

INTEGRACJA EUROPEJSKIEGO RYNKU ENERGII POLSKA I ROZWÓJ W REGIONIE MORZA BAŁTYCKIEGO



Frankfurt/Berlin
31 października 2016

Martin Berkenkamp, Philipp Götz,
Marie-Louise Heddrich, Thorsten Lenck

 **HEINRICH
BÖLL
STIFTUNG
WARSZAWA**



SPIS TREŚCI

Streszczenie	1
1. Wprowadzenie	3
2. Podejście	4
2.1. Metodologia	4
2.2. Struktura grupy doradczej	4
2.3. Opis modelu	5
2.4. Analizowane wskaźniki	7
2.4.1. Równowaga podaży i popytu – czas ze 100% gwarancją dostaw energii	8
2.4.2. Koszt energii	10
2.4.3. Uśredniony koszt energii elektrycznej wymagany dla potencjalnych nowych inwestycji ...	11
2.4.4. Potrzeby inwestycyjne	12
2.4.5. Koszty inwestycji dla konsumentów energii	14
3. Niemiecki rynek energii	15
3.1. Wprowadzenie	15
3.2. Rozbudowa mocy wytwórczych	15
3.3. Przewidywane zmiany zapotrzebowania na energię	16
3.4. Reforma niemieckiego rynku energii elektrycznej	17
4. Nowe podejście do polskiego sektora energii: czysty, tani, efektywny i zintegrowany	19
4.1. Trzystopniowe podejście	20
4.2. Krok 1 “Obecne Plany”	22
4.3. Krok 2 “Eliminacja Bieżących Niedoborów”	24
4.4. Krok 3 „Transformacja”	25
5. Wnioski i rekomendacje	28
Źródła	29
Partnerzy	30
Fundacja im. Heinricha Bölla	30
Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej	31
Autorzy	32
Adviseenergy – aze	32
Energy Brainpool	33

SPIS WYKRESÓW

Wykres 1: Struktura Power2Sim	6
Wykres 2: Średni wiek instalacji energetycznych w podziale na źródła w Polsce i Niemczech	9
Wykres 3: Cykl inwestycyjny w energetyce	10
Wykres 4: Uśredniony koszt energii elektrycznej w podziale na technologie, 2025-2040	12
Wykres 5: Ujemne przepływy pieniężne (zakres niezbędnego wsparcia) w roku 2030 dla nowych elektrowni w Polsce w scenariuszu transformacji	13
Wykres 6: Przewidywane zmiany mocy zainstalowanej w Niemczech.....	16
Wykres 7: Przewidywane zmiany mocy wytwórczych i zapotrzebowania na energię w Niemczech..	17
Wykres 8: Konkretnie działania dla niemieckiego rynku energii opublikowane w białej księdze Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii	18
Wykres 9: Ilość dni bez 100% gwarancji dostaw energii w Polsce w okresie 2016-2020 w poszczególnych scenariuszach	20
Wykres 10: Produkcja, zapotrzebowanie i import energii w scenariuszu bazowym	23
Wykres 11: Produkcja, zapotrzebowanie i import energii w scenariuszu "Eliminacja Bieżących Niedoborów"	24
Wykres 12: Budowa nowych mocy w scenariuszu " Eliminacja Bieżących Niedoborów" do roku 2021	25
Wykres 13: Produkcja, zapotrzebowanie i import energii w scenariuszu transformacji	26
Wykres 14: Budowa nowych mocy w scenariuszu transformacji do roku 2040.....	27

SPIS TABEL

Tabela 1: Ścieżki cenowe dla paliw kopalnych i CO ₂ wykorzystane w pracy	11
Tabela 2: Wyłączenia istniejących bloków w Polsce.....	22
Tabela 3: Budowa nowych bloków w Polsce	22
Tabela 4: Rozwój połączeń międzysystemowych	23

STRESZCZENIE

Celem niniejszej pracy jest przedstawienie wpływu niemieckiej transformacji energetycznej (Energiewende) i zmian na niemieckim rynku energii elektrycznej na konkurencyjność polskiego sektora energii. Praca analizuje możliwości zwiększenia bezpieczeństwa dostaw energii poprzez znacząco większe wykorzystanie tanich, efektywnych i bezpiecznych dla środowiska rozwiązań technologicznych. Wskazuje też na zalety zwiększenia współpracy regionalnej, a w szczególności – rynków polskiego i niemieckiego. Praca opisuje również implikacje proponowanego podejścia w kontekście tworzenia jednolitego europejskiego rynku energii i przedstawia wnioski dla kierunków realizacji polityki energetycznej.

Ambitna niemiecka strategia transformacji energetycznej wywiera wpływ na kraje sąsiednie i stawia przed Polską pytanie o konkurencyjność polskiego sektora elektroenergetycznego. Praca określa ryzyka i szanse wynikające ze zwiększonej współpracy obu krajów. Przedstawia też trzy kroki transformacji polskiego sektora energii i rekomendacje dla polityków.

Oczekuje się, że zapotrzebowanie na energię w Polsce wzrośnie o 50 procent, z obecnych ok. 160 TWh do 240 TWh w roku 2040, podczas gdy polskie aktywa wytwórcze, oparte o paliwa kopalne, są najczęściej przestarzałe, co prowadzi do coraz niższej dyspozycyjności i w konsekwencji możliwych niedoborów mocy. W ciągu najbliższych 10 lat z użytku wycofanych powinno być co najmniej 12 GW mocy wytwórczych, natomiast istnieją plany budowy zaledwie 6.4 GW nowych mocy opartych o paliwa kopalne. Polski sektor elektroenergetyczny ponosi konsekwencje znaczącego niedoinwestowania w ciągu ostatnich 10-20 lat i do roku 2020 będzie narażony na niedobory mocy przez czas równy średnio 11 dniom w roku.

W aktualnej sytuacji rynkowej, w warunkach niskich cen energii, pilnie potrzebne inwestycje w nowe moce wytwórcze - niezależnie od technologii - generują ujemne przepływy pieniężne („brakujące pieniądze”). Dlatego też dla zapobieżenia niedoborom mocy niezbędna jest interwencja ze strony rządu. Polskie władze powinny podjąć działania w perspektywie krótko-, średnio- i długoterminowej, z odpowiednio skonstruowanymi mechanizmami zapewniającymi adekwatność mocy wytwórczych w krótkim okresie. Jednocześnie konieczne jest stworzenie polityki uruchamiającej inwestycje w czyste, efektywne kosztowo i wysokosprawne technologie wytwarzania energii, biorąc pod uwagę niezbędny okres czasu pomiędzy wprowadzeniem polityki, decyzjami inwestycyjnymi i rozpoczęciem produkcji energii elektrycznej.

Jak najszybsze wprowadzenie skutecznych narzędzi politycznych uruchamiających inwestycje w krajowe moce wytwórcze powinno być kluczowym priorytetem dla obecnego rządu. Ta strategia powinna być skonstruowana w taki sposób, aby eliminować ujemne przepływy finansowe dla inwestycji w czyste, wydajne i efektywne kosztowo technologie wytwarzania energii, które co do zasady generują najniższe koszty systemowe. Ujemne przepływy finansowe (brakujące pieniądze) związane z przekształceniem polskiego sektora energetycznego w sektor niskoemisyjny, ze znaczącym udziałem źródeł odnawialnych, wynoszą od 0.3 mld rocznie w roku 2020 do 2.3 mld euro rocznie w 2040 r. (co odpowiada 0.22 i 0.9 eurocentów/kWh).

W celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, Polska potrzebuje również dużo silniejszej integracji z europejskim systemem elektroenergetycznym i znaczącej rozbudowy połączeń międzysystemowych. Wzmocnienie interkonektorów pozwoliłoby Polsce na skorzystanie z mocy wytwórczych krajów sąsiednich, głównie w regionie Morza Bałtyckiego, i na zaoszczędzenie 3 mld euro rocznie na budowie krajowych mocy opartych na gazie lub 6.5 mld euro w przypadku budowy mocy węglowych. Oprócz tego Polska mogłaby skorzystać z niższych cen energii np. w Skandynawii czy Niemczech gdzie prognozowane ceny energii elektrycznej w roku 2030 będą niższe niż w Polsce przez 5294 godziny (ok. 60%) w roku.

1. WPROWADZENIE

Ambitna niemiecka polityka transformacji energetycznej ma wpływ na sąsiednie rynki energii. Dowodem tego jest podpisanie przez 12 krajów i Komisję Europejską wspólnej deklaracji o współpracy regionalnej dla bezpieczeństwa dostaw energii w ramach wewnętrznego rynku energii. Deklaracja ta wsparta jest propozycją Komisji Europejskiej¹ dotyczącą jego nowego kształtu.

Polska historycznie z ostrożnością podchodziła do tworzenia silnych połączeń na rynku energii elektrycznej z krajami sąsiednimi. Jednak rozwój europejskiego rynku energii oraz rosnące zapotrzebowanie na energię w kraju powodują, że polski system elektroenergetyczny w sposób nieunikniony będzie musiał stać się integralną częścią rynku regionalnego.

Rozbudowa połączeń międzysystemowych i prawdziwa integracja rynku zwiększą wzajemne oddziaływanie rynków energii na siebie. Pojawia się więc pytanie, jaki wpływ będzie to miało na konkurencyjność Polski i polskiego systemu elektroenergetycznego.

¹ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: Launching the public consultation process on a new energy market design, COM(2015) 340 final

2. PODEJŚCIE

Pierwotnym celem analizy było określenie, jaki wpływ będzie miała niemiecka polityka transformacji energetycznej (*Energiewende*) i zmiana modelu rynku energii elektrycznej w Niemczech na konkurencyjność polskiego rynku energii elektrycznej. Jednak już w pierwszej fazie projektu okazało się, że Polska boryka się z rosnącym problemem zabezpieczenia dostaw energii elektrycznej. Bez strukturalnej zmiany w systemie elektroenergetycznym, podaż energii elektrycznej nie będzie w stanie zaspokoić popytu już w najbliższej przyszłości.

Dlatego celem pracy stało się wskazanie sposobu na zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce i jednocześnie wzmocnienie polskiego rynku przy pomocy tanich, wydajnych i bezpiecznych dla środowiska rozwiązań. Takie podejście koncentruje się na ściślejszej współpracy regionalnej w celu uzyskania wydajności w sposób przyjazny dla środowiska i przy zachowaniu możliwie niskich kosztów systemowych.

2.1. METODOLOGIA

Analiza oparta jest o metodę trzech kroków i skupia się na utrzymaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W ramach tych trzech kroków badano jakie działania należy podjąć, by wyeliminować niedobory energii elektrycznej w kilku perspektywach czasowych (krótkiej-, średniej- i długoterminowej). Scenariusze oparto o następujące założenia:

- integrację rynku europejskiego ze stopniowym zwiększaniem połączeń międzysystemowych poprzez linie przesyłowe pomiędzy Polską a Niemcami, jak również krajami regionu Morza Bałtyckiego, Czechami i Słowacją
- zapewnienie wystarczającej mocy w Polsce w oparciu o technologie o jak najniższym koszcie, wysokiej sprawności, niskiej emisji zanieczyszczeń i krótkim cyklu inwestycyjnym (tzn. czasie wymaganym do wyprodukowania pierwszej jednostki energii elektrycznej²)

W poszczególnych scenariuszach zaproponowano różne kombinacje zwiększenia połączeń międzysystemowych oraz rozwoju sektorów energetyki wiatrowej, fotowoltaicznej i gazowej.

2.2. STRUKTURA GRUPY DORADCZEJ

Celem pracy było przeanalizowanie nie tylko polskiego rynku energii, ale także ponadgranicznych oddziaływań wynikających z różnych uwarunkowań i polityk sąsiednich rynków energii. W celu zapewnienia niezbędnej wiedzy o niemieckim i polskim rynku energii, kierunkach ich rozwoju oraz wyzwaniach i zagrożeniach jakie z nich wynikają, stworzono grupę doradczą składającą się z kluczowych ekspertów z obu krajów. Grupa doradcza zapewniła wsparcie merytoryczne w zakresie analizy bieżącej sytuacji na rynku energii w Polsce i Niemczech oraz przy tworzeniu i formułowaniu scenariuszy. Grupa doradcza jest integralną częścią zespołu realizującego tę analizę i zapewniła znakomity wkład w realizację zadania.

² p. Wykres 10.

