

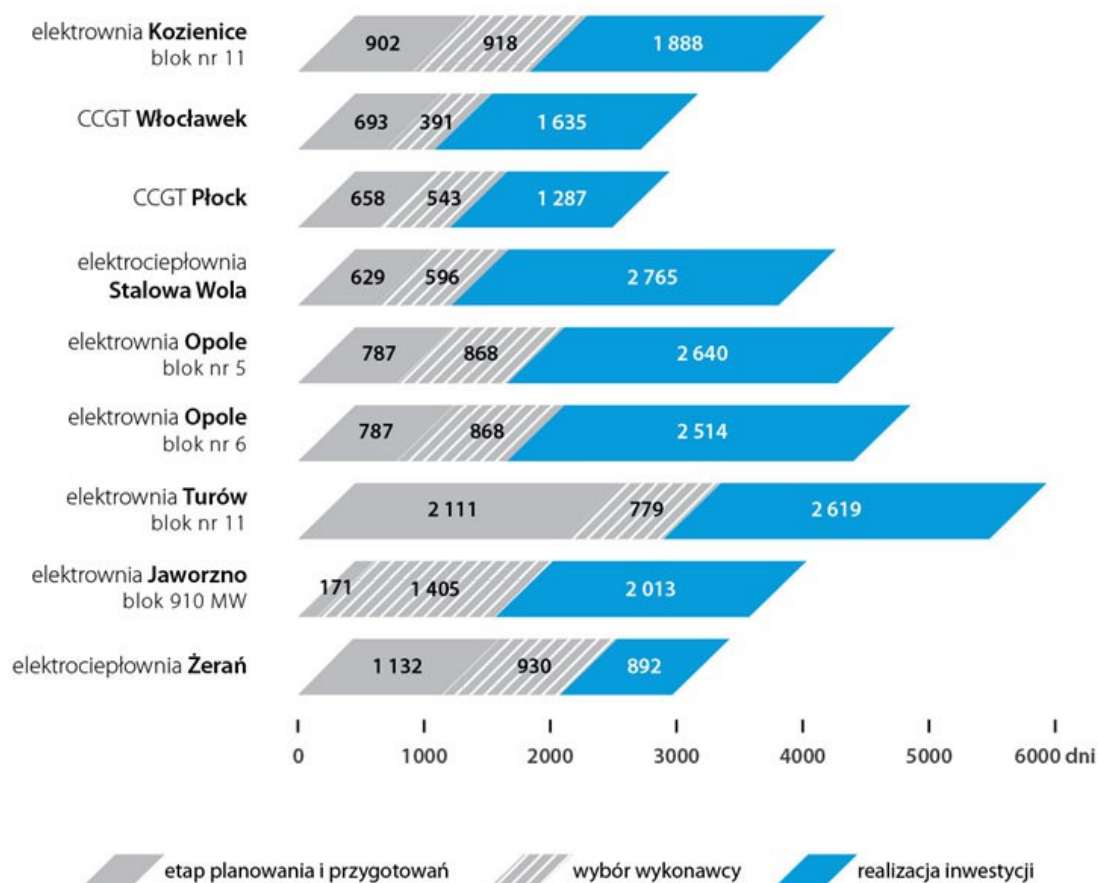
## **#Law4Growth policy paper #7: Energia jądrowa dla Polski**

Polska jest jednym z niewielu krajów regionu, który nie posiada ani jednej elektrowni jądrowej. Wyzwania stawiane przez unijną politykę dekarbonizacyjną, wobec ograniczonych możliwości magazynowania energii oraz wciąż wczesnej fazy rozwoju technologii wykorzystania Odnawialnych Źródeł Energii, predestynują energetykę jądrową do odgrywania roli elektrowni podstawowych, pracujących z prawie niezmiennym obciążeniem przez większość dni w roku, a więc, w polskich warunkach, przejęcia roli pełnionej dotychczas przez stopniowo wycofywane z eksploatacji elektrownie opalane węglem brunatnym (PAK, Bełchatów, Turów). Z prognoz Polskich Sieci Elektroenergetycznych wynika, iż do 2035 r., w związku z planowanymi wyłączeniami mocy wytwórczych, pojawi się deficyt mocy na poziomie około 22 GW w scenariuszu modernizacyjnym oraz około 28 GW w scenariuszu wyłączeniowym.

