

Fast-Valving of Large Steam Turbine Units as a Means of Power System Security Enhancement

Authors

Bogdan Sobczak
Robert Rink
Rafał Kuczyński
Robert Trębski

Keywords

fast-valving, power system stability

Abstract

Fast-valving assists in maintaining system stability following a severe transmission system fault by reducing the turbine mechanical power. Fast-valving consists in rapid closing and opening of steam valves in an adequate manner to reduce the generator accelerating power following the recognition of a severe fault. FV can be an effective and economical method of meeting the performance requirements of a power system in the presence of an increase in wind and solar generation in the power system, newly connected large thermal units and delaying of building new transmission lines. The principle of fast-valving and advantages of applying this technique in large steam turbine units was presented in the paper. Effectiveness of fast-valving in enhancing the stability of the Polish Power Grid was analyzed. The feasibility study of fast-valving application in the 560 MW unit in Koźienice Power Station (EW SA) was discussed.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.201413

1. Introduction

Power systems' increasing saturation with wind and solar generation, increased power ratings of large conventional and nuclear generation units, and delays in procurement of new transmission lines raise the importance of large generating units' resistance to system disturbances. Loss of even one large unit increases costs, hinders operations management, and may endanger system security. It's therefore natural that the issue of providing large unit steam turbines with the fast-valving (FV) capability has reappeared, which by way of rapid reduction of turbine power, and then its controlled restoration enhances the generator's angle stability, and enables the unit's retention in the grid during disturbances. Without this capability, disturbances may cause the unit's shutdown.

Grid disturbances, most often short-circuits, resulting in a sudden decrease in a synchronous generator's electrical power load, cause an excess of the mechanical power driving the generator with respect to the braking electric power. The generator rotor then accelerates, and if such power imbalance is large and lasts long enough, it can lead to pole slipping (loss of synchronism), resulting in the generator's emergency shutdown. Loss of a generator's synchronism is also referred to as loss of its angular stability after a large disturbance.

Generator angular stability is illustrated by the equal area criterion, a method of direct stability evaluation based on the conservation of energy principle. Retention of generator stability after a fault (maintaining synchronism) depends on the relationship between the kinetic energy gained by the rotor during the fault and for a short time after its removal, when its rotational speed is still increasing (the gray area in Fig. 1), and the potential energy generated deceleration of the rotor, when the electric power exceeds the mechanical power (the black area). Rapid reduction of mechanical power P_m increases the area corresponding to the deceleration, and thus also enhances the generator's angular stability.

FV is a technique used in steam and nuclear units; it increases generator angular stability at large disturbances by quick and sufficiently large reduction in the turbine power. This is achieved by quick closing, and then relatively slow opening, of the turbine valves according to a predetermined algorithm. FV drives MP valves SP (medium-pressure, responsible for ~70% of turbine power), and sometimes also HP valves (high-pressure, control, responsible for the remaining ~30%). Valves may be fully or partially re-opened. In the applications described in literature, the FV closing and re-opening times amount to 80–400 ms and 3–10 s, respectively.

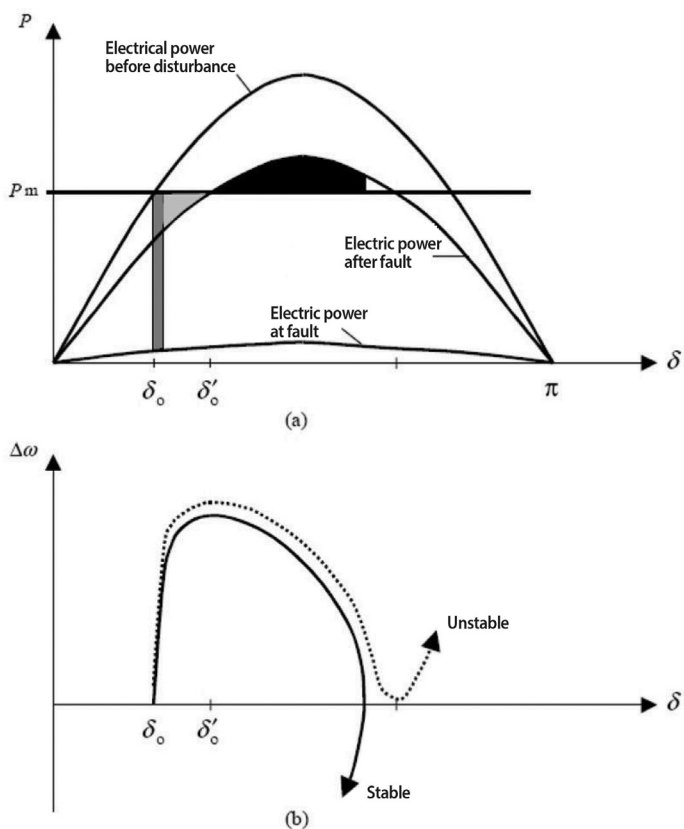


Fig. 1. Graphic illustration of the equal areas criterion for synchronous generator affected by short circuit

2. Reasons for the increased interest in FV technology

The dynamics of today's large power systems is becoming increasingly complex. This includes the system of continental Europe ENTSO-E CE (formerly UCTE). This system is likely to continue to grow in terms of area and power by attaching successive national systems (the Baltic states, Moldova, and perhaps also Ukraine). This increasing complexity of the dynamics is also due to the increased share of renewable energy sources connected to all voltage levels. The system's size, changes in the generation model, changes in the system services and the way they are acquired, increasing role of the market, and transmission of very large powers over long distances cause the emergence of new threats to the angular stability at small and large disturbances. Recognizing the problem, European systems operators addressed it in the ENTSO-E document of 26 June 2012, "Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators". In its section that sets the requirements for D-type generators (the largest power generators) the document provides that the owner of a generating unit connected to the system should, if the operator has set such a requirement, ensure the turbogenerator's ability to operate under short circuit conditions, and for this purpose to ensure the turboset's ability to operate in FV mode.

The FV technique has been known since the 1930s and its practical applications date back to the 1960s. Today it is a technique

mastered and applied in nuclear power plants. For several years the issue of FV has appeared more frequently, also in papers describing the impact of large wind generation on angular stability of the system, such as [5].