Chcielibyśmy podziękować następującym ekspertkom i ekspertom:

- dr Joanna Pandera, Agora Energiewende
- dr Jan Rączka, Regulatory Assistance Project (RAP)
- Anna Chmielewska, Europejski Bank Odbudowy i Rozwoju (EBRD)
- Adam Simonowicz, InfoEngine
- Prof. Dr. Dipl. Ing. T. Schneiders (współautor), Politechnika w Kolonii
- Izabela Kielichowska, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW)

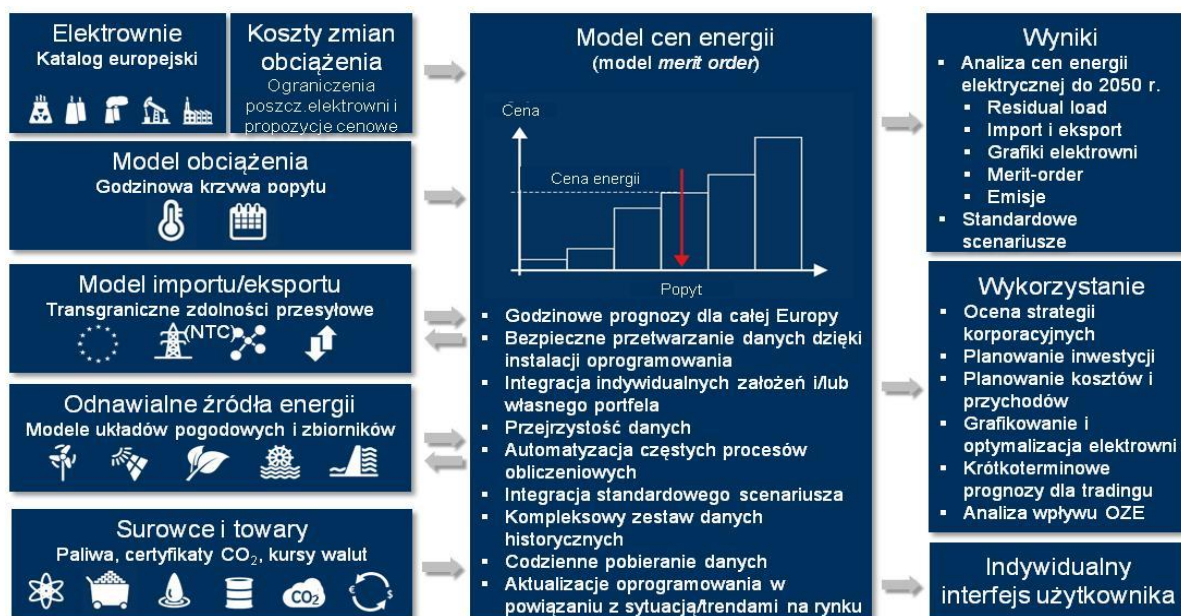
2.3. OPIS MODELU

Do analizy scenariuszy wykorzystano model rynku energii Power2Sim – narzędzie opracowane przez Energy Brainpool do symulacji zmian cen energii. Oparty jest o krzywą kosztów produkcji (*merit order*), co pozwala na precyzyjne obliczenie cen energii w poszczególnych godzinach na wszystkich rynkach hurtowych w Europie.

Trzy główne czynniki określające ceny energii elektrycznej to krótkoterminowe koszty krańcowe produkcji energii elektrycznej, dostępna moc i zapotrzebowanie. Power2Sim rozróżnia instalacje konwencjonalne i źródła odnawialne. Energia generowana przez źródła odnawialne jest uwzględniana przed jednostkami konwencjonalnymi, z uwagi na ich koszty krańcowe, i odejmowana od łącznego zapotrzebowania. Pozostała ilość energii (*residual load*) musi zostać wyprodukowana w jednostkach konwencjonalnych. Model uwzględnia różne charakterystyki poszczególnych źródeł energii. Bazą do jak najdokładniejszego określenia charakterystyki bieżącego obrazu systemów elektroenergetycznych są historyczne dane. Power2Sim ma wbudowane dane dotyczące wszystkich konwencjonalnych jednostek w Europie i uwzględnia indywidualne cechy, takie jak: rodzaj paliwa, efektywność i dostępność. Dane te służą wyliczeniu cen energii zgodnie z *merit order*.

Model obciążenia (*load model*) prognozuje zapotrzebowanie na energię elektryczną w każdym kraju z dokładnością do godziny, z uwzględnieniem profilu dziennego, wakacji, świąt i ogólnych trendów gospodarczych. Model import i eksport pozwala na wyliczenie przepływów międzysystemowych dla każdej granicy w oparciu o zdolności przesyłowe interkonektorów. Dzięki temu możliwe jest bardziej precyzyjne określenie cen energii na połączonych rynkach.

Wykres 1 przedstawia strukturę i wewnętrzne powiązania modelu Power2Sim.



Wykres 1: Struktura Power2Sim

Pełen zestaw danych historycznych pochodzi ze źródeł ogólnodostępnych, takich jak Eurostat, ENTSO-E i IEA. Model skalibrowany jest na podstawie danych historycznych dotyczących cen energii, emisji i wielkości wyprodukowanej i przesyłanej energii.

Scenariusze dla europejskiego sektora energii oparte są o raport "EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050", opublikowany przez Komisję Europejską w roku 2013. Prognozuje on trend do roku 2050, dla całej Unii Europejskiej i dla poszczególnych krajów członkowskich, uwzględniając szczegółowe charakterystyki dla każdego z 28 krajów. Dodatkowo, prognozy dla Francji, Wielkiej Brytanii i Niemiec aktualizowane są w oparciu o nowo publikowane krajowe plany i polityki energetyczne oraz zmiany na rynkach. W budowaniu scenariusza dla Polski wykorzystano analizę PSE "Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025".

Ceny surowców dla poszczególnych scenariuszy oparte są o analizę "World Energy Outlook 2015" Międzynarodowej Agencji Energetycznej. Zastosowano scenariusz "450 ppm" z uwagi na decyzje podjęte na szczycie klimatycznym w Paryżu w grudniu 2015 r. Zakłada on istotny wzrost cen CO₂ i nieznacznie wyższe koszty paliw do roku 2040.

2.4. ANALIZOWANE WSKAŹNIKI

Ze względu na to, że źródła i założenia wskazane w rozdziale 2.3 w sposób szczegółowy opisują niemiecki system elektroenergetyczny (szczegółowe informacje dotyczące niemieckiego rynku energii znajdują się w rozdziale 3), niezbędna jest pogłębiona analiza polskiego systemu elektroenergetycznego.

W pierwszym kroku przeanalizowano wielkość niedoborów w polskim systemie elektroenergetycznym. Następnie dokonano analizy działań, jakie należy podjąć w celu ograniczenia tych niedoborów. Przedstawiliśmy pełne koszty produkcji energii elektrycznej, uwzględniając zarówno koszty inwestycyjne, jak i operacyjne. Ponieważ rynki hurtowe nie zawsze są w stanie pokryć koszty produkcji energii, przeprowadzono dalszą analizę konsekwencji finansowych dla Polski. Ostatecznie, określono zarówno koszty systemowe, jak i koszty dla konsumentów.

W skrócie: uzględnione czynniki

- Analizę przeprowadzono dla **rynku dnia następnego (*day-ahead*)** jako głównego segmentu krótkoterminowego rynku energii. Mechanizmy takie jak *intraday trading*, rynek bilansujący czy specjalne rezerwy nie są brane pod uwagę. Dlatego możliwe jest niedoszacowanie krótkoterminowych opcji zwiększania elastyczności systemu (np. zarządzania stroną popytową).
- Porównując podaż i szczytowe zapotrzebowanie należy uwzględnić **dostępność elektrowni (*availability of power plants*)**. Model Power2Sim bierze ten czynnik pod uwagę, co prowadzi do zwiększenia liczby godzin w roku z niedoborami energii.
- Nadmiar mocy wytwórczych w Niemczech zapewnia bezpieczeństwo dostaw na niemieckim rynku elektroenergetycznym we wszystkich scenariuszach analizowanych w modelu. Jeżeli dostępne są transgraniczne zdolności przesyłowe, energia elektryczna z dostępnej nadwyżki mocy może zostać przesłana do krajów sąsiednich. Model zakłada cenę takiej eksportowanej energii na poziomie kosztów produkcji (krótkoterminowych kosztów krańcowych) takich nadmiarowych mocy wytwórczych.
- **Zapotrzebowanie na energię** w Polsce wzrośnie o ok. 50 % z dzisiejszego poziomu 160 TWh do 240 TWh w 2040 roku.
- **Polskie elektrownie konwencjonalne** są przestarzałe, co zwiększa prawdopodobieństwo wystąpienia awarii i niedoborów energii. Przynajmniej 12 GW mocy w jednostkach opartych o węgiel kamienny i brunatny powinno zostać wycofanych z eksploatacji w ciągu następnych 10 lat z uwagi na wiek instalacji.
- Jeśli Polska nie podejmie odpowiednich działań, **niedobory energii** pojawiać się będą w ciągu kilkunastu godzin już w roku 2016 i 2017. Do roku 2040 praca zakłada jednak efektywne zarządzanie systemem, tworzenie kolejnych połączeń międzysystemowych oraz budowę mocy nowych, efektywnych kosztowo i bezpiecznych dla środowiska.

- Na potrzeby analizy kosztów i cen energii wykorzystano **zmiany cen surowców** określone w scenariuszu "450 ppm scenario" z World Energy Outlook's 2015 przy założeniu, że osiągnięte zostaną cele klimatyczne.
- Na potrzeby analizy kosztów poszczególnych obliczono **uśredniony koszt energii elektrycznej** (*levelized costs of electricity* - LCOE) w oparciu o rozległe dane literaturowe.
- Z uwagi na niskie ceny energii, szacuje się, że nowe moce nie będą mogły pracować w sposób najbardziej ekonomiczny, np. w roku 2030 łączne koszty działania systemu mogą przekroczyć przychody ze sprzedaży energii elektrycznej o ok. 2 mld euro. Aby zrealizować **niezbędne inwestycje**, regulator i rząd winni opracować i wprowadzić narzędzia przeciwdziałające niedoborom przychodów.
- Jednym z wyników pracy jest oszacowanie **kosztów dla konsumenta**. Prognozuje się wzrost kosztów w rachunku energii elektrycznej.

2.4.1. RÓWNOWAGA PODAŻY I POPYTU - CZAS ZE 100% GWARANCJĄ DOSTAW ENERGII

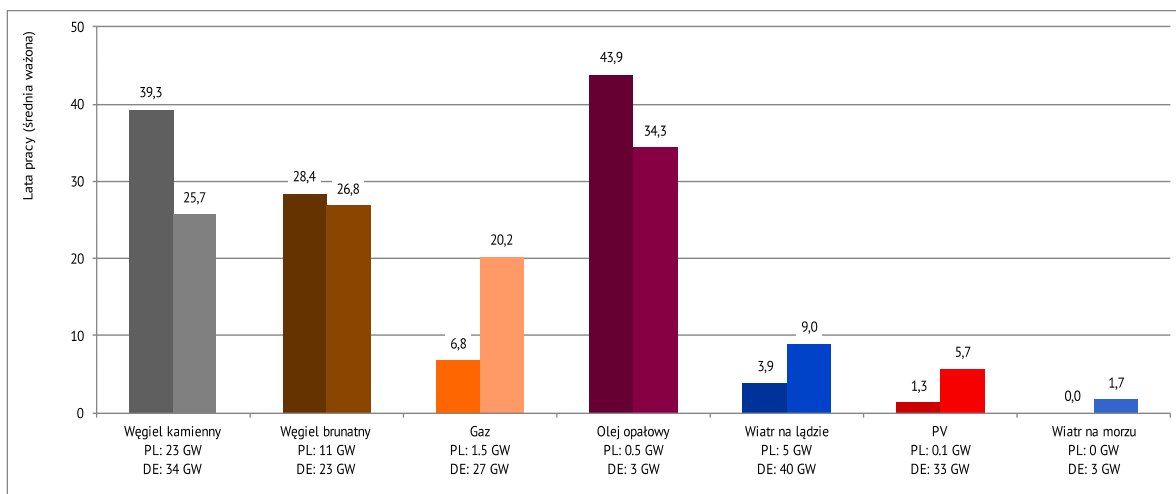
Dla bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego niezbędna jest stała równowaga podaży i popytu. Poza uwzględnieniem niezbędnych mocy, należy zwrócić szczególną uwagę na dostępność jednostek w momentach szczytowego zapotrzebowania. Kolejnym istotnym czynnikiem jest dostępność połączeń międzysystemowych na potrzeby importu energii w przypadku, gdy krajowe zasoby nie są w stanie pokryć zapotrzebowania.

Model Power2Sim modeluje rynek dnia następnego (*day-ahead*) i dlatego wszystkie obliczenia analizy należy postrzegać z uwzględnieniem tego założenia. W rzeczywistości brak równowagi, który pojawia się na rynku *day-ahead*, może być równoważony przez rynki intraday i bilansujący. Co więcej, można wprowadzać dodatkowe narzędzia poprawy bezpieczeństwa systemu, które nie zostały uwzględnione w niniejszej pracy. Niniejsze badanie koncentruje się na zrównoważeniu popytu i podaży wyłącznie na rynku dnia następnego.

Nadwyżka mocy wytwórczych w Niemczech zapewnia bezpieczeństwo dostaw na tamtejszym rynku elektroenergetycznym we wszystkich scenariuszach analizowanych w modelu.