Zważywszy, iż proces inwestycyjny dużych elektrowni konwencjonalnych (LCP – Large Combustion Plants, powyżej 50 MW) w Polsce wynosi średnio 6 lat (7 lat trwała budowa dwóch bloków 900 MW w Opolu, bloku 450 MW w Turowie oraz bloku 910 MW w Jaworznie; a 5 lat budowa bloku 1075 MW w Kozienicach oraz bloku 463 MW w Płocku), a obecnie nie trwa budowa żadnej nowej elektrowni (przygotowywana jest inwestycja w Dolnej Odrze, wstrzymana została budowa bloku C w Ostrołęce), możemy spodziewać się wysokich deficytów mocy (PSE prognozuje 3 473 273 - 28 238 624 MWh rocznie w latach 2031-2035) wobec nie napawającego optymizmem stanu nadzoru właścicielskiego nad polską energetyką, który ogranicza potencjał sprawnego prowadzenia procesów decyzyjnych i inwestycyjnych, prowadząc do generowania pustych przebiegów (zawieszania i wznawiania prac analitycznych, przygotowawczych, inwestycyjnych, m.in. EJ Żarnowiec, EW Młoty, ZA Puławy, EL Łagisza, Odkrywka Złoczew). Ponowny wybór lokalizacji elektrowni jądrowej

pochłonął 6 lat i 500 mln zł. Wszystkie 9 skontrolowanych przez Najwyższą Izbę Kontroli inwestycji (Kozienice, Włocławek, Płock, Stalowa Wola, Opole, Turów, Jaworzno, Żerań) zostały podjęte lub zakończone z opóźnieniem w stosunku do pierwotnych założeń. “Istotny wpływ na to miał długi okres od podjęcia decyzji o realizacji projektu (uchwały zarządu lub opracowania pierwszej analizy ekonomicznej) do zawarcia kontraktu z wykonawcą, który wynosił od roku do ponad czterech lat”.

Długość procesów inwestycyjnych w konwencjonalne nowe moce wytwórcze (w dniach)



Źródło: Dane NIK

Cztery największe, państwowe przedsiębiorstwa energetyczne znajdują się u granic zdolności kredytowych, a na skutek integracji wytwarzania, dystrybucji i obrotu, zmuszone są do dokonywania ciągłych inwestycji odtworzeniowych i modernizacyjnych sieci przesyłowej (równie wiekowej jak moce wytwórcze), a wsparcie publiczne w ramach rynku mocy stanowi w głównej mierze kroplówkę dla utrzymania nieefektywnej struktury zatrudnienia i wynagradzania pracowników sektora energetycznego i górnictwa. Zarządy spółek podlegają presji przetasowań politycznych bez związku z podejmowanymi decyzjami biznesowymi w cyklu krótszym niż czteroletnie kadencje Sejmu.

