budowa na tym terenie części gazowej układu CCGT wraz z turbiną gazową oraz generatorem o mocy ok. 300 MW. Część gazowa powinna być przystosowana do spalania zmieszanego (o zmiennych proporcjach) z gazem ziemnym wodoru pochodzącego z elektrolizy, a następnie z elektrolizy wysokotemperaturowej na bazie energii jądrowej. Przebudowa istniejącej części kotłowej dwóch bloków na kotły odzysknicowe (wytwornice pary) zasilające istniejące turbiny. Oddanie do ruchu w roku 2025.
6. Z przesunięciem 2-letnim analogiczna inwestycja na terenie kolejnych dwóch wyłączonych jednostek klasy 360.
7. Do końca roku 2030 odstawienie wszystkich bloków klasy 360 MW, a od końca roku 2035 bloku 858 MW, przy czym od roku 2031 pełni on funkcje rezerwowe w KSE.
8. Budowa trzech wysokotemperaturowych reaktorów jądrowych o mocy 300 MW każdy, do uruchomienia w latach 2035, 2037 i 2039, przeznaczonych do produkcji wodoru.

Wstępny szacunek nakładów na realizację scenariusza 1

Sieć gazownicza wysokiego ciśnienia o długości ok. 100 - 150 km, uzupełniająca infrastrukturę strategiczną państwa w centralnej części kraju. Szacowany nakład na budowę tej sieci to ok. 0,7-1,0 mld zł, z czego do przyszłych funkcji elektrowni należy przypisać tylko część w wysokości 50-70%. tj. 0,35-0,7 mld zł.

Budowa 1. bloku CCGT o łącznej mocy 1000-1100 MW realizowanej przez dobudowę turbiny gazowej z generatorem o mocy ok. 300 MW oraz przebudowę istniejącej części kotłowej, modernizację istniejących turbin z wykorzystaniem istniejących generatorów o mocy ok. 740 MW i wyprowadzenia mocy – szacowany nakład łączny ok. 2-4 mld zł tj. ok. 2-3,6 mln zł/MW

Budowa 2. bloku CCGT o łącznej mocy 1000-1100 MW realizowanej przez dobudowę turbiny gazowej z generatorem o mocy ok. 300 MW oraz przebudowę istniejącej części kotłowej, modernizację istniejących turbin z wykorzystaniem istniejących generatorów o mocy ok. 740 MW i wyprowadzenia mocy – szacowany nakład łączny ok. 2-3 mld zł tj. ok. 2-2,7 mln zł/MW

Nakład na budowę stacji elektrolizy w etapach rocznych o mocy elektrycznej 50 MW na wyjściu z elektrowni (szacunek własny na podstawie [7]) ocenia się na ok. 50-70 mln zł tj. ok. 1,0-1,4 mln zł/MW dla roku 2025, obniżający się do ok. 30-40 mln zł/MW dla roku 2040 tj. 0,6-0,8 mln zł/MW. Nakłady te są rozłożone w czasie i powinny być przypisane KSE w ok. 100% w roku 2025, a w roku 2040 w ok. 50%. Pozostała część nakładów powinna być przypisana do potrzeb chemicznych i transportowych. Oszacowanie to zawiera nakłady na budowę magazynu operacyjnego wodoru o pojemności ok. 5 t tj. o objętości ok. 65 m³ w przypadku składowania wodoru w fazie ciekłej lub ok. 130 m³ w przypadku składowania go w fazie gazowej. Objętość magazynu operacyjnego jest mała, ponieważ zasadnicze zdolności magazynowe proponuje się realizować przez mieszanie go z gazem ziemnym.

Budowa 1. wysokotemperaturowego bloku jądrowego o mocy 300 MW, szacowany nakład ok. 30-40 mln zł/MW, łącznie 9-12 mld zł, z tego ok. 90% przypisane KSE, a ok. 10% do potrzeb chemicznych i transportowych.

