

Nuclear Power Plants in the National Power System

Author

Krzysztof Łowczowski

Keywords

nuclear power plant, power system, safety, control capacity

Abstract

The article presents the operational specifications of selected nuclear power plants and their power output systems. The cooperation of a nuclear power plant with the power system is presented in normal as well as disturbed states, e.g. a nuclear power plant's house load operation. In addition, global trends in energy safety of nuclear power plants and the power system are discussed. Measures to improve the National Power System's safety are pointed out to..

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2018206

Received: 13.04.2017

Accepted: 14.07.2017

Available online: 8.02.2019

1. Introduction

In Poland the Maria test reactor has been operated for many years, while there are no nuclear power units. However, it should be emphasized that from the point of view of the power system, nuclear power plants are similar to the coal and brown coal-fired ones, because in all of them the working medium is steam. In addition, the lack of domestic experience in the nuclear power generation can be compensated for by the efforts of organizations dealing with nuclear energy – e.g. IAEA, which provides numerous brochures and describes operational experience and procedures in countries where nuclear power plants operated. This paper aims to indicate the similarities and differences between coal and nuclear power plants and the international procedures and experiences of energy safety improvement.

2. Connection with the power system

Typical system of the power output from a nuclear power plant is shown in Fig. 1. The power output usually consists of a double-circuit overhead high voltage line [10]. Also, cable lines may be used to output power instead of overhead ones, which reduces the risk of a breakdown due to adverse weather conditions. Additional connections with the power system ensure supply of the plant's house load and safety systems. Nuclear power plant safety systems may be supplied from high and highest voltage grids, distribution grids, generator, independent switchgear powered by Diesel generators and from battery banks. In accordance with the in-depth defence principles, even in the absence of power supply a third or next generation power plant's safety

systems shall remain operable due to the contribution of passive systems driven by, for example, gravity. An additional protection for the plant itself may be, for example, its safety systems' automatic operation called the 30-minute rule. According to this rule, even in the absence of an operator response, the critical to safety systems are automatically activated after 30 minutes after the event occurrence [2].

Output powers of nuclear plants such as, for example, EPR and APR-1400 units, often exceed 1000 MW. The tendency to build large units also applies to coal units. The tendency is justified by economic consideration primarily, but it represents a big challenge for the transmission grid operator, who must consider the possibility of such a unit's outage and be able to ensure the power system's secure operation thereafter.

3. Cooperation with the power system

Nuclear power plants in the world, like coal-fired power plants, must meet the requirements of the transmission grid operator's requirements, so called *high voltage ride through* (HVRT), aimed at the prevention of generating units' disconnection in case of transient disturbances. The HVRT curve shown in Fig. 3 defines the time during which the power plant must be connected to the grid in case of voltage deviations. HVRT curves have different shapes depending on the power system operator's requirements. Transmission network operators require nuclear power plants' participation in voltage regulation, which is important due to nuclear power units' large sizes. Nuclear power plant controls should support the system also in disturbed states. The generator control system should be tuned to meet the transmission grid

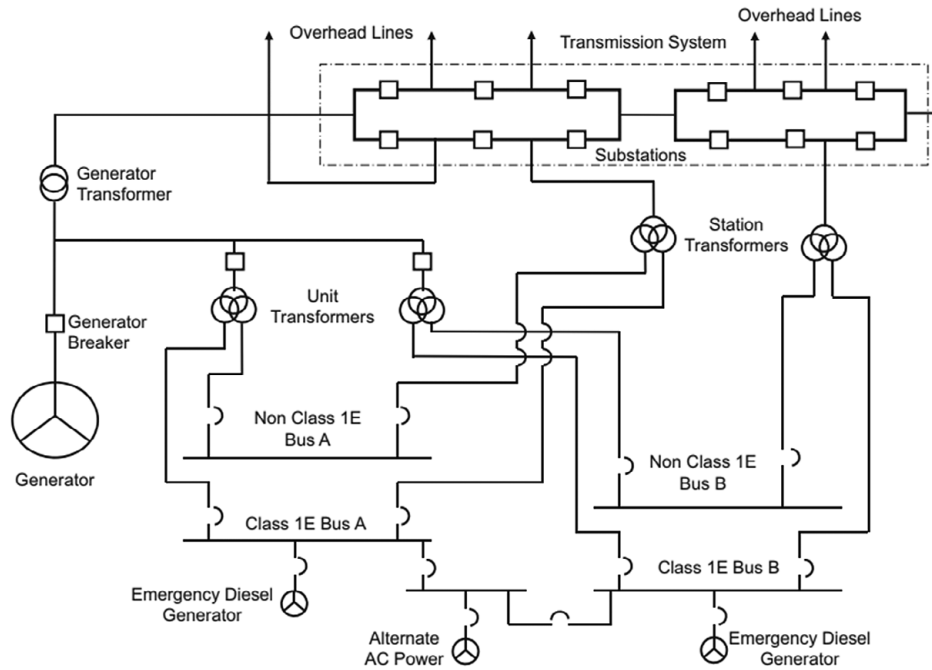


Fig. 1. Typical system of power output from nuclear power plant

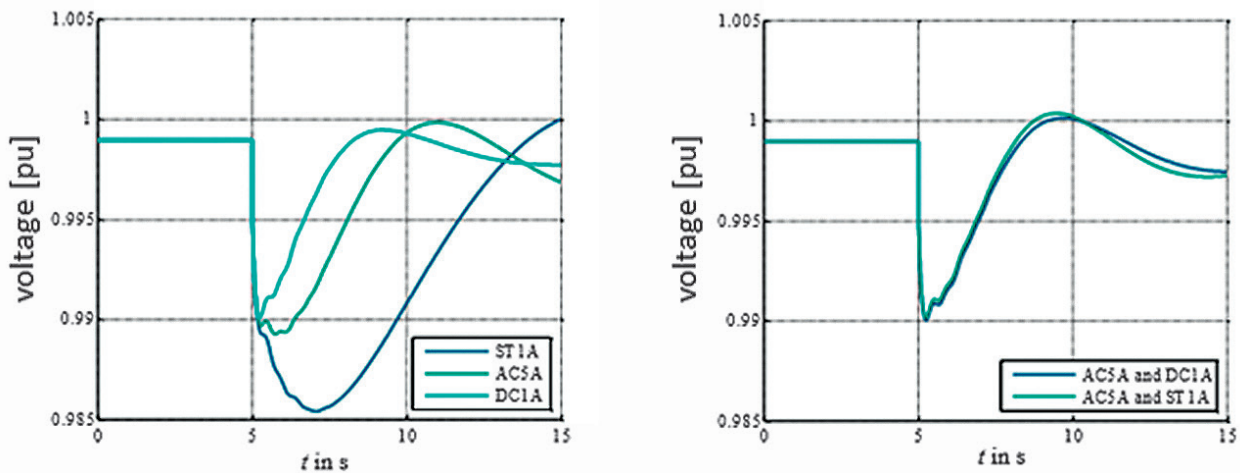


Fig. 2. Voltage waveform at outage of generating unit G08 in IEEE39 test grid for various excitation systems; one type of regulator (left side); two types of regulators at 50:50 ratio (right side)

operator requirements [28]. Interesting, however, are the analyses concerning the impact of the types of excitation systems installed in the system on the voltage recovery performed on IEEE39 test model [31]. As can be seen in Fig. 2, mutual interaction of the excitation systems can have a noticeable effect on the dynamic voltage deviation as well as on the voltage stabilization process.

Nuclear power plant must remain connected to the grid also in case of frequency deviations in the power system. Fig. 4 shows the area of nuclear power plant’s acceptable operation [10]. However, attention should be paid to the time limits of operation in the area of significant deviations from the nominal frequency due to the risk of damage to the turbine blades. Not only the allowable operating time during a specific disturbance state is relevant, but also the total operating time with a specific

frequency. The allowable operating time of turbines in China is shown in Tab. 1 [30, 32].