Podstawowe założenia dla polskiego rynku w perspektywie krótkookresowej oparto o analizę PSE "Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025". Zakłada się, że dalszy wzrost gospodarczy Polski spowoduje wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną o ok. 50% z 160 TWh w 2016 r. do 240 TWh w roku 2040.

Jeśli chodzi o stronę podażową, polskie jednostki konwencjonalne są przestarzałe i – w porównaniu z innymi krajami – mniej konkurencyjne. Największa grupa – ok. 23 GW zainstalowanej mocy w elektrowniach na węgiel kamienny ma średnio niemal po 40 lat. Natomiast średni wiek elektrowni opartych o węgiel brunatny wynosi ok. 30 lat. Biorąc pod uwagę, że czas życia takich instalacji planuje się na 50 lat, znaczna ich część wkrótce opuści rynek i zostanie wycofana z eksploatacji.



Wykres 2: Średni wiek instalacji energetycznych w podziale na źródła w Polsce i Niemczech

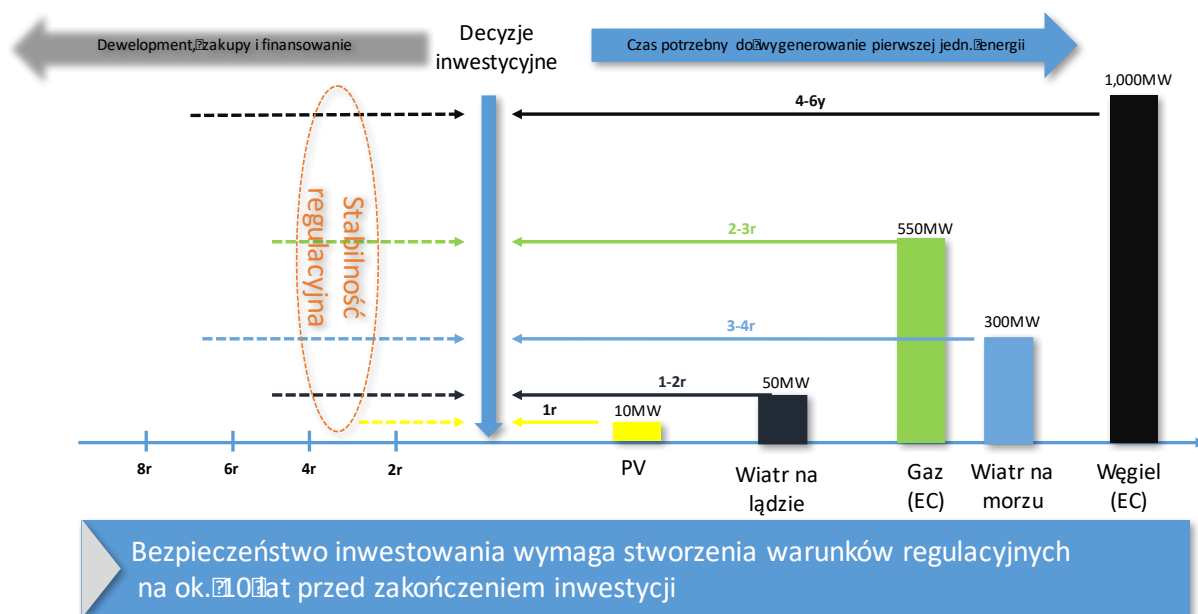
To, czy podaż energii będzie w stanie zaspokoić popyt w najbliższych latach, zależy w dużym stopniu od dostępności elektrowni. Teoretycznie Polska ma dziś wystarczające moce wytwórcze, ale jak wspomniano, elektrownie są przestarzałe i mimo ich modernizacji zwiększa się ryzyko nieplanowanych odstawień. Takie okoliczności utrudniają prognozowanie. Jednocześnie stare elektrownie są wysokoemisyjne z uwagi na stosunkowo niską efektywność. Niektóre z elektrowni będą musiały zostać wyłączone z uwagi na brak możliwości lub nieopłacalność wypełnienia limitów Dyrektywy o emisjach przemysłowych³.

Wyniki analizy modelowej wskazują, że sytuacja w latach 2016-2017 jest trudna, ale co do zasady, zapotrzebowanie na energię elektryczną jest zaspokojone. Niedobory pojawiają się tylko w ciągu kilkudziesięciu godzin w roku. O tym, czy uda się uniknąć niedoborów zdecydują indywidualne warunki danego dnia i dostępność poszczególnych elektrowni.

Jednak w kolejnych latach ryzyko niedoborów energii znacząco wzrasta. Wzrost zapotrzebowania w połączeniu z wyłączeniami elektrowni zwiększają deficyt podaży energii.

W krótkiej perspektywie czasowej, możliwości interweniowania w systemie elektroenergetycznym są ograniczone, gdyż inwestycje w infrastrukturę wytwórczą i przesyłową wymagają przynajmniej kilku lat.

³ Industrial Emissions Directive



Wykres 3: Cykl inwestycyjny w energetyce

Do zamknięcia tej luki niezbędne są systemy wsparcia i mechanizmy rezerwy systemowej, które muszą zostać wprowadzone najszybciej jak to możliwe, aby moce wytwórcze mogły być gotowe do eksploatacji, zanim niedobory staną się zbyt duże.

Analizowane w niniejszej pracy potencjalne inwestycje mające na celu zrównoważenie popytu i podaży obejmują budowę nowych elektrowni i połączeń międzysystemowych oraz efektywne zarządzanie istniejącymi połączeniami międzysystemowymi z sąsiednimi krajami. Bezpieczeństwo dostaw energii w Polsce można osiągnąć w sposób wydajny, ekonomiczny i przyjazny dla środowiska.

2.4.2. KOSZT ENERGII

Koszt produkcji energii zależy od rodzaju elektrowni i źródła energii. Na rynkach hurtowych cenę kształtują bowiem koszty paliwa oraz emisji CO₂. By móc przeanalizować sytuację polskich elektrowni w przyszłości, niezbędne jest określenie ścieżki rozwoju cen energii i uprawnień do emisji dwutlenku węgla.

W zaproponowanych scenariuszach, w perspektywie krótkoterminowej, ceny paliw i CO₂ mają ścieżki rozwoju zbliżone do kontraktów terminowych (*futures*). W perspektywie długoterminowej (po 2020 r.) zastosowano scenariusz "450 ppm" opracowany w ramach "World Energy Outlook 2015".

DATA	WĘGIEL KAM. \$/T	ROPA (BRENT) \$/BBL	GAZ ZIEMNY €/MWH	CO ₂ €/TCO ₂
01.07.2016	46.03	44.03	12.12	5.69
01.07.2020	48.01	55.58	15.88	8.27
01.07.2030	79.00	97.00	24.05	75.00
01.07.2040	77.00	95.00	22.78	105.00

Tabela 1: Ścieżki cenowe dla paliw kopalnych i CO₂ wykorzystane w pracy

W trakcie konferencji klimatycznej w Paryżu w 2015 r. świat zgodził się, że ograniczanie zmian klimatu jest jednym z priorytetów polityki światowej. Scenariusz "450 ppm" prognozuje przyszłość, w której ochrona klimatu ma bardzo wysoki priorytet. W związku z tym wszystkie kraje zgodziły się na wzmocnienie roli systemu handlu emisjami jako narzędzia ograniczania wydzielania CO₂. W rezultacie oczekuje się, że ceny na uprawnienia do emisji dwutlenku węgla znacząco wzrosną.

Wraz ze wzrostem cen CO₂ wzrastać też będą koszty spalania paliw kopalnych, co ostatecznie doprowadzi do spadku zapotrzebowania na te paliwa. Dlatego w scenariuszu "450 ppm" ceny paliw wzrastają wolniej niż w innych scenariuszach cen dóbr przedstawionych w "World Energy Outlook 2015".

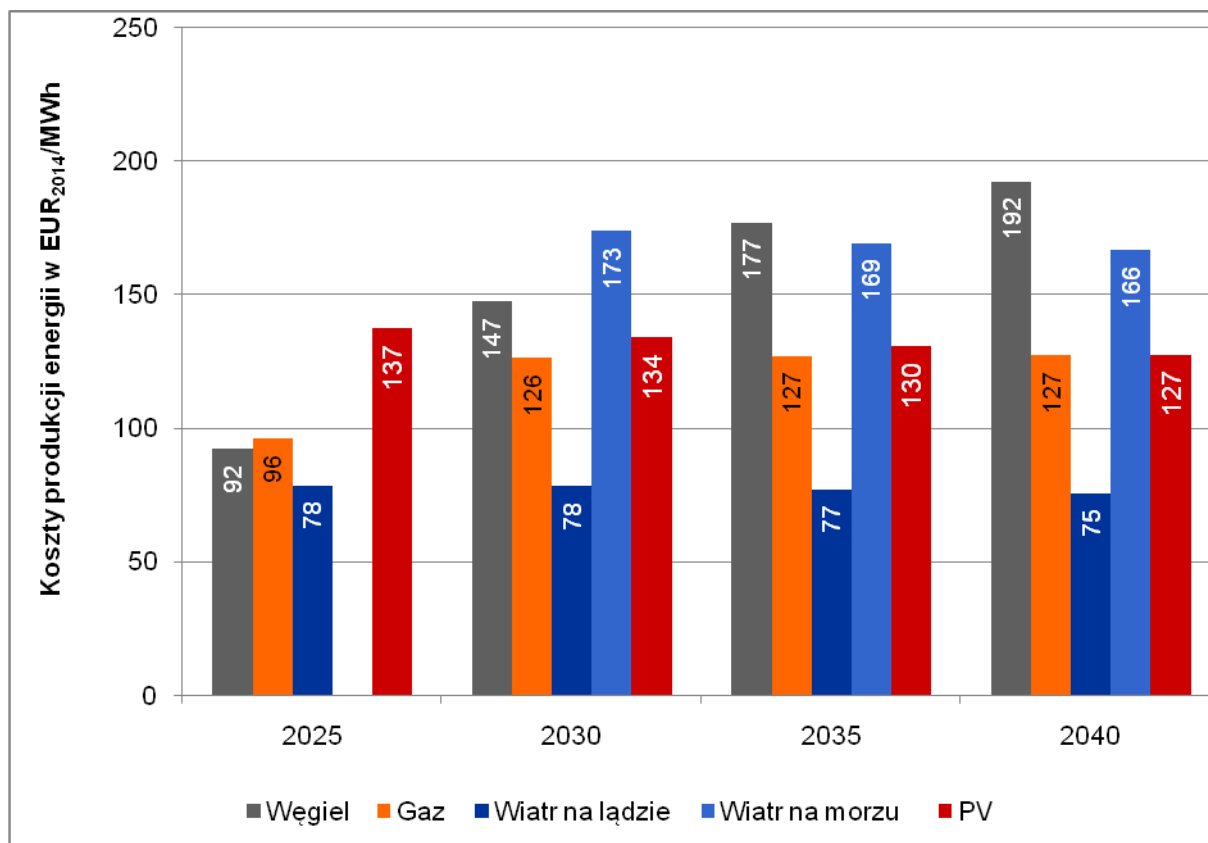
2.4.3. UŚREDNIONY KOSZT ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYMAGANY DLA POTENCJALNYCH NOWYCH INWESTYCJI

Uśredniony koszt energii elektrycznej (*Levelized Costs of Electricity* – LCOE) to cena energii wyrażona w EUR na megawatogodzinę (€/MWh) w oparciu o łączne koszty danej technologii.⁴

Wykres 4 przedstawia porównanie różnych technologii analizowanych w niniejszej pracy. Koszty różnią się w każdym roku z uwagi na zmiany w wielkości produkcji i cen surowców (paliw)⁵.

⁴ LCOE jest wyliczane w następujący sposób: suma kosztów inwestycyjnych, operacyjnych i krótkoterminowych kosztów krańcowych danej technologii podzielona jest przez ilość wyprodukowanej energii. Aby działać na granicy opłacalności, każda technologia potrzebuje cen energii zbliżonych do LCOE dla tej technologii. Koszty inwestycyjne i operacyjne oparte są o bieżące wartości. Aby określić LCOE na rok, koszty inwestycyjne podzielone są na oczekiwany czas życia elektrowni. Koszty operacyjne można podzielić na koszty stałe i koszty zmienne. Zmienna część kosztów operacyjnych uwzględniona jest w SRMC₄ produkcji energii. SRMC obejmuje koszty paliwa i koszty uprawnień do emisji CO₂ dla tego paliwa.

⁵ Koszty stałe, takie jak koszty inwestycyjne i stałe koszty operacyjne pozostają na obecnym poziomie. Wynika to z faktu, że w scenariuszu "450 ppm" z "World Energy Outlook 2015", ceny dóbr rosną wraz z upływem czasu.



