

UWARUNKOWANIA EKSPLOATACJI ELEKTROWNI JĄDROWYCH W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM

Jerzy Kubowski

WSTĘP

W artykule zarysowano specyficzne zagadnienia pracy elektrowni jądrowej w systemie elektroenergetycznym. Należy do nich m.in. wpływ zmian częstotliwości i napięcia w systemie na bezpieczeństwo eksploatacji elektrowni. Na przykładzie kilku awarii systemu opisano ich znaczenie dla normalnej pracy elektrowni. Sporo uwagi poświęcono problemowi powyłłączeniowego odprowadzania ciepła z reaktora i przeznaczonemu do tego celu układowi elektrycznemu zasilania potrzeb własnych. Objąsniiono uwarunkowania związane z pokrywaniem przez elektrownię dobowych zmian obciążenia systemu; w tym ograniczenia wynikające z mechaniczno – fizycznych właściwości reaktorowego paliwa.

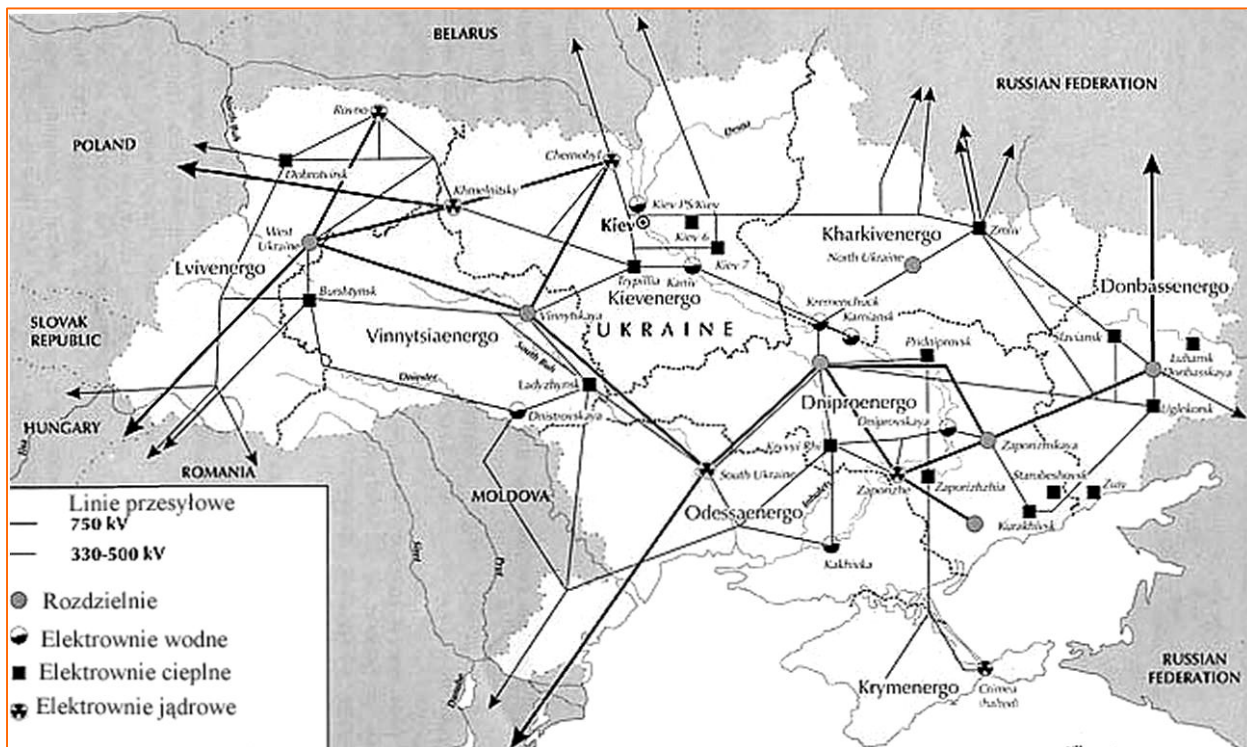
Współpraca elektrowni jądrowej (EJ) z systemem elektroenergetycznym (SE) ma dwojaki charakter: jest ona dlań jednym z najpewniejszych wytwórców energii, ale zarazem – w sytuacjach nadzwyczajnych – także jego najważniejszym odbiorcą. W odróżnieniu od elektrowni cieplnej konwencjonalnej, po jej odłączeniu się od SE wymaga bowiem nadal trwałego zewnętrznego źródła zasilania w celu stałego długookresowego odprowadzania ciepła z rdzenia reaktora.¹ Nakłada to na dyspozytorów SE obowiązek tak kierować jego pracą, by zasilanie EJ było zapewnione. Zgodnie z zaleceniami międzynarodowej Agencji Energii Atomowej², EJ muszą łączyć z systemem co najmniej dwie niezależne od siebie linie przesyłowe (połączone z dwoma względnie odrębnymi częściami SE): podstawowa (zwyczajowo zwana mostem energetycznym), sprzęgająca za pomocą transformatora blokowego generator z ogólnokrajową siecią przesyłową, i rezerwowa - służąca zasilaniu potrzeb własnych w przypadku nagłego zaniku napięcia na szynach rozdzielni głównej. Obowiązuje zasada, że w sytuacjach awaryjnych, zapotrzebowanie na moc potrzeb własnych EJ powinno być pokryte przede wszystkim z linii rezerwowej, a dopiero później - gdy linia rezerwowa zawiedzie - z awaryjnych agregatów diesla.

¹ Wyciągając wnioski z awarii EJ Fukushima 1, rosyjski koncern „ROSENERGOATOM” już zapowiedział zasadnicze usprawnienia w wyposażeniu EJ. Wiceprezes tej organizacji, Oleg Czernikow, oświadczył o podjęciu decyzji w sprawie doposażenia EJ zapasowymi, **niezniszczalnymi** technicznymi urządzeniami do zasilania energią elektryczną i wodą, co nawet w czasie awarii z utratą wszystkich istniejących technicznych środków zapobiegnie uszkodzeniu rdzenia reaktora. (01.04.2011); <http://www.nuclear.ru/rus/press/nuclearenergy/2120179/>; Finansowanie tego rodzaju przedsięwzięć nieuchronnie podniesie koszty produkcji.

² Design of emergency power systems for nuclear power plants safety guide; Safety Standards Series no. NS-G-1.8 – 2004.

SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY

Systemem elektroenergetycznym nazywa się zespół elektrowni i elektrycznych urządzeń odbiorczych, wzajemnie połączonych za pośrednictwem stacji transformatorowych, przesyłowymi liniami wysokiego napięcia oraz sieciami rozdzielczymi. Obejmuje swym zasięgiem cały kraj, co dla przykładu pokazano na rys. 1.