Frequency range	Aggregated operating time [min]	Operating time [s]
51.0–51.5	<30	<30
50.5–51.0	<180	<180
48.5–50.5	continuous operation	continuous operation
48.5–48.0	<300	<300
48.0–47.5	<60	<60
47.5–47.0	<10	<20
47.0–46.5	<2	<5

Tab. 1. Allowable operating time of turbines in China depending on frequency

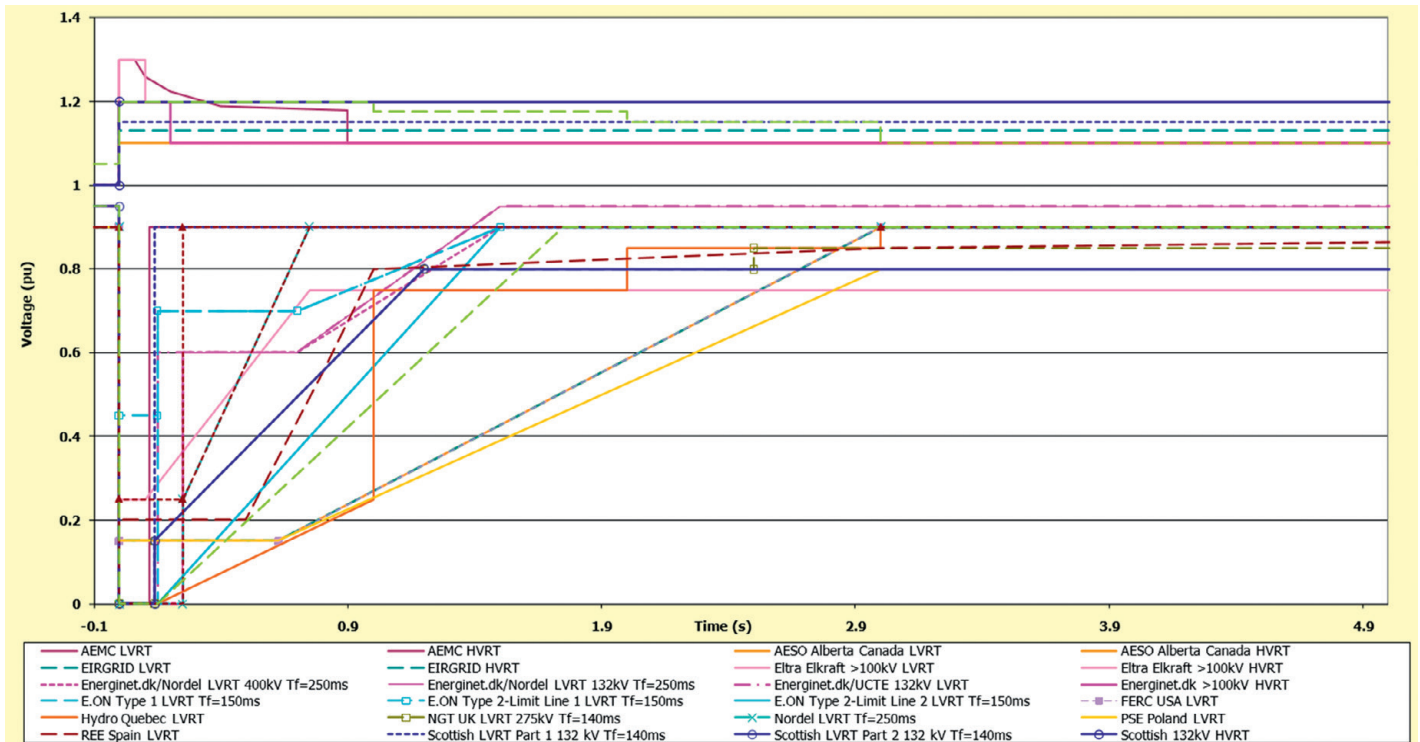


Fig. 3. HVRT curves used in various countries

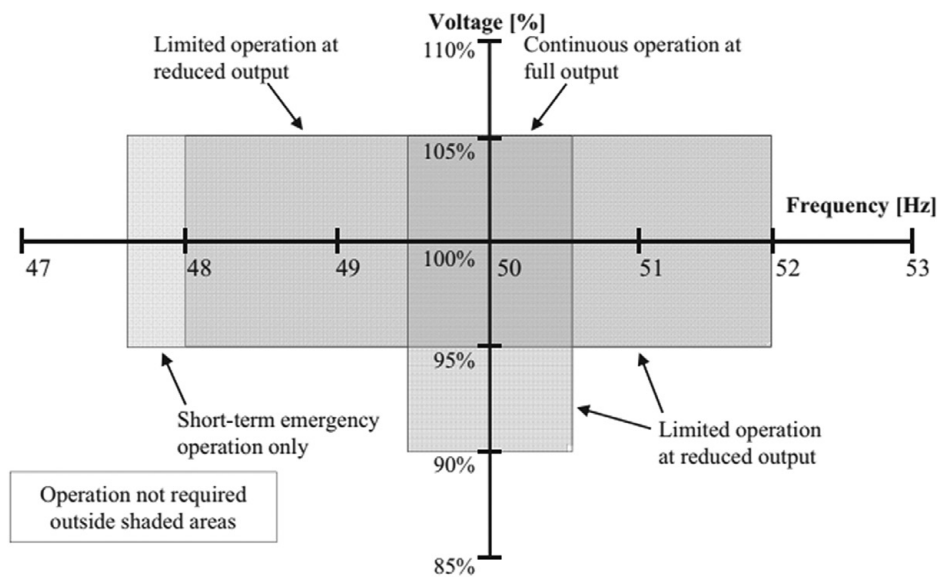


Fig. 4. Required power plant operation area

The HVRT curve is particularly important in the case of a nuclear power plant (NPP), because NPP synchronization with the grid is more difficult than that of a conventional generating unit, due to the nuclear processes [20]. As a consequence, a nuclear power plant can be reconnected to the system shortly after its outage, i.e. in practice within a few hours after the failure or after removing the reactor spiking elements, i.e. after a few days. Because of nuclear processes, a nuclear power plant's suitability to participate in the process of system recovery after a catastrophic failure is also limited.

Cases of system failures prompted EJ engineers to fit the power plants for house load operation. Such power plants are capable of quick re-synchronisation with the grid after disconnection and have an additional defence line to supply their house loads. The house load operation capacity is associated with some disadvantages, which include increased complexity of the control system and automatic protections, which compromises their reliability. Significant financial outlays are necessary for the installation of a generator switch and a larger condenser [6]. The AP1400 [9], ATMEA1 [14] and EPR [13] units are among these capable of house load operation. The AP1400 power plant can supply its

house load (3% P_n) for 4 hours with discharge of 55% of the turbine set's steam flow at its full load [9]. The house load operation can be extended with steam output for heating. An analysis of the use of a nuclear power plant to supply heat consumers in Polish conditions was presented in [24].

Another threat from the grid with a possible negative impact on the nuclear power plant, are overvoltages and atmospheric discharges. Therefore, it is necessary to apply appropriate surge protection means in the power output system, as well as within the power plant itself, with particular attention to 1E category devices, which include, among others, generator protections [2].

4. Nuclear power plant control capacity

Nuclear power plant can reduce its output power to compensate daily load changes. Power plants involved in load regulation can be divided into compensating planned daily load changes and unplanned load changes. Nuclear power plant's output reduction at the night valley time has a positive effect on the power system's stability [19]. NPP's control capacity allows for the compensation of daily load changes, including the so-called light and deep load changes. Light load change is an output power change in the range of 60–100% P_n at the rate of 5% P_n/min , while a deep change's range is 25–60% and rate is 2.5% P_n/min (over 80% of the fuel cycle duration). Further fuel burnout of reduces the power change rate. NPP can also participate in the primary regulation at rates up to 1% P_n/s in $\pm 2,5\%$ P_n range. NPP also has a power reserve enabling its participation in the secondary regulation. The reserve is $\pm 4.5\%$ of P_n for the output changing from the technical minimum to 60% P_n at 1% P_n/min rate. For output changes in the range of 60–100% P_n , the reserve is $\pm 10\%$ P_n , and the change rate reaches 2% P_n/min . Nuclear power plants are capable of emergency power control at rates up to $\pm 20\%$ P_n/min , with which they can participate in the power system's defence in the event of its serious disturbance [1], which can be used in a power system defence algorithm [14].