Wykres 4: Uśredniony koszt energii elektrycznej w podziale na technologie, 2025-2040

Wraz z rosnącymi cenami gazu, węgla i uprawnień do emisji CO₂ rosną także koszty operacyjne (krótkoterminowe koszty krańcowe – SRMC) dla technologii wykorzystujących paliwa kopalne. Z uwagi na cenę dwutlenku węgla produkcja energii z gazu staje się tańsza od produkcji energii z węgla już od roku 2030. Ponieważ elektrownie węglowe będą coraz częściej wypychane z rynku przez energetykę wiatrową, fotowoltaiczną, bloki gazowe i import, będą produkować mniejszą ilość energii, a zatem jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej będą rosły (suma kosztów inwestycyjnych i operacyjnych rozłożą się na mniejszą ilość wyprodukowanej i sprzedanej energii). Wzrost cen gazu i praw do emisji CO₂ jest z perspektywy LCOE kompensowany wyższą produkcją w jednostkach gazowych. Dlatego koszty dla jednostek gazowych pozostają niemal na tym samym poziomie po roku 2030.

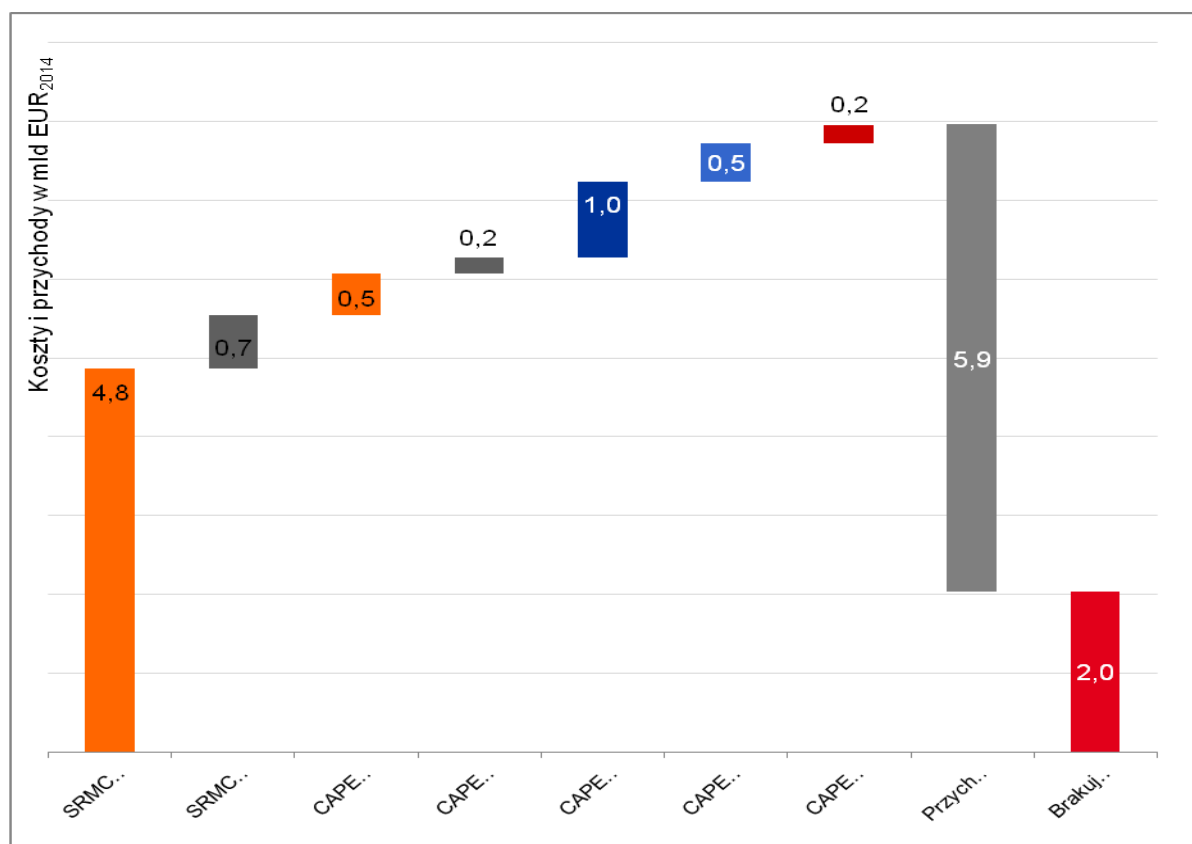
Technologie słoneczna i wiatrowa stale zwiększają sprawność, co umożliwia dłuższą pracę instalacji przy pełnym obciążeniu. Dlatego właśnie koszt produkcji jednostki energii z tych technologii będzie spadał wraz z upływem czasu.

2.4.4. POTRZEBY INWESTYCYJNE

Ceny energii na rynkach w Europie utrzymują się już od dłuższego czasu na niskim poziomie z uwagi na spadek popytu po kryzysie finansowym i ekonomicznym oraz ogromną nadpodaż mocy wytwórczych.

Polska jako rosnąca gospodarka jest w odwrotnej sytuacji – przestarzałe moce wytwórcze, brak znaczących inwestycji (poza nowymi mocami w energetyce wiatrowej) w ciągu ostatnich lat i rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Szacuje się, że cena energii elektrycznej ani dziś, ani w okresie do roku 2040 nie będzie wystarczającym czynnikiem uzasadniającym nowe inwestycje. Wykres 5 przedstawia całkowite krótkoterminowe koszty krańcowe (*short run marginal cost – SRMC*) dla poszczególnych technologii, koszty operacyjne (OPEX) i nakłady inwestycyjne (CAPEX) w roku 2020 w mld EUR. Łączna cena (z uwzględnieniem marginesu zysku) dostaw energii elektrycznej do polskich konsumentów wynosi 7,9 mld EUR. Przychody ze sprzedaży energii elektrycznej są równe 5,9 mld EUR, co prowadzi do deficytu w wysokości 2 mld EUR („Brakujące Pieniądze”).



Wykres 5: Ujemne przepływy pieniężne (zakres niezbędnego wsparcia) w roku 2030 dla nowych elektrowni w Polsce w scenariuszu transformacji

Te Brakujące Pieniądze muszą wpłynąć do sektora elektroenergetycznego, aby zachęcić do inwestycji w nowe źródła energii. Innymi słowy, łączna produkcja energii ma niedobór przychodów na poziomie ok. 25% w roku 2030. Jest to główny czynnik odkładania w czasie decyzji inwestycyjnych dotyczących niezwykle potrzebnych nowych mocy wytwórczych w Polsce.

Regulator i rząd powinni w trybie pilnym zaprojektować i wprowadzić narzędzia wsparcia, które zaspokoją te niedobory przychodów, w postaci stabilnego i długoterminowego planu zgodnego z europejskimi i krajowymi przepisami.

2.4.5. KOSZTY INWESTYCJI DLA KONSUMENTÓW ENERGII

Rynek energii od zawsze był środowiskiem mocno regulowanym z uwagi na długie cykle inwestycyjne i znaczenie sektora dla bezpiecznego rozwoju kraju i regionu. Dlatego krajowi i europejscy decydenci powinni stworzyć odpowiednie ramy regulacyjne i dostosować otoczenie inwestycyjne w taki sposób, aby zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii z zachowaniem wymogów ochrony środowiska i przystępnej ceny energii, by nie obciążać zbytnio konsumentów i nie pogarszać konkurencyjności gospodarki.

Osiągnięcie tych celów jest wyzwaniem społecznym, ponieważ koszt modernizacji poniosą wszyscy konsumenci. Alokacja kosztów powinna być prowadzona poprzez racjonalne regulacje i zmiany w kształcie rynku energii lub – jak przeprowadzono to w tej analizie na potrzeby oceny kosztu inwestycji – poprzez dodatkową opłatę na rachunku za energię elektryczną⁶.

⁶ Unia Europejska stworzyła odpowiednie ramy w celu zapewnienia wspólnego, niedyskryminującego podejścia w całej Europie.

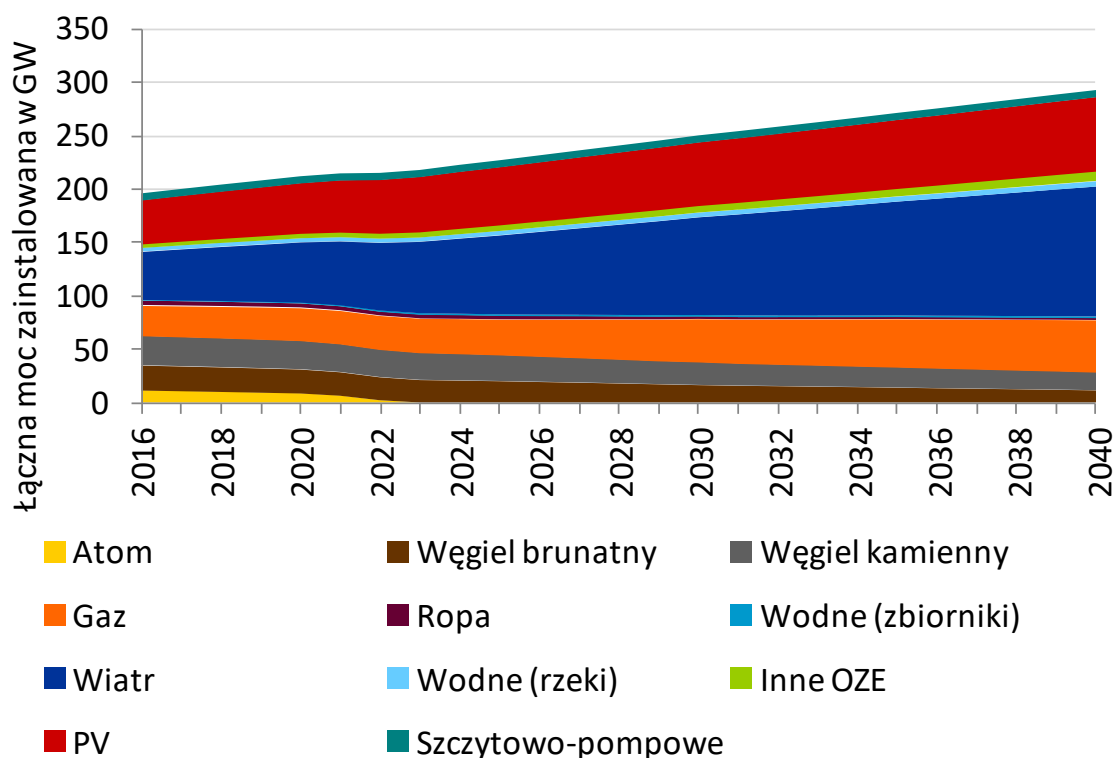
3. NIEMIECKI RYNEK ENERGII

3.1. WPROWADZENIE

Niemiecki sektor elektroenergetyczny przechodzi przez szereg przekształceń, jednak największy nacisk na zmiany pojawił się dopiero niedawno, po katastrofie w Fukushima, która zaowocowała polityką transformacji energetycznej zwanej *Energiewende*. Fundamentem polityki Energiewende jest przyspieszenie wycofywania się z energetyki jądrowej, które ma przygotować drogę do oparcia największej europejskiej gospodarki na odnawialnych źródłach energii. Leżące u podstaw tej transformacji dążenie do stworzenia gospodarki bez wykorzystania węgla do roku 2050 w znaczący sposób zależy od przyjęcia wiodącej roli w tym procesie przez sektor energetyczny z odnawialnymi źródłami energii.

3.2. ROZBUDOWA MOCY WYTWÓRCZYCH

Niemiecki rynek energii elektrycznej aktualnie charakteryzuje się niskimi cenami hurtowymi i spadającym popytem. Obecna sytuacja nie spowoduje rozbudowy mocy wytwórczych opartej na mechanizmach rynkowych. W perspektywie długoterminowej prognozuje się w Niemczech niewielkie zwiększenie zapotrzebowania na energię spowodowane wzrostem zużycia przez większą ilość urządzeń elektrycznych wykorzystywanych do ogrzewania i transportu (kompensowane przez wysiłki na rzecz poprawy efektywności energetycznej). Po stronie podażowej zmniejszają się moce wytwórcze oparte na węglu, a wzrasta udział źródeł gazowych wywołany wyższymi cenami praw do emisji CO₂. Ten trend spowoduje zwiększenie mocy źródeł gazowych z obecnych 25 procent do ok. 60 procent i należy oczekiwać rozpoczęcia procesu inwestycyjnego po wycofaniu elektrowni jądrowych ze eksploatacji po roku 2020.