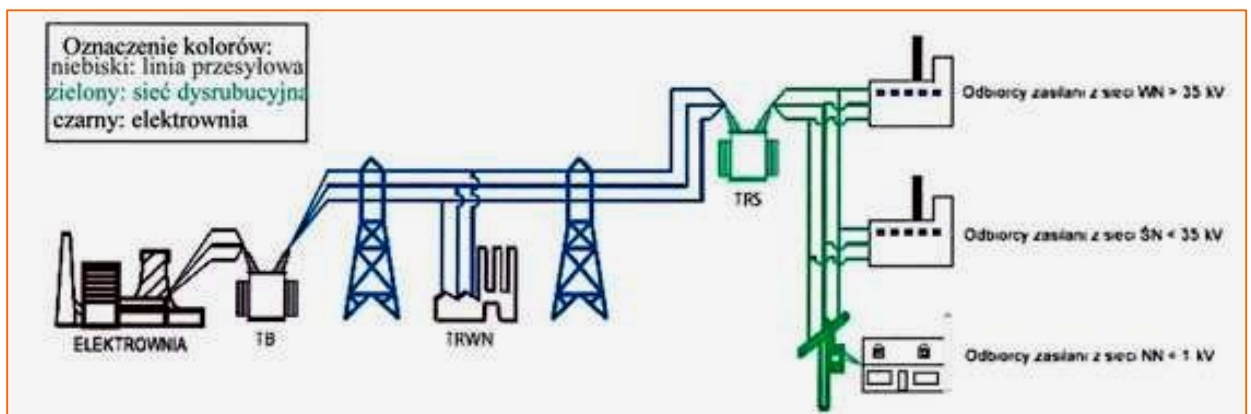
Rys. 1. Ukraiński System Elektroenergetyczny¹, ze szczególnym uwzględnieniem sieci najwyższych napięć: 4 EJ (15 bloków z reaktorami typu PWR) o mocy 13168 MWe (netto), 13835 MWe (brutto); udział produkcji energii z EJ w Ukraińskim SE wynosi ok.48 %

Do SE podłącza się wszystkie generatory powyżej pewnej wartości mocy; np. w USA, Federalna Komisja ds. Energii (*Federal Energy Regulatory Commission*) obowiązek taki nakłada na posiadaczy generatorów o mocy ponad 20 MW. Jego nieodłączną cechą jest jednolity reżim pracy, nadzorowany i kierowany przez Dyspozycję Mocy. Elementy SE i schemat sprzęgania EJ z siecią elektroenergetyczną są pokazane na rys. 2 i fot. 1.

¹Źródło: <http://www.world-nuclear.org/info/inf46.html>;
http://www.geni.org/globalenergy/library/national_energy_grid/ukraine/ukrainiannationalelectricitygrid.shtml



Fot1 Napowietrzna rozdzielnia i linie wysokich napięć (most energetyczny), łączące amerykańską EJ Browns Ferry¹ z systemem elektroenergetycznym



Rys.2. Główne elementy mostu energetycznego², łączącego EJ z systemem elektroenergetycznym: EJ – elektrownia jądrowa, TB – transformator blokowy do podwyższania napięcia generatora z 22 - 28 kV do poziomu napięcia sieci przesyłowej, TRWN – transformator sieciowy obniżający napięcie do 220 - 110 kV, TRS – transformator sieciowy do obniżania napięcia linii przesyłowych na napięcie sieci dystrybucyjnej, WN – wysokie napięcie, ŚN – średnie napięcie, NN – niskie napięcie

Z punktu widzenia bezpieczeństwa EJ ważną charakterystyką systemu jest stabilność i niezawodność pracy.

¹ <http://www.tva.gov/power/nuclear/brownsferry.htm>

² Rysunek zaczerpnięto z Electricity Transmission A Primer; <http://www.raponline.org/pubs/electricitytransmission.pdf>

STABILNOŚĆ I NIEZAWODNOŚĆ SYSTEMU

Stabilność SE jest to zdolność do zachowania stanu ustalonego po silnym zaburzeniu. Silne zaburzenie jest stanem systemu, w którym naruszone zostały podstawowe parametry takie, jak napięcia linii przesyłowych i częstotliwość prądu przemiennego wytwarzanego przez generatory synchroniczne elektrowni. Niezawodność pracy zaś jest to właściwość SE do wytwarzania energii elektrycznej o żądanych parametrach, zgodnie z chwilowym zapotrzebowaniem.

Aby praca SE była stabilna, generatory muszą być ze sobą zsynchronizowane, tzn. muszą generować nie tylko prąd o takiej samej częstotliwości, lecz również - bez czasowego przesunięcia - przebiegi przemiennych napięć.

ZNACZENIE CZĘSTOTLIWOŚCI

Jednym z najważniejszych parametrów SE jest częstotliwość. Współpracujące ze sobą elektrownie wytwarzają prąd o znamionowej częstotliwości 50 Hz, która jest bezpośrednio związana z prędkością obrotową wirników turbogeneratorów¹. Nawet niewielkie zmiany jej wartości przenoszą się bezzwłocznie na zmiany prędkości obrotowej wszystkich turbogeneratorów. Ze względu na częstotliwość, warunki pracy SE według standardów UCTE² definiuje się następująco:

A1. Jeśli odchylenie od wartości znamionowej nie przekracza 50 mHz, warunki pracy uważa się za normalne.

A2. Jeśli wartość odchyłki jest większa niż 50 mHz, ale mniejsza niż 150 mHz, warunki pracy traktuje się jako zakłócone, jednakże nie mające ryzyka.

A3. Jeśli wartość odchyłki jest większa niż 150 mHz, to wobec ryzyka pojawienia się nieprawidłowej pracy połączonych sieci SE, warunki pracy uważa się za awaryjne.

A4. Jeśli odchyłka częstotliwości osiąga krytyczną wartość 2,5 Hz, co oznacza, że częstotliwość systemowa sięga 47,5 Hz (graniczną wartością wzrostu częstotliwości jest 51,5 Hz) następuje automatyczne odłączanie się generatorów od SE.

W stanie ustalonym moc wytwarzana przez pracujące generatory jest równa sumie mocy pobieranych z SE. Jej naruszenie, czy to przez zmianę mocy odbiorów, czy przez zmianę mocy wytwarzanej, powoduje zmianę prędkości wirowania wszystkich maszyn obrotowych pracujących w danej chwili w systemie, zarówno zespołów prądotwórczych (generatorów) jak i silników u odbiorców, przez zmianę energii kinetycznej ich mas wirujących.

¹ Prędkość obrotów wirnika (w) określa warunek: $f = pw$, gdzie f jest częstotliwością prądu zmiennego, p – liczba par biegunów wirnika. Dla częstotliwości 50 Hz i jednej pary biegunów prędkość obrotowa wirnika wynosi 3000 obr/min.

² UCTE - Union for the Coordination of Transmission of Electricity (Unia dla Koordynacji Przesyłu Energii Elektrycznej); P1 – Temat 1: Regulacja mocy i częstotliwości [E]; http://www.pse-operator.pl/uploads/kontener/UCTE_Operation_Handbook_P1.pdf

Przy spadku częstotliwości poniżej 49,5 Hz, niektóre pierścienie łopatek w niskoprężnej części turbinowej EJ zaczynają drgać, co może wpływać na wibracyjne zmęczenie materiałów, a nawet doprowadzić do ich zniszczenia. Dalsze obniżanie się częstotliwości poniżej 49,0 Hz powoduje całkowite otwarcie dopływu pary do turbiny; jej obciążenie osiąga wartość znamionową. Obniżeniu ulega także wydajność urządzeń potrzeb własnych EJ, głównie pomp zasilających i wentylatorów. Zależna jest ona bowiem nawet od czwartej potęgi częstotliwości.