Będąca punktem wyjścia dla podjęcia decyzji o rozpoczęciu budowy elektrowni jądrowej negatywna ocena kompetencji zarządczych polskiej elity politycznej i kadry managerskiej, jest kluczowa ze względu na bardzo długi czas realizacji inwestycji, w trakcie którego wydatkowane miliardy złotych nie przynoszą żadnych korzyści: ani generacji energii elektrycznej, ani przychodów finansowych. Ze względu na brak doświadczeń krajowych, powinniśmy spodziewać się jeszcze większych opóźnień niż w krajach budujących kolejne bloki elektrowni jądrowych. Budowa trzeciego bloku elektrowni jądrowej Olkiluoto w Finlandii trwa już 15 lat, a budowa 3 i 4 bloku elektrowni Mochovce na Słowacji rozpoczęła się 12 lat temu. Planowana przez Czeski CEZ budowa dwóch nowych bloków 1200 MW każdy w elektrowni Dukovany ma potrwać 14 lat od 2022 do 2036 r. Inwestycje w Hinkley Point w Wielkiej Brytanii, Vogtle w Georgii i Virgil C. Summer w Południowej Karolinie również nie mogą być prezentowane jako historie sukcesu. Zgodnie z harmonogramem budują tylko Chińczycy, Koreańczycy i być może Rosjanie. Po nałożeniu nowych standardów bezpieczeństwa po katastrofie elektrowni w Fukushima, budowanie elektrowni atomowych stało się niezwykle drogie, ryzykowne i czasochłonne.

Świadomość ryzyk i trudności, jakie związane są z procesem inwestycyjnym elektrowni jądrowej, a także realnych kosztów budowy (przekraczających wstępne kosztorysy 2-3 krotnie), powinna skłaniać decydentów, przygotowujących plany polityki energetycznej do mniejszej dezygnolwrtury, a większej odpowiedzialności. Aktualny stan

wiedzy i doświadczenia polskiego przemysłu i nauki w zakresie wykorzystania energii jądrowej znacznie odbiega od obserwowanego u naszych sąsiadów i w innych krajach europejskich. Powinniśmy zaakceptować fakt, iż wobec niskiej samodzielności strategicznej, możemy albo pozyskać “pudełkową” elektrownię jądrową na podobnej zasadzie jak Zjednoczone Emiraty Arabskie, przy pełnym transferze strumienia finansowego do dostawcy technologii, albo zdecydować się na partnerstwo z innym krajem posiadającym doświadczenie w energetyce jądrowej.

Taką próbę podjęliśmy we współpracy z państwami bałtyckimi, choć głównie na poziomie akademickiej wymiany wiedzy. W latach 2015-2019 realizowany był projekt BRILLIANT (Baltic Region Initiative for Long Lasting Innovative Nuclear Technologies), w ramach którego eksperci z Litwy, Łotwy, Estonii, Szwecji i Polski dążyli do utworzenia wspólnej platformy naukowo-technicznej pozwalającej na regionalne podejście do rozwoju technologii jądrowych w rejonie Bałtyku. Ledwie wizyjnie zarysowany projekt budowy zlokalizowanej na Litwie wspólnej elektrowni atomowej państw bałtyckich i Polski nigdy nie wszedł w fazę realizacji.

Sporo realniejszy potencjał nawiązania partnerskich relacji, prowadzących do wspólnej budowy, modernizacji bądź eksploatacji elektrowni jądrowej istnieje we współpracy z Czechami, Słowacją, Ukrainą i Białorusią. Czesi właśnie rozpoczynają, a Słowacy kończą projekty inwestycyjne dwóch bloków, uzupełniających pracujące już moce wytwórcze, wybudowane równoległe z pierwszą polską elektrownią atomową w Żarnowcu. Czeska Grupa CEZ, będąca investorem dwóch planowanych bloków w elektrowni Dukovany notowana jest na Giełdzie Papierów Wartościowych w Warszawie i posiada aktywa w Polsce (Elektrownia Skawina i Elektrociepłownia Chorzów ELCHO), które w 2019 r. wystawiła na sprzedaż (podobnie jak te zlokalizowane w Rumunii i Bułgarii). Zarówno Grupa CEZ jak i Slovenské elektrárne, właściciel słowackiej elektrowni Mochovce, są firmami z większościowym udziałem skarbu państwa odpowiednio Czech i Słowacji, dlatego

propozycja integracji systemów elektroenergetycznych (wytwórczych i przesyłowych) powinna pojawić się na forum międzyrządowym, optymalnie w ramach Inicjatywy Trójmorza, gdzie byłaby uzupełnieniem dla tworzonego Korytarza Północ-Południe w przesyle gazu ziemnego.