5. Analysis of power system disturbance impact on nuclear power plants

For training nuclear unit operators, special simulators have been developed, which accurately represent the power unit operation. Unfortunately, they are too complicated to be used to analyse disturbance states in the power system. Work is still under way to

build models for analysing the NPP/power system cooperation. A model developed in China allows the analysis of disturbance states defined as short (a few seconds to 30 s), medium (30 s to 30 min) and long (30 min to several hours) [30]. The model allows to consider the reactor performance during the simulation, which is an unquestionable advantage compared to models based on the simplifying assumption of constant pressure and temperature, or those using simplified heat sources [15]. The simplified models, however, can be used at the stage of preliminary analyses where no detailed data are available. After selecting a nuclear power plant, the manufacturer should provide the exact model, and dynamic state tests should be repeated.

Nuclear power plant manufacturers provide the sets of protections necessary for the plant operation. An example may be the protection provided along with the generator, e.g. the excitation system, overcurrent, converter system, overvoltage, and other protections [29]. Nuclear power plant protections include: over-speed detection system, V/Hz protection, excitation system protection, undervoltage protection, over- and under-frequency protection, thermal protection, neutron flux control, reactor cooling cycle control, and with power swing related protections. As can be noticed the automatic protections used in nuclear power plants are similar to those used in conventional power plants [30].

The Fukushima nuclear power plant's failure has proved the nuclear plant safety systems' weakness and has contributed to the introduction of additional solutions to ensure nuclear power plants' proper operation. Attention was paid to the need to analyse the power grid operation in order to make decisions on possible disconnection of the power plant auxiliaries' supply from the power system. Operational experiences testified to the need for dynamic state analyses [16]. When analysing a power plant's operational safety, attention should be paid not only to the power output system, but also to all other devices and power lines on the plant's site [8]. In order to assess a power grid disturbance's impact on a nuclear power plant's on-site distribution system, the following procedure has been proposed [27]:

- collection of data needed for short-circuit calculations and data needed for simulation of dynamic states, information on the safety system, details of motors and transformers
- development of the system's model
- definition of synthetic disturbance profiles (Fig. 5) and blackout scenarios

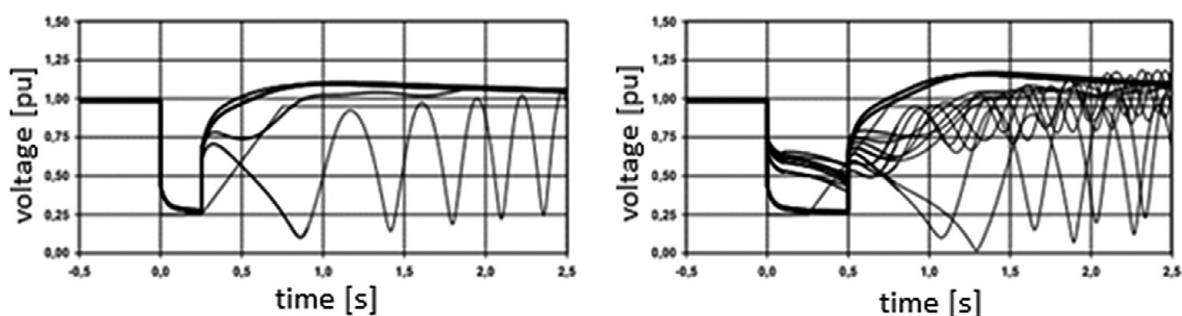


Fig. 5. Various events represented by aggregate disturbance profiles; short-circuit in line (left side); short circuit on buses (right side)

- simulations for the defined disturbance states
- analysis of disturbance impacts on power plant auxiliaries
- verification of device immunity.

In the world, also real objects have been tested. In South Korea, a test was carried involved opening the unit switch while the power plant generated 100% of the rated power [26]. The tests confirmed the automatic controls' effective performance and the plant's smooth transition to house load operation. The reactor's output power measured at the test is compared with that calculated by the model in Fig. 6.

Especially valuable are cause and effect analyses of failures in real objects [17]. International experiences testify to the need to analyse developmental disturbances, which can be very dangerous, as shown by an event in Israel, where a short-circuit triggered an avalanche of events that almost resulted in a blackout [3].

6. Nuclear power plant's impact on the power system

Data presented in Fig. 7 refer to currently operated second-generation PWR power plants. Analysis of the data shows that in French power plants ca. 20% of the unscheduled downtime is due to the generator's and/or auxiliaries' failure (over 70%), and the remaining failures (less than 30%) are due to a disturbance

in the power system. Most failures of the second-generation nuclear power plants currently operated in France have been attributed to the power plants' on-site devices and systems. Average annual downtime of the power plants operated in France is close to 500 hours per year. It should be noted, however, that nuclear power plants of the third and 3+ generations are more reliable, and their manufacturers declare their availability indices over 0.9. One way to improve the reliability is to reduce the number of power plant components, e.g. 50% less safety valves, 35% less pumps and/or 70% less cables [25]. The reliability has been improved also through the use of components from recognized manufacturers and certified vendors [14].

Commercially available light-water third generation nuclear power plants include: AP600, AP1000, and 80+ PWR system developed by Westinghouse, APWR co-developed by Westinghouse and Mitsubishi, EPR developed in Europe, VVER in Russia, APR-1400 in Korea/Japan, KSNP in Korea, AC/600/1000 in China, ESBWR in the USA, SWR1000 in Germany and BWR90+ in Sweden [5, 11]. Out of these many different units the one most suitable for the needs of the National Power System may be selected. In order to limit the risk of failure, it is necessary to properly manage grid assets and to analyse failures in the power system and in the power plant [27, 28]. Of special concern is equipment

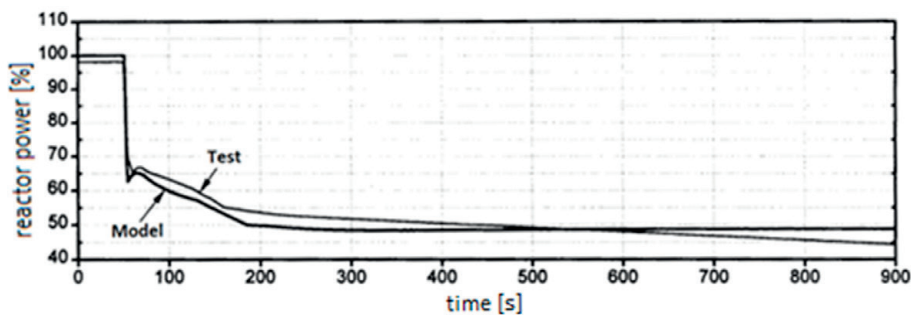
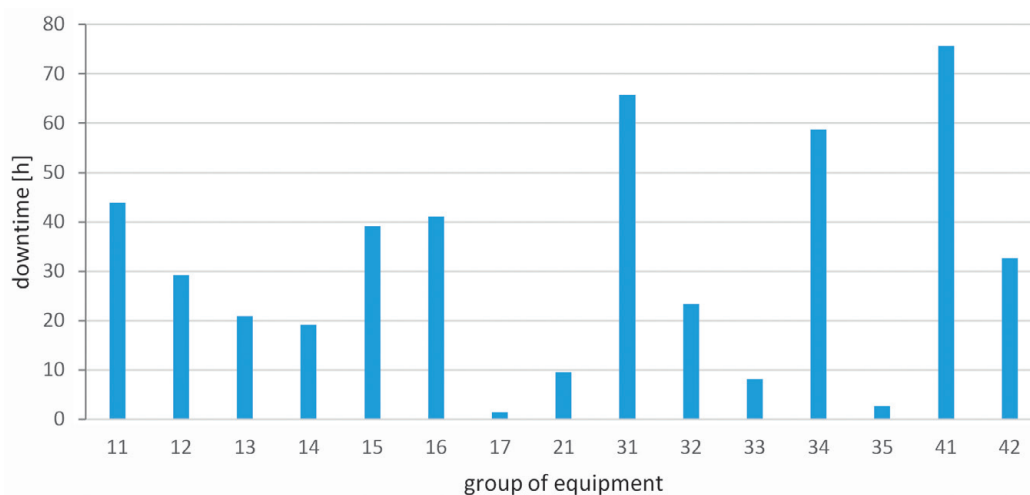


Fig. 6. Reactor output power as a function of time at the grid experiment in South Korea



Marks on x-axis: 11 – reactor and its instrumentation, 12 – reactor's measurement and control systems (I&C), 13 – reactor's auxiliary systems, 14 – safety systems, 15 – reactor cooling systems, 16 – steam generating systems, 17 – I&C safety systems (excl. nuclear reactor's I&C systems), 21 – fuel replacement and storage systems, 31 – turbine and auxiliaries, 32 – feed water and main system steam, 33 – water circuit, 34 – group, which includes: compressed air systems, gas storage systems, water treatment system, auxiliary steam equipment, ventilation in areas not affected by radiation, cooling water system, communication systems, drainage systems, 35 – other I&C systems, 41 – generator system, 42 – house load power supply and power output system

Fig. 7. Failure rates of power plant operated in France; according to [12]

redundancy, e.g. in Leibstadt power plant in Switzerland 1-phase power transformers are actually operated, while the fourth one is in reserve [29].