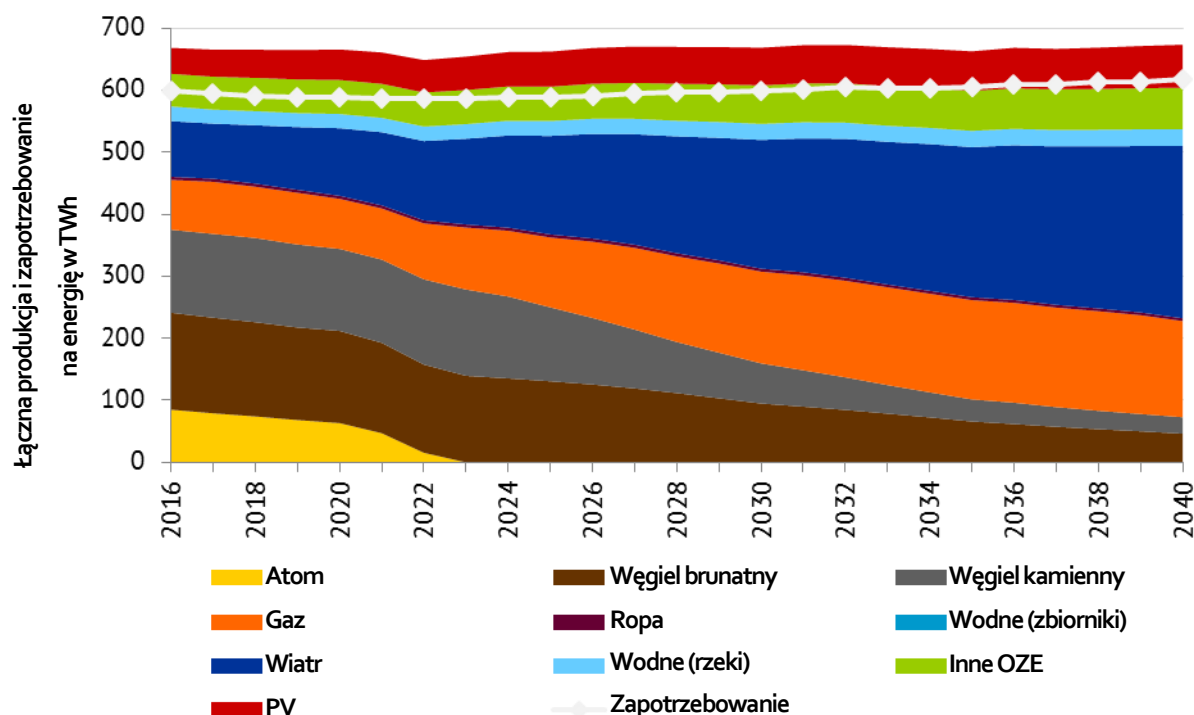


Wykres 6: Przewidywane zmiany mocy zainstalowanej w Niemczech

Łączna moc zainstalowana w technologiach opartych na popycie spadnie o 20 procent do roku 2040, podczas gdy nowe inwestycje w takie elektrownie będą przeważnie motywowane kwestiami bezpieczeństwa dostaw energii. Takie elektrownie dostarczają moc na rynek w okresach, gdy źródła odnawialne nie są w stanie pokryć zapotrzebowania. Oczekuje się, że rozbudowa OZE będzie następować zgodnie z polityką transformacji energetycznej do roku 2050 (aby osiągnąć cel wynoszący co najmniej 80 procent udziału w całkowitym zużyciu energii) i będzie realizowana w większości przez energetykę wiatrową.

3.3. PRZEWIDYWANE ZMIANY ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ

Aby móc przewidywać zmiany zapotrzebowania na energię w Niemczech do roku 2040, należy ocenić, czy czynniki zwiększające popyt, tj. rosnąca liczba urządzeń, elektromobilność itp. będą mieć silniejszy wpływ niż czynniki zmniejszające popyt na energię, związane z efektywnością energetyczną. Wykres poniżej przedstawia standardowy scenariusz dla Niemiec przewidywany przez Energy Brainpool w oparciu o dokument "EU Energy trends to 2050" (EC 2013) skorygowany o rzeczywiste historyczne wartości zapotrzebowania na energię.



Wykres 7: Przewidywane zmiany mocy wytwórczych i zapotrzebowania na energię w Niemczech

W oparciu o bardziej optymistyczne prognozy dla światowej gospodarki oraz dodatkowe zapotrzebowanie na energię ze strony technologii *power-to-heat*, *power-to-gas*, pomp ciepła, itp. oraz faktu, że rosnąca penetracja źródeł odnawialnych zwiększy liczbę godzin, w których energia elektryczna będzie dostępna po bardzo niskich kosztach zmiennych, oczekiwany jest ogólny wzrost zapotrzebowania na energię w Niemczech począwszy od roku 2020. Do tego czasu będzie występować trend spadkowy, ponieważ poprawa efektywności energetycznej jest wciąż znacząca i będzie wpływać na zmniejszenie zapotrzebowania na energię.

3.4. REFORMA NIEMIECKIEGO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

W roku 2015 Niemcy rozpoczęły reformowanie swojego rynku energii. Zamiast tworzenia szerokiego rynku mocy wspierającego jego uczestników, w pierwszej kolejności położono nacisk na reformę samego rynku energii przy zwiększeniu udziału energii ze źródeł odnawialnych, aby umożliwić mu właściwe funkcjonowanie. W lipcu 2015 r. Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii opublikowało „białą księgę” zawierającą 20 działań w trzech różnych kategoriach – silniejsze mechanizmy rynkowe, elastyczne i wydajne wytwarzanie energii oraz dodatkowe bezpieczeństwo (Wykres 8).

Komponent		Działania	
1	"Silniejsze mechanizmy rynkowe": Działania objęte komponentem 1 wzmocniają istniejące mechanizmy rynkowe. Potrzebne moce wytwórcze mogą dzięki temu same się refinansować, a rynek energii elektrycznej nadal zapewnia bezpieczeństwo dostaw.	1. Gwarancja swobodnego kształtowania cen 2. Zwiększenie przejrzystości w kontroli dominującej pozycji rynkowej 3. Wzmocnienie zobowiązań grup bilansujących 4. Obciążanie grup bilansujących za każde 15 minut	
2	"Elastyczne i wydajne dostawy energii elektrycznej": Działania w ramach komponentu 2 optymalizują podaż energii na poziomie europejskim i krajowym. Dzięki temu zapewniają efektywne kosztowo i przyjazne dla środowiska wykorzystanie mocy wytwórczych.	5. Zintegrowany europejski rozwój rynku energii elektrycznej 6. Otwarcie rynków bilansujących na nowe podmioty 7. Opracowanie docelowego modelu składników cenotwórczych oraz opłat sieciowych inicjowanych przez państwo 8. Rewizja specjalnych opłat sieciowych w celu zwiększenia elastyczności strony popytowej 9. Kontynuacja rozwoju systemu opłat sieciowych 10. Uproszczenie zasad agregacji dla elastyczności strony popytowej 11. Wsparcie dla upowszechnienia elektromobilności 12. Umożliwienie wejścia na rynek rezerwowych systemów energet. 13. Stopniowe wprowadzanie inteligentnych liczników energii 14. Redukcja kosztów rozbudowy sieci przez ograniczenie mocy szczytowej zmiennych OZE 15. Ocena minimalnej generacji 16. Integracja elektrociepłowni 17. Zwiększenie przejrzystości danych z rynku energii	
3	"Dodatkowe bezpieczeństwo": Działania w komponentcie 3 zapewniają dodatkowe bezpieczeństwo dostaw energii.	18. Monitorowanie bezpieczeństwa dostaw energii 19. Wprowadzenie rezerwy mocy 20. Kontynuacja rozwoju rezerwy sieciowej	

Wykres 8: Konkretnie działania dla niemieckiego rynku energii opublikowane w białej księdze Federalnego Ministerstwa Gospodarki i Energii

Wyżej wymienione działania są aktualnie w procesie wdrażania; niektóre z nich zostały już wdrożone.

4. NOWE PODEJŚCIE DO POLSKIEGO SEKTORA ENERGII: CZYSTY, TANI, EFEKTYWNY I ZINTEGROWANY

W skrócie: Podejście do polskiego sektora energetycznego

1. W ostatnich 10-20 latach w polskim sektorze elektroenergetycznym nie przeprowadzono **koniecznych inwestycji**. W związku z tym do roku 2020 będą występować **niedobory energii** przez czas równy średnio 11 dniom w roku.
2. Nadwyżka mocy zainstalowanej w Niemczech zapewnia bezpieczeństwo dostaw energii na rynku niemieckim we wszystkich scenariuszach analizowanych w modelu Power2Sim.
3. Celem zaproponowanej **trzystopniowej koncepcji** (Rozdział 4.1) jest **wyeliminowanie znaczących ryzyk** dla polskich konsumentów i gospodarki oraz przeprowadzenie transformacji polskiego sektora energetycznego w kierunku systemu czystego, efektywnego kosztowo i zintegrowanego. W tym celu niezbędne jest wprowadzenie szeregu działań w poszczególnych krokach:

1. Scenariusz "Obecne Plany"

...pozwoli uniknąć niedoborów (*brown-outs*) w krótkim terminie, ale wymaga pilnych działań.

Obserwacja: planowane dziś przyrosty mocy nie zbilansują wyłączanych bloków. Będzie powiększać się różnica pomiędzy podażą a popytem.

2. Scenariusz "Eliminacja Bieżących Niedoborów"

...pozwoli uniknąć *brown-outs* około 2022 r., ale także wymaga pilnych działań.

Obserwacja: Dzięki realizacji proponowanych działań (4 GW nowej mocy w elektrowniach i połączeniach międzysystemowych) niedobory nie pojawią się na rynku *day-ahead* aż do 2022 r. Niedobór przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej („Brakujące Pieniądze”) wyniesie ok. 0.3 -0.4 mld euro rocznie w roku 2020 i 2021. Te krótkoterminowe działania nie wystarczą, by zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii w perspektywie średnio- i długoterminowej.

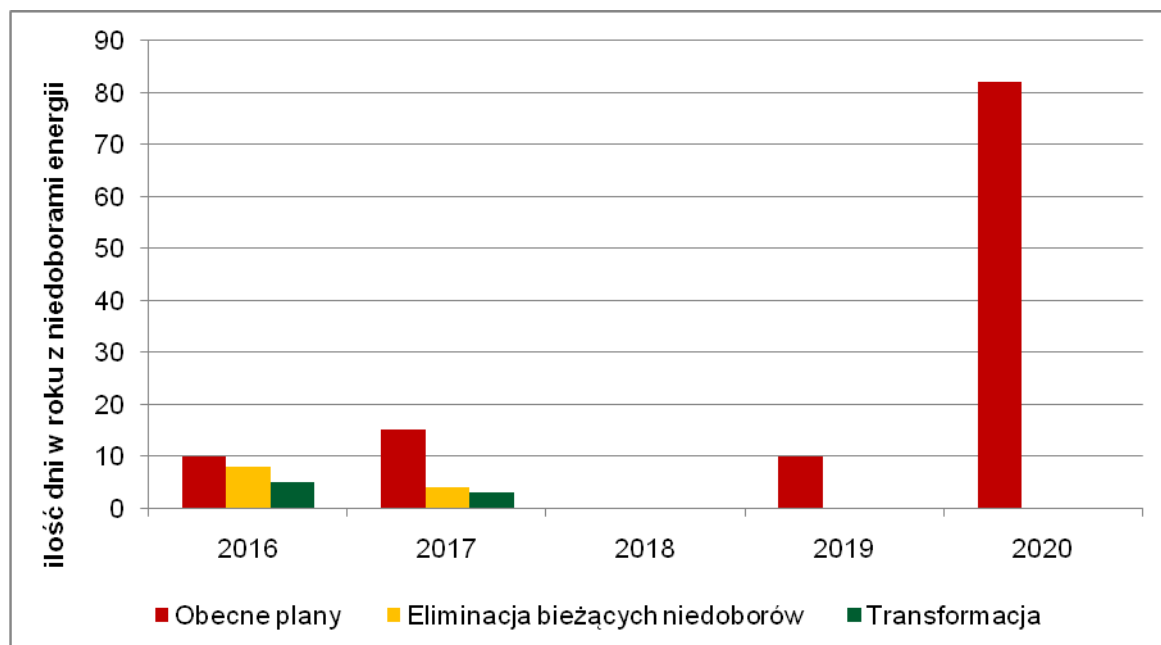
3. Scenariusz "Transformacja"

...pozwoli przeprowadzić transformację polskiego sektora energii elektrycznej w nowoczesny, dobrze zintegrowany w regionie rynek energii elektrycznej, oparty o tanie źródła odnawialne i gazowe, charakteryzujący się niskim poziomem emisji i wysoką sprawnością.

Obserwacja: Niezbędne są znaczące inwestycje – nawet do 43 GW do roku 2040, aby uniknąć niedoborów energii w długiej perspektywie czasowej. Ze względu na relatywnie wysoki udział źródeł odnawialnych w Niemczech, w roku 2040 ceny energii elektrycznej na rynku niemieckim będą przez 5294 godziny (ok. 60 procent) niższe niż w Polsce. Import energii pozwoliłby na zaoszczędzenie ok. 3 mld euro w roku 2040 w porównaniu z budową nowych elektrowni gazowych w Polsce i nawet 6.5 mld euro w porównaniu z budową nowych elektrowni węglowych. Wymagać to będzie dodatkowych nakładów finansowych (zabezpieczenia Brakujących Pieniędzy) na poziomie 0,3 mld EUR w roku 2020 i 2,3 mld EUR w roku 2040 (co przekłada się na 0.22 i 0.96 EuroCt/kWh), których prawdopodobnie nie uda się pozyskać ze sprzedaży energii.