Budowa 2. wysokotemperaturowego bloku jądrowego o mocy 300 MW, szacowany nakład ok. 25-35 mln zł/MW, łącznie 7,5-10,5 mld zł, z tego ok. 70% przypisane KSE, a ok. 30% do potrzeb chemicznych i transportowych.

Budowa 3. wysokotemperaturowego bloku jądrowego o mocy 300 MW, szacowany nakład ok. 20-30 mln zł/MW, łącznie 6-9 mld zł, z tego ok. 50% przypisane KSE, a ok. 50% do potrzeb chemicznych i transportowych

Tabl. 7 Konsekwencje wdrażania scenariusza 1 w Elektrowni Bełchatów

Rok	Bloki 360			Blok 858			CCGT/CCHT 1100			EJ			Razem		
	Moc zainst. początek roku [MW]	Wypro-dukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]	Moc zainst. początek roku [MW]	Wypro-dukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]	Moc zainst. początek roku [MW]	Wypro-dukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]	Moc zainst. początek roku [MW]	Wypro-dukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]	Moc zainst. początek roku [MW]	Wypro-dukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]
2019	4440	26,6	29,1	858	6,0	6,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	5298	32,6	35,1
2020	3700	21,5	23,4	858	6,0	6,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	4558	27,5	29,4
2021	3700	20,7	22,6	858	6,0	6,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	4558	26,7	28,6
2022	3700	20,0	21,8	858	6,0	6,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	4558	26,0	27,8
2023	3330	17,3	18,9	858	6,0	6,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	4188	23,3	24,9
2024	2960	17,2	18,7	858	6,0	6,0	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3818	23,2	24,7
2025	2590	12,4	13,6	858	5,1	5,1	1100	5,7	1,8	0	0,0	0,0	4598	23,3	20,5
2026	2220	10,0	10,9	858	5,6	5,5	1100	7,7	2,3	0	0,0	0,0	4278	23,3	18,8
2027	1850	6,7	7,3	858	4,9	4,9	2200	12,1	3,7	0	0,0	0,0	5058	23,6	15,8
2028	1480	5,2	5,7	858	4,8	4,8	2200	13,5	4,1	0	0,0	0,0	4738	23,5	14,5
2029	1110	3,3	3,6	858	3,9	3,8	2200	16,0	4,7	0	0,0	0,0	4418	23,2	12,2
2030	740	1,9	2,0	858	3,9	3,8	2200	16,4	4,7	0	0,0	0,0	4098	22,1	10,5
2031	0	0,0	0,0	858	3,4	3,4	2200	16,7	4,6	0	0,0	0,0	3408	20,2	8,1
2032	0	0,0	0,0	858	2,6	2,6	2200	17,1	4,6	0	0,0	0,0	3458	19,7	7,2
2033	0	0,0	0,0	858	1,7	1,7	2200	17,5	4,6	0	0,0	0,0	3508	19,2	6,3
2034	0	0,0	0,0	858	1,3	1,3	2200	17,8	4,5	0	0,0	0,0	3558	19,1	5,8
2035	0	0,0	0,0	858	1,3	1,3	2200	15,0	3,0	300	2,4	0,0	3908	18,6	4,3
2036	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	2200	15,4	3,0	300	2,4	0,0	3100	17,8	3,0
2037	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	2200	12,9	1,8	600	4,8	0,0	3450	17,7	1,8
2038	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	2200	12,6	1,7	600	4,8	0,0	3500	17,4	1,7
2039	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	2200	10,0	1,3	900	7,2	0,0	3850	17,2	1,3
2040	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	2200	9,9	1,2	900	7,2	0,0	3900	17,1	1,2

Prezentowane powyżej wyniki uwzględniają rosnącą konkurencyjność rynkową (malejący OPEX) źródeł gazowych (metan i wodór) wraz ze wzrostem udziału taniego wodoru produkowanego w czasie występowania nadwyżek mocy pochodzących głównie z OZE w KSE.