Nuclear power plants can be cooled similarly to those coal-fired by a condenser, seawater and cooling towers, which makes them capable of the electricity generation in case of adverse weather conditions, e.g. heat [6].

7. Summary

The paper presents selected parameters and properties of nuclear power plants relevant from the point of view of the power system operation. Global trends in improving energy safety are presented and solutions to improve the National Power System's safety are pointed out to. Some nuclear power plant performance improving measures are universal and can be employed to improve the efficiency of conventional units' operation. In the author's opinion, the 3+ generation nuclear power plants are technologically mature sources that positively affects the power system in its normal as well as disturbed states.

REFERENCES

1. AEN NEA, Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants, 2011.
2. Analysgrupp at Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB (KSU), The Forsmark incident 25th July 2006, 2006.
3. Aronovich I., Coping with winter night cascade disturbance in Israel, 2016.
4. CIGRE WG B3.12, Obtaining Value from On-Line Substation Condition Monitoring, 2011.
5. Comsan M., Status of development of nuclear power reactor development, Egypt 2007.
6. DIDEYSYS Task Group Report, Defence in Depth of Electrical Systems and Grid Interaction, 2009.
7. IAEA Nuclear Energy Series, Accident Monitoring Systems for Nuclear Power Plants, 2015.
8. IAEA Safety Standards, Design of Electrical Power Systems for Nuclear Power Plants, 2016.
9. IAEA, Advanced Power Reactor 1400 MWe (APR1400), 2011.
10. IAEA, Electric Grid Reliability and Interface with Nuclear Power Plants, 2012.
11. IAEA, Nuclear Power Plant Design Characteristics, Structure of Nuclear Power Plant Design Characteristics in the IAEA Power Reactor Information System (PRIS), 2007.
12. IAEA, Operating Experience with NPP, 2016.
13. IAEA, Status report 78 – The Evolutionary Power Reactor (EPR), 2011.
14. IAEA, Status report 99 – ATMEA1 (ATMEA1), 2011.
15. IEEE Task Force on Turbine-Governor Modelling, Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, 2013.
16. Jönsson J. et al., "Standard Procedure for Grid Interaction Analysis", Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA), 2015.
17. Lamell P., "Electrical Dynamic Simulation Activities in Forsmark NPP", Paris 2014.
18. Leibstadt, Leibstadt Nuclear Power Plant – Technical Description, 2011.
19. Łowczowski K., "Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście budowy elektrowni jądrowej w Polsce" [Energy safety in the context of the construction of a nuclear power plant in Poland], Poznań 2016.
20. Łowczowski K., "Nuclear Power Plant in the context of Polish Power System", Saclay, 2014.
21. OECD, CSNI Technical Opinion Papers, No. 16 Defence in Depth of Electrical Systems, 2013.
22. Oziemblewski K., Opala K., "Stabilność statyczna systemów elektroenergetycznych (SEE). Kołysania mocy" [Static stability of power systems. Power swings], *Energetyka*, No. 10, 2015.
23. Piore I., Kirillov P., "Current status of electricity generation at nuclear power plants, Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments", 2013.
24. Reński A. et al., "Nuclear Co-generation – The Analysis of Technical Capabilities and Cost Estimates", *Acta Energetica*, No. 3/28, 2016.
25. Schulz T.L., AP1000 Nuclear Power Plant, 2008.
26. Sohn S.W. et al., "Evaluation of Load Rejection to House Load Test at 100% Power for UCN 3", Proceedings of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting, Seoul Korea 1998.
27. Svensson B., Lindahl S., Karlsson D., "Standard Procedure for Grid Interaction Analysis", Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA), 2015.
28. Tuscano S., "Automatic Voltage Regulator and Power System Stabilizer Type Tests for Russian Certification", Orlando, 2012.
29. Westinghouse, 10. Steam and Power Conversion System, AP1000 Design Control Document, revision 19.
30. Wu G. et al., "Interaction and Coordination among Nuclear Power Plants, Power Grids and Their Protection Systems", *Energies*, No. 9(4), 2016.
31. Zimmer H., Asmah M.W., Hanson J., "Influences of Excitation Systems on the Dynamic Voltage Behavior of Power System", 2015.
32. Prabakaran S., Pradeep G., "A Study on Turbine Blade Fatigue Protection", Guwahati, India, 2014.

Krzysztof Łowczowski

Poznań University of Technology, The Electrical Engineering Department
e-mail: krzysztof.lowczowski@put.poznan.pl

Graduated from first-grade studies in power engineering at Poznan University of Technology (2013), then he began second-degree studies at the same university. As part of the Erasmus program, he studied for a year at a German technical university in Aachen – RWTH Aachen. In 2014 he obtained his master's degree. During and after the studies, he participated in many internships and worked at an engineering office. Since 2015 an assistant researcher/lecturer at Poznan University of Technology. Has completed two-month's training in nuclear power engineering in France organized by the Ministry of Science and Higher Education. His research interests include the quality of electricity, reliability of power supply, and energy safety.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 70–75. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Elektrownie jądrowe w polskim systemie elektroenergetycznym

Autor

Krzysztof Łowczowski

Słowa kluczowe

elektrownia jądrowa, system elektroenergetyczny, bezpieczeństwo, zdolności regulacyjne

Streszczenie

W artykule przedstawiono parametry ruchowe wybranych elektrowni jądrowych oraz układ wyprowadzania mocy z elektrowni jądrowej. Przedstawiono współpracę elektrowni jądrowych z systemem elektroenergetycznym w stanie normalnym, jak również w stanie zakłóceniovym, np. pracę elektrowni jądrowej na potrzeby własne. Ponadto omówiono światowe trendy w zakresie bezpieczeństwa energetycznego elektrowni jądrowych oraz systemu elektroenergetycznego. Zwrócono uwagę na działania mogące poprawić bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Data wpływu do redakcji: 13.04.2017

Data akceptacji artykułu: 14.07.2017

Data publikacji online: 8.02.2019

1. Wprowadzenie

Od wielu lat w Polsce eksploatowany jest reaktor badawczy Maria, natomiast w kraju nie ma jądrowych bloków energetycznych. Należy jednak podkreślić, że z punktu widzenia systemu elektrycznego elektrownie jądrowe są podobne do elektrowni opalanych węglem kamiennym oraz brunatnym, ponieważ we wszystkich przypadkach czynnikiem roboczym jest para wodna. Ponadto brak doświadczeń krajowych w zakresie energetyki jądrowej można skompensować dzięki staraniom organizacji zajmujących się energetyką jądrową – np. IAEA, która udostępnia liczne broszury oraz opisuje doświadczenia eksploatacyjne oraz procedury w krajach eksploatujących elektrownie jądrowe. Artykuł ma na celu wskazanie podobieństw oraz różnic między elektrowniami węglowymi a jądrowymi oraz wskazanie procedur i doświadczeń międzynarodowych mających na celu poprawę bezpieczeństwa energetycznego.