4.1. TRZYSTOPNIOWE PODEJŚCIE

Polski sektor energii elektrycznej jest w bardzo złej kondycji, co może zagrozić dalszemu szybkiemu rozwojowi kraju. Główną przyczyną tej sytuacji jest brak poważnych inwestycji przez ostatnie 10-20 lat. Sektor ten jest przestarzały, instalacje mogą ulegać nieplanowanym wyłączeniom, co z kolei może wymusić czasowe wstrzymanie dostaw dla konsumentów przemysłowych (*brownouts*), a nawet zapaść systemu (*blackout*). Wykres 9 poniżej przedstawia prognozowaną ilość dni w roku, kiedy w Polsce nie zostanie wyprodukowana ilość energii wystarczająca na pokrycie zapotrzebowania⁷.



Wykres 9: Ilość dni bez 100% gwarancji dostaw energii w Polsce w okresie 2016-2020 w poszczególnych scenariuszach

⁷ W rzeczywistości te godziny/dni będą rozproszone w ciągu całego roku.

Nasze trzystopniowe podejście ma na celu wyeliminowanie tych ryzyk dla konsumentów i gospodarki, przeprowadzenie transformacji polskiego sektora energetycznego i stworzenie czystego, taniego i dobrze zintegrowanego z innymi systemu. W trzech poniższych scenariuszach, prezentujemy obszary budowy nowych mocy wraz z narzędziami polityki energetycznej, które mają za zadanie przeciwdziałać niedoborom. Takie dwutorowe podejście pozwoli na uniknięcie czasowych wyłączeń i awarii systemu oraz na długoterminową stabilizację sytuacji w polskiej energetyce.

W pierwszym kroku opisujemy rozwiązania, które zapobiegą bieżącym niedoborom, ale **wymagają natychmiastowych działań**. Innymi słowy, należy te rozwiązania wprowadzić dziś, by ograniczyć ilość *brown-outs*. Wydaje nam się, że jak najszybsze zwiększenie połączeń z systemem niemieckim, wydłużenie życia niektórych elektrowni oraz znaczący rozwój energetyki odnawialnej, zwłaszcza wiatrowej i fotowoltaicznej są jedynymi opcjami w krótkim horyzoncie czasowym.

W drugim kroku opisujemy rozwiązania, które pozwolą **zapobiec czasowym wyłączeniom energii około roku 2022, ale również wymagają natychmiastowych działań** – określenia szczegółowych zasad wsparcia dla poszczególnych technologii z uwagi na długi proces inwestycyjny (okres pomiędzy rozwijaniem projektu a pierwszą jednostką wyprodukowanej energii sięga 10 lat dla istniejących technologii⁸). Rekomendujemy określenie klarownej ścieżki wzrostu i uruchomienie stosownych narzędzi wsparcia w celu **szybkiego rozwoju energetyki wiatrowej i fotowoltaicznej** w ramach systemu aukcyjnego. Jednocześnie Polska powinna wykorzystać swój potencjał efektywności energetycznej rozwijając **system wsparcia dla rozwoju elastycznych elektrociepłowni gazowych**, które będą mogły zastąpić istniejące ciepłownie węglowe. Dodatkowo, w dalszym ciągu należy zwiększać polskie połączenia z systemami krajów sąsiednich w celu **wykorzystania tańszej energii z importu**.

W trzecim kroku opisujemy działania na rzecz **transformacji** polskiego sektora elektroenergetycznego w kierunku nowoczesnego, niskoemisyjnego, wysokosprawnego i dobrze zintegrowanego regionalnie sektora, **opartego o OZE i źródła gazowe**. Rekomendujemy stworzenie polityki energetycznej, będącej częścią regionalnego rynku energii. Widzimy potencjał i korzyści tkwiące w programie *Baltic Energy Market Integration Policy* (BEMIP) i traktujemy krajową politykę energetyczną jako integralny element podejścia regionalnego. Jest to właściwe forum dla skupienia się na tematyce o znaczeniu regionalnym w dziedzinie infrastruktury (rozbudowa infrastruktury gazowej, połączeń międzysystemowych czy wspólne projekty offshore).

Stabilność dostaw energii elektrycznej jest kluczowa dla każdego państwa i zakłócenia w jej dostawach powodują dalekosiężne skutki, wielokrotnie przewyższające koszty inwestycyjne przedstawione w niniejszej pracy. Takie trzystopniowe podejście pozwoli na ochronę polskiej gospodarki przed tymi skutkami, ale działania należy podjąć natychmiast.

⁸ Energia atomowa nie jest uwzględniona.

4.2. KROK 1 “OBECCNE PLANY”

Krok 1 “Obecne Plany” oparty jest na dostępnych oficjalnych założeniach odnośnie rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego. Z analizy PSE “Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025” zaczerpnęliśmy informację o planach budowy nowych mocy wytwórczych, zapotrzebowaniu na energię i dostępnych połączeniach międzysystemowych. Następujące instalacje zostaną częściowo lub całkowicie wyłączone:

Tabela 2: Wyłączenia istniejących bloków w Polsce

DO 2020	DO 2025	DO 2030
Adamów, Bełchatów, Dolna Odra, Jaworzno, Kozienice, Łagisza, Łaziska, Pątnów, Rybnik, Siersza, Stalowa Wola	Dolna Odra, Opole, Pątnów, Połaniec, Turów	Jaworzno, Kozienice, Łaziska
6300 MW	5400 MW	1400 MW

Jednocześnie wzrasta zapotrzebowanie na energię, a nowe planowane jednostki nie zastąpią w pełni wyłączonych mocy:

Tabela 3: Budowa nowych bloków w Polsce

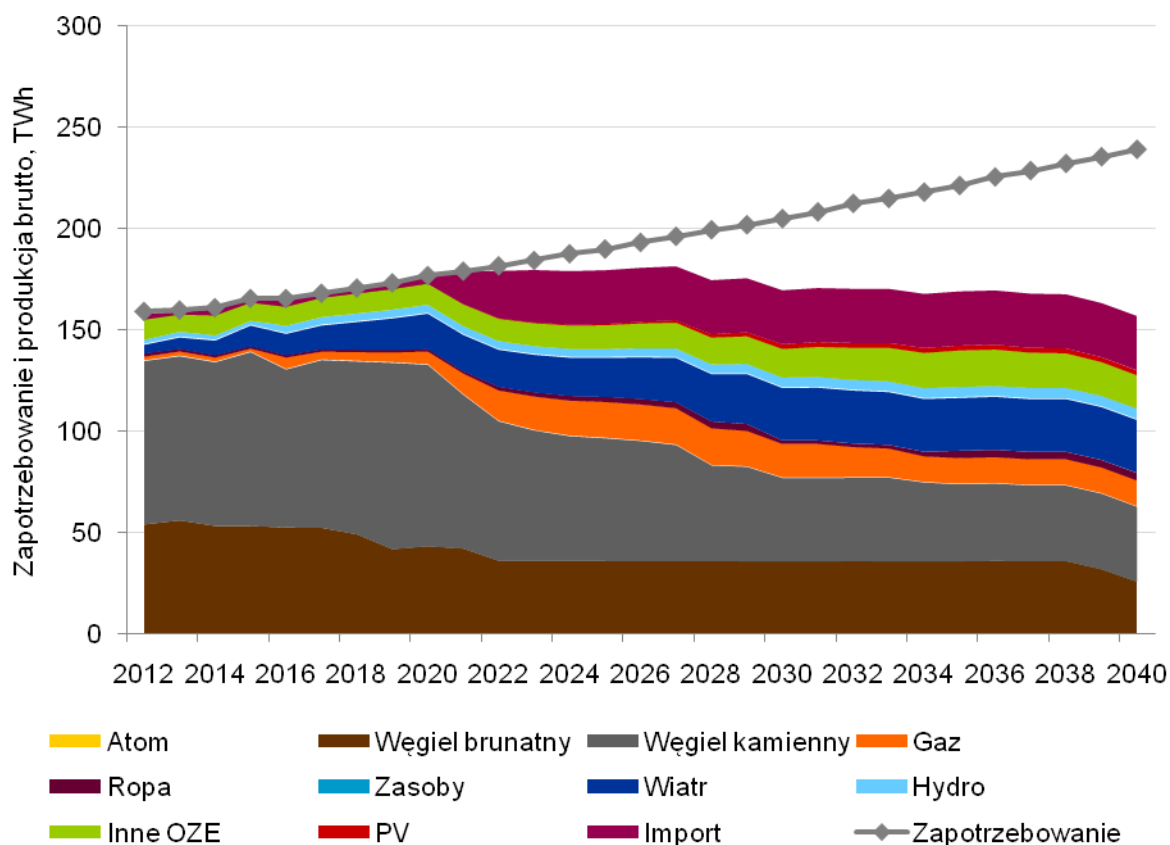
DO 2020	DO 2025	DO 2030
Włocławek, Gorzów, Jaworzno, Kozienice, Opole, Płock, Stalowa Wola, Turów	-	-
6400 MW	0 MW	0 MW

Planowana jest jeszcze budowa kilku innych elektrowni, ale nie dotarliśmy do publicznie dostępnych informacji o tym, czy i kiedy będą gotowe do produkcji energii. Kolejna tabela przedstawia rozbudowę połączeń międzysystemowych. Połączenie do Niemiec uruchomione zostanie dla rynku w 2018 r. ze zdolnością przesyłową wynoszącą 500 MW.

Tabela 4: Rozwój połączeń międzysystemowych⁹

INTERKONEKTORY	2016-2017	2018-2020	2021-2030
Niemcy, Czechy, Słowacja	0 MW	500 MW	2000 MW
Szwecja	600 MW	600 MW	600 MW
Litwa	500 MW	500 MW	1000 MW

Obserwacja: planowane nowe jednostki nie wystarczą do skompensowania mocy bloków wycofywanych z eksploatacji. Pojawi się rosnący niedobór energii elektrycznej.

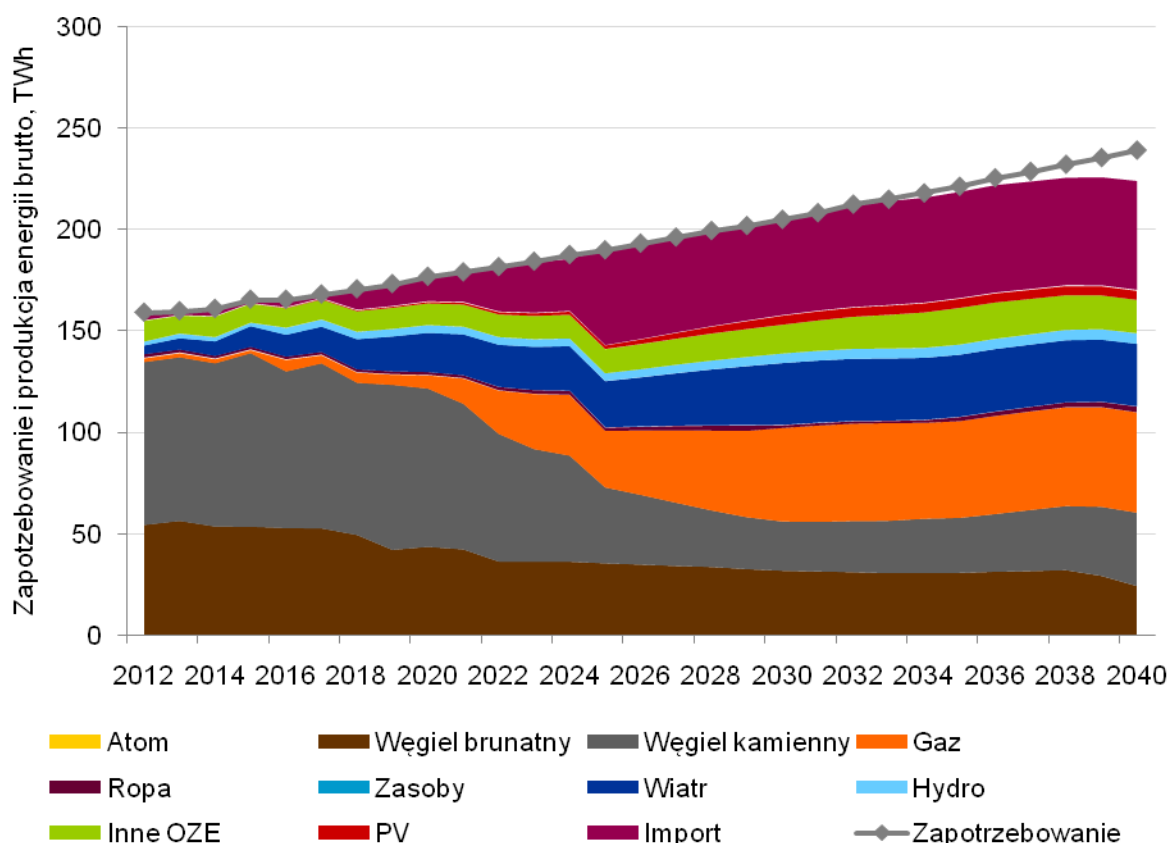


Wykres 10: Produkcja, zapotrzebowanie i import energii w scenariuszu bazowym

⁹ Wielkości należy tłumaczyć jako NTC (*net transfer capacity*) – moc dostępną dla obrotu. Faktyczna moc zainstalowana może być znacznie wyższa.