Scenariusz 2

W scenariuszu tym węgiel brunatny jest również sukcesywnie zastępowany gazem ziemnym, a następnie w narastającej skali wodorem mieszanym z tym gazem do spalania w trzech blokach klasy CCGT. W pierwszym podokresie (do końca okresu analizy) wodór również pochodzi z elektrolizy wykorzystujących taną energię elektryczną z KSE w strefach czasu gdy występują nadwyżki mocy z elektrowni wiatrowych i solarnych. W drugim okresie (po 2040 roku) wodór jest również produkowany z wykorzystaniem energii wytwarzanej w wysokotemperaturowych blokach jądrowych małej mocy. Przez cały okres analizy jednostki CCGT pełnią funkcje źródeł podstawowych, chociaż skala ich wykorzystania powoli maleje. Ich emisyjność maleje w miarę zwiększania udziału wodoru w miksie gazowym. Oszacowanie efektów wdrażania scenariusza 2. zaprezentowano w tabl. 8.

Zarys harmonogramu realizacji scenariusza 2

1. W pierwszej kolejności sukcesywna eliminacja 12 jednostek klasy 360 o aktualnej mocy 370 MW każda, rozpoczynając od urządzeń o najniższej sprawności i najdłuższym okresie pracy od pierwszego uruchomienia (blok nr 1 do końca maja 2019) . Dla jeszcze pracujących jednostek tej klasy nie należy dokonywać remontów kapitalnych i inwestycji modernizacyjnych.
2. Rozpoczęcie inwestycji sieciowej umożliwiającej dostawę gazu ziemnego do Elektrowni Bełchatów w ilości ok. 1,2 mld m³/rok od roku 2024, 2,5 mld m³/rok od roku 2027 oraz 3,8 mld m³ od roku 2030.

3. Rozpoczęcie prac nad budową stacji elektrolizy w celu produkcji wodoru w ilościach pozwalających na sekwencyjny wzrost zdolności produkcji o 50 MW energii elektrycznej rocznie od roku 2025.
4. Budowa operacyjnego magazynu wodoru.
5. Po odstawieniu z ruchu dwóch pierwszych jednostek klasy 360, demontaż ich części nawęglania, budowa na tym terenie części gazowej układu CCGT wraz z turbiną gazową oraz generatorem o mocy ok. 300 MW. Część gazowa powinna być przystosowana do spalania zmieszanego (o zmiennych proporcjach) z gazem ziemnym wodoru pochodzącego z elektrolizy. Przebudowa istniejącej części kotłowej dwóch bloków na kotły odzysknicowe (wytwornice pary) zasilające istniejące turbiny. Oddanie do ruchu w roku 2024.
6. Z przesunięciem 3-letnim analogiczna inwestycja na terenie kolejnych dwóch wyłączonych jednostek klasy 360. Oddanie do ruchu w roku 2027.
7. Z przesunięciem 3-letnim analogiczna inwestycja na terenie kolejnych dwóch wyłączonych jednostek klasy 360. Oddanie do ruchu w roku 2030.
8. Do końca roku 2029 odstawienie wszystkich bloków klasy 360 MW, a od końca roku 2034 bloku 858 MW, przy czym od roku 2031 pełni on funkcje rezerwowe w KSE.

Wstępny szacunek nakładów na realizację scenariusza 2

Sieć gazownicza wysokiego ciśnienia o długości ok. 100 - 150 km, uzupełniająca infrastrukturę strategiczną państwa w centralnej części kraju. Szacowany nakład na budowę tej sieci to ok. 0,7-1,0 mld zł, z czego do przyszłych funkcji elektrowni należy przypisać tylko część w wysokości 70-80%. tj. 0,49-0,8 mld zł.

