

Mocowanie się Wielkich w Europie (2020) i historia (1965-2020) energetyki jądrowej w Polsce

Jan Popczyk

1. Globalna (systemowa) sprawność energetyczna (koszt termoeologiczny) elektrowni jądrowej.
2. Biznesowa (ekonomiczna, „geopolityczna”) strona przemysłu jądrowego (energetycznych technologii jądrowych). Aktualna „dyskusja” między globalnymi graczami w pięciokącie Wielkich: Chiny-Japonia-Francja-USA-Wielka Brytania (ześrodkowana na przyszłości „rozgrzebanych” inwestycji w energetyce jądrowej w Wielkiej Brytanii). Trzy projekty szóstego Wielkiego – Rosji.
3. Energetyka jądrowa w Polsce a sieci elektroenergetyczne – Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE).
4. Krótka historia energetyki jądrowej w Polsce (1965-2020), potrzebne nakłady inwestycyjne, konkurencyjność (brak konkurencyjności) wielkoskalowych elektrowni jądrowych na rynkach elektroprosumeryzmu.
5. Technologie wodorowe vs technologie jądrowe.

Rozwinięcie

1. Systemowa sprawność energetyczna istniejących elektrowni jądrowych wynosi 1,73%; w wypadku elektrowni jądrowych Gen III + jest to 2,93%; w wypadku elektrowni węglowych w Polsce jest to 25,64%. Koszt termoeologiczny (w MJ*/MJ_{el}) to 58,39 – 34,13 – 3,90, odpowiednio. Są to dane wg [2, w szczególności str. 259]. Do tych danych trzeba dodać jeden komentarz i jedno uzupełnienie. Komentarz jest związany z faktem, że w wypadku elektrowni węglowych przytoczone dane nie uwzględniają straty około 60% zasobów geologicznych węgla związanej ze sposobem jego wydobycia (takie straty są charakterystyczne dla metod wydobycia realizowanych w polskich kopalniach). Energia chemiczna w straconych złożach nie jest utracona. Dlatego nie wchodzi do bilansu energetycznego zasobów wykorzystanych. Jednak z punktu widzenia zasobów energetycznych jest, przy obecnym poziomie technologicznym wydobycia węgla raz na zawsze utracona. A poziomu tego nie da się zmienić ze względu na wyższą konkurencyjność technologii OZE dopełnionych (przy pełnym poszanowaniu paradygmatu energetycznego) sposobami użytkowania energii elektrycznej, technologiami zasobnikowymi (bardzo zróżnicowanymi) i technologiami wodorowymi (w szczególności poza wodorowymi zasobnikowymi).

2. W toczącej się bardzo aktywnej dyskusji w pięciokącie Wielkich (Wielka Brytania, Francja, Chiny, USA, Japonia) jednym z wątków jest pytanie, który podatnik ma płacić za nowe inwestycje i rewitalizację istniejących zasobów EJ w Wielkiej Brytanii: brytyjski (który będzie musiał kupować w Wielkiej Brytanii energię elektryczną na podstawie regulacji państwowych, tę której na rynku absolutnie się na da sprzedać), czy francuski (który będzie musiał finansować nieefektywność francuskiego biznesu jądrowego realizowanego przez Orano (Areva po bankructwie) – firmę w grupie EDF – za pomocą subsydiowania skrośnego na francuskim rynku energii elektrycznej).

Inny wątek, to taki: Chiny i Japonia walczą o rynek Wielkiej Brytanii, aby wejść na ten rynek ze swoimi technologiami (wypchnąć blok francuski EPR1600). Z kolei Wielka Brytania chce się wycofać ze zobowiązań rządowych, zwłaszcza związanych z flagowym projektem Hinkley Point C (2 francuskie bloki EPR1600). USA chce wejść z amerykańskim blokiem AP1000, ewentualnie z modułowym blokiem NuScale720 (12 modułów po 60 MW). Chocholi taniec z blokami EPR1600 trwa od 2005 r. (początek budowy El. Olkiluoto 3 w Finlandii), ale też jest związany z budową El. Flamanville 3 we Francji rozpoczętą w 2007 r. W tym ostatnim wypadku blok 1650 MW miał kosztować 4 mld € i wejść do eksploatacji w 2013 r. Obecnie wiadomo, że będzie kosztował ponad 12 mld €, a termin wejścia do eksploatacji jest już przesunięty na 2022 r. Praktycznie „bliźniaczą” historię ma El. Olkiluoto 3.