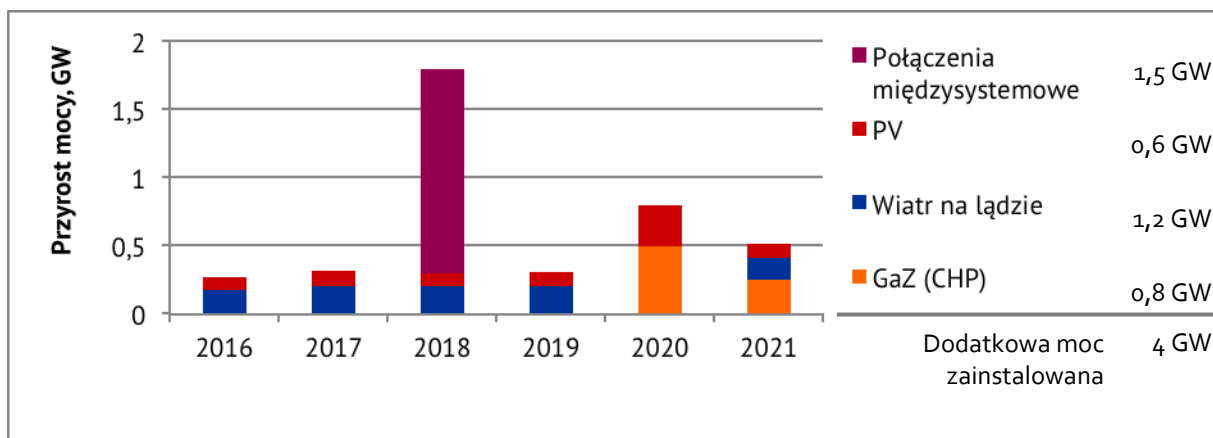
4.3. KROK 2 “ELIMINACJA BIEŻĄCYCH NIEDOBORÓW”

Krok “Eliminacja bieżących niedoborów” przedstawia realistyczne założenia odnośnie nowych technologii i elektrowni, które mogłyby zrównoważyć podaż z popytem, z uwzględnieniem obecnej sytuacji w sektorze, planów rozwoju i opłacalności podejmowanych działań. Celem scenariusza jest uniknięcie niedoborów energii do 2021 r. Dlatego technologie i rozwiązania dobierano pod kątem krótkiego cyklu inwestycyjnego. Polska ma wiele połączeń transgranicznych z krajami sąsiednimi, szczególnie z Niemcami, Czechami i Słowacją, które nie mogą być aktualnie wykorzystane w pełni ze względu na ograniczenia istniejącej sieci. Jednym z priorytetów jest rozwiązanie tych problemów sieciowych i wykorzystanie interkonektorów do międzynarodowego obrotu energią.



Wykres 11: Produkcja, zapotrzebowanie i import energii w scenariuszu “Eliminacja Bieżących Niedoborów”

Ze względu na dyrektywę IED oraz z powodu wieku ok. 6,5 GW mocy zainstalowanej zostanie wyłączone z eksploatacji do roku 2022. Są to w większości jednostki na węgiel kamienny. Elektrownie gazowe, wiatrowe, fotowoltaiczne i połączenie z Niemcami pozwolą na zapewnienie łącznie 4 GW nowych mocy w porównaniu do kroku „Obecne Plany”, co powoli na ograniczenie ryzyka niedoborów. Daty uruchomień i miks technologii przedstawione są na wykresie 12.



Wykres 12: Budowa nowych mocy w scenariuszu "Eliminacja Bieżących Niedoborów" do roku 2021

By zrealizować ten krok, potrzebne są natychmiastowe decyzje. Dzięki temu niedobory na rynku *day-ahead* nie pojawią się do roku 2022.

Niemniej jednak, działania te nie zaspokoją bezpieczeństwa dostaw energii w perspektywie średnio- i długofalowej. Po roku 2022 równowaga podaży i popytu znów będzie zagrożona.

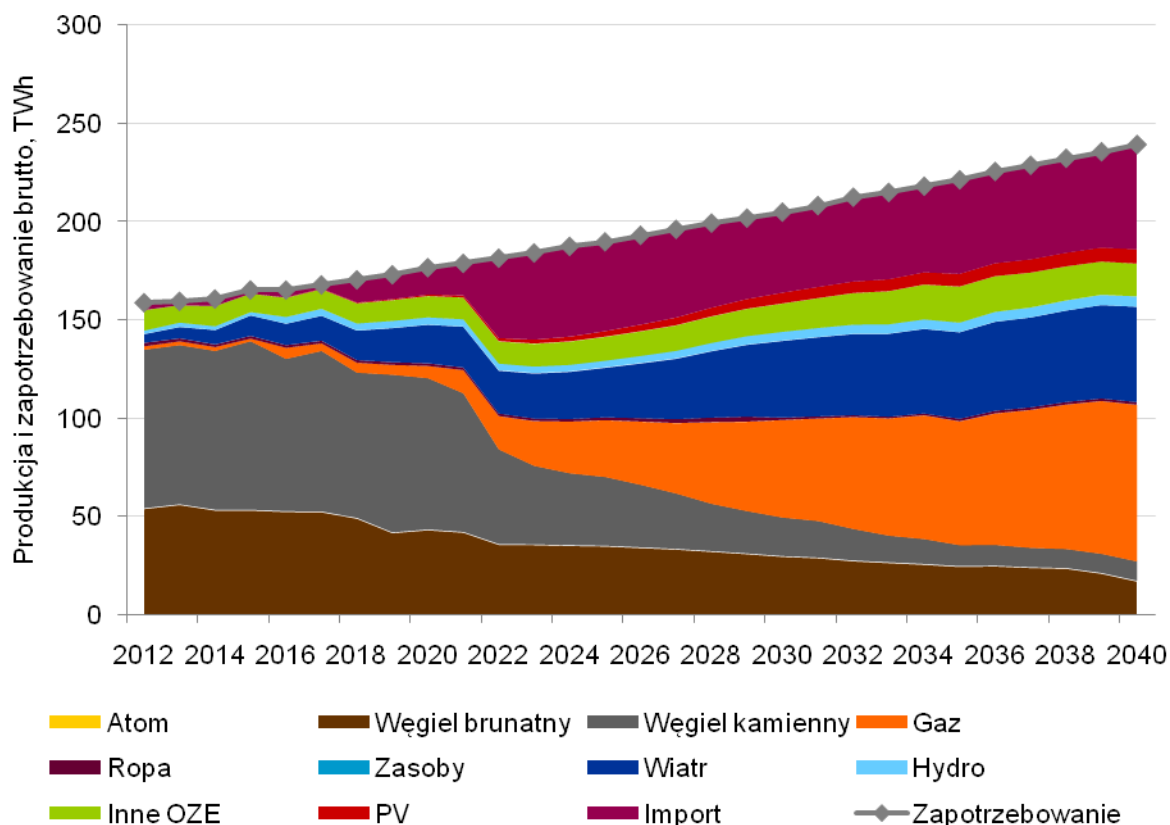
Podsumowując, krok ten podnosi bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w Polsce, ale uda się wyeliminować tylko krótkoterminowe niedobory. Zastąpienie węgla importem, gazem i OZE zmniejsza emisję CO₂. Natomiast otwarcie połączeń międzysystemowych integruje Polskę z europejskim rynkiem energii i przynosi korzyści konsumentom.

Ponieważ ceny energii nie są wystarczające do pokrycia wszystkich kosztów producentów, pojawia się negatywny *cash flow* na poziomie 0,3-0,4 mld EUR rocznie w latach 2020 i 2021. Niezbędne są więc rządowe zachęty do inwestowania.¹⁰

4.4. KROK 3 „TRANSFORMACJA”

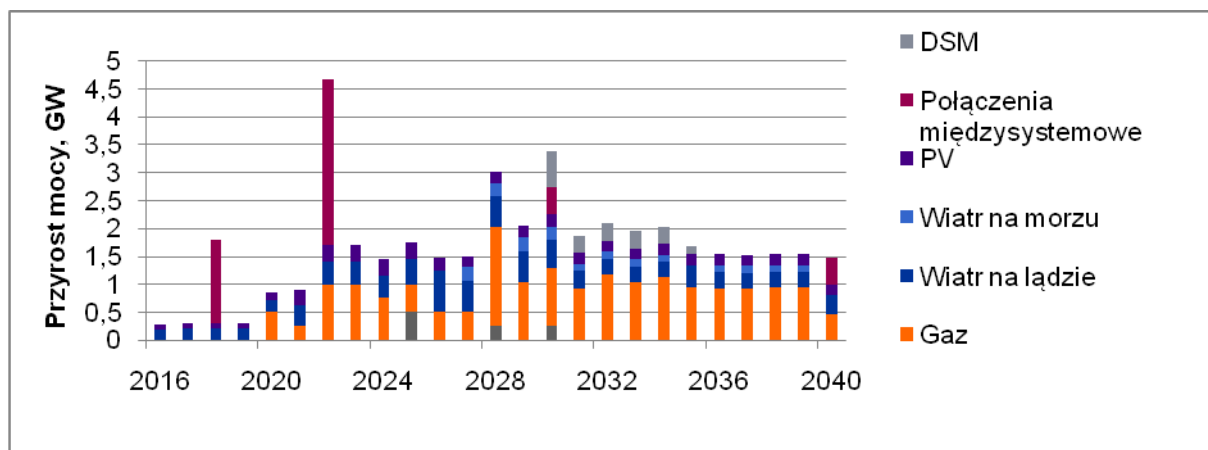
Krok „Transformacja” przedstawia działania niezbędne do tego, aby zrównoważyć podaż i popyt na energię także w perspektywie długofalowej, dokonać transformacji systemu w kierunku niskoemisyjnym i zmniejszyć uzależnienie od węgla. Gaz i bardziej ambitne ścieżki rozwoju OZE są kluczowym elementem realizacji tego kroku.

¹⁰ Obliczenia uwzględniają tylko przychody z rynku *day-ahead*. Elektrownie mogą zarabiać także na transakcjach *forward*, *intraday*, bilansujących i usługach systemowych.



Wykres 13: Produkcja, zapotrzebowanie i import energii w scenariuszu transformacji

Do roku 2040 ok. 17 GW mocy zainstalowanej w elektrowniach konwencjonalnych opuści rynek ze względu na wiek. Z uwagi na rosnące zapotrzebowanie, niezbędne będą dodatkowe 43 GW nowych mocy w porównaniu z krokiem „Obecne Plany”, żeby zachować równowagę podaży i popytu w 2040 r. Długofalową alternatywą dla elektrowni węglowych są elektrownie i elektrociepłownie gazowe. Dodatkowo zwiększenie mocy połączeń systemowych zapewni bezpieczeństwo dostaw energii. Do 2040 r. zainstalowane zostanie kolejne (w stosunku do kroku „Obecne Plany”) 16 GW w OZE, głównie w energetyce wiatrowej. Ponadto zakładamy, że od 2030 r. narzędzia z zakresu zarządzania stroną popytową (Demand Side Management – DSM) staną się częścią rynku *day-ahead*. DSM oznacza tu dość powszechny udział dużych konsumentów w rynku energii, co obecnie nie jest możliwe ani opłacalne. Wykres 14 przedstawia wszystkie dodatkowe moce, zgodnie z prognozowanym rokiem ich uruchomienia.



Wykres 14: Budowa nowych mocy w scenariuszu transformacji do roku 2040

Podobnie jak w kroku „Eliminacja Bieżących Niedoborów” niezbędne są natychmiastowe działania w celu zabezpieczenia dostaw energii w perspektywie krótkookresowej. Także w perspektywie długoterminowej planowanie musi zacząć się jak najszybciej, by zbadać szczegółowo wszystkie możliwości i znaleźć odpowiednich inwestorów.

Podsumowując, krok „Transformacja” jest jedynym, który realizuje wymagania środowiskowe, zabezpiecza popyt i zapewnia bezpieczeństwo dostaw energii w całym okresie. Wymiana jednostek węglowych na OZE, gaz i import zmniejsza emisje CO₂. Zainstalowana moc w źródłach odnawialnych wzrasta ponad pięciokrotnie z obecnych 5 GW do ponad 30 GW w roku 2040. Budowa nowych połączeń międzysystemowych dobrze integruje Polskę do rynku europejskiego, co przynosi także korzyści dla konsumentów: w tym kroku import pozwoli na zaoszczędzenie ponad 3 mld EUR w 2040 r. w porównaniu do budowy nowych mocy gazowych i ponad 6,5 mld EUR w porównaniu z nowymi mocami opartymi o węgiel.