The reasons, which in the authors' opinion justify addressing the issue of FV application in Polish Power Grid (PPG), are:

- In the next 5–10 years new conventional units will be connected to the PPG. These will include large 1000 MW class units added to existing plants. The planned nuclear plant is likely to have two 1600 MW units. In comparison with the current situation, the system generation will be more concentrated, which poses a much larger potential threat of losing power as a result of a close massive disturbance than today.
- Due to the known and fairly common problems with the construction of new transmission lines, the grid development may lag behind the new units' connection. As regards lines outputting power from plants, it means worsening angular stability conditions of the plants' generators.
- Wind generation, due to its volatility, does not always justify a line's construction/upgrade. Instead, more and more often, also in the transmission grid, the transmission capacity will be increased by way of dynamic line load-carrying capability. In a heavily loaded transmission grid the angular stability conditions are more difficult.
- Although the distributed energy generation development reduces the conventional generation, but it increases the importance of the generation that is currently active and provides necessary ancillary services. In such conditions, the outage of a large unit, additionally combined with a very likely shutdown of a portion of distributed generation, may constitute an increased risk to the system's secure operation. To some extent the current ENTSO-E recommendations for ensuring a sufficient level of the systems' angular stability have been inspired by their increasing saturation with distributed generation.
- The idea of the currently used automatic stability protections (APKO) involves preventive unit shutdowns in order to adjust the power output to the grid conditions. The application of this type of automation in 1000 MW class units is hardly imaginable. The concept of a new system automation to protect power plants' angular stability developed several years ago had assumed the FV implementation in large units [4].
- A large generator, which has lost synchronism, should be switched off by a pole slip protection. If it is not, successive slips may follow. A generator which has lost synchronism becomes a source of strong oscillations. Oscillations generated by a very large unit can cause erratic, unwanted tripping of protections in the grid, and loss of other nearby generators' synchronism. Earlier manufactured generators were designed to resist possible slipping. Typical modern designs are not so resistant; therefore, slipping at a high power can damage the generator and turbine. FV activation, even if it won't protect the generator against the loss of synchronism, will significantly reduce the harmfulness of these phenomena.

3. Angular stability of the PPG

Transient Stability (TS) and Small Signal Stability (SSS)¹ disturbance stability is a power system security assessment element. Security assessment consist in checking whether the required security criteria are met for an assumed scope of system operating conditions, in this case the TS and SSS criteria. In various systems these criteria usually differ, which is only partly due to objective causes, such as, for instance, the system size, transmission grid development, and ties with other systems. The TS and SSS criteria are typically set out in grid codes. In its section on grid dependability, the Polish grid code contains the following provisions, which may be treated as stability assessment criteria.

- “Emergency shutdown of one element (including bar section and continuous bar system) can not cause undamped oscillations of generators leading to loss of their angular stability” (II.A.2.3.6.).
- “None of the potentially possible faults in a closed grid’s specific operating regime, a three-phase fault in particular, eliminated after less than or equal to 150 ms, shall not cause the development of generation units’ power swings leading to loss of their angular stability” (II.A.2.3.9.).

These provisions are hardly unequivocally assignable to SSS or TS, and this is probably correct from the point of view of angular stability of the entire system. Most disturbances in power systems are of a transient and local nature. For closely located generators these will be large disturbances that may cause the loss of stability at the first rotor swing, while generators far from the disturbance location experience only minor oscillations. It is worth noting that the concept of angular stability loss can be interpreted differently for TS and SSS. While the loss of angular stability after a large disturbance that occurs in the first or in subsequent swings is obvious, the undamped oscillations do not necessarily lead to it. Such oscillations may, for instance, stabilize because of their nonlinearity, which does not mean that this is a permissible operating state of the system.

Another angular stability aspect worth explaining is the meaning of angular stability of a system. While a system within a group of systems operating synchronously can lose its stability, still the notion of the PPG system’s angular stability refers to the stability of its major components, such as large generators or groups of generators.

The only quantitative criterion provided for in the above quoted grid code provisions is the maximum fault duration at which generating units’ stable operation must be retained. This criterion refers to TS. There is no quantitative criterion for SSS – only the need to damp oscillations is mentioned².

In 2010–2012 the Institute of Power Engineering Gdańsk Division, commissioned by PSE SA, regularly assessed the grid security for the PPG operating regimes planned for three years ahead, which also included angular stability assessment. In order to perform the assessment, angular stability indicators

and the conditions of their determination had been agreed with the operator³.

For TS the indicator was the minimum Critical Fault Clearance Time (CFCT), which was determined for close and remote three-phase faults in lines outgoing from power plant substations, eliminated by switching off the lines, and for faults in the neighbouring nodes eliminated by their isolation. The criterion for close faults, as in the cited grid code provisions, was 150 ms. No particular criterion was applied to remote faults and faults in neighbouring nodes.

The indicator adopted for SSS was the oscillation damping factor widely found in literature [1].

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

where:

ξ – damping factor, σ – real part of mode, ω – Imaginary part of mode (pulsation).

In large systems the damping factor is determined by a calculation method of the frequency and damping of linearised system’s electromechanical oscillations, or, in the absence of appropriate tools, by the Prony method applied to after-fault waveforms obtained from simulation of the original non-linear model. The criterion for local electromechanical oscillations (frequency over 0.6 Hz) was $\xi = 5\%$. With regard to this type of oscillation it means good damping of the oscillations, which practically disappear after a few cycles.

The results of the PPG security assessment until 2015 (the last year of the assessment) in terms of TS and SSS are good. Neither a CFCT below 150 ms, nor a damping factor below 5%, were ascertained.

4. Model studies

The research project included model studies of turbine dynamics during FV, and studies aimed at determining FV effectiveness, its impact on the system, on voltage regulation, and the unit auxiliaries’ supply.

The mechanical and thermal phenomena occurring during FV in 560 MW turbine of unit 9 in Koźlenice power plant were examined by an IASE Wrocław team. The model exactly mapped the turbine and its controller. The generator and the power system were modelled in a very simplified manner. The model was verified on the basis of waveforms recorded on the 560 MW turbine. Currently in preparation are tests of the 560 MW unit’s transition for the auxiliaries’ supply, which will be held in the autumn. This paper, in the absence of IASE authors, doesn’t discuss this part of the model study. Key findings from the point of view of the study objective – object test performance – are as follows:

¹ The current Polish Grid Code designations instead of the previously used “dynamic stability” and “static stability”.

² Previous Polish Grid Code issues set out the requirement to maintain 8% static stability margin, characterising only the grid transmission capabilities relative to generation units’ power. Compliance with the requirement was verified by flow calculations without consideration of dynamic model.

³ The most recent of these assessments took into account the motor loads dynamics. This reduces the critical fault duration CFCT by 10–20 ms.