W wypadku Europy Środkowej, czyli też Polski, trzeba dodać chocholi taniec wokół flagowych projektów szóstego Wielkiego – Rosji. Jest to przede wszystkim Bałtycka Elektrownia Atomowa w Kaliningradzie z dwoma blokami VVER-1200. Jej budowa zaczęła się w 2010 r., a przerwana w 2013 r. (powód – brak perspektyw sprzedaży energii elektrycznej z EJ w Rejonie Morza Bałtyckiego). Drugim projektem Rosji jest Białoruska El. Jądrowa z dwoma blokami VVER-1200; pierwszy jest w fazie uruchamiania, drugi ma być uruchomiony w 2021 r. Głównym problemem praktycznym (oprócz innych) znowu jest załamanie się „prognoz” zapotrzebowania na energię elektryczną: oczekiwanie Białorusi, że energię elektryczną kupią sąsiednie kraje (Litwa, Polska) okazało się bezpodstawne, a recesja w gospodarce białoruskiej zmniejszyła dodatkowo zapotrzebowanie wewnętrzne. Trzeci projekt, to dwa bloki VVER-1200 w El. Paks II na Węgrzech. Tajna początkowo umowa między rządami Węgier i Rosji na budowę elektrowni została podpisana w 2014 r. Zgodnie z umową pierwszy blok miał być uruchomiony w 2024 r., a drugi w 2025; koszt dwóch bloków miał wynosić 12 mld €, a rosyjski kredyt 10 mld €. W kolejnych latach zaczęły pojawiać się, jak zawsze w wypadku EJ trudności. Mianowicie, projekt został zawieszony na 22 miesiące w związku z kontrolami unijnymi. Dlatego Węgierski Urząd Energii Atomowej wydał licencję na budowę dopiero na początku 2017 r. Na początku 2019 r. umowa została wprawdzie opublikowana (po zaskarżeniu jej utajnienia przez opozycyjnego europosła do sądu, ale z pominięciem wielu zapisów dotyczących kar umownych). „Uroczyste” (w atmosferze sukcesu) rozpoczęcie budowy nastąpiło dopiero 20 czerwca 2020 roku. To oznacza, że utrzymanie pierwotnych terminów uruchomienia bloków jest nierealne. Tak samo jak i pierwotnie „zakładanych” nakładów inwestycyjnych. W konsekwencji nie da się dalej podtrzymywać legendy o „taniej” energii elektrycznej dla gospodarki węgierskiej z El. Paks II. Przeciwnie, gospodarka węgierska stanie się w wolnym świecie czterech rynków elektroprosumeryzmu „zakładnikiem” Elektrowni Paks II.

3. Realizacja polskiego programu rządowego rozwoju EJ z 2009 r., wpisanego do polityki energetycznej PEP2030 i podtrzymywanego w kolejnych wersjach „testowych” polityki PEP 2040 (6 bloków o mocy jednostkowej 1000-1600 MW) – gdyby nastąpiła – zablokowałyby całkowicie sens transformacji TETIP (transformacja energetyki w trybie innowacji przełomowej). Dlatego, bo temu programowi musiałby być podporządkowany szybki, kosztowny i silnie ingerujący w środowisko naturalne rozwój sieci przesyłowych 400 kV i rozdzielczych 110 kV, a także podtrzymane musiałyby być zdolności „importowe” w strefę sieci rozdzielczych średniego i niskiego napięcia – sieci SN, nN; czyli nadrzędne stałyby się