2. Połączenie z systemem elektroenergetycznym

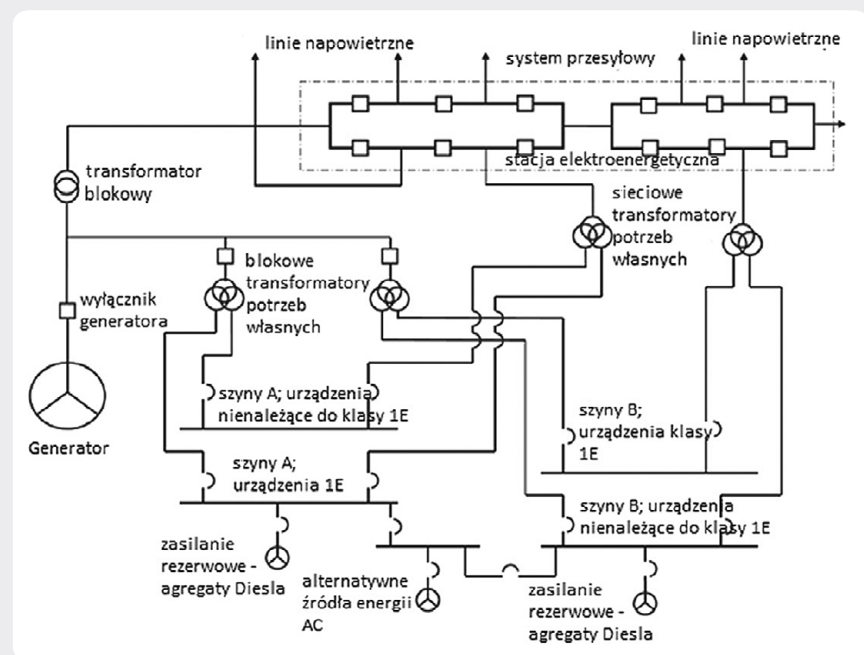
Typowy układ wyprowadzania mocy z elektrowni jądrowej został przedstawiony na rys. 1. Układ wyprowadzania mocy składa się zazwyczaj z dwutorowej linii napowietrznej najwyższego napięcia [10]. W układzie wyprowadzania mocy możliwe jest również stosowanie linii kablowych zamiast napowietrznych, co ogranicza ryzyko awarii spowodowanych wystąpieniem niekorzystnych warunków atmosferycznych. Dodatkowe połączenia z systemem elektroenergetycznym zapewniają zasilanie potrzeb własnych elektrowni i systemów bezpieczeństwa. Systemy bezpieczeństwa elektrowni jądrowej mogą być zasilane z sieci dystrybucyjnych, z energii wytwarzanej przez generator, z niezależnych rozdzielni zasilanych przez generatory Diesla oraz przez baterie akumulatorów. Zgodnie z zasadami głębokiej ochrony, nawet w przypadku braku energii elektrycznej systemu bezpieczeństwa elektrowni III generacji oraz

kolejnych generacji są w stanie poprawnie funkcjonować dzięki wykorzystaniu układów pasywnych stosujących do działania np. grawitację. Dodatkowym zabezpieczeniem samej elektrowni może być np. automatyczne działanie systemów bezpieczeństwa zwane regułą 30 minut. Zgodnie z tą regułą, nawet w przypadku braku reakcji operatora, po 30 minutach od wystąpienia zdarzenia krytycznego dla bezpieczeństwa systemy są uruchamiane automatycznie [2]. Moc elektrowni jądrowych często przekracza 1000 MW, jako przykład można wymienić jednostki EPR lub APR-1400. Tendencja budowy dużych jednostek dotyczy również jednostek węglowych. Budowa dużych jednostek uzasadniona jest przede wszystkim względami ekonomicznymi, ale

stanowi duże wyzwanie dla operatora sieci przesyłowej, ponieważ operator musi brać pod uwagę możliwość utraty jednostki wytwórczej i być w stanie zagwarantować bezpieczną pracę systemu elektroenergetycznego po utracie jednostki.

3. Współpraca z systemem elektroenergetycznym

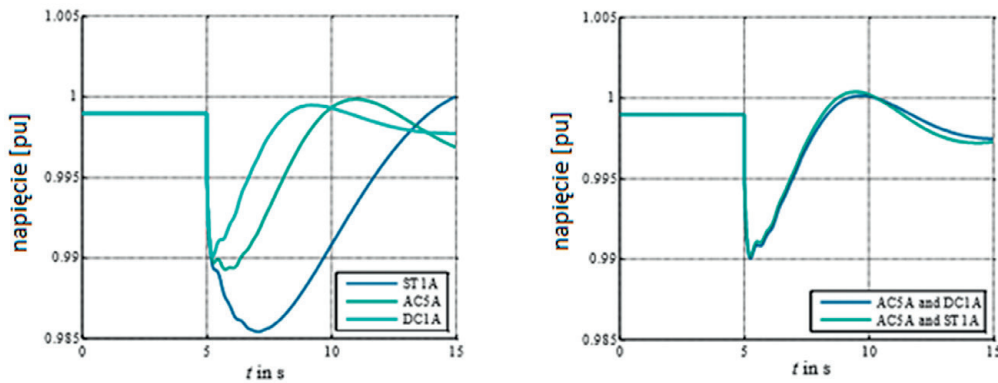
Elektrownie jądrowe na świecie, podobnie jak elektrownie węglowe, muszą spełnić wymagania operatora sieci przesyłowej HVRT (ang. *high voltage ride through*), co ma na celu zapobieganie odłączania jednostek wytwórczych w przypadku wystąpienia przemijających zakłóceń. Krzywa HVRT przedstawiona na rys. 3 określa czas, przez jaki elektrownia musi zostać przyłączona



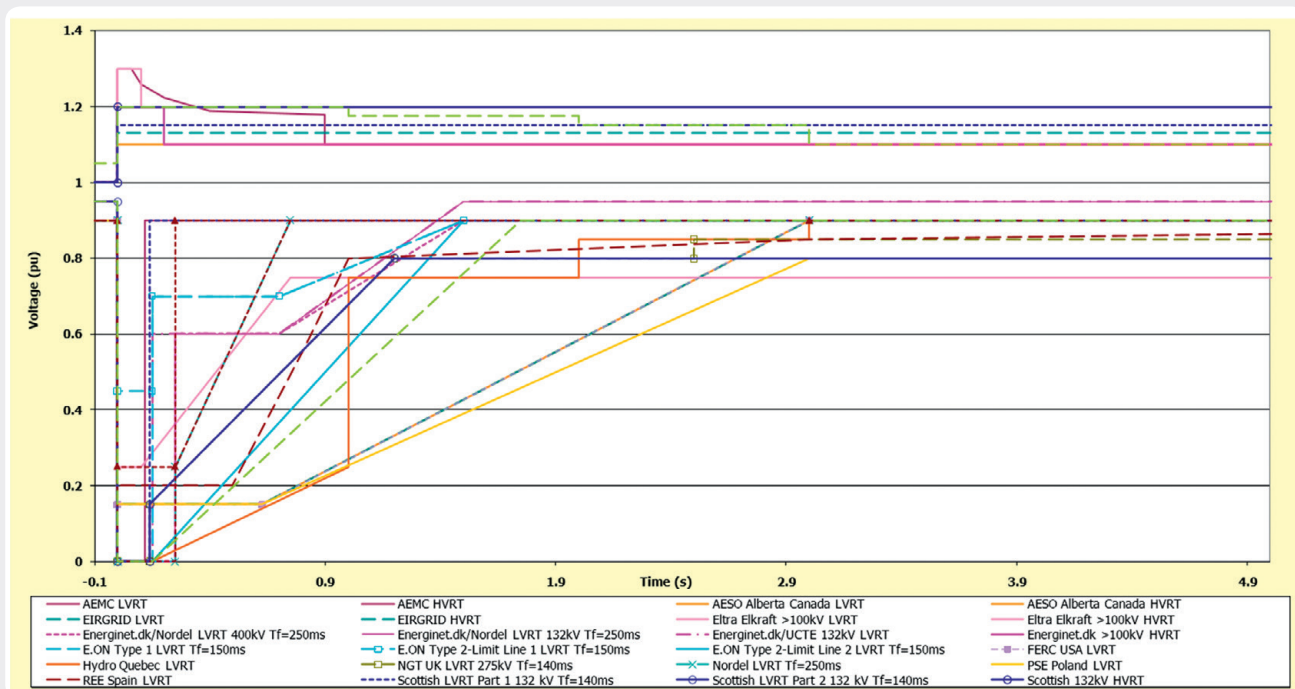
Rys. 1. Typowy układ wyprowadzania mocy z elektrowni jądrowej

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 70–75. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Przebieg napięcia w przypadku utraty jednostki wytwórczej G08 w sieci testowej IEEE39 dla różnych układów wzbudzenia; jeden rodzaj regulatora (lewa strona); dwa rodzaje regulatorów w proporcji 50:50 (prawa strona)



Rys. 3. Krzywe HVRT stosowane w różnych krajach

do sieci w przypadku wystąpienia odchylenia napięcia. Krzywe HVRT mają różne kształty w zależności od wymagań operatora systemu elektroenergetycznego.