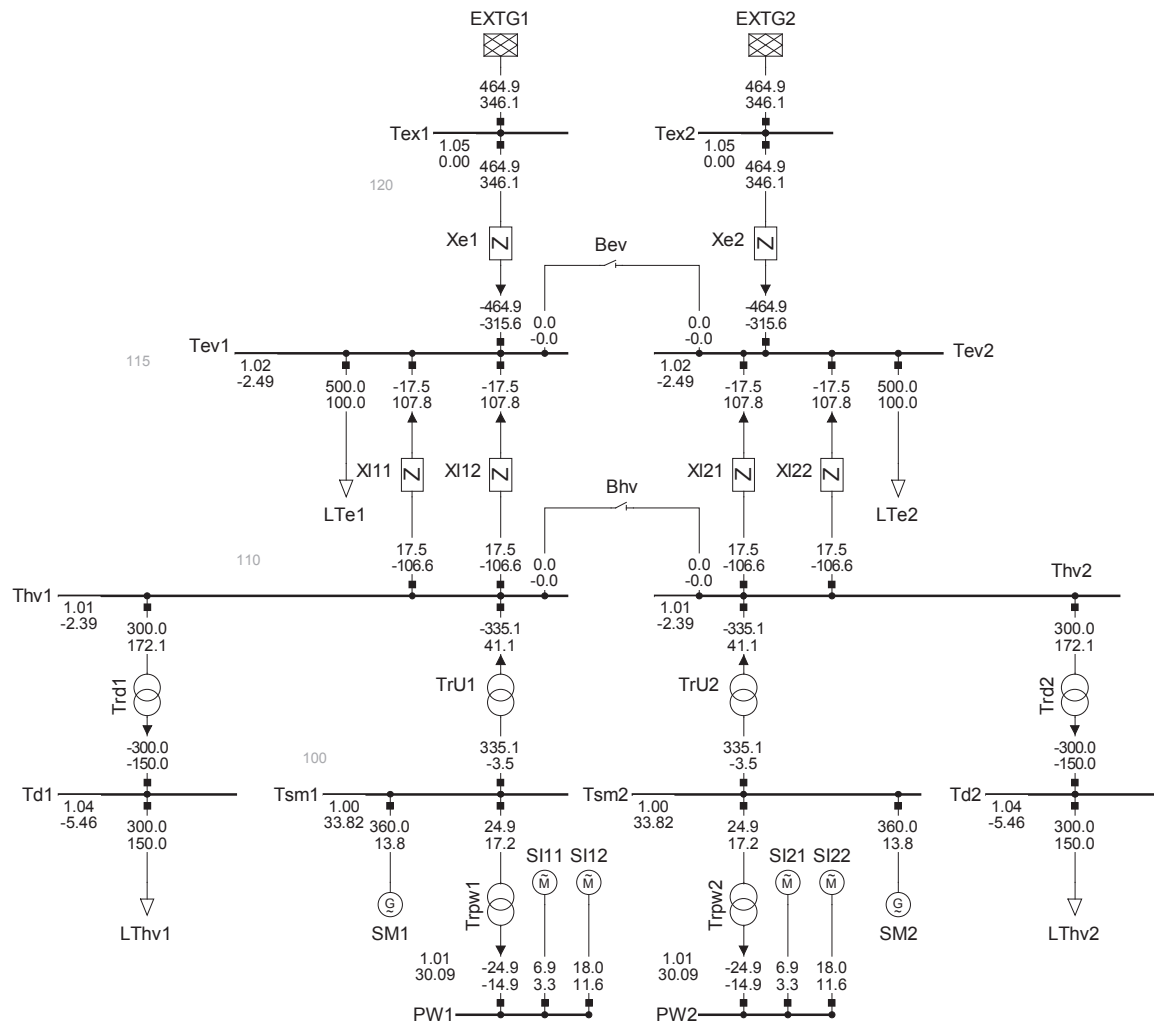


Fig. 2. Generator – rigid grid system used for the FV tests (values shown: voltage amplitude and angle, active and reactive power)

- MP and HP valve closing speeds are in the range of values that occur in a turbine with FW
- closing MP valves for more than 1.5–2 s can cause the test's failure.

The model studies of the electrical element (unit, system) were performed for the generator – rigid grid system, and for a model of the PPG⁴ high loads.

4.1. Generator – rigid grid model

The model shown in Fig. 2 consists of two identical synchronous machine-rigid grid systems. The model was developed to closely examine the FV effects on voltage regulation and auxiliaries supply. The turbogenerator dynamics maps the dynamics of 360 MW generators in Bełchatów and Opole power stations– static excitation systems (ESST1A model), two-input system stabilizers (PSS2⁴), stator and rotor current limiters and underexcitation limiter with typical structures and parameters (user models), and the turbine and its governor (user model developed in the basis of [2]).

FV was modelled as a sequence of times and values (Fig. 3), which allowed determining, independently for HP and MP valves:

initiation time $FV T_d$, minimum (valve control) signal S_{min} , time, by which the minimum signal is maintained T_{min} , end of sequence time T_{kr} , opening level after FV sequence S_k .

The model studies showed that:

- FV does poses no threat to the voltage regulation and auxiliaries supply
- The FV effectiveness is low at close three-phase and two-phase faults. The critical fault duration was extended by up to 20 ms
- The FV effectiveness increased at remote three-phase faults. The Critical Fault Clearance Time extensions reached then several tens of milliseconds and more
- FV prevented the loss of stability even at very long lasting and close single-phase faults. The system stabilizer increased the generator voltage variability during FV (particularly the single-input stabilizer with electric power signal)
- The system stabilizer had a destabilizing effect at times of operation of the generator under synchronism.

⁴ Also examined was the impact of a single-input stabiliser using the electric power input.

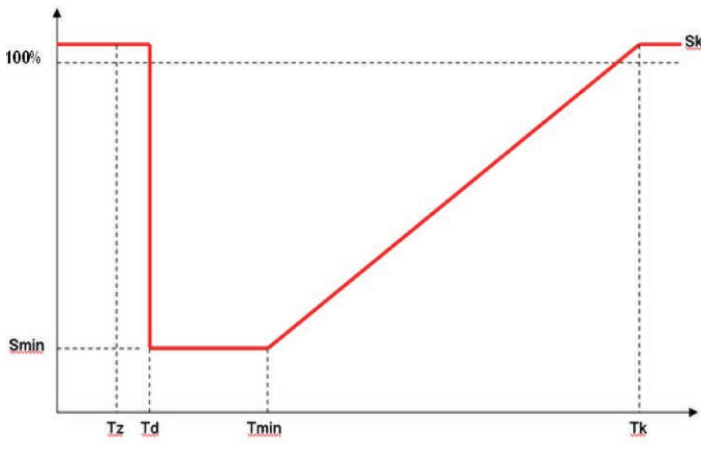


Fig. 3. FV signal sequence

4.2. PPG model

To a PPG dynamic model the FV functionality was added in the units in Bełchatów and Koźienice plants that were connected to the 400 kV system. For this purpose the user model of steam turbine and its controller developed on the basis of [2] was used. The studies of FV efficiency and effect on the PPG showed that:

- the FV efficiency was low at close faults with CFTC below 250~300 ms. FV had increased the CFTC by 10–20 ms only
- FV had extended by a several dozen milliseconds the CFTCs that originally exceeded 400 ms. Even longer CFTCs might have been extended by fractions of second
- The MP valve closing acceleration from 0.250 s to 0.125 s had no significant impact on the FV efficiency at short CFTCs. CFTCs that originally lasted ca. 350 ms were extended by several up to several dozen or so milliseconds
- The FV impact on voltage regulation was not significant, if the stabilizer system was insensitive to mechanical power changes (e.g. PSS2A). The single-input stabilizer using electric power significantly disturbed the voltage regulation. An option to consider, is blocking the signal from PSS during FV until the power is lower than 60–70% of the rating
- FV performance during a fault significantly increased the motoring. At motoring the traditional PSS had a destabilizing effect. Also here blocking the signal from PSS during FV is worth considering
- FV reduces the torques on the turboset shaft while a fault is eliminated. This was due to the significantly reduced amplitude of the generator current's transverse component at the time of fault elimination when FV was active
- FV performance posed no threats to the PPG. FV executed simultaneously on several parallel units, and causing momentary power decrease by as much as 1500-2000 MW, posed no threat to the PPG, as assessed by voltage disturbance and power oscillations. In particular, the largest power swing in power exchange lines caused by the FV in Bełchatów plant amounted to ca. 300 MW. The swings were well damped.

Fig. 4 shows the waveforms for Bełchatów power plant's 360 MW generator connected to the 400 kV substation that illustrate the FV performance. The fault conditions were chosen in such a way

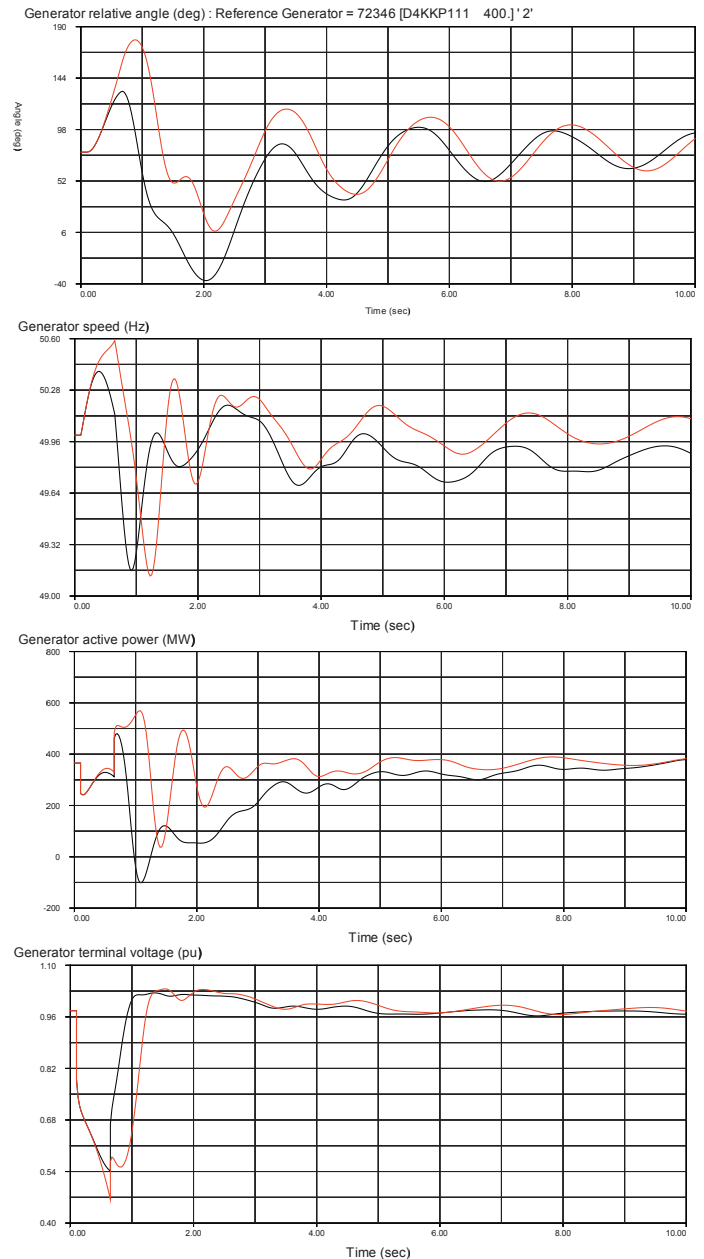


Fig. 4. Waveforms for Bełchatów power plant's 360 MW generator connected to the 400 kV substation, that illustrate the FV performance

that the generators without FV were close to the loss of angular stability, and the fault duration was long enough to prove the FV effectiveness.

5. Further studies

In the second stage of the project, in addition to an FV test on a 560 MW unit, a concept will be developed of new system automation using FV availability. This automation, compared with the existing APKO type automation, should in many grid conditions replace the current practice of emergency switching units off by way of momentary decreases of their outputs. The development of the concept will require first of all solving the problem of identifying the need for FV and a manner of its implementation. The use of grid protections will be considered as well as

local methods of recognition of the need to implement FV, found in literature under the name of EVA (Early Valve Actuation), that consist in the actuation signal development based on the accelerating power and electric power differential input.

REFERENCES

1. Kundur P., Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Inc, New York 1994.
2. Lubośny Z., Model układu regulacji turbiny parowej w programie PSLF [Model of steam turbine control system in the PSLF programme], conferences materials "Current problems in power engineering", Jurata 1999.
3. Machowski J. et al., Power System Dynamics and Stability, John Wiley & Sons, Chester 1997.
4. Madajewski K. et al., Studium badawcze możliwości zastosowania w KSE nowych rozwiązań APKO [Research study of the new APKO solutions applicability in the PPG], Institute of Power Engineering Gdańsk Division, Warszawa 2005.
5. Erlich I. et. al., Advanced requirements for thermal power plants for system stability in case of high wind power infeed, 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Madrid 2008.
6. Machowski J. et al., Power System Dynamics and Stability, John Wiley & Sons, Chester 1997.