Budowa 1. bloku CCGT o łącznej mocy 1000-1100 MW realizowanej przez dobudowę turbiny gazowej z generatorem o mocy ok. 300 MW oraz przebudowę istniejącej części kotłowej, modernizację istniejących turbin z wykorzystaniem istniejących generatorów o mocy ok. 740 MW i wyprowadzenia mocy – szacowany nakład łączny ok. 2-4 mld zł tj. ok. 2-3,6 mln zł/MW

Budowa 2. bloku CCGT o łącznej mocy 1000-1100 MW realizowanej przez dobudowę turbiny gazowej z generatorem o mocy ok. 300 MW oraz przebudowę istniejącej części kotłowej, modernizację istniejących turbin z wykorzystaniem istniejących generatorów o mocy ok. 740 MW i wyprowadzenia mocy – szacowany nakład łączny ok. 2-3 mld zł tj. ok. 2-2,7 mln zł/MW

Budowa 3. bloku CCGT o łącznej mocy 1000-1100 MW realizowanej przez dobudowę turbiny gazowej z generatorem o mocy ok. 300 MW oraz przebudowę istniejącej części kotłowej, modernizację istniejących turbin z wykorzystaniem istniejących generatorów o mocy ok. 740 MW i wyprowadzenia mocy – szacowany nakład łączny ok. 1,8-2,5 mld zł tj. ok. 1,8-2,3 mln zł/MW

Nakład na budowę stacji elektrolizy w etapach rocznych o mocy elektrycznej 50 MW na wyjściu z elektrowni (szacunek własny na podstawie [7]) ocenia się na ok. 50-70 mln zł tj. ok. 1,0-1,4 mln zł/MW dla roku 2025, obniżający się do ok. 30-40 mln zł/MW dla roku 2040 tj. 0,6-0,8 mln zł/MW. Nakłady te są rozłożone w czasie i powinny być przypisane KSE w ok. 100% w roku 2025, a w roku 2040 w ok. 50%. Pozostała część nakładów powinna być przypisana do potrzeb chemicznych i transportowych. Oszacowanie to zawiera nakłady na budowę magazynu operacyjnego wodoru o pojemności ok. 5 t tj. o objętości ok. 65 m³ w przypadku składowania wodoru w fazie ciekłej lub ok. 130 m³ w przypadku składowania go w fazie gazowej. Objętość magazynu operacyjnego jest mała, ponieważ zasadnicze zdolności magazynowe proponuje się realizować przez mieszanie go z gazem ziemnym.

Tabl. 8 Konsekwencje wdrażania scenariusza 2 w Elektrowni Bełchatów

Rok	Bloki 360			Blok 858			CCGT/CCHT 1100 (sprawność 60%)			EJ			Razem		
	Moc zainst. początek roku [MW]	Wyprodukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]	Moc zainst. początek roku [MW]	Wyprodukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]	Moc zainst. początek roku [MW]	Wyprodukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]	Moc zainst. początek roku [MW]	Wyprodukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]	Moc zainst. początek roku [MW]	Wyprodukowana energia w roku [TWh]	Emisja roczna [mln t CO ₂]
2019	4440	26,6	29,1	858	6,0	6,0	0	0	0	0	0,0	0,0	5298	32,6	35,1
2020	3700	21,5	23,4	858	6,0	6,0	0	0	0	0	0,0	0,0	4558	27,5	29,4
2021	3700	20,7	22,6	858	6,0	6,0	0	0	0	0	0,0	0,0	4558	26,7	28,6
2022	3700	20,0	21,8	858	6,0	6,0	0	0	0	0	0,0	0,0	4558	26,0	27,8
2023	3330	17,3	18,9	858	6,0	6,0	0	0	0	0	0,0	0,0	4188	23,3	24,9
2024	2960	11,8	12,9	858	6,0	6,0	1100	5,5	1,8	0	0,0	0,0	4918	23,3	20,7
2025	2590	12,4	13,6	858	5,1	5,1	1100	5,5	1,7	0	0,0	0,0	4548	23,1	20,4
2026	2220	10,0	10,9	858	5,6	5,5	1100	7,2	2,1	0	0,0	0,0	4178	22,7	18,6
2027	1850	6,7	7,3	858	4,9	4,9	2200	11,0	3,4	0	0,0	0,0	4908	22,6	15,5
2028	1480	5,2	5,7	858	4,8	4,8	2200	12,1	3,6	0	0,0	0,0	4538	22,1	14,1
2029	1110	3,3	3,6	858	4,7	4,7	2200	14,3	4,2	0	0,0	0,0	4168	22,3	12,5
2030	740	0,7	0,8	858	2,3	2,3	3300	19,1	5,7	0	0,0	0,0	4898	22,2	8,9
2031	0	0,0	0,0	858	2,2	2,2	3300	19,8	5,8	0	0,0	0,0	4158	22,0	8,1
2032	0	0,0	0,0	858	2,1	2,1	3300	19,8	5,7	0	0,0	0,0	4158	21,9	7,9
2033	0	0,0	0,0	858	1,7	1,7	3300	19,8	5,6	0	0,0	0,0	4158	21,5	7,4
2034	0	0,0	0,0	858	1,3	1,3	3300	19,8	5,5	0	0,0	0,0	4158	21,1	6,8
2035	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3300	19,8	5,4	0	0,0	0,0	3300	19,8	5,4
2036	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3300	19,8	5,3	0	0,0	0,0	3300	19,8	5,3
2037	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3300	18,2	4,8	0	0,0	0,0	3300	18,2	4,8
2038	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3300	17,8	4,6	0	0,0	0,0	3300	17,8	4,6
2039	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3300	17,5	4,5	0	0,0	0,0	3300	17,5	4,5
2040	0	0,0	0,0	0	0,0	0,0	3300	17,2	3,8	0	0,0	0,0	3300	17,2	3,8