SKUTKI AWARII SYSTEMU

Celem ograniczenia stanu awaryjnego i zapobiegnięcia kolapsowi SE, mogą być podjęte takie działania, jak zrzut obciążenia. Oznacza to, iż część odbiorców zostanie pozbawiona napięcia. Awarię systemową (katastrofalną), polegającą na przerwie w pracy SE, lub jego części, nazywa się zwyczajowo (z jęz. angielskiego) – „*blackout*”. W takim przypadku dla najważniejszych odbiorców (elektrownie jądrowe, wielkie elektrownie ciepłe, itp.) powinny być przygotowane redundantne drogi podawania napięcia. Awarie tego typu zdarzały się w USA, Kanadzie i Rosji. Omówimy niektóre przykłady:

14 sierpnia 2003 r. w Ameryce Północnej wydarzyła się największa awaria systemowa. Objęła swym zasięgiem terytorium Stanów Zjednoczonych i Kanady, zamieszkałe przez ok. 50 mln ludności. Przebieg awarii miał charakter kaskadowy¹: wyłączonych zostało 265 elektrowni o ogólnej mocy 61800 MWe.² Część USA pozbawiona była zasilania elektrycznego przez prawie 4 dni, a w kanadyjskiej prowincji Ontario udało się przywrócić go po upływie dwóch dni. Blackout spowodował duże straty gospodarcze: w USA oszacowane je na 4 – 10 mld. Wskutek stanów przejściowych w sieci WN i powstałej niestabilności SE, dziewięć EJ w USA i jedenaście EJ w Kanadzie odłączyły się od systemu³, co pozbawiło je zewnętrznego zasilania. W takich przypadkach w reaktorach następuje automatyczny zrzut prętów bezpieczeństwa, powodujący natychmiastowy zanik reakcji rozszczepienia i przełączenie elektrycznego zasilania układów bezpieczeństwa na źródła rezerwowe. Szczęśliwie się stało, iż we wszystkich automatycznie się uruchomiły awaryjne agregaty diesla. Dzięki temu systemy chłodzenia reaktorów mogły skutecznie funkcjonować. Amerykańsko-kanadyjska komisja⁴ powołana do zbadania przyczyn blackoutu sformułowała następujące wnioski:

1. Kompanie energetyczne nie zanalizowały oraz niewłaściwie rozumiały funkcjonowanie SE i nie prowadziły jego ruchu zgodnie z przyjętymi kryteriami obciążenia linii WN.

¹ Tzn. uszkodzenie jednego z elementów SE wywołało łańcuch kolejnych zdarzeń.

² Final Report on the Implementation of the Task Force Recommendations, September 2006; [http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/BlackoutFinalImplementationReport\(2\).pdf](http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/BlackoutFinalImplementationReport(2).pdf)

³ Ibidem

⁴ August 14, 2003 Blackout Final Report;

http://www.docstoc.com/docs/688260/?utm_source=email&utm_medium=email&utm_campaign=46&utm_content=125

2. Kompanie nie zdawały sobie sprawy z powstałej sytuacji i się nie zorientowały w jej pogarszaniu się.
3. Służby energetyczne nie przeprowadzały obcinania drzew pod liniami WN, co spowodowało opadanie przewodów na ich korony (rys. 3).
4. Jeden z okręgowych dyspozytorów mocy nie dokonał w režimie czasu rzeczywistego skutecznej diagnostyki systemu.
5. Korporacja „FirstEnergy“ nie usiłowała doprowadzić (odbudować) systemu do bezpiecznego stanu.



Rys. 3. Ilustracja sytuacji, w której doszło do uszkodzenia linii 375 kV wskutek zbyt wysokich drzew między podporami, co stało się jedną z przyczyn blackoutu w USA¹: Parametry graniczne:

A – wysokość 11,6 m; prędkość wiatru 2,24 m/s,

B – wysokość 11,0 m; prędkość wiatru 0 m/s,

C – wysokość 10,4 m; poziom wg skali niebezpieczeństwa

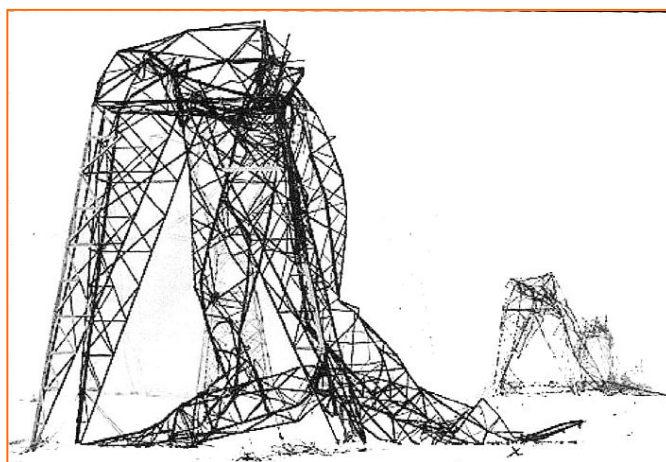
Groźna awaria typu „blackout elektrowni” (ang. SBO – *Station Blackout*) wywołana odłączeniem się EJ Forsmark-1² od systemu (ang. LOOP – *Loss of Offsite Power*) miała również miejsce 25 lipca 2006 r. w Szwecji. Przyczyną stało się zwarcie w położonej na zewnątrz EJ rozdzielni 400 kV. Wskutek przepięcia (wzrost do 120 % U_{nom} w ciągu 1 s) uszkodzone zostały dwa awaryjne zasilacze napięcia 220 V, tzw. zasilacze bezprzerwowe - UPS (ang. *Uninterruptible Power Supply*). Napięcie 220 V było potrzebne do uruchomienia agregatów diesla. Zanik napięcia 220 V spowodował przerwanie wyświetlania kilku sygnałów na pulpicie sterowniczym i pozbawił operatorów potrzebnej informacji. Dodatkowo, wskutek zadziałania zabezpieczeń od spadku częstotliwości na szynach rezerwowej rozdzielni, wyłączniki sprzęgające ją z zewnętrzną rezerwową linią się otworzyły i do załączenia linii nie doszło.

¹ Ibidem

² EJ z reaktorami typu BWR (Boiling Water Reaktor – reaktor z wrzącą wodą) o sumarycznej mocy 2928 MWt (1010 MWe)

Nastąpiło automatyczne zmniejszanie mocy reaktorów i prędkości obrotowej pomp cyrkulacyjnych¹. Elektrownia przez krótki czas pracowała na potrzeby własne. Po jej automatycznym wyłączeniu się, z powodu braku napięcia na jednej sekcji szyn rozdzielni 220 V (wskutek uszkodzenia UPS) dwa z czterech agregatów diesla się nie uruchomiły. Dopiero po upływie 23 min operatorom się udało zapuścić je ręcznie, a po 45 min poinformowali, że EJ znajduje się w bezpiecznym stanie wyłączenia². Opisane zdarzenie dobitnie pokazuje znaczenie utraty zasilania elektrowni jądrowej z SE na jej bezpieczeństwo.