Bogdan Sobczak

Institute of Power Engineering Gdańsk Division

e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

Graduated in automation from the Faculty of Electronics of Gdańsk University of Technology. Head of the System Analysis Team in the Department of Automation and System Analysis at the Institute of Power Engineering Gdańsk Division. Research interests: dynamics, system stability.

Robert Rink

Institute of Power Engineering Gdańsk Division

e-mail: R.Rink@ien.gda.pl

Graduated in automation from the Faculty of Electronics of Gdańsk University of Technology. In the Institute of Power Engineering since 1991. His work is mainly focused on two areas: excitation controllers, and digital voltage regulators of synchronous generators, frequency start systems - design, commissioning, modelling and simulation, and operational analyses of the Polish Power Grid, including those related to wind energy development.

Rafał Kuczyński

PSE SA

e-mail: Rafał.Kuczynski@pse.pl

In PSE SA since early 1992, deals with the issues of PPG defence and restoration planning (including system testing). Contributed to RGCE ENTSO-E Operation Handbook Policy 5 and Policy 8 editorial work.

Robert Trębski

PSE SA

e-mail: Robert.Trebski@pse.pl

A graduate of the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology (1993) and the Faculty of Management of the University of Warsaw (1996). In PSE SA, and then PSE Operator SA, since 1993. Specializes in power system modelling for online and offline applications used in the NDC National Dispatch Centre, and PPG operational analyses.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 166–171. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Szybkie zaworowanie turbin parowych dużych bloków jako środek zwiększenia bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego

Autorzy

Bogdan Sobczak
Robert Rink
Rafał Kuczyński
Robert Trębski

Słowa kluczowe

szybkie zaworowanie, *fast-valving*

Streszczenie

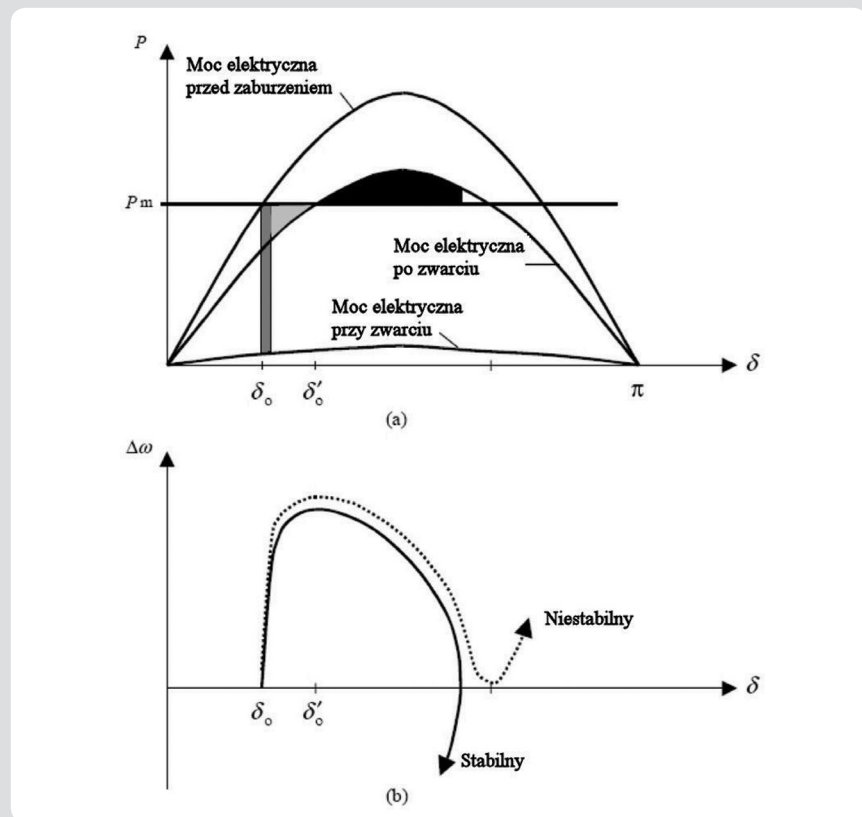
Autorzy przedstawili w artykule zasady działania szybkiego zaworowania (ang. *fast-valving*) i korzyści stosowania tej techniki we współczesnych systemach elektroenergetycznych. Omówione zostały modelowe badania skuteczności FV w warunkach KSE oraz analiza możliwości wprowadzenia FV na bloku 560 MW elektrowni Koźienice, wykonane w ramach I etapu pracy IASE Wrocław i Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk dla Polskich Sieci Elektroenergetycznych SA, której przedmiotem jest analiza możliwości zastosowania FV w pracujących w KSE i planowanych do przyłączenia dużych blokach konwencjonalnych.

1. Wprowadzenie

Zwiększanie nasycenia systemów elektroenergetycznych (SEE) generacją wiatrową i słoneczną, wzrost mocy znamionowej przyłączanych dużych konwencjonalnych i jądrowych jednostek wytwórczych oraz opóźnienia w budowie nowych linii przesyłowych podnoszą znaczenie odporności dużych jednostek wytwórczych na zakłócenia systemowe. Strata nawet jednej dużej jednostki zwiększa koszty, utrudnia prowadzenie ruchu i może zagrażać bezpieczeństwu systemu. W takiej sytuacji naturalny jest powrót tematu wyposażania turbin parowych dużych bloków w szybkie zaworowanie (ang. *fast-valving*, FV), które poprzez szybką redukcję mocy turbiny, a następnie kontrolowaną odbudowę zwiększa stabilność kątową generatora i umożliwia utrzymanie jednostki w sieci podczas zakłóceń. Bez tego rozwiązania zakłócenia mogą spowodować wyłączenie jednostki.

Zakłócenia w sieci, najczęściej zwarcia, skutkujące nagłym zmniejszeniem obciążenia generatora synchronicznego mocą elektryczną, powodują wystąpienie nadwyżki mocy mechanicznej napędzającej generator względem hamującej mocy elektrycznej. Wirnik generatora wówczas przyspiesza, jeżeli nierównowaga mocy jest duża i trwa dostatecznie długo, może dojść do poślizgu biegunów (utrata synchronizmu), a w rezultacie do awaryjnego wyłączenia generatora. Utrata synchronizmu generatorów jest także określana jako utrata stabilności kątowej generatorów po dużych zakłóceniach.