Operatorzy sieci przesyłowych wymagają od elektrowni jądrowych udziału w regulacji napięcia, co jest istotne ze względu na duży rozmiar bloków jądrowych. Układy regulacji elektrowni jądrowej powinny wspierać system również w stanach zakłóceń. Układ regulacji generatora należy dobrać do celu spełnienia wymagań operatora sieci przesyłowej [28]. Interesujące są natomiast analizy dotyczące wpływu rodzaju układów wzbudzenia zainstalowanych w systemie na odbudowę napięcia przeprowadzone na modelu testowym IEEE39 [31]. Jak można zaobserwować na rys. 2, wzajemna interakcja układów wzbudzenia może mieć zauważalny wpływ na dynamiczną odchyłkę

napięcia, jak również na proces stabilizacji napięcia.

Elektrownia jądrowa musi pozostać przyłączona do sieci również w przypadku wystąpienia odchylenia częstotliwości w systemie

elektroenergetycznym. Na rys. 4 przedstawiono obszar dopuszczalnej pracy elektrowni jądrowej [10]. Należy jednak zwrócić uwagę na ograniczenia czasowe pracy w obszarze znaczących odchylen

Zakres częstotliwości	Sumaryczny czas pracy [min]	Czas pracy [s]
51,0–51,5	<30	<30
50,5–51,0	<180	<180
48,5–50,5	praca ciągła	praca ciągła
48,5–48,0	<300	<300
48,0–47,5	<60	<60
47,5–47,0	<10	<20
47,0–46,5	<2	<5

Tab. 1. Dopuszczalny czas pracy turbin w Chinach w zależności od częstotliwości

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 70–75. When referring to the article please refer to the original text.

PL

od częstotliwości nominalnej ze względu na ryzyko uszkodzenia łopatek turbiny. Istotny jest nie tylko dopuszczalny czas pracy podczas konkretnego stanu zakłócenieniowego, ale również sumaryczny czas pracy z daną częstotliwością. Dopuszczalny czas pracy turbin w Chinach przedstawiono w tab. 1 [30, 32].

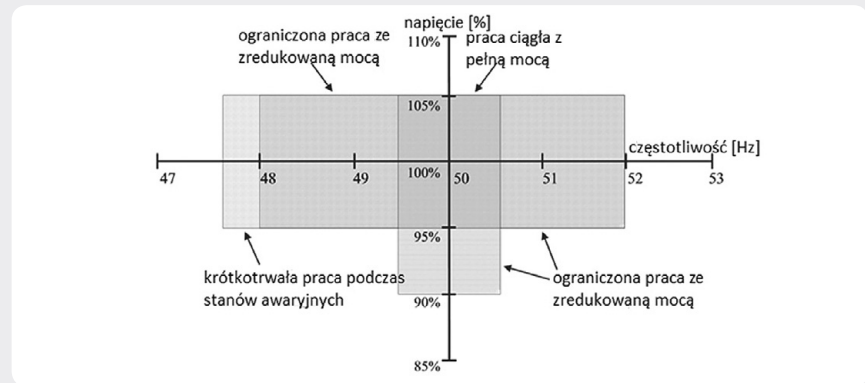
Krzywa HVRT ma szczególnie istotne znaczenie w przypadku elektrowni jądrowej (EJ), ponieważ synchronizacja EJ z siecią jest trudniejsza niż w przypadku synchronizacji konwencjonalnej jednostki wytwórczej, za co odpowiedzialne są procesy jądrowe [20]. W konsekwencji elektrownię jądrową można włączyć do systemu krótko po wyłączeniu, czyli w praktyce w ciągu kilku godzin po awarii lub po usunięciu pierwiastków zatrujących reaktor, czyli po kilku dniach. Na skutek procesów jądrowych ograniczona jest również możliwość udziału elektrowni jądrowych w procesie odbudowy systemu po wystąpieniu awarii katastrofalnych.

Przypadki awarii systemowych skłoniły konstruktorów EJ do przystosowania elektrowni do pracy na potrzeby własne. Elektrownie takie mają możliwość szybkiej ponownej synchronizacji z siecią po odłączeniu oraz dodatkową linię obrony służącą do zasilania potrzeb własnych. Możliwość pracy na potrzeby własne wiąże się z pewnymi wadami, do których zalicza się wzrost skomplikowania układu sterowania oraz automatyki zabezpieczeniowej, przez co niezawodność układów maleje. Konieczne są znaczne nakłady finansowe związane z instalacją wyłącznika generatora oraz większego skraplacza [6]. Możliwość pracy na potrzeby własne mają między innymi następujące konstrukcje AP1400 [9], ATMEA1 [14] lub EPR [13]. Elektrownia AP1400 może pracować na potrzeby własne (3% Pn) przez 4 godziny i zrzuć 55% pary płynącej przez turbozespoł podczas obciążenia turbozespołu pełną mocą [9]. Zwiększenie czasu pracy na potrzeby własne byłoby możliwe w przypadku poboru pary do celów ciepłowniczych. Analizę wykorzystania elektrowni jądrowej do zasilania odbiorców ciepła w warunkach polskich przedstawiono w [24].

Innym zagrożeniem płynącym z sieci, mogącym mieć negatywny wpływ na elektrownię jądrową, są przepięcia i wyładowania atmosferyczne. W związku z tym konieczne jest stosowanie odpowiednich środków ochrony przepięciowej w układzie wyprowadzania mocy, jak również na terenie samej elektrowni, przy czym szczególną uwagę należy zwrócić na urządzenia kategorii 1E, do których zalicza się m.in. zabezpieczenia generatora [2].

4. Zdolności regulacyjne elektrowni jądrowych

Elektrownie jądrowe mogą redukować moc w celu pokrywania dobowych zmian obciążenia. Elektrownie uczestniczące w regulacji obciążenia można podzielić na elektrownie uczestniczące w pokrywaniu planowych dobowych zmian obciążenia i elektrownie pokrywające nieplanowane zmiany obciążenia. Redukcja mocy elektrowni jądrowej podczas doliny nocnej pozytywnie wpływa na stabilność systemu



Rys. 4. Wymagany obszar pracy elektrowni

elektroenergetycznego [19]. Zdolności regulacyjne elektrowni EPR pozwalają na pokrywanie dobowych zmian obciążenia, przy czym wyróżnia się tzw. lekkie i głębokie pokrywanie zmian obciążenia. Jako lekkie zmiany obciążenia opisuje się zmiany mocy w zakresie 60–100% Pn z prędkością 5% Pn/min, a głębokie w zakresie 25–60% z prędkością 2,5% Pn/min (przez 80% czasu trwania cyklu paliwowego). Dalsze wypalenie paliwa powoduje ograniczenie prędkości zmian mocy. Elektrownia EPR może również uczestniczyć w regulacji pierwotnej z prędkością dochodzącą do 1% Pn/s w zakresie $\pm 2,5$ % Pn. EPR ma również rezerwę mocy pozwalającą na uczestnictwo w regulacji wtórnej. Rezerwa wynosi $\pm 4,5$ % Pn, jeżeli moc generowana znajduje się w zakresie od minimum technicznego do 60% Pn z prędkością 1% Pn/min. W przypadku, gdy moc generowana znajduje się w zakresie 60–100% Pn, rezerwa wynosi ± 10 % Pn, a szybkość zmian dochodzi do 2% Pn/min. Elektrownie jądrowe mają możliwość awaryjnej regulacji mocy z prędkością dochodzącą do ± 20 % min, dzięki czemu mają możliwość udziału w obronie systemu elektroenergetycznego w przypadku wystąpienia poważnych zaburzeń w systemie elektroenergetycznym [1], co można wykorzystać w algorytmie obrony KSE [14].

5. Analiza wpływu zakłóceń w systemie elektroenergetycznym na elektrownie jądrowe

Na potrzeby szkolenia operatorów bloków jądrowych powstały specjalne symulatory, które dokładnie odwzorowują działanie bloku energetycznego. Symulatory te są, niestety, zbyt skomplikowane, aby można było je wykorzystać do analizy stanów zakłócenieniowych w systemie elektroenergetycznym. Obecnie wciąż trwają prace nad budową modeli służących do analizy współpracy EJ z systemem elektroenergetycznym. Model opracowany w Chinach pozwala na analizę stanów zakłócenieniowych określanych jako krótkie (kilka sekund do 30 s), średnie (30 s do 30 min) oraz długie (30 min do kilku godzin) [30]. Model pozwala na uwzględnienie zachowania reaktora w okresie symulacji, co jest niewątpliwą zaletą w porównaniu z modelami opartymi na założeniu upraszczającym, zgodnie z którym ciśnienie i temperatura są stałe, lub

modelami wykorzystującymi uproszczone źródła ciepła [15]. Uproszczone modele mogą być natomiast wykorzystywane na etapie wstępnych analiz, gdy brak szczegółowych danych. Po wyborze elektrowni jądrowej producent powinien przekazać dokładny model, a badania stanów dynamicznych należy powtórzyć.