Do zaniku zasilania potrzeb własnych EJ z SE może dojść w awaryjnym stanie systemu, spowodowanym np. warunkami meteorologicznymi, zwarciami na liniach przesyłowych i w transformatorach, lub wskutek nagłego wypadnięcia z ruchu dużej elektrowni. Dobrym przykładem meteorologicznej anomalii jest sytuacja, jaka powstała w północnych stanach USA i Kanadzie w styczniu 1998 r. podczas lodowatego sztormu. Wskutek marznącego deszczu, który pokrył powierzchnię ziemi lodem o grubości 7 – 11 cm, łamały się drzewa; uszkodzeniu uległo 130 słupów linii wysokiego napięcia (fot. 1) i wiele linii przesyłowych. Ponad 4 mln mieszkańców przez długi czas było pozbawionych prądu.



Fot.2 Powalone i połamane pod wpływem marznącego deszczu słupy linii wysokiego napięcia (Kanada, 1998r.)³

Pod koniec kwietnia 2011 r. wskutek gwałtownych sztormów i tornado, jakie nawiedziły południowy wschód Stanów Zjednoczonych uszkodzonych zostało 11 linii WN. W tym także łączące, położoną w Alabamie, EJ Browns Ferry (fot. 3) z SE. Komisja Dozoru Jądrowego Stanów Zjednoczonych Ameryki (*United States Nuclear Regulatory Commission*, w skrócie: *NRC*) bezzwłocznie oświadczyła, że wszystkie reaktory wyłączyły się normalnie, a zasilanie potrzeb własnych natychmiast przejęły agregaty diesla. Taka szybka, uspakajająca informacja

¹ Pompy w obiegu pierwotnym czynnika roboczego EJ

² Źródła: <http://www.docstoc.com/docs/37681097/Lessons-learned-from-the-Forsmark-1-event-related-to;>

[http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=NEA/CNRA/R\(2011\)8&docLanguage=En](http://www.oecd.org/officialdocuments/publicdisplaydocumentpdf/?cote=NEA/CNRA/R(2011)8&docLanguage=En)

³ <http://www.iaea.org/NuclearPower/Grid/>

była uzasadniona m.in. tym, iż podczas gdy konstrukcje reaktorów i ich systemy bezpieczeństwa są obliczone na wytrzymanie silnych trzęsień ziemi, powodzi, lub tornado (o szybkości wiatru 360 mil na godzinę i prędkości obrotowej 290 mil na godzinę), jednakże nie odnosi się to w równym stopniu do wszystkich urządzeń bezpieczeństwa i budynków, w których zostały zainstalowane¹. Z informacji NRC – w sposób pośredni niejako – można było wywnioskować, że i te urządzenia ostały się żywiom.



Fot. 3. Widok elektrowni Browns Ferry²; była pierwszą i największą na świecie EJ, zdolną do generacji ponad 1000 MW (3 bloki z reaktorami typu BWR o mocy maksymalnej 3440 MWe, co wystarcza na pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną przez 2 mln indywidualnych odbiorców w USA)

7 lipca 2011 r., wskutek silnych atmosferycznych wyładowań został automatycznie wyłączony czwarty blok (950MWe) największej rosyjskiej EJ (Bałakowska, 4 x 950 MWe). Bezpośrednią przyczyną było odłączenie się od EJ dwóch linii przesyłowych. Każdy blok jest wyposażony w trzy awaryjne agregaty diesla o jednostkowej mocy 5600 kW. Uruchamiają się automatycznie w ciągu 15 s i są zdolne do 240 - godzinnej bezobsługowej pracy. W momencie blackoutu zasilanie potrzeb własnych przełącza się natychmiast na baterie akumulatorów. Ich pojemność jest obliczona na 30 minut pracy. Wprawdzie do awaryjnej sytuacji nie doszło, jednakże wypadnięcie z SE tak dużego bloku w okresie szczytowego zapotrzebowania na moc mogłoby

¹ http://www.huffingtonpost.com/2011/05/27/wolf-creek-nuclear-plant-tornado-twister_n_867987.html

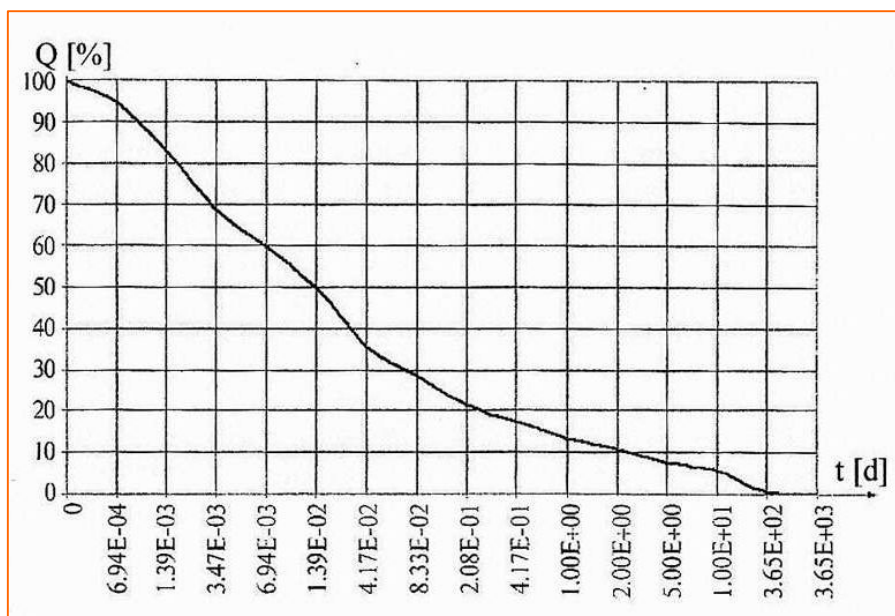
² http://rbellew.files.wordpress.com/2011/04/browns_ferry_npp.jpg

sprawić nie lada kłopoty w funkcjonowaniu SE. Z powodu bowiem głównie powyłaczeniowego zatrucia reaktora ksenonem (a także niezbędnego czasu na ponowny rozruch), elektrownia zapewne przez prawie dobę znalazłaby się w okresie wymuszonego postoju.

Jak ważne jest efektywne współdziałanie dyspozytora SE z operatorem EJ pokazuje następujące zdarzenie w amerykańskiej elektrowni Callaway o mocy 1190 MWe. 11 sierpnia 1999 r. - z powodu pęknięcia rurociągu w układzie drenażu międzystopniowego przegrzewacza pary- operator elektrowni w sposób ręczny ją wyłączył. Zasilanie potrzeb własnych, które dotąd odbywało się z generatora elektrowni, zostało przełączone na sieć zewnętrzną. Jednakże SE ze względu na przeciążenie (panująca na północy SE zimna pogoda i upalna – na południu spowodowały niespotykane duży przesył mocy w systemie) nie był w stanie w pełni zapotrzebowania EJ pokryć. W tej sytuacji praca EJ Callaway miała dobroczynny wpływ na jego parametry. Po jej wyłączeniu, napięcie w SE spadło. Jednakże ani dyspozytorzy SE, ani operatorzy EJ nie zauważyli, że napięcie się obniżyło do minimalnej wartości wymaganej przez elektrownię. Przy tym dyspozytorzy nie wykazali się dostateczną znajomością w zakresie potrzebnego poziomu napięcia dla zasilania EJ. Ponadto wskutek uszkodzenia światłowodowej linii łączącej - na odległości 175 km - dyspozycję mocy SE ze sterownią EJ, dyspozytorzy systemu nie byli w stanie kontrolować poziomu napięcia na szynach elektrowni. Na pulpicie sterowania nie zainstalowano sygnalizacji o obniżonym napięciu, a nastawy na komputerze były błędnie zadane. Ponad 12 godzin napięcie na szynach napowietrznej rozdzielni było poniżej dopuszczalnego minimum i nie wiele brakowało, by się automatycznie odłączyła od SE. Zdarzenie dobitnie pokazało, że kontrola obciążenia SE i zapewnienie odpowiedniego napięcia dla potrzeb EJ są bezwzględnie potrzebne.