Stabilność kątową generatora ilustruje się za pomocą kryterium równych pól dla generatora synchronicznego dotkniętego zwarciami od mocy mechanicznej (obszar czarny). Szybka redukcja mocy mechanicznej P_m zwiększy obszar odpowiadający hamowaniu, a więc zwiększy także stabilność kątową generatora. FV jest techniką stosowaną w turbozespołach parowych i jądrowych, zwiększa ona stabilność kątową generatora dla dużych zakłóceń poprzez szybkie i odpowiednio duże zmniejszenie mocy turbiny. Uzyskuje się to poprzez szybkie przyknięcie,



Rys. 1. Graficzna ilustracja kryterium równych pól dla generatora synchronicznego dotkniętego zwarciami

od mocy mechanicznej (obszar czarny). Szybka redukcja mocy mechanicznej P_m zwiększy obszar odpowiadający hamowaniu, a więc zwiększy także stabilność kątową generatora. FV jest techniką stosowaną w turbozespołach parowych i jądrowych, zwiększa ona stabilność kątową generatora dla dużych zakłóceń poprzez szybkie i odpowiednio duże zmniejszenie mocy turbiny. Uzyskuje się to poprzez szybkie przyknięcie,

a następnie stosunkowo wolne otwarcie zaworów turbiny według zadanego z góry algorytmu. FV oddziałuje na zawory SP (średnioprężne, odpowiadające za ~70% mocy turbiny), a niekiedy także na zawory WP (wysokoprężne, regulacyjne, odpowiadające za pozostałe ~30%). Ponowne otwarcie zaworów może być pełne lub częściowe. W opisanym w literaturze zastosowaniu FV czasy zamykania lokują się w przedziale 80–400 ms, a czasy otwierania 3–10 s.

2. Przyczyny zwiększonego zainteresowania techniką FV

Dynamika współczesnych wielkich systemów elektroenergetycznych staje się coraz bardziej złożona. Dotyczy to m.in. systemu kontynentalnej Europy ENTSO-E CE (dawniej UCTE). System ten prawdopodobnie nadal będzie się rozwijał pod względem obszaru i mocy dzięki przyłączaniu kolejnych systemów narodowych (państwa bałtyckie, Mołdawia, a być może także Ukraina). Za coraz większą złożoność dynamiki odpowiada także wzrost udziału odnawialnych źródeł energii przyłączanych do wszystkich poziomów napięć. Rozmiar systemu, zmiany w modelu generacji, zmiany w usługach systemowych i sposobie ich pozyskiwania, coraz większa rola rynku, przesyły bardzo dużych mocy na dalekie odległości powodują pojawienie się nowych zagrożeń dla stabilności kątowej małych i dużych zakłóceń. Operatorzy systemów europejskich, dostrzegając problem, odnieśli się do niego w dokumencie z 26 czerwca 2012 roku ENTSO-E „Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators” [1]. W części określającej wymagania dotyczące generatorów typu D (generatory o największej mocy) stwierdza się, że właściciel jednostki wytwórczej przyłączonej do systemu powinien, o ile taki wymóg określi operator, zapewnić zdolność turbozespołu do pracy w warunkach zwarcia i w tym celu zapewnić zdolność turbozespołu do pracy w trybie FV. Technika FV jest znana od lat 30. ubiegłego wieku, praktyczne zastosowania datują się od lat 60. Obecnie jest to technika opanowana i stosowana m.in. w elektrowniach jądrowych. Od kilku lat tematyka FV zaczęła pojawiać się znacznie częściej m.in. w artykułach opisujących wpływ dużej generacji wiatrowej na stabilność kątową systemu, np. [2]. Przyczyny, które zdaniem autorów uzasadniają zajęcie się tematem zastosowania FV w KSE, to:

- W KSE przez najbliższe 5–10 lat zostaną przyłączone nowe bloki konwencjonalne. Wśród nich będą duże bloki klasy 1000 MW, budowane w istniejących elektrowniach. Planowana elektrownia jądrowa będzie mieć prawdopodobnie dwa bloki o mocy 1600 MW. W porównaniu z obecną sytuacją nastąpi koncentracja generacji systemowej, co stwarza potencjalne zagrożenie utraty mocy w wyniku bliskiego dużego zakłócenia dużo większej niż jest to obecnie.
- Ze względu na znane i dość powszechne problemy z budową nowych linii przesyłowych rozwój sieci może być opóźniony w stosunku do przyłączenia nowych bloków. W przypadku linii wprowadzenia mocy z elektrowni oznacza to pogorszenie warunków dla stabilności kątowej generatorów elektrowni.
- Generacja wiatrowa, ze względu na zmienność, nie zawsze uzasadnia budowę/modernizację linii. W zamian coraz częściej, także w sieci przesyłowej, będzie się wykorzystywać zwiększenie zdolności przesyłowych dzięki stosowaniu dynamicznej obciążalności linii. Mocno

obciążona sieć przesyłowa tworzy trudniejsze warunki dla stabilności kątowej.

- Rozwój energetyki rozproszonej ogranicza wprawdzie generację konwencjonalną, ale zwiększa znaczenie tej generacji, która aktualnie pracuje i dostarcza niezbędnych usług systemowych i regulacyjnych. W takich warunkach strata dużego bloku, dodatkowo połączona z bardzo prawdopodobnym wyłączeniem części generacji rozproszonej, może stanowić zwiększone zagrożenie dla bezpiecznej pracy systemu. Aktualne zalecenia ENTSO-E, dotyczące zapewnienia odpowiedniego poziomu stabilności kątowej systemów, wynikają w pewnym stopniu właśnie ze wzrastającego nasycenia systemów generacją rozproszoną [2].
- Idea aktualnie stosowanej automatyki ochrony stabilności (APKO) polega na prewencyjnym wyłączaniu bloków w celu dostosowania poziomu generacji elektrowni do warunków sieciowych. Trudno wyobrazić sobie zastosowanie automatyki tego typu dla bloków klasy 1000 MW. Opracowana kilka lat temu koncepcja nowej automatyki systemowej ochrony stabilności kątowej elektrowni zakładała wprowadzenie FV na dużych blokach [4].
- Duży generator po utracie synchronizmu powinien zostać wyłączony przez zabezpieczenia od poślizgu. W przypadku ewentualnego niewyłączenia może dojść do kolejnych poślizgów. Generator, który stracił synchronizm, staje się źródłem silnych oscylacji. W przypadku bardzo dużych jednostek generowane oscylacje mogą powodować błędne, niepożądane zadziałania zabezpieczeń w sieci, a także utratę synchronizmu innych pobliskich generatorów. Dawniej produkowane generatory były projektowane z założeniem odporności na ewentualny poślizg. Nowoczesne konstrukcje zazwyczaj takiej odporności nie mają, w związku z tym poślizg przy dużej mocy może spowodować uszkodzenia generatora i turbiny. Zadziałanie FV, nawet jeżeli nie ochroni generatora przed utratą synchronizmu, to w znaczący sposób zmniejszy szkodliwość wymienionych zjawisk.