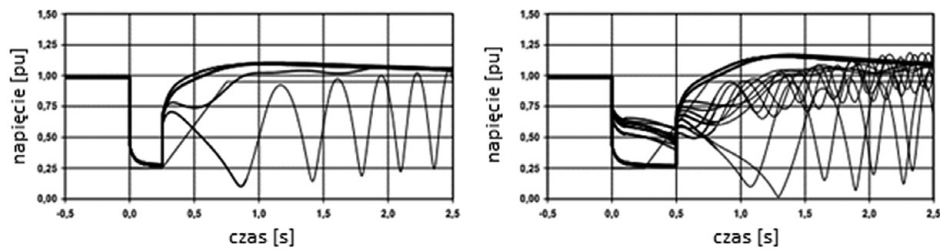
Producenci elektrowni jądrowych dostarczają zestawy zabezpieczeń niezbędnych do funkcjonowania elektrowni. Jako przykład można przywołać zabezpieczenia dostarczane razem z generatorem, np. zabezpieczenia układu wzbudzenia, zabezpieczenia nadprądowe, zabezpieczenia nadnapięciowe i inne [29]. Do zabezpieczeń elektrowni jądrowych zalicza się: system detekcji nadobrotów, zabezpieczenie V/Hertz, zabezpieczenie układu wzbudzenia, zabezpieczenie podnapięciowe, zabezpieczenie nad- i podczęstotliwościowe, zabezpieczenia termiczne, kontrolę strumienia neutronów, kontrolę obiegu chłodzenia reaktora oraz zabezpieczenia związane z kołysaniami mocy. Jak można zauważyć, elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa stosowana w elektrowniach jądrowych jest podobna do automatyki zabezpieczeniowej stosowanej w elektrowniach konwencjonalnych [30].

Awaria elektrowni jądrowej Fukushima dowiodła słabości systemów bezpieczeństwa elektrowni jądrowych i przyczyniła się do wprowadzenia dodatkowych rozwiązań, mających zapewnić prawidłowe funkcjonowanie elektrowni jądrowych. Zwrócono uwagę na konieczność analizy pracy sieci elektroenergetycznej w celu podejmowania decyzji o ewentualnym odłączeniu od systemu zasilania potrzeb własnych elektrowni. Doświadczenia eksploatacyjne wskazały na konieczność wykonywania analiz stanów dynamicznych [16]. Podczas analizy bezpieczeństwa pracy elektrowni należy zwrócić uwagę nie tylko na układ wyprowadzania mocy, ale również na wszystkie inne urządzenia i linie elektroenergetyczne znajdujące się na terenie elektrowni [8]. W celu oceny oddziaływania zakłóceń występujących w sieci elektroenergetycznej na instalacje rozdzielcze znajdujące się na terenie elektrowni jądrowej zaproponowano następującą procedurę [27]:

- zbieranie danych potrzebnych do obliczeń zwarciovych oraz danych potrzebnych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 70–75. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 5. Różne zdarzenia reprezentowane przez syntetyczne profile zakłóceń; zwarcie w linii (lewa strona); zwarcie na szynach (prawa strona)

do przeprowadzenia symulacji stanów dynamicznych, informacje na temat systemu zabezpieczeń, dane na temat silników i transformatorów

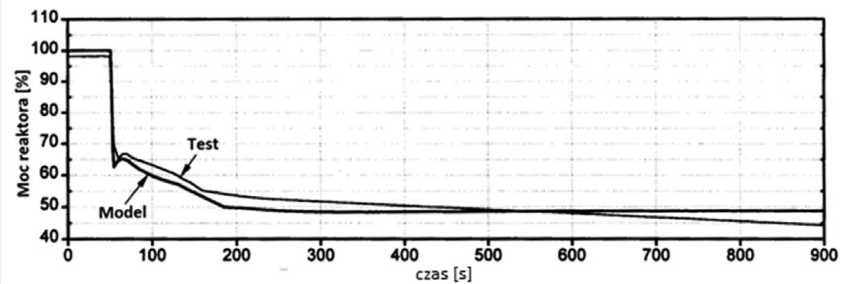
- opracowanie modelu systemu
- zdefiniowanie syntetycznych profili zakłóceń (rys. 5) oraz scenariuszy *blackoutów*
- wykonanie symulacji dla zdefiniowanych stanów zakłóceń
- analiza wpływu zakłóceń na urządzenia pomocnicze elektrowni
- weryfikacja odporności urządzeń.

Na świecie przeprowadzono również testy na rzeczywistych obiektach. W Korei Południowej przeprowadzono test polegający na otwarciu wyłącznika blokowego, podczas gdy elektrownia generowała 100% mocy znamionowej [26]. Testy potwierdziły skuteczność działania układów automatyki i prawidłowe przejście elektrowni na potrzeby własne. Porównanie mocy reaktora zmierzonej podczas testu oraz mocy obliczonej przez model przedstawiono na rys. 6.

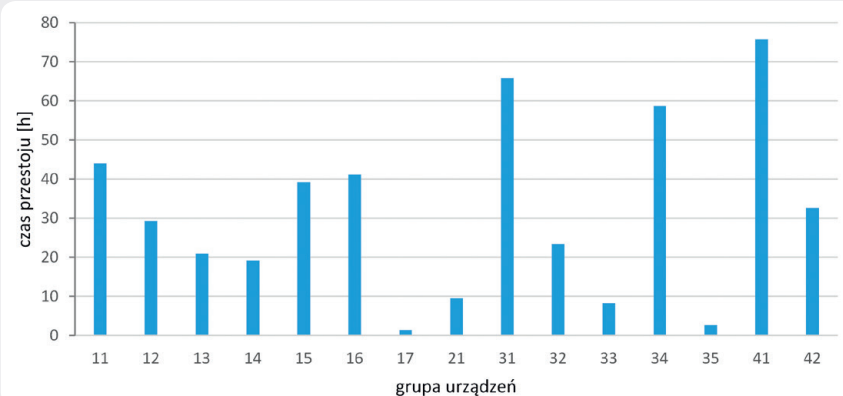
Szczególnie cenne są analizy przyczyn i skutków awarii, które wystąpiły w rzeczywistych obiektach [17]. Doświadczenia międzynarodowe wskazują na konieczność analizy zakłóceń rozwijających się, które mogą być bardzo niebezpieczne, co pokazuje zdarzenie w Izraelu, gdzie zwarcie/a zapoczątkowało lawinę zdarzeń, w wyniku których niemal doszło do *blackoutu* [3].