inwestycje polityczne będące w sprzeczności z rynkiem oraz fundamentalnymi prawami społecznymi i fizycznymi (paradygmaty elektroprosumeryzmu: prosumencki, egzergetyczny, wirtualizacyjny). Ekstremalne kłopoty byłyby związane w szczególności z zapewnieniem podstawowych kryteriów rozwojowych krajowej sieci przesyłowej (w tym przede wszystkim sieci 400 kV): kryterium niezawodnościowego dotyczącego wyprowadzenia mocy z EJ, kryterium związanego z zapewnieniem stabilności krajowego (KSE) i europejskiego systemu elektroenergetycznego oraz kryterium związanego ze wzrostem wymaganych systemowych rezerw mocy. W wypadku pierwszego kryterium każdy blok musiałby mieć zapewnioną redundancję sieciową zgodną co najmniej z kryterium n-3 (wyłączenie trzech linii w otoczeniu bloku nie może ograniczyć wyprowadzenia pełnej mocy bloku). W wypadku drugiego kryterium chodzi o wzrost ryzyka systemowych black out-ów i związany z tym dylemat: ogromny koszt redukcji ryzyka black out-ów sposobami technicznymi vs. bardzo duży koszt społeczny w wypadku ich wystąpienia. W wypadku trzeciego chodzi o rezerwy zdolne pokryć ubytek mocy związany z wyłączeniem największego bloku w systemie. W wypadku drugiego i trzeciego kryterium trzeba podkreślić, że w KSE nawet bloki 1000 MW są już zdecydowanie nierealne, za duże.

4. Studia lokalizacyjne dotyczące lokalizacji pierwszej EJ w Polsce (wtedy o mocy ok. 2000 MW) zostały rozpoczęte w 1965 r. Od tego czasu był projekt Żarnowiec (decyzja o budowie – 1972, rozpoczęcie budowy – 1982, decyzja o przerwaniu budowy – 1992); straty, to ponad 1 mld \$ (przy jego kursie, początek 1990-maj 1991, wynoszącym 9,5 tys. „starych” złotych; to rzuca światło na „ekonomię” EJ, wtedy i obecnie też.

Powrót do programów EJ nastąpił na fali recentralizacji elektroenergetyki po reformie ustrojowej w latach 1990-1995 (kontynuowanej jeszcze siłą rozpędu do końca dekady). W programach rządzących projekt taki pojawił się w 2006 r. Był to program udziału Polski w budowie EJ Ignalina –nigdy nie wszedł on w realną fazę realizacji, koszty są nieznane.

W polityce energetycznej państwa program EJ pojawił się w 2010 r. Decyzja w tej sprawie została podjęta „spontanicznie” przez premiera w 2009 r. i wprowadzona do polityki energetycznej PEP 2030, „kontynuowanej” w kolejnych projektach polityki PEP 2040, w których jest 6 bloków klasy 1000 MW w dolnym wariantcie i 1600 MW w górnym.

W 2020 r. sytuację pogarsza jeszcze zaangażowanie prezydenta we współpracę na platformie technologii amerykańskich, chociaż nie wiadomo której: AP1000, czy NuScale720?. Wiadomo za to, że inwestycje te nie zostaną zrealizowane, ze względu na podstawy fundamentalne (prawie zerowa systemowa sprawność egzergetyczna, wysoki koszt termoeologiczny) jak i ze względów biznesowych. Bariery w kontekście tych ostatnich są potrzebne nakłady inwestycyjne, drastycznie różniące się od pojawiających się po stronie rządowej i lobbystów (aż dwukrotnie zaniżonych). Mianowicie, gdyby program miał być zrealizowany, to w wariantcie dolnym (bloki AP1000), musiałby kosztować prawie 300 mld PLN. Do tego oszacowania wykorzystano tu nakłady inwestycyjne na dwa bloki AP1000 w amerykańskiej elektrowni EJ Vogtle (nakłady ciągle jeszcze tylko prognozowane w 2018 r., kiedy uruchomienie bloków było planowane na maj 2021 i maj 2022); rzeczywiste terminy będą jednak, najprawdopodobniej, późniejsze, a nakłady wyższe. Oczywiście, do nakładów inwestycyjnych na EJ trzeba dodać – mniejsze, ale idące w dziesiątki mld PLN – koszty rozwoju sieci, przede wszystkim przesyłowych, w dużym stopniu także rozdzielczych.