Ponieważ jednak oczekujemy, że ceny energii nie pokryją wszystkich kosztów producentów energii, pojawi się u nich negatywny cash flow na poziomie 0,3 mld EUR w 2020 roku i 2,3 mld EUR w 2040 roku. Dlatego też niezbędne jest dostosowanie ram regulacyjnych rynku energii lub stworzenie rządowego systemu zachęt inwestycyjnych.

5. WNIOSKI I REKOMENDACJE

Główne wnioski z pracy są następujące:

1. Brak decyzji służących aktywnemu przekształceniu miksu energetycznego Polski i wynikający z tego generalny brak inwestycji w nowoczesne, tanie i niskoemisyjne źródła w polskim sektorze energetycznym przez ostatnich 20 lat doprowadził do sytuacji **rosnącego deficytu podaży energii elektrycznej**.
2. Podtrzymanie obecnego trendu polityki energetycznej znacząco zwiększy ryzyko niedoborów energii elektrycznej z prognozowanych (przy przeciętnych warunkach pogodowych¹¹) 240 godzin rocznie w 2016 roku do ponad 2000 godzin rocznie w 2021 r., co spowoduje niekontrolowane skoki cenowe. Będzie to miało **destrukcyjny wpływ na konsumentów** (zwłaszcza sektory produkcyjne) narażone nie tylko na skoki cen energii, ale i niekontrolowane czasowe wyłączenia dostaw energii lub konieczność zainwestowania we własne źródła.
3. Polskie władze nie będą miały wyboru i istnieje ryzyko, że Polska **nie dotrzyma limitów emisji SO₂ i NO₂ z dużych źródeł spalania** wynikających z dyrektywy IED, z uwagi na konieczność przedłużenia ich czasu życia **dla zachowania bezpieczeństwa dostaw energii** w perspektywie krótko- i średnioterminowej.
4. Inwestycje tylko w sektor węglowy w podejściu autarchicznym znacząco podniosą koszt zabezpieczenia dostaw energii – prognozuje się, **że od roku 2030 węgiel będzie najdroższym źródłem produkcji energii**. Dla porównania – **import tańszej energii z regionu Morza Bałtyckiego może pozwolić na zaoszczędzenie nawet do 6,5 mld EUR rocznie w roku 2040**.
5. Biorąc pod uwagę ogólną dynamikę rozwoju kosztów technologii i potrzebę zapewnienia dostaw taniej i czystej energii, niezbędne są odważne zmiany w kształtowaniu miksu energetycznego Polski i głęboka integracja w regionie Morza Bałtyckiego.
6. **Inwestycje w OZE (głównie energetykę wiatrową i fotowoltaikę)** pozwolą na **wykorzystanie znaczącego krajowego potencjału** tych źródeł i na podjęcie wspólnych działań w zakresie budowy projektów offshore i regionalnej sieci w regionie bałtyckim w **sposób efektywny kosztowo**.
7. Głęboka regionalna integracja rynku energii elektrycznej w regionie bałtyckim pozwoli na dodatkowe zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce. Baltic Energy Market Integration Plan (BEMIP) powinien być platformą budowania tej współpracy.

¹¹ Zmienne warunki pogodowe mogą pogorszyć sytuację stabilności jednostek konwencjonalnych z tytułu np. braku możliwości chłodzenia instalacji wodą z rzek

ŹRÓDŁA

EC (2013)

Komisja Europejska: EU Energy, Transport and GHG Emissions. Trends to 2050, grudzień 2013.

Publikacja dostępna pod adresem: <http://ec.europa.eu/transport/media/publications/doc/trends-to-2050-update-2013.pdf>, ostatni dostęp 29 czerwca 2016 r.

IEA (2015)

Międzynarodowa Agencja Energetyczna: "World Energy Outlook 2015", listopad 2015.

PSE (2015)

Polskie Sieci Elektroenergetyczne: Development Plan for meeting the current and future electricity demand for 2016-2025, listopad 2015. Publikacja dostępna pod adresem:

http://www.pse.pl/uploads/kontener/Development_Plan_for_meeting_the_current_and_future_electricity_demand_for_2016-2025.pdf, ostatni dostęp 29 czerwca 2016 r.

PARTNERZY

FUNDACJA IM. HEINRICHA BÖLLA

Wzmacnianie demokracji i praw człowieka, ochrona klimatu i środowiska naturalnego, promowanie równych szans i praw bez względu na płeć, orientację, pochodzenie – to priorytety Fundacji im. Heinricha Bölla. Jako niemiecka fundacja zielonej polityki działa ona niezależnie poprzez 32 biura w ponad 60 krajach na rzecz zrównoważonego rozwoju, demokracji płci, ponadkulturowego porozumienia i partnerstwa.

Przedstawicielstwo w Warszawie prowadzi od 2002 roku projekty w obszarach Polityka Europejska & Międzynarodowa, Energia & Klimat oraz Demokracja & Prawa Człowieka, promując otwarty dialog między światami polityki, gospodarki, nauki a społeczeństwem, także ponad granicami.

We współpracy z lokalnymi partnerami wspieramy pluralizm i aktywność obywatelską. Stawiamy na transparentne i efektywne instytucje publiczne oraz uwzględnianie kwestii sprawiedliwości i różnorodności w ustawodawstwie i kulturze demokratycznej. Promujemy długofalową zieloną modernizację, gwarantującą trwały rozwój społeczno-ekonomiczny, bezpieczeństwo, zdrowie oraz czyste środowisko. Zależy nam na pogłębieniu dyskursu na temat wyzwań w obszarze transformacji energetycznej i zmian klimatu zarówno w kontekście europejskim, jak i globalnym.

Z pasją realizujemy misję naszego patrona, pisarza i laureata Nagrody Nobla Heinricha Bölla: obronę wolności, odwagę cywilną, tolerancję i otwartość. Sztukę i kulturę uznajemy za ważne elementy politycznej edukacji oraz niezależne formy samostanowienia.

Wydarzenia, analizy, relacje można śledzić na [Facebooku](#), [Twitterze](#), www.pl.boell.org i [platformie Issuu](#), a nagrania z debat na [YouTube](#), [Mixcloud](#).

Fundacja im. Heinricha Bölla, Żurawia 45, 00-680 Warszawa, pl-info@pl.boell.org



POLSKIE STOWARZYSZENIE ENERGETYKI WIATROWEJ

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) jest organizacją pozarządową, która działa od 1999 r. wspierając i promując rozwój energetyki wiatrowej. Stowarzyszenie skupia czołowe firmy działające na rynku energetyki wiatrowej w Polsce: inwestorów, deweloperów, producentów turbin i podzespołów do elektrowni zarówno z Polski, jak i z zagranicy. Jest członkiem europejskiej organizacji branży wiatrowej WindEurope oraz Polskiego Komitetu Światowej Rady Energetycznej.

Główne obszary działań PSEW obejmują: aktywny udział w konsultacjach aktów prawnych (ustaw, rozporządzeń), strategii, polityk i programów sektorowych, a także podejmowanie działań na rzecz wprowadzenia nowych rozwiązań prawnych, sprzyjających rozwojowi energetyki wiatrowej w Polsce; ścisłą współpracę z ministerstwami związanymi bezpośrednio lub pośrednio z energią i odnawialnymi źródłami energii; współpracę z Dyrekcją Generalną Komisji Europejskiej ds. Energii i Transportu oraz parlamentarzystami z sejmowych i senackich komisji, a także szerzenie wiedzy o energetyce wiatrowej oraz organizację i udział w wydarzeniach skupiających przedstawicieli branży z kraju i zagranicy.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej jest bardzo aktywne w obszarach dotyczących innowacyjnych rozwiązań energetycznych mających wpływ na dyskusję o regionalnych rynkach mocy, usługach regulacyjnych z farm wiatrowych oraz wpływie sektora energetyki wiatrowej na środowisko i zdrowie ludzi.

Działalność PSEW można śledzić na [Facebooku](#), [Twitterze](#), [LinkedIn](#) oraz na www.psew.pl.

Biura PSEW:

1. Ul. Księcia Bogusława X 1/13
70-440, Szczecin
biuro@psew.pl
2. Ul. Polna 24/7
00-630, Warszawa
biuro@psew.pl

AUTORZY

ADVISE2ENERGY - A2E

a2e jest niemiecką organizacją wyspecjalizowaną we wspieraniu inwestorów w sektorze energii. Oferujemy zaawansowane wsparcie inwestycji, poprzez analizę status quo oraz przy założeniu możliwych zmian w środowisku regulacyjnym i rynkowych, a także poprzez ocenę ich wpływu na inwestycje.

a2e to butikowa firma doradcza, zapewniająca unikalną wiedzę i wyjątkową globalną sieć kontaktów. Nasi doradcy mają wieloletnie doświadczenie w analizie polityk i regulacji, rynków i ich rozwoju, rozwoju technologii odnawialnych i konwencjonalnych oraz relacji z administracją.

MARTIN BERKENKAMP

- posiada ponad 16 lata doświadczenia w sektorze energetycznym. Karierę zawodową rozpoczął w amerykańskiej korporacji Enron, a następnie przeniósł się do GE, gdzie pełnił różne funkcje w zarządzaniu rozwojem produktu i rynku, relacjami z administracją i analizami rynku. Przez 15 lat w GE prowadził inwestycje, inicjatywy rozwoju i wejścia na nowe rynki w Europie, a także innych krajach europejskich, Rosji, Azji, Północnej Afryce i na Bliskim Wschodzie. Martin Berkenkamp pełnił także funkcje w stowarzyszeniach przemysłowych w Europie. Jest uznanym doradcą pracującym dla rządów wielu państw.

We wrześniu 2015 r. Martin Berkenkamp założył advise2energy – butikową firmę doradczą, łączącą wymagania inwestorów i potrzeby związane z rozwojem projektów, jak również doradzającą najpoważniejszym firmom technologicznym na świecie.

ENERGY BRAINPOOL

Energy Brainpool jest niezależną grupą analityczną, skupiającą się na obrocie energią w Niemczech i Europie. Nasza wiedza ekspercka obejmuje analizę, prognozowanie i modelowanie rynków i cen energii, prace analityczne, indywidualny konsulting i szkolenia.

Od ponad 10 lat łączymy wiedzę i kompetencje z praktycznym doświadczeniem w dziedzinie różnych źródeł energii.

FILOZOFIA

Neutralność, niezależność, niezawodność i kompleksowe zrozumienie sektora energetycznego i rynków energii – są to podstawy wdrażania optymalnych rozwiązań wobec wyzwań rynkowych. Jako kompetentny partner Energy Brainpool oferuje zintegrowane usługi pozwalające na odniesienie się do wszystkich zagadnień związanych z obrotem energią w jednym miejscu.

Energy Brainpool stawia sobie za cel połączenie wiedzy w dziedzinie analityki, doradztwa i szkolenia w indywidualnie dopasowanych rozwiązaniach, służących określeniu kierunku rozwoju firm na drodze do sukcesu.

Nasze usługi dostosowane są do potrzeb klientów. Udzielamy wsparcia na następujących obszarach:

- Zwiększanie efektywności poprzez optymalizację obecnych modeli biznesowych i wdrożenia nowych rozwiązań
- Zapewnianie bezpieczeństwa planowania we wdrażaniu projektów
- Zwiększanie przychodów i ograniczanie ryzyk
- Wejście na rynek i pozycjonowanie na rynku

PRODUKTY I USŁUGI

Dzięki naszemu kompleksowemu podejściu wspieramy klientów z dziedziny polityki, finansów, strategii i organizacji. Towarzyszymy klientom we wszystkich fazach budowania strategii – od analizy naukowej, poprzez indywidualny konsulting i rozwój najlepszej strategii oraz dobór narzędzi do praktycznej jej realizacji, jak również szkolenie personelu zarządczego i pracowników.

DRUK

Autorzy:

Martin Berkenkamp

Philipp Götz

Marie-Louise Heddrich

Thorsten Lenck

Publikacja:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Październik 2016

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Informacja o prawach autorskich: Praca i jej wszystkie części są chronione prawem autorskim. Jakiegokolwiek użycie poza granicami prawa autorskiego i bez zgody wydawcy jest niedopuszczalne i karalne. Odnosi się to w szczególności do powielania w jakiegokolwiek formie (kserokopia, mikrofilm lub inne metody), tłumaczenia oraz przechowywania i przetwarzania w systemach elektronicznych.

Nie ponosimy odpowiedzialności za dokładność i kompletność zawartości, niezależnie od charakteru prawnego roszczenia. Wszystkie decyzje podjęte w oparciu o informacje dostarczone są w gestii czytelnika.



Energy Brainpool 