Propozycja rozbudowy transgranicznej sieci przesyłowej wraz z zawarciem kontraktu handlowego została wobec Polski wysunięta przez władze w Mińsku w związku z nadwyżką mocy, jaka pojawiła się w białoruskim systemie elektroenergetycznym po oddaniu do eksploatacji zlokalizowanej 50 km od Wilna elektrowni Ostrowiec. Państwa bałtyckie i Polska solidarnie zbojkotowały propozycję zakupu białoruskiego prądu, podtrzymując doktrynę izolacji reżimu Aleksandra Łukaszenki oraz okazując wsparcie wyrażającemu obawy dot. bezpieczeństwa rządowi litewskiemu, który pod naciskiem Unii Europejskiej zgodził się zamknąć i rozebrać elektrownię jądrową w Ignalinie.

W 2019 r., wobec nacisków władz Federacji Rosyjskiej na dalsze pogłębianie integracji w ramach Związku Białorusi i Rosji, co prowadziłoby do redukcji zakresu suwerenności państwa białoruskiego, nastąpiła reorientacja polityki amerykańskiej wobec reżimu Łukaszenki. Wizytę w Mińsku odbył Mike Pence, który wyraził gotowość rządu USA do zapewnienia dostaw ropy naftowej do dwóch białoruskich rafinerii w Mozyrzu i Nowopołocku, stanowiących ważny element gospodarki Białorusi. Polski operator rurociągu Przyjaźń, PERN, musiałby w takim scenariuszu przygotować się do realizacji fizycznego rewersu przesyłu surowca z naftoportu w Gdańsku do Mozyrza. Tego rodzaju gwarancje na wypadek wstrzymania dostaw czarnego złota ze Wschodu moglibyśmy powiązać z budową przez polską spółkę energetyczną elektrowni węglowej w okolicach Grodna (unikając kosztów udziału w systemie handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub>) oraz otwierając ścieżkę do importu większych wolumenów prądu.

Wydaje się, że w aktualnym położeniu geopolitycznym konieczność wpisania się w agendę partnerów, będących gwarantami bezpieczeństwa RP uniemożliwia polskim władzom projektowanie samodzielnej, służącej polskim interesom, polityki wobec Białorusi, ale warto projektować i testować otwartość USA i UE dla wpisania Białorusi w przedsięwzięcia integracyjne w poszczególnych sektorach energetyki (na podobnej zasadzie, jak wsparcie udzielane przez Polskę krajom bałtyckim w zakresie resynchronizacji systemów elektroenergetycznych, utrzymania przemysłu rafineryjnego na Litwie oraz dywersyfikacji kierunków dostaw gazu ziemnego poprzez budowę gazociągu GIPL - Gas Interconnection Poland - Lithuania). Zakup prądu z elektrowni Ostrowiec byłby optymalnym uzupełnieniem luki w zaopatrzeniu odbiorców w Polsce północno-wschodnie po wstrzymaniu budowy Ostrołęki C, choć wymagałoby zawarcia wrażliwego politycznie porozumienia z władzami Litwy. Większe szanse realizacji istnieją dla nawiązania podobnej współpracy z Ukrainą.