3. Stabilność kątowa KSE

Stabilność kątowa dużych (SKDZ) i małych zakłóceń (SKMZ)¹ jest jednym z elementów oceny bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Ocena bezpieczeństwa polega na sprawdzeniu, czy dla założonego zakresu warunków pracy systemu spełnione są wymagane kryteria bezpieczeństwa, w tym przypadku kryteria SKDZ i SKMZ. W różnych systemach kryteria te są zazwyczaj różne, co tylko częściowo jest spowodowane przyczynami obiektywnymi, takimi jak np. wielkość systemu, rozwój sieci przesyłowej, powiązania z innymi systemami. Kryteria SKDZ i SKMZ podaje się zazwyczaj w dokumentach typu Grid Code (w KSE jest to „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej” – IRiESP).

W IRiESP, w części dotyczącej niezawodności sieci, występują następujące zapisy,

które można potraktować jak kryteria oceny stabilności:

- „Awaryjne wyłączenie jednego elementu (w tym sekcji szyn lub niesekcjowanego systemu szyn) nie może spowodować nietłumionych kołysań generatorów prowadzących do utraty ich stabilności kątowej” (II.A.2.3.6.).
- „Żadne spośród potencjalnie możliwych zwarcia w danym układzie pracy sieci zamkniętej, w szczególności zwarcie trójfazowych, zlikwidowane po czasie krótszym lub równym 150 ms, nie spowoduje powstania kołysań mocy jednostek wytwórczych prowadzących do utraty ich stabilności kątowej” (II.A.2.3.9.).

Zapisy te trudno jednoznacznie przypisać do SKMZ lub SKDZ i jest to prawdopodobnie słuszne z punktu widzenia stabilności kątowej całego systemu. Większość zakłóceń, które zdarzają się w systemach, to zakłócenia o charakterze przemijającym i lokalnym. Dla blisko położonych generatorów będą to duże zakłócenia, mogące spowodować utratę stabilności w pierwszym wychyleniu wirnika, podczas gdy generatory odległe od miejsca zakłócenia doświadczą jedynie niewielkich kołysań. Warto zwrócić uwagę na to, że pojęcie utraty stabilności kątowej dla SKDZ i SKMZ może być różnie interpretowane. O ile utrata stabilności kątowej po dużym zakłóceniu, która następuje w pierwszym lub w następnych wychyleniach, jest oczywista, to nietłumione kołysania niekoniecznie muszą prowadzić do utraty stabilności kątowej. Takie kołysania mogą na przykład, ze względu na nieliniowości, ustabilizować się, co nie znaczy, że jest to stan dopuszczalnej pracy systemu. Inny aspekt stabilności kątowej, który warto wyjaśnić, to znaczenie pojęcia stabilności kątowej systemu. Choć istnieje możliwość utraty stabilności kątowej pewnego systemu w ramach grupy systemów pracujących synchronicznie, to jednak mówiąc np. o stabilności kątowej KSE, myśli się o stabilności kątowej jego ważnych elementów, takich jak duże generatory czy też grupy generatorów.

W przytoczonych zapisach IRiESP jedynym kryterium ilościowym jest maksymalny czas zwarcia, przy którym musi zostać utrzymana stabilna praca jednostek wytwórczych. Jest to kryterium dla SKDZ. Brak jest ilościowego kryterium dla SKMZ – mowa jest jedynie o konieczności tłumienia kołysań². W latach 2010–2012 Instytut Energetyki Oddział Gdańsk wykonywał na zamówienie PSE SA cykliczne oceny bezpieczeństwa sieci dla układów pracy KSE, planowanych w perspektywie trzyletniej, które obejmowały również oceny stabilności kątowej. W celu wykonania oceny uzgodniono z operatorem wskaźniki stabilności kątowej i warunki ich wyznaczania³.

Dla SKDZ wskaźnikiem był krytyczny czas zwarcia (KCZ), który wyznaczano dla zwarcia trójfazowych bliskich i dalekich w liniach wychodzących z rozdzielni elektrowni, oraz dla zwarcia w sąsiadujących węzłach usuwanych przez izolację węzła. Wartością kryterialną dla zwarcia bliskich, podobnie jak

¹ Obecne określenia IRiESP w miejsce poprzednio używanych „równowaga dynamiczna” i „równowaga statyczna”.

² W poprzednich edycjach IRiESP znajdowało się wymaganie zachowania 8-proc. zapasu równowagi statycznej, charakteryzujące tylko zdolności przesyłowe sieci w stosunku do mocy jednostek wytwórczych. Wymaganie weryfikowało się za pomocą obliczeń rozprywnych bez udziału modelu dynamicznego.

³ W ostatnich ocenach zaczęto uwzględniać w odbiorach dynamikę silników. Powoduje to zmniejszenie wartości KCZ o 10–20 ms.

w przytoczonym zapisie IRiESP, był czas 150 ms. W zwarciach odległych i zwarciach w węzłach konkretnej wartości kryterialnej nie stosowano.

Dla SKMZ jako wskaźnik przyjęto często spotykany w literaturze [5] współczynnik tłumienia oscylacji

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

gdzie:

ξ – współczynnik tłumienia, σ – część rzeczywista modu, ω – część urojona modu (pulsacja).

Współczynnik tłumienia w dużych systemach wyznacza się, używając jednej z metod obliczania częstotliwości i tłumienia oscylacji elektromechanicznych układu zlinearyzowanego albo w razie braku odpowiednich narzędzi za pomocą metody Prony'ego, stosowanej do przebiegów pozakłóceniovych, uzyskanych z symulacji modelu oryginalnego nieliniowego.

Wartością kryterialną dla oscylacji elektromechanicznych o charakterze lokalnym (częstotliwość powyżej 0,6 Hz) była wartość $\xi = 5\%$. W przypadku tego typu oscylacji oznacza to dobre wy tłumienie oscylacji, które praktycznie zanikają po kilku okresach.