Prezentowane powyżej wyniki uwzględniają rosnącą konkurencyjność rynkową (malejący OPEX) źródeł gazowych (metan i wodór) wraz ze wzrostem udziału taniego wodoru produkowanego w czasie występowania nadwyżek mocy pochodzących głównie z OZE w KSE.

Ocena wpływu proponowanych zmian scenariuszowych na emisję CO₂ przez krajowy system elektroenergetyczny

Dla oceny wpływu proponowanych scenariuszy na emisję CO₂ przez krajowy system elektroenergetyczny poddano jakościowej analizie trzy scenariusze:

- A. Wg projektu Ministra Energii – PEP2040
- B. SC 1, zakładający redukcję popytu na energię elektryczną w wyniku bardziej aktywnego wdrażania energetyki rozproszonej, rewizji założeń dotyczących energetyki wiatrowej na lądzie (zgodnie z wcześniejszym opisem). Możliwość zwiększonej międzynarodowej wymiany handlowej energią elektryczną pominięto, przyjmując je jako opcję rezerwową. Przyjęto także założenia scenariusza 1. dla elektrowni w Bełchatowie. Przy bilansowaniu mocy i zdolności produkcyjnych w KSE w pierwszej kolejności ograniczono produkcję w elektrowniach węgla brunatnego (również innych niż elektrownia Bełchatów), a w następnej kolejności w starych (a następnie w nowych) blokach na węglu kamiennym. Ograniczono również założenia dotyczące rozwoju energetyki jądrowej (poza założeniami dla elektrowni Bełchatów) do mocy 1,4 GW.
- C. SC 2, zakładający redukcją popytu na energię elektryczną w wyniku bardziej aktywnego wdrażania energetyki rozproszonej, rewizji założeń dotyczących energetyki wiatrowej na lądzie (zgodnie z wcześniejszym opisem i analogicznie jak w scenariuszu 1 dla KSE). Możliwość zwiększonej międzynarodowej wymiany handlowej energią elektryczną również pominięto, przyjmując je jako opcję rezerwową. Przyjęto także założenia scenariusza 2. dla elektrowni w

Bełchatowie. Przy bilansowaniu mocy i zdolności produkcyjnych w KSE w pierwszej kolejności ograniczano produkcje w elektrowniach węgla brunatnego (również innych niż elektrownia Bełchatów), a w następnej kolejności w starych (a następnie w nowych) blokach na węglu kamiennym. W scenariuszu tym założono brak energetyki jądrowej w bilansie energii i mocy do roku 2040.

Wyniki ww. analizy przedstawiono w tabl. 9.