6. Wpływ elektrowni jądrowej na system elektroenergetyczny

Dane przedstawione na rys. 7 dotyczą obecnie eksploatowanych elektrowni PWR drugiej generacji. Analiza danych pozwala zauważyć, że w przypadku elektrowni francuskich ok. 20% czasu trwania nieplanowanych przestojów jest związanych z awarią generatora i urządzeń pomocniczych (ponad 70%), a pozostałe awarie (niecałe 30%) wynikają ze stanów zakłóceń w systemie elektroenergetycznym. Źródłem większości awarii elektrowni jądrowych drugiej generacji obecnie eksploatowanych we Francji są więc głównie urządzenia i systemy znajdujące się na terenie elektrowni. Średnioroczny łączny czas przestoju elektrowni eksploatowanej we Francji zbliża się do 500 godzin na przestrzeni roku. Należy jednak zwrócić uwagę, że elektrownie jądrowe trzeciej generacji oraz generacji 3+ cechują się większą niezawodnością – producenci deklarują wskaźniki dostępności przekraczające 0,9. Jednym ze sposobów na zwiększenie niezawodności



Rys. 6. Moc reaktora w funkcji czasu podczas eksperymentu sieciowego przeprowadzonego w Korei Południowej



Oznaczenia stosowane na osi x: 11 – reaktor i jego oprzyrządowanie, 12 – systemy pomiarowe i układy sterowania (I&C) reaktora, 13 – systemy pomocnicze reaktora, 14 – systemy bezpieczeństwa, 15 – systemy chłodzenia reaktora, 16 – układy wytwarzania pary, 17 – systemy bezpieczeństwa I&C (z wyłączeniem systemów I&C reaktora jądrowego), 21 – systemy służące do wymiany i przechowywania paliwa, 31 – turbina i urządzenia pomocnicze, 32 – woda zasilająca i główny układ parowy, 33 – obieg wodny, 34 – grupa, do której zalicza się: układy sprężonego powietrza, systemy magazynowania gazów, układ uzdatniania wody, pomocnicze urządzenia parowe, wentylacje w obszarach niebędących pod wpływem promieniowania, układ wody chłodzącej, systemy komunikacyjne, systemy odwadniania oraz systemy, 35 – pozostałe systemy I&C, 41 – układ generatora, 42 – układ zasilania potrzeb własnych i wyprowadzania mocy

Rys. 7. Dane na temat awaryjności eksploatowanych we Francji elektrowni; na podstawie [12]

jest redukcja liczby elementów wykorzystanych do budowy elektrowni, np. 50% mniej zaworów bezpieczeństwa, 35% mniej pomp lub 70% mniej kabli [25]. Wzrost niezawodności osiągnięto również dzięki stosowaniu podzespołów uznanych producentów i certyfikowanych dostawców [14].

Pośród oferowanych komercyjnie lekkowodnych elektrowni jądrowych trzeciej generacji można wymienić: konstrukcje oferowane przez firmę Westinghouse: AP600, AP1000, system 80+ PWR, konstrukcję APWR powstałą przy współpracy firm Westinghouse oraz Mitsubishi, europejską konstrukcję EPR, rosyjską VVER,

koreańsko-japońską APR-1400, koreańską KSNP, chińską AC/600/1000, amerykańską ESBWR, niemiecką SWR1000 i szwedzką BWR90+ [5, 11]. Duża liczba oferowanych konstrukcji pozwala na wybranie elektrowni odpowiedniej dla potrzeb polskiego systemu elektroenergetycznego. W celu ograniczenia ryzyka awarii konieczne jest odpowiednie zarządzanie majątkiem sieciowym oraz analizowanie awarii występujących w systemie elektroenergetycznym i w elektrowni [27, 28]. Dużą uwagę zwraca się na rezerwowanie urządzeń, np. w elektrowni Leibstadt w Szwajcarii są wykorzystywane 1-fazowe transformatory mocy,

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 70–75. When referring to the article please refer to the original text.

PL

z kolei czwarty transformator 1-fazowy jest przechowywany jako rezerwa [29]. Elektrownie jądrowe mogą być chłodzone podobnie jak węglowe za pomocą skraplacza, wody morskiej oraz chłodni kominowych, dzięki czemu mogą generować energię elektryczną w przypadku niekorzystnych warunków pogodowych, np. upałów [6].

7. Podsumowanie

W artykule przedstawiono wybrane parametry i właściwości elektrowni jądrowych istotne z punktu widzenia pracy systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono światowe trendy w zakresie poprawy bezpieczeństwa energetycznego i zwrócono uwagę na rozwiązania pozytywnie wpływające na bezpieczeństwo Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Wybrane działania związane z poprawą funkcjonowania elektrowni są uniwersalne i można je wykorzystywać do poprawy efektywności funkcjonowania konwencjonalnych jednostek. Zdaniem autora elektrownie jądrowe generacji 3+ są dojrzałym technologicznym źródłem, które pozytywnie wpływa na system elektroenergetyczny w stanie normalnym, jak również w stanie zakłóceń.

Bibliografia

1. AEN NEA, Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants, 2011.
2. Analysgroup at Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB (KSU), The Forsmark incident 25th July 2006, 2006.
3. Aronovich I., Coping with winter night cascade disturbance in Israel, 2016.
4. CIGRE WG B3.12, Obtaining Value from On-Line Substation Condition Monitoring, 2011.
5. Comsan M., Status of development of nuclear power reactor development, Egypt 2007.
6. DIDEISYS Task Group Report, Defence in Depth of Electrical Systems and Grid Interaction, 2009.
7. IAEA Nuclear Energy Series, Accident Monitoring Systems for Nuclear Power Plants, 2015.
8. IAEA Safety Standards, Design of Electrical Power Systems for Nuclear Power Plants, 2016.
9. IAEA, Advanced Power Reactor 1400 MWe (APRI400), 2011.
10. IAEA, Electric Grid Reliability and Interface with Nuclear Power Plants, 2012.
11. IAEA, Nuclear Power Plant Design Characteristics, Structure of Nuclear Power Plant Design Characteristics in the IAEA Power Reactor Information System (PRIS), 2007.
12. IAEA, Operating Experience with NPP, 2016.
13. IAEA, Status report 78 – The Evolutionary Power Reactor (EPR), 2011.
14. IAEA, Status report 99 – ATMEA1 (ATMEA1), 2011.
15. IEEE Task Force on Turbine-Governor Modeling, Dynamic Models for Turbine-Governors in Power System Studies, 2013.
16. Jönsson J. i in., Standard Procedure for Grid Interaction Analysis, Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA), 2015.
17. Lamell P., Electrical Dynamic Simulation Activities in Forsmark NPP, Paris 2014.
18. Leibstadt, Leibstadt Nuclear Power Plant – Technical Description, 2011.
19. Łowczowski K., Bezpieczeństwo energetyczne w kontekście budowy elektrowni jądrowej w Polsce, Poznań 2016.
20. Łowczowski K., Nuclear Power Plant in the context of Polish Power System, Saclay, 2014.
21. OECD, CSNI Technical Opinion Papers, No. 16 Defence in Depth of Electrical Systems, 2013.
22. Oziemblewski K., Opala K., Stabilność statyczna systemów elektroenergetycznych (SEE). Kołysania mocy, Energetyka, 2015.
23. Piore I., Kirillov P., Current status of electricity generation at nuclear power plants, Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments, 2013.
24. Reński A. i in., Kogeneracja jądrowa: analiza technicznych możliwości i szacowanie kosztów, Actaenergetica, 2016.
25. Schulz T.L., AP1000 Nuclear Power Plant, 2008.
26. Sohn S.W. i in., Evaluation of Load Rejection to House Load Test at 100% Power for UCN 3, Proceedings of the Korean Nuclear Society Autumn Meeting, Seoul Korea 1998.
27. Svensson B., Lindahl S., Karlsson D., Standard Procedure for Grid Interaction Analysis, Nuclear Energy Agency of the OECD (NEA), 2015.
28. Tuscano S., Automatic Voltage regulator and Power System Stabilizer Type Tests for Russian Certification, Orlando, 2012.
29. Westinghouse, 10. Steam and Power Conversion System, AP1000 Design Control Document, revision 19.
30. Wu G. i in., Interaction and Coordination among Nuclear Power Plants, Power Grids and Their Protection Systems, *Energies* 2016, No. 9(4).
31. Zimmer H., Asmah M.W., Hanson J., Influences of Excitation Systems on the Dynamic Voltage Behavior of Power System, 2015.
32. Prabakaran S., Pradeep G., A Study on Turbine Blade Fatigue Protection, Guwahati, India, 2014.

Krzysztof Łowczowski

mgr inż.

Politechnika Poznańska, Wydział Elektryczny

e-mail: krzysztof.lowczowski@put.poznan.pl

Ukończył studia I stopnia na kierunku energetyka Politechniki Poznańskiej (2013), następnie rozpoczął studia II stopnia na tej samej uczelni. W ramach programu Erasmus przez rok studiował na niemieckiej uczelni technicznej w Akwizgranie – RWTH Aachen. W 2014 roku uzyskał tytuł magistra. W trakcie studiów oraz po ich zakończeniu uczestniczył w wielu stażach oraz pracował w biurze projektowym. Od 2015 roku pracuje na Politechnice Poznańskiej na stanowisku asystenta. Uczestniczył w 2-miesięcznym szkoleniu z zakresu energetyki jądrowej we Francji, organizowanym przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Obecnie zajmuje się jakością energii elektrycznej, niezawodnością zasilania oraz bezpieczeństwem energetycznym.