Chociaż inwestycje w technologie jądrowe obecnej generacji nie zostaną zrealizowane, to będą niestety koszty. Już poniesione straty związane z kontynuacją programu przez kolejne rządy są realne. Prace „rozwojowe”, poza demoralizacją niczego pozytywnego nie dające, kosztowały co najmniej 1 mld PLN). Pod tym względem nie jest wcale lepiej (jest nawet gorzej) niż to, czego Polska doświadczyła od czasu decyzji rządowej o rozpoczęciu studiów lokalizacyjnych dla pierwszej (miały być kolejne) elektrowni jądrowej w 1965 r.

W takiej sytuacji trzeba zadać sobie pytanie, dlaczego sołtysa w sołectwie zamieszkiwanym przez mniej niż 1000 mieszkańców (jest ich w Polsce prawie 40 tys.) ma boleć głowa ile mieszkańcy sołectwa będą musieli płacić za energię elektryczną kupowaną pod przymusem z EJ dostępnych za dwadzieścia, trzydzieści lat, i jakie utracą szanse rozwoju lokalnego, jeśli może zorganizować społeczność sołectwa tak, że będzie mogła w ciągu kilka lat odłączyć się całkowicie od KSE; wystarczy, że zacznie instalować dachowe źródła PV, a jedno z gospodarstw wybuduje mikro-elektrownię biogazową utylizacyjną off grid klasy 10 do 50 kW, z zasobnikiem biogazu (takim jaki będzie potrzebny). Trochę bardziej skomplikowane działania musi podjąć wójt gminy wiejskiej, burmistrz gminy miejsko-wiejskiej, ..., aż po prezydenta m. st. Warszawa. Ten ostatni na pewno sprawdzi zresztą, czy kontrakt PPA z operatorem farmy offshore na pewno zapewnia Warszawie tańszą energię elektryczną niż kontrakt PPA z operatorem blok NuScale720. Jeśli nie, to podpisze z tym ostatnim kontrakt.

5. Odrębną sprawą są mini-źródła jądrowe (kilkadziesiąt MW) do zastosowań w specjalnych segmentach cywilnych (poza wojskowymi), np. w międzykontynentalnym transporcie morskim. W tym wypadku muszą one jednak wygrać w nadchodzącej dekadzie konkurencję z technologiami wodorowymi. Wynik jest jednak i w tym wypadku praktycznie przesadzony. Decyduje o tym postęp w obszarze turbin wodorowych zapewniających im przewagę konkurencyjną w lotnictwie międzykontynentalnym. Czyli poza segmentem technologicznie „trudniejszym” od podstawowego, którym są technologie wodorowe masowego zastosowania, z dwoma przemianami fazowymi: źródło OZE – ogniwo paliwowe – napęd elektryczny.

Odwołania:

- [1] Powszechna Platforma Transformacyjna Energetyki 2050 (PPTE2050).
www.ppte2050.pl.
- [2] Analiza egzergetyczna w teorii i praktyce. Wojciech Stanek. Monografia. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2016.
- [3] Dyskusja „biznesowa” („geopolityka”) w „pięciokącie” Wielkich (Chiny-Japonia-Francja-USA-Wielka Brytania (Internet, w szczególności Ludwik Pieńkowski – opinie/artkuły).
- [4] Blok jądrowy z reaktorem energetycznym AP1000. Rozwiązania konstrukcyjne i perspektywy zastosowań. Jacek Nowicki. Energetyka 8/2020.
- [5] Historia elektryki polskiej – Elektroenergetyka. SEP. WNT – Warszawa 1992.

Autor uwag (na razie wybranych w bardzo wąskim obszarze) wyraża nadzieję na systematyczną kontynuację dyskusji w kierunku redukcji błędów poznawczych energetyki jądrowej i całej wielkoskalowej korporacyjnej elektroenergetyki paliw kopalnych, będących obecnie główną

przeszkodą w jej transformacji do elektroprosumeryzmu – i tym samym do szybkiej neutralności klimatycznej. Deklaruje też zaangażowanie w dyskusję.

Gliwice, listopad 2020 r.