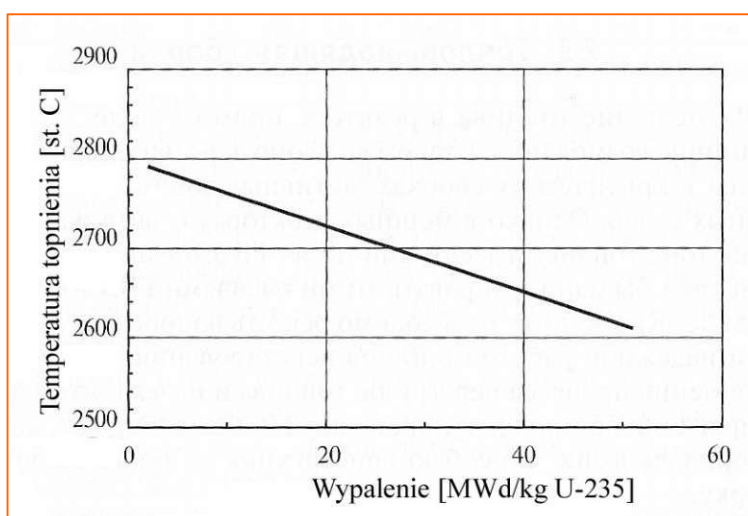
CIEPŁO POWYŁĄCZENIOWE

Zasadnicza różnica w eksploatacji między konwencjonalną elektrownią ciepłą a jądrową polega na tym, że po wyłączeniu tej ostatniej trzeba przez długi czas odprowadzać ciepło z rdzenia współpracującego z nią reaktora. Samopodtrzymująca się reakcja rozszczepienia po wyłączeniu zanika natychmiast, jednakże wskutek promieniotwórczego rozpadu produktów rozszczepienia wydzielanie się ciepła w rdzeniu trwa nadal. Charakter zaniku ciepła, zwanego powyłaczeniowym, jest pokazany na rys. 4.



Rys. 4. Charakterystyka obliczeniowa zaniku ciepła Q [%] w reaktorze jądrowym w zależności od czasu (w dobach) po wyłączeniu reaktora t [d]¹

W pierwszej chwili po wyłączeniu wydzielana moc wynosi ok. 7% mocy reaktora przed wyłączeniem, tzn. dla reaktora wytwarzającego 4500 MWt mocy cieplnej (czyli 1600 MWe mocy elektrycznej) odpowiada to ok. 315 MW. Nawet po 10 dobach moc sięga ok. 19 MW. Aby nie dopuścić do stopienia się elementów paliwowych wymaga się ich ciągłego chłodzenia. Element paliwowy jest wykonany z dwutlenku uranu, którego temperatura topnienia jest zależna od stopnia wypalenia uranu (rys.5²); osłonięty jest koszulką ze stopu cyrkonu – cyrkaloju (ang. *zircaloy*) o temperaturze topnienia ok. 1800°C.

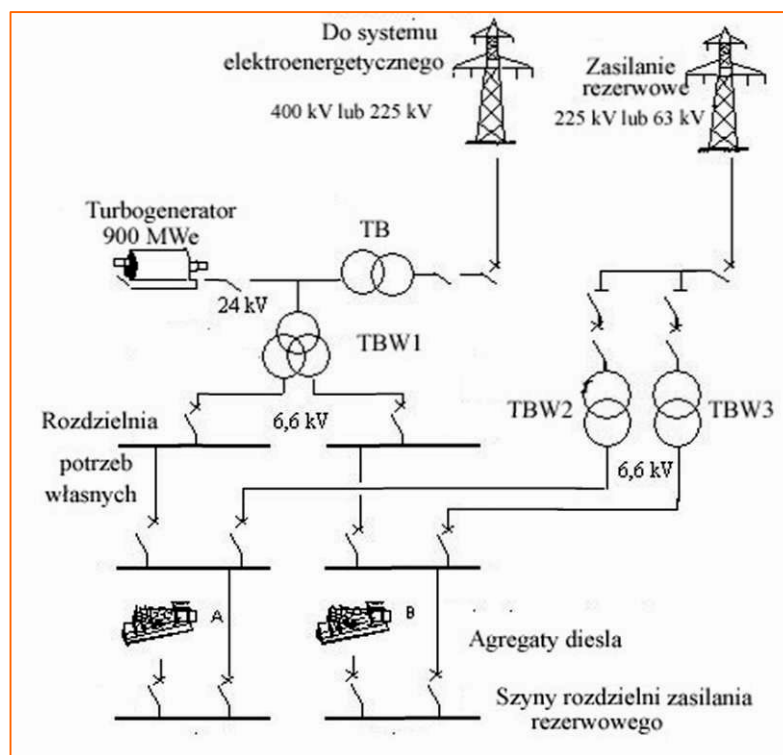


Rys. 5. Zależność temperatury topnienia UO_2 od wypalenia uranu

¹ Źródło: S. Anaruszczko i in.: „AES s rektorami typu WWER-1000”, Moskwa, Logos 2010

² Ibidem

Służy do tego specjalny system chłodzenia, zasilany z zewnętrznej sieci SE, lub też z własnych prądotwórczych agregatów. W celu zagwarantowania pewności i niezawodności zasilania, elektryczny system elektrowni buduje się zgodnie z zasadą obrony w głąb. Jedną z jej cech jest redundancja (zwielokrotnienie) ważnych urządzeń i układów. Odnosi się to w szczególności do zasilania elektrycznego. Przykładem może posłużyć rozwiązanie francuskie (rys. 6).



Rys.6. Schemat zasilania elektrycznego francuskiej EJ (oznaczenia: TB - transformator blokowy, TBW1, TBW2, TBW3 – transformatory potrzeb własnych)¹

Zasilanie rozdzielni potrzeb własnych odbywa się z dwóch niezależnych źródeł: za pośrednictwem transformatora TBW1 z odczepu rozdzielni głównej 24 kV i bezpośrednio linią rezerwową. Moc wytwarzana przez generator jest przesyłana do SE za pośrednictwem podwyższającego napięcie transformatora blokowego TB. Szyny rozdzielni potrzeb własnych zgodnie z zasadą redundancji są sekcjonowane. Każde ze źródeł jest w stanie pokryć zapotrzebowanie na moc systemu zabezpieczeń, w szczególności - układu powyłaczeniowego chłodzenia reaktora. W bardzo mało prawdopodobnym przypadku zaniku napięcia na obu liniach, sekwencja zdarzeń jest następująca:

- zrzut prądów bezpieczeństwa,
- zatrzymanie się wszystkich silników napędów pomp,
- unieruchomienie napędów zaworów,
- zanik sprężonego powietrza,

¹ <http://www.iaea.org/ns/tutorials/regcontrol/appendix/app9232.htm>

- po godzinie następuje spadek pojemności akumulatorów i zanik wskazań aparatury w sterowni.