Tabl. 9. Oszacowanie poziomu emisji CO₂ z KSE dla rozpatrywanych scenariuszy

Wyszczególnienie	PEP2040		SC 1		SC 2	
	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]	Emisja CO ₂ [mln t]	Wypadkowy wskaźnik emisji CO ₂ [kg/MWh]
2015	122	0,812	122	0,812	122	0,812
2020	115	0,695	110	0,670	110	0,670
2025	121	0,665	96	0,552	96	0,550
2030	115	0,574	65	0,353	62	0,335
2035	95	0,440	57	0,287	54	0,276
2040	72	0,309	35	0,167	43	0,203

Podkreślić należy, że bardziej aktywne wdrażanie przedsięwzięć w zakresie poprawy efektywności wykorzystania energii (zwłaszcza w zakresie budownictwa) oraz w zakresie energetyki rozproszonej, wykorzystującej w znacznej części odnawialne zasoby energii pierwotnej (scenariusze 1. i 2.), prowadzą do jakościowego przyspieszenia procesu obniżki emisji CO₂. Poziom emisji w roku 2040 dla scenariusza 1. wynosi ok. 54%, a dla scenariusza 2. ok. 66% oszacowanej emisji wg projektu PEP2040.

Brak energetyki jądrowej w KSE (główna różnica pomiędzy scenariuszami 1. i 2.) wpływa widocznie na ograniczenie dynamiki redukcji emisji z KSE. Bardziej jednakże istotne (pominięte w analizie) może być znaczenie energetyki jądrowej dla przemysłu chemicznego i transportu. Zwłaszcza w przypadku produkcji wodoru do celów transportowych może to mieć duże znaczenie dla redukcji emisji CO₂ z tego działu gospodarki.

Z przedstawionych oszacowań wynika, że wdrożenie każdego z zaproponowanych scenariuszy zmian poziomu aktywności i struktury paliwowej wytwarzania energii w Elektrowni Bełchatów miałyby kluczowy wpływ na przyspieszoną redukcję emisji CO₂ w KSE względem scenariusza PEP2040 w szczególności do roku 2030. Redukcje w Elektrowni Bełchatów w tym okresie stanowiły by ok. 39-42% redukcji w całym KSE. Udział w dalszym ograniczaniu emisji w drugiej 10-latce byłby już znacznie mniejszy.

Wnioski i rekomendacje

1. Należy podjąć intensywne starania w celu ograniczenia pracy źródeł zainstalowanych w Elektrowni Bełchatów spalających węgiel brunatny. W pierwszej kolejności należy wycofywać z ruchu jednostki najstarsze, charakteryzujące się najniższą sprawnością i najwyższą emisyjnością.
2. W żadnym wypadku nie należy uruchamiać kolejnej odkrywki węgla brunatnego w celu jego wykorzystania w energetycznych procesach spalania. Jest to istotne zarówno ze względu na niezbędność wycofywania się z wysokoemisyjnych metod wytwarzania energii elektrycznej, ale też dlatego, że nie zostaną zmarnowane, o rosnącej wartości, tereny na rzecz ekstensywnej dziedziny gospodarki. Z analiz nad całym KSE wynika, że bezpieczeństwo energetyczne można uzyskać bez potrzeby spalania węgla brunatnego co najmniej na kilka sposobów: rozwijając

energetykę rozproszoną, modernizując pracę elektrowni wiatrowych na lądzie czy też zwiększając zdywersyfikowaną wymianę międzynarodową energii elektrycznej (w opcji rezerwowej).