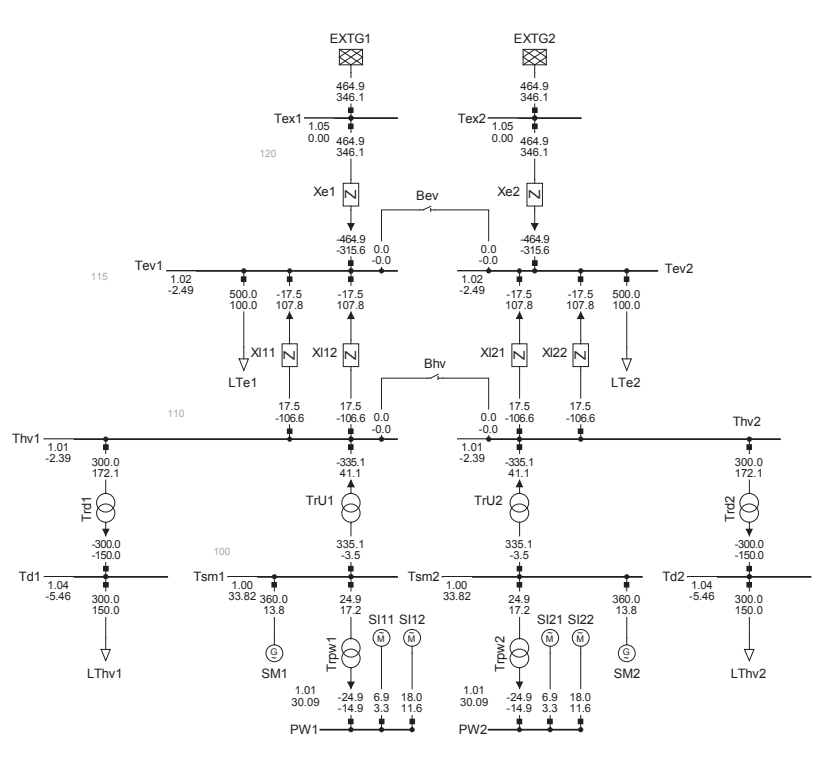
Wyniki oceny bezpieczeństwa KSE w perspektywie 2015 roku (ostatni rok oceny) ze względu na SKDZ i SKMZ są dobre. Nie stwierdzono wartości KCZ poniżej 150 ms, podobnie jak nie stwierdzono współczynników tłumienia poniżej wartości 5%.

4. Badania modelowe

W pracy wykonano badania modelowe dynamiki turbiny w trakcie FV oraz badania, których celem było określenie skuteczności FV, jego wpływu na system, na regulację napięcia i zasilanie potrzeb własnych bloku. Badanie zjawisk mechanicznych i cieplnych zachodzących w trakcie FV w turbinie 560 MW bloku nr 9 el. Koźnice wykonał zespół IASE Wrocław. Wykorzystany model dokładnie odwzorowuje turbinę i jej regulator. Generator i system elektroenergetyczny jest zamodelowany w sposób bardzo uproszczony. Model został zweryfikowany na podstawie przebiegów zarejestrowanych na turbinie 560 MW. Obecnie w trakcie przygotowań są próby przejścia bloku 560 MW na potrzeby własne, które odbędą się jesienią. W artykule, z uwagi na brak autorów z IASE, ta część badań modelowych nie jest omawiana. Najważniejsze wnioski z punktu widzenia celu pracy – przeprowadzenia próby obiektowej – są następujące:

- szybkości zamykania zaworów SP i WP mieszczą się w zakresie wartości, które występują w turbinach, gdzie jest wykorzystywany FW
- przymknięcie zaworów SP na czas dłuższy niż 1,5–2 s może spowodować niepowodzenie próby.

Badania modelowe dotyczące strony elektrycznej (blok, system) wykonano dla układu generator – sieć sztywna oraz dla modelu dużych obciążeń KSE.



Rys. 2. Układ typu generator – sieć sztywna wykorzystany do badań FV (pokazane wartości to: amplituda i kąt napięć oraz moc czynna i bierna)

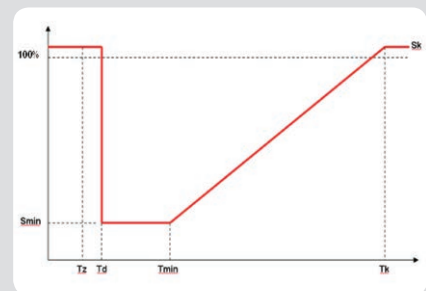
4.1. Model typu generator – sieć sztywna

Model pokazany na rys. 2 zawiera dwa identyczne układy typu maszyna synchroniczna – sieć sztywna. Model został opracowany w celu dokładnego zbadania skutków zastosowania FV dla regulacji napięcia i zasilania potrzeb własnych. Dynamika turbozespołów odwzorowuje dynamikę generatorów typu 360 MW, które pracują w elektrowniach Bełchatów i Opole – statyczne układy wzbudzenia (model ESST1A), dwuwęściowe stabilizatory systemowe (PSS2A⁴), ograniczniki prądu stojana, wirnika i niedowzbudzenia o typowych strukturach i parametrach (modele użytkownika) oraz turbina i jej regulator (model użytkownika opracowany według [8]).

FV zamodelowano jako sekwencję czasów i wartości (rys. 3), która pozwala określić niezależnie dla zaworów WP i SP: czas zainicjowania FV T_d , poziom minimalnego sygnału (sterującego zaworami) S_{min} , czas, do którego utrzymywany jest sygnał minimalnego T_{min} , czas końca sekwencji T_k , poziom otwarcia po zakończeniu sekwencji FV S_k .

Badania modelu pozwoliły stwierdzić, że:

- FV nie stwarza zagrożeń dla regulacji napięcia i pracy potrzeb własnych
- Skuteczność FV jest niewielka przy bliskich zwarcjach trójfazowych i dwufazowych. Wydłużenie krytycznego czasu zwarcia wynosi do 20 ms
- Przy odległych zwarcjach trójfazowych skuteczność FV rośnie. Wydłużenia krytycznego czasu zwarcia są rzędu kilkudziesięciu milisekund i więcej



Rys. 3. Sekwencja sygnału FV

- FV zapobiega utracie stabilności nawet przy bardzo długo trwających i bliskich zwarcjach jednofazowych
- Stabilizator systemowy zwiększa zmienność napięcia generatora w trakcie FV (szczególnie, gdy jest to stabilizator jednowęściowy z sygnałem mocy elektrycznej)
- Stabilizator systemowy ma destabilizujący wpływ, gdy generator doświadcza momentów pracy silnikowej.

4.2. Model KSE

Do modelu dynamicznego KSE wprowadzono funkcjonalność FV dla bloków w elektrowniach Bełchatów i Koźnice, pracujących na system 400 kV. Wykorzystano w tym celu model użytkownika dla turbiny parowej i jej regulatora opracowany według [8]. Przeprowadzone dla FV badania skuteczności i wpływu na KSE pokazały, że:

- FV jest mało skuteczny dla bliskich zwarcz, dla których wartość KCZ jest mniejsza

⁴ Badano również wpływ stabilizatora jednowęściowego, wykorzystującego sygnał mocy elektrycznej.