Po zaniku napięcia zasilającego silniki pomp cyrkulacyjnych, dzięki kołom zamachowym zaczyna się ich wybieg, co do pewnego stopnia wydłuża potrzebny czas na uruchomienie agregatów diesla (fot.4) i układu awaryjnego chłodzenia rdzenia reaktora.

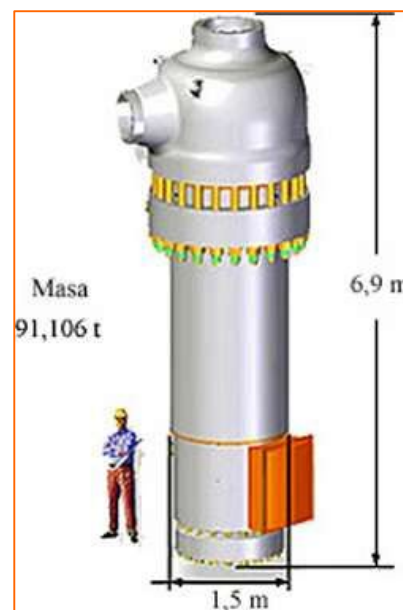
WPLYW WARTOŚCI NAPIĘCIA I CZĘSTOTLIWOŚCI NA PRACĘ URZĄDZEŃ EJ

Jakość energii elektrycznej dostarczanej przez SE zasadniczo określa częstotliwość prądu i poziom napięcia w jego ważniejszych węzłach. Częstotliwość jest parametrem ogólnym: ma to same znaczenie w dowolnym jego punkcie. Parametry jakości są funkcją bilansu mocy w systemie: zmniejszenie generacji mocy czynnej¹ prowadzi do spadku częstotliwości i napięcia, wzrost zaś - do wzrostu wartości.

Sz szczególnie wysokie wymagania dotyczące standardu częstotliwości stawia się zasilaniu głównych pomp cyrkulacyjnych (rys. 7), których wydajność spada proporcjonalnie do zmniejszania się wartości częstotliwości, co ogranicza generację mocy EJ.



Fot. 4.

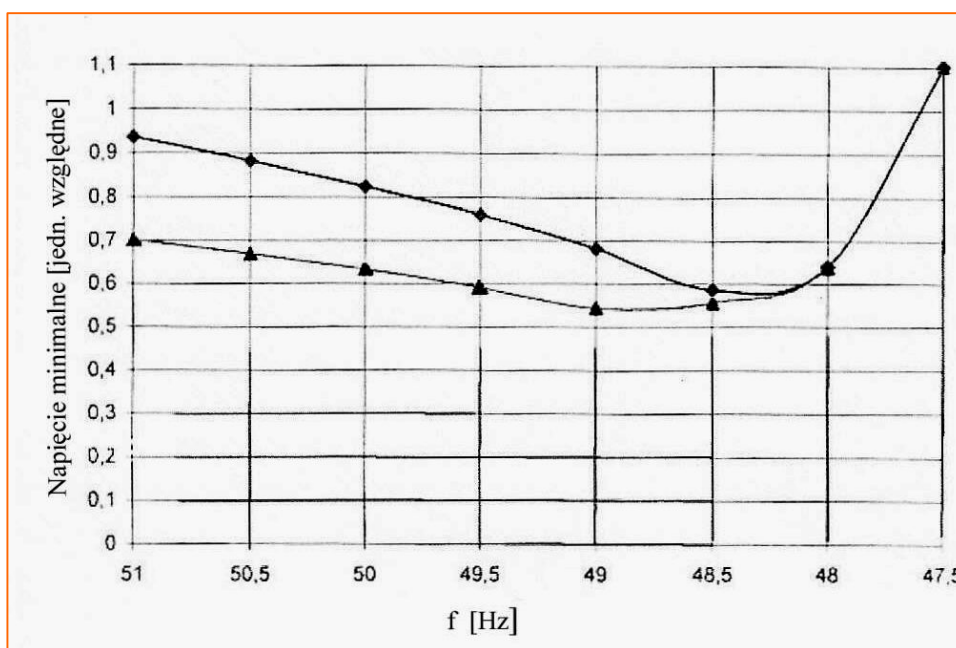


Rys.7.

¹ Moc czynna charakteryzuje szybkość nieodwracalnego procesu zamiany energii elektrycznej w inne postacie energii: cieplną i elektromagnetyczną. Jest proporcjonalna do iloczynu kwadratu prądu i oporności elektrycznej; jednostką jest wat. Moc bierna jest charakterystyczna dla obciążeń urządzeń elektromechanicznych, które powstają pod wpływem zmienności energii pola elektromagnetycznego w obwodach przepływu prądu sinusoidalnego. Pogarsza parametry pracy SE, gdyż prowadzi do dodatkowych strat mocy czynnej (które muszą być pokryte przez elektrownie) i napięcia, co utrudnia jego regulację w SE. Jednostką mocy biernej jest var (ang. *var - Volt Ampere Reactive*)

Ilustracje prądotwórczego agregatu diesla¹ (fot.4²) i pompy cyrkulacyjnej (rys.7³) - współpracującej z reaktorem typu PWR (Pressurized Water Reactor – reaktor wodny ciśnieniowy) AP1000 firmy Westinghouse o mocy cieplnej 3415 MWt.

Na rys. 8 pokazano typowe charakterystyki napięciowo – częstotliwościowe silnika pompy cyrkulacyjnej w przypadku jego samorozruchu (krzywa górna) i pracy (dolna). Zjawisko samorozruchu powstaje wówczas, gdy wskutek krótkotrwałego zaniku napięcia lub znacznego jego obniżenia się następuje zmniejszenie się prędkości obrotowej silnika, ale nie całkowity jej zanik. Jeśli jednakże czas trwania powstałej sytuacji jest krótszy niż czas potrzebny do zatrzymania się silnika, to w sprzyjających warunkach silnik może utrzymać obroty i w miarę odbudowy napięcia powrócić do normalnej pracy.



Rys.8. Minimalne wartości napięć (wyrażone jako stosunek napięcia roboczego do napięcia nominalnego) w funkcji częstotliwości sieci, niezbędne do samorozruchu (krzywa górna) i pracy (krzywa dolna) silników dużej mocy w systemie chłodzenia rosyjskiej EJ.⁴

Widać, że przy częstotliwości 50 Hz samorozruch następuje przy obniżeniu się napięcia do 82% wartości nominalnej. Minimalny poziom napięcia maleje do wartości 48,25 Hz, po czym wymagane do rozruchu napięcie trzeba podnosić. Zbyt niskie napięcie powoduje wzrost pobieranego przez silnik prądu, co może prowadzić do zadziałania zabezpieczeń i odłączenia go od sieci.

¹ W USA prawo wymaga, by w każdej EJ były zainstalowane agregaty diesla z zapasem paliwa na 7 dni pracy, a także baterie akumulatorów, zdolne do podtrzymania funkcjonowania układów w ciągu 4 - 8 godzin (w zależności od typu reaktora) w przypadku niezadziałania agregatów diesla.