3. Ze względu na strategiczne znaczenie Elektrowni Bełchatów dla KSE w okresie jego transformacji, przy jednoczesnej zasadności szybkiego obniżania emisji CO₂, należy podjąć działania aby utrzymać znaczący poziom zdolności wytwórczych energii elektrycznej w tym miejscu, jednakże docelowo na poziomie istotnie niższym niż aktualnie. Wynika to z transformacji zachodzącej w KSE, związanej z bardziej niż dotychczas równomiernym rozkładem źródeł w KSE, a zwłaszcza decentralizacją systemu (kierunek uwidocznił również w projekcie PEP2040).
4. Biorąc pod uwagę istniejącą infrastrukturę energetyczną i aktualnie realizowane rozprawy mocy należy dążyć do długoterminowego utrzymania funkcji energetycznych w tym miejscu, w horyzoncie czasu wykraczającym poza rok końcowy analizowany w niniejszym opracowaniu. Jest to również istotne ze względu na rozwój gospodarczy w rejonie Elektrowni Bełchatów oraz zagadnienia społeczne.
5. Należy przewidywać stopniową zmianę funkcji realizowanych przez Elektrownię Bełchatów w KSE. W szczególności można przewidywać wzrost funkcji związanych z zagospodarowaniem nadwyżek mocy występujących w przypadkowych strefach czasu w KSE związanych z rozwojem fluktuujących źródeł OZE. Jako bardzo istotne powinny zostać uznane funkcje związane z wytwarzaniem wodoru.
6. Biorąc pod uwagę kierunek zmian w całej gospodarce należy intensywnie rozwijać gospodarkę wodorem, ze względu na jego znaczenie dla energetyki, ale także transportu i przemysłu chemicznego. Lokalizacja i teren Elektrowni Bełchatów wydają się spełniać szereg korzystnych warunków dla lokalizacji tamże krajowego centrum (HUB) wodoru. Realizacja funkcji adresowanych do innych niż elektroenergetyka rynków pozwala dzielić koszty i redukować ryzyko rozwoju gospodarki wodorem.
7. Rozwój produkcji wodoru jest ciągle jeszcze na poziomie przed-komercyjnym w rozumieniu wielkoskalowych potrzeb energetyki. Jednakże nie należy odkładać intensywnych prac w tej dziedzinie poza proponowany okres. Wiele elementów jest gotowych, a ich połączenie z polityką energetyczną, skutkującą znaczącym obniżeniem kosztów energii elektrycznej w strefach czasu nadwyżek mocy charakterystycznych dla systemu o wysokim nasyceniu fluktuującymi źródłami OZE, zwiększa prawdopodobieństwo opłacalności zastosowań.
8. Ze względu na duże aktualnie znaczenie energetyki węgla brunatnego oraz wysoki poziom mocy wiatrowych i solarnych zainstalowanych w systemie niemieckim, wydaje się atrakcyjną współpracą z tym partnerem w dziedzinie wykorzystania nadwyżek wiatrowej mocy elektrycznej do systemowego wytwarzania wodoru i substytuowania tym paliwem węgla brunatnego (również w Niemczech niezbędne jest jego wycofywanie), a w dalszej kolejności ograniczanie roli gazu ziemnego (paliwo przejściowe).
9. W przypadku strategicznej decyzji państwa o rozwoju energetyki jądrowej, lokalizacja Elektrowni Bełchatów wydaje się systemowo bardzo interesująca do umiejscowienia tam tego typu instalacji. Atrakcyjność tego miejsca rośnie gdy po zakończeniu eksploatacji odkrywek węgla brunatnego na ich miejscu powstaną głębokie i wielkoobszarowe zbiorniki wodne.
10. W przypadku kierunkowej decyzji o stworzeniu w Elektrowni Bełchatów centrum wodoru należy dobrać technologię jądrową właściwą do jego wytwarzania.
11. Proponuje się rozważyć wykorzystanie części sieci gazowniczych do wielkoskalowego magazynowania wodoru używanego w celach energetycznych. Tego typu rozwiązanie ułatwiłoby problem magazynowania wodoru, obniżyłoby zależność gospodarki od importu gazu ziemnego, a także poprawiło bezpieczeństwo energetyczne ze względów surowcowych.
12. W przypadku podjęcia kierunkowej decyzji o zastosowaniu energii jądrowej do wytwarzania energii elektrycznej i wodoru na terenie Elektrowni Bełchatów warto rozważyć podjęcie strategicznej współpracy z USA. Jest to związane zarówno z poziomem rozwoju technologii jądrowych w tym państwie, ale także systemów ochrony i obrony wojskowej. Wysoko technologicznie zaawansowany, o dużej mocy obiekt, stanowiący centrum dostaw i usług elektroenergetycznych i wodorowych wymagałby bowiem szczególnej uwagi w tym zakresie. Warto też uwzględnić te zagadnienia w trakcie negocjacji zakupów uzbrojenia i offsetu.