Jesienią 2017 r. w Warszawie Minister energetyki i przemysłu węglowego Ukrainy Ihor Nasalyk ponowił propozycję wieloobszarowej współpracy w sektorze energetyki: magazynowania i przesyłu gazu, wydobywania węgla kamiennego oraz przejęcia udziałów w Chmielnickiej Elektrowni Jądrowej, zlokalizowanej około 300 km od granic Polski. Ukraińcy wyrazili gotowość wydzielenia jednego z bloków o mocy 1 GW do pracy na rzecz polskiego systemu elektroenergetycznego oraz odstąpienia Polsce wymagającej modernizacji, nieużywanej od początku lat 90., linii 750 kV Rzeszów-Chmielnicki. Polska mogła podjąć się dalszej budowy bloków 3 i 4, wstrzymanej w 1990 r., korzystając z przygotowanej do tego celu pełnej infrastruktury towarzyszącej. Projekt rozszerzenia wyspy bursztyńskiej o energię z drugiego bloku elektrowni Chmielnicki rozważany był już w 2015 r. przez konsorcjum Westinghouse Electric Sweden AB, Polenergia International S.à.r.l i EDF Trading Limited, a więc z udziałem dra Jana Kulczyka po polskiej stronie negocjacji. W sierpniu 2019 r. rząd ukraiński rozstrzygnął postępowanie, mające wyłonić prywatnego partnera do implementacji partnerstwa publiczno-prywatnego dla projektu budowy mostu energetycznego Ukraina-Unia Europejska, którym została zarejestrowana w lutym 2019 r. w Irlandii Ukraine Power Bridge

Company Limited powołana przez Westinghouse Electric Sweden AB, Polenergia International S.à.r.l., EDF Trading Limited oraz węgierski MVM Group. Projekt budowy mostu energetycznego Ukraina-UE najprawdopodobniej nie posiada dostatecznie silnego poparcia politycznego, ale nie ulega wątpliwości, że istnieje przestrzeń dla nawiązania ściślejszej polsko-ukraińskiej współpracy, chociażby rozbudowy węglowych mocy wytwórczych w elektrowni Dobrotwirskiej.

Od 2016 r. PGNiG sprzedaje ukraińskiemu przedsiębiorstwu ERU (Energy Resources of Ukraine) gaz ziemny, a na początku stycznia 2020 r. przesłał w ramach wirtualnego rewersu gazu z Polski na Ukrainę wynosił 5,5 mln metrów sześciennych na dobę. Rozszerzenie polsko-ukraińskiej współpracy energetycznej powinno zyskać wsparcie polityczne rządu USA, który po 2014 r. mocno zaangażował się we wsparcie ukraińskich wysiłków niezależnienia się od dostaw gazu, węgla i prądu z Federacji Rosyjskiej. Unia Europejska z kolei silnie wspiera projekty integrujące systemy elektroenergetyczne w celu zmniejszenia kosztów zwiększania udziału niedysponowalnych mocy wytwórczych (fotowoltaika i wiatraki) w miksach energetycznych krajów członkowskich.

Już kilka lat temu Polska straciła pozycję eksportera energii elektrycznej i stała się stabilnym jej importerem z Niemiec, Szwecji, Litwy, Czech i Słowacji. Brak własnej strategii budowania własnych mocy wytwórczych (w tym utrzymania w polskich rękach technologii produkcji turbin) oraz liczne nieefektywności w zarządzaniu państwowymi przedsiębiorstwami energetycznymi skazują nas na dalsze i pogłębiające się uzależnienie od innych. Udział importu będzie rósł na skutek wyłączeń starych bloków energetycznych oraz dysproporcji cenowych (polska energetyka obciążona będzie blokami o niższej sprawności, kosztami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, koniecznością utrzymywania mocy rezerwowych i szczytowych). Od naszych decyzji politycznych zależy czy importować będziemy prąd od przedsiębiorstw zagranicznych czy tak, jak w przypadku gazu ziemnego z norweskiego szelfu Morza Północnego, gdzie koncesje wydobywcze posiada PGNiG, z własnych źródeł.

Błędy polityków zarządzających sektorem energetycznym skłaniają do ucieczki do przodu, a więc ekspansji zagranicznej państwowych firm energetycznych. Alternatywną strategią jest dalsze popełnianie tych samych błędów: po kroplówce udzielonej upadającemu górnictwu przez energetykę, tym razem udziały w firmach energetycznych może przejąć sektor paliwowy, a następnie na przykład finansowy.

Kontakt do autora:

Konrad Hennig

576 020 096

[konrad.hennig@law4growth.com](mailto:konrad.hennig@law4growth.com)