² http://www.aveva-np.com/us/liblocal/docs/EPR/U.S.EPRbrochure_1.07_FINAL.pdf

³ <http://www.cleanenergyinsight.org/category/interesting/>

⁴ <http://oldsite.nautilus.org/archives/energy/grid/materials/bickel.pdf>

Samorozruch jest jednym z projektowych czynników, zwiększających bezpieczeństwo i niezawodność eksploatacji EJ. Reżim taki jest szeroko stosowany nie tylko w elektrowniach, ale także w innych gałęziach przemysłu.

Ustalony reżim pracy zespołu maszynowego: elektryczny silnik napędowy – maszyna robocza, charakteryzuje równość momentu obrotowego silnika M_{el} i momentu hamującego ruch obrotowy maszyny M_m : $M_{el} = M_m$. Zakłócenie tej równowagi powoduje, że zespół może się rozbiegać ($M_{el} > M_m$), lub się zahamować ($M_{el} < M_m$). Moment obrotowy silnika elektrycznego jest proporcjonalny do kwadratu napięcia na jego zaciskach. Dlatego niewielkie wahanie napięcia prowadzi do znacznej nierównowagi momentów: M_{el} i M_m . Na przykład obniżenie napięcia o 10% (do $0,9U_{nom}$) powoduje zmniejszenie wartości M_{el} o 19%, obniżenie zaś napięcia o 30% (do $0,7U_{nom}$), lub o 50% (do $0,5U_{nom}$) – zmniejsza wartość M_{el} o 51%, lub o 75% odpowiednio.

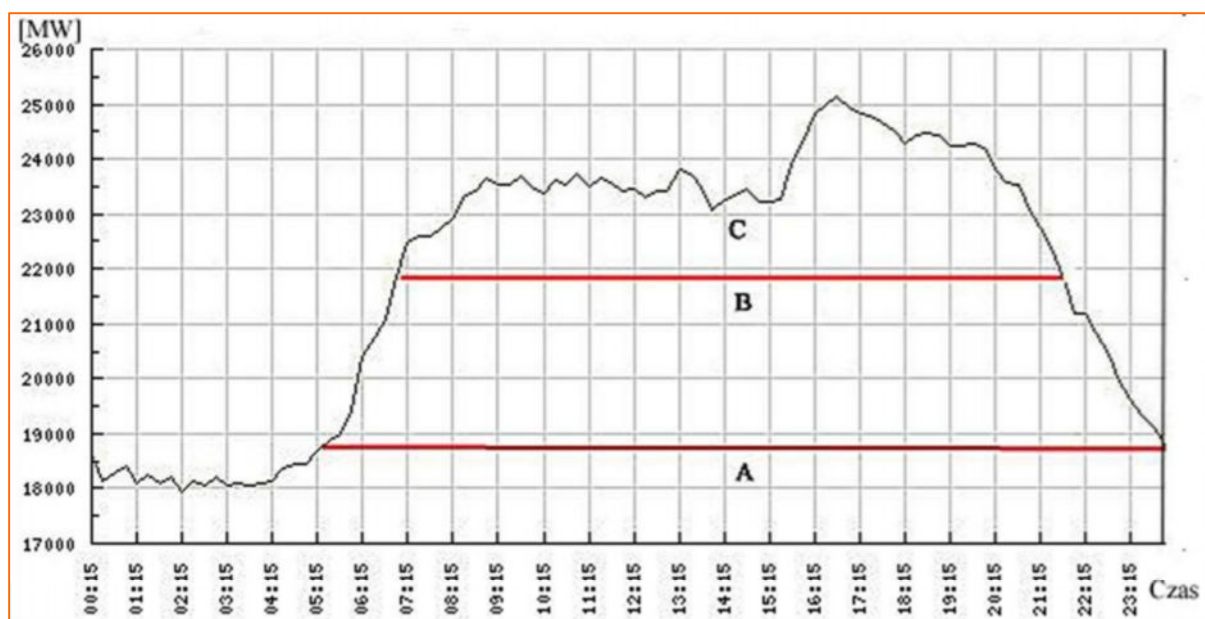
Stan przejściowy podczas samorozruchu ma wpływ na wszystkie rodzaje odbiorników potrzeb własnych EJ, w tym także na systemy awaryjne, co może prowadzić do przekroczenia parametrów i warunków bezpieczeństwa. W przypadku, gdy samorozruch się nie powiedzie - napięcie na szynach rozdzielni się nie odbudowuje, zaniknie do zera, lub się „zatrzyma” na poziomie niższym od nominalnego. Badania pokazują, iż może się ono „zatrzymać” przy wartościach: 50 – 80% U_{nom} . Taka sytuacja sprawia, iż praca wszystkich łopatkowych mechanizmów napędzanych silnikami o napięciu 6 kV przestaje odpowiadać warunkom projektowym; jest niezgodna z zasadami niezawodnej i bezpiecznej eksploatacji EJ. Ponadto, wiele z nich może ulec uszkodzeniu, a uzwojenia ich silników – spaleni. Przebieg tego procesu ściśle się wiąże ze stanami przejściowymi zachodzącymi w SE.

Doceniając ważność samorozruchu dla systemów bezpieczeństwa EJ, np. na Ukrainie wprowadzono zasadę uruchomienia rezerwowych agregatów diesla przy obniżeniu się napięcia na szynach rozdzielni potrzeb własnych (w zależności od kategorii zasilanych układów) poniżej wartości progowych: $0,7U_{nom}$ i $0,5U_{nom}$.

PROBLEMY POKRYWANIA PRZEZ EJ DOBOWEGO OBCIĄŻENIA SYSTEMU

Nowoczesne EJ III generacji są zdolne do pokrywania dobowego obciążenia SE w szerokich granicach. Maksymalna szybkość podnoszenia mocy na przykład elektrowni AP1000 o mocy elektrycznej 1090 MWe (netto) wynosi 5 %/min, czyli ok. 55 MW/min, w przedziale 15 – 100% mocy nominalnej. Podczas formowania się porannego, grudniowego szczytu obciążenia Polskiego SE gradient wzrostu obciążenia jest bliski 40 MW/min, co wynika z wykresu na rys. 9. Zaznaczone na tym rysunku (wyłącznie dla ogólnej ilustracji pracy elektrowni w SE) fragmenty A, B i C są pokrywane przez elektrownie o znacznie różniących się wartościach

rocznego czasu wykorzystania mocy nominalnej¹: A – elektrownie podstawowe ≥ 5500 h/a, B – elektrownie podszczytowe: $3000 \div 5500$ h/a, C – elektrownie szczytowe: ≤ 3000 h/a. Do elektrowni podstawowych należą nowoczesne elektrownie ciepłne parowe, elektrownie jądrowe i elektrownie wodne przepływowe; do elektrowni podszczytowych i szczytowych należą starsze elektrownie ciepłne parowe i elektrownie wodne zbiornikowe; do elektrowni szczytowych zaś zalicza się elektrownie wodne pompowe oraz elektrownie z turbinami gazowymi.



Rys. 9. Wykres dobowego obciążenia Polskiego Systemu Elektroenergetycznego 16.12.2010²

Z tego wynika, iż EJ typu AP1000 mogła by z powodzeniem nadażyć za wzrostem obciążenia w dzisiejszym Polskim SE. Jest przystosowana do pokrywania dobowych obciążeń w granicach: 100 – 50 – 100% mocy nominalnej w okresie 90% czasu trwania jednej kampanii reaktora³.