13. Zaproponowane w opracowaniu rozwiązania pozwalają utrzymać wysoki (choć malejący) poziom mocy zainstalowanych w lokalizacji Elektrowni Bełchatów. Wielkość produkcji energii elektrycznej spada powoli do roku 2040 do poziomu ok. 50-55% produkcji dzisiejszej. Jednakże w przypadku rozwoju gospodarki wodorowej ma szansę wzrosnąć po tej dacie na potrzeby lokalnej produkcji wodoru.
14. W wyniku wycofywania węgla brunatnego i stopniowego ograniczania znaczenia gazu ziemnego przez jego substytuowanie wodorem wyprodukowanym w bezemisyjnych źródłach, roczna oszacowana emisja CO₂ spada do poziomu od 1,2 mln t CO₂ (scenariusz pierwszy) do 3,8 mln t CO₂ (scenariusz drugi) w roku 2040, a więc w pierwszym przypadku prawie 30-krotnie, a w drugim ok. 8,5 krotnie w porównaniu do emisji aktualnej.
15. Tak znacząca redukcja emisji powinna stanowić podstawę do znaczącego wsparcia finansowego i technologicznego procesu transformacji technicznej Elektrowni Bełchatów ze strony instytucji międzynarodowych wspierających przeciwdziałanie zmianom klimatycznym, a w szczególności ze strony Unii Europejskiej. W szczególności rozwój technologii wodorowych i logistyki tego medium powinny być przedmiotem silnego wsparcia w kolejnych perspektywach finansowych Unii Europejskiej.
16. Projekt transformacji technicznej Elektrowni Bełchatów stanowić ponadto powinien źródło postępu technologicznego i stymulator innowacyjności w znacznej części polskiego przemysłu. Większość kosztów związanych z niezbędnymi badaniami, dostawami i usługami powinna być zrealizowana w pierwszej kolejności przez podmioty polskie, a następnie z Unii Europejskiej.
17. Rozważania zaprezentowane w opracowaniu należy traktować wyłącznie jakościowo, jako zachętę do pogłębionych analiz w zaproponowanych kierunkach i zaproszenie do dyskusji.

Literatura:

1. „Polityka Energetyczna Polski do roku 2040”,Projekt 1.2 z 23.11.2018 r., Minister Energii, Warszawa 11.2018
2. Zbigniew Kasztelewicz, Michał Patyk, „Nowoczesne i sprawne elektrownie węglowe strategicznym wyzwaniem dla Polski”,Polityka Energetyczna 2015
3. Zbigniew Kasztelewicz, Mateusz Sikora, Maciej Zajączkowski „Branża węgla brunatnego, stan obecny i perspektywa rozwoju na I połowę XXI wieku”,<http://www.sitg.pl/przegladgorniczny/pokaz/art-1095a6-pdf.html>, Przegląd Górniczy 2014
4. „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2015 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2018”, KOBIZE, Warszawa 2017
5. „Program dla górnictwa węgla brunatnego w Polsce”, Ministerstwo Energii, Warszawa 2018
6. “Global Trends and Outlook for Hydrogen”, IEA, Grudzień 2017
7. “Hydrogen and Fuel Cells Program Record”, DOE 2014
8. Zbigniew Kasztelewicz „Raport o stanie branży węgla brunatnego w Polsce i Niemczech”, AGH, Kraków 2018
9. Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 91/2018 w sprawie ogłoszenia wyników Aukcji Zwyczajnej Nr AZ/6/2018, Warszawa, Listopad 2018
10. Strona internetowa PSEW <http://psew.pl/wyniki-aukcji-dla-wiatru/>