Możliwość redukcji mocy o 50% wskazuje, że reaktor posiada dostateczny zapas reaktywności, by przy odpowiedniej prędkości obniżania mocy nie dopuścić do maksymalnego zatrucia reaktora ksenonem, zwanego „jamą jodową”. Groziłoby to bowiem koniecznością kilkugodzinnego przerwania pracy EJ, odłączenia jej od SE i przełączenia zasilania potrzeb własnych na linię rezerwową.

Operatywny zapas reaktywności reaktorów lekkowodnych pozwala na nieprzerwaną eksploatację EJ przy pełnej mocy w ciągu 12 – 18 miesięcy. Po tym okresie elektrownia wymaga przeładunku paliwa: usunięcia wypalonego i dodania świeżego. To oznacza konieczność jej odstawienia na czas przeładunku i inspekcji, trwający (w zależności od jakości paliwa i rocznego

¹ Roczny czas wykorzystania mocy nominalnej jest wynikiem dzielenia wartości energii wyprodukowanej w ciągu roku przez wartość mocy nominalnej.

² <http://www.pse-operator.pl/index.php?dzid=80&did=23>

³ Czas , pozwalający na eksploatację EJ między dwoma przeładunkami paliwa.

czasu wykorzystania mocy) od 4 do 8 tygodni. Na ten okres w SE musi być przewidziana rezerwa mocy, by można było skompensować powstały ubytek.

Takie charakterystyki w amerykańskich i francuskich EJ są osiągnięte dzięki zasadniczym zmianom w systemach sterowania. Zamiast prętów regulacyjnych o silnej absorpcji neutronów, wykonanych na osnowie boru (zwanymi czarnymi), i sterowania za pomocą zmian koncentracji kwasu borowego w chłodziwie, stosuje się system mieszany, w którym ważną rolę odgrywają pręty tzw. szare (ang. *gray rods*) - o mniejszej zdolności pochłaniania neutronów - ze stopu srebra, indu i kadmu¹. Pozwalają na precyzyjniejszą regulację prędkości zmian reaktywności reaktora.

Trzeba wszakże podkreślić, że nadążna regulacja w funkcji zmian obciążenia EJ, z punktu widzenia ekonomicznego jest wielce niekorzystna, gdyż prowadzi do zmniejszania czasu wykorzystania mocy nominalnej.

Obok tego rodzaju ograniczenia w manewrowaniu EJ, występuje także inny, ważniejszy czynnik, z którym się należy liczyć przy planowaniu reżimu pracy. Dotyczy zjawiska, które się pojawia podczas wzajemnego oddziaływania między koszulką i pastylką paliwową. W literaturze anglojęzycznej nosi ono nazwę *pellet cladding interaction (PCI)*. Jest groźne, gdyż może spowodować uszkodzenie elementu paliwowego (rozerwanie koszulki) i w konsekwencji przedostanie się produktów reakcji rozszczepienia do chłodziwa.

Podczas pracy przy stałej mocy elementy paliwowe w postaci pastylek z dwutlenku uranu - zamknięte w cyrkalajowych koszulkach - wykazują wysoki stopień niezawodności. Natomiast w okresie eksploatacji przy zmiennej mocy, co jest wymagane w okresie pokrywania dobowego obciążenia SE, ich odporność na uszkodzenia gwałtownie spada. Rzecz w tym, że w zaistniałych warunkach mechaniczne współdziałanie paliwa (pastylki) i koszulki, mających różne współczynniki rozszerzalności cieplnej, może prowadzić do uszkodzenia elementu paliwowego. To właśnie zjawisko ogranicza możliwości manewrowe EJ z reaktorami typu PWR i stanowi najważniejszy czynnik przy określaniu jej zmiennych reżimów pracy.

Zjawisko PCI nie występuje w świeżych elementach paliwowych, ani przy pracy reaktora ze stałą mocą. Rozwój procesu uszkodzeń silnie zależy od składu gazu gromadzącego się w szczelinie między pastylką paliwową a koszulką. Przy wypaleniu paliwa ponad 40 MWd/kg następuje szybkie wydzielanie się gazowych produktów rozszczepienia, w szczególności jodu, ksenonu i kryptonu. Powoduje to spadek przewodności cieplnej wypełniającego szczelinę helu. W efekcie pojawia się wzrost temperatury paliwa i wzmożone korozyjne oddziaływanie gazów na materiał koszulki, a zwiększone ciśnienie gazów w szczelinie jeszcze bardziej osłabia ją mechanicznie.

¹ <https://www.ukap1000application.com/PDFDocs/Safety/UKP-GW-GL-026Rev2.pdf>

Czynniki te prowadzą do uszkodzenia elementu paliwowego. Z tego powodu zasady eksploatacji EJ określają dozwolone maksymalne szybkości przyrostu mocy liniowej w elemencie paliwowym, i jej pojedynczy skokowy przyrost¹.

LITERATURA

1. А. Н. Ведь, А. И. Мехед, К. М. Ефимова, В. О. Иокст (Государственный научно-технический центр по ядерной и радиационной безопасности): „Исследования влияния энергосистемы на стабильность и безопасность эксплуатации АЭС”, wyd. *Ядерна та радіоційна безпека* 2(46)2010
[http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Yarb/2010_2/Yad_Bezp%20\(46\)-2010_06_Ved.pdf](http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/Yarb/2010_2/Yad_Bezp%20(46)-2010_06_Ved.pdf)
2. CATA dla PSE–Operator S.A: Synchronizacja systemu
http://www.cata.eu.com/pl/files/Karty_4.pdf
3. Andrzej Kanicki: Systemy Elektroenergetyczne.
<http://www.bttautomatyka.pl/~lm/ssdservice/elektrotechnika/systemy/systemy%20roz.%201.pdf>
4. Ryszard Zajczyk: Regulacja częstotliwości i mocy w systemie elektroenergetycznym. Politechnika Gdańska 2002 r.;
http://www.elektrycy.cba.pl/nauka/elektroenergetyka/Regulacja_czestotliwosci_i_mocy_w_systemie_elektroenergetycznym.pdf
5. NUSAFE: Nuclear installation safety net
<http://www.iaea.org/ns/tutorials/regcontrol/intro/default.htm>
6. Interfacing Nuclear Power Plants with the Electric Grid: the Need for Reliability amid Complexity, IAEA 2011
http://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC53/GC53InfDocuments/English/gc53inf-3-att5_en.pdf
7. John H. Bickel: “Grid Stability and Safety Issues Associated with Nuclear Power Plants”, Evergreen Safety and Reliability Technologies; <http://nautilus.org/projects/asian-energy-security/second-workshop-on-power-grid-interconnection-in-northeast-asia/papers-and-presentations/BICKEL.ppt/view>
8. Matthew H. Brown, National Conference of State Legislatures Richard P. Sedano, The Regulatory Assistance Project National Council: “Electricity Transmission A Primer”, June 2004; <http://www.raponline.org/pubs/electricitytransmission.pdf>
9. H. Gładyś, R. Matła: Praca elektrowni w systemie elektroenergetycznym. WNT, Warszawa 1999
10. J. Kubowski: Nowoczesne elektrownie jądrowe. WNT, Warszawa 2009

¹ http://www.elektroenergetyka.pl/670/elektroenergetyka_nr_10_04_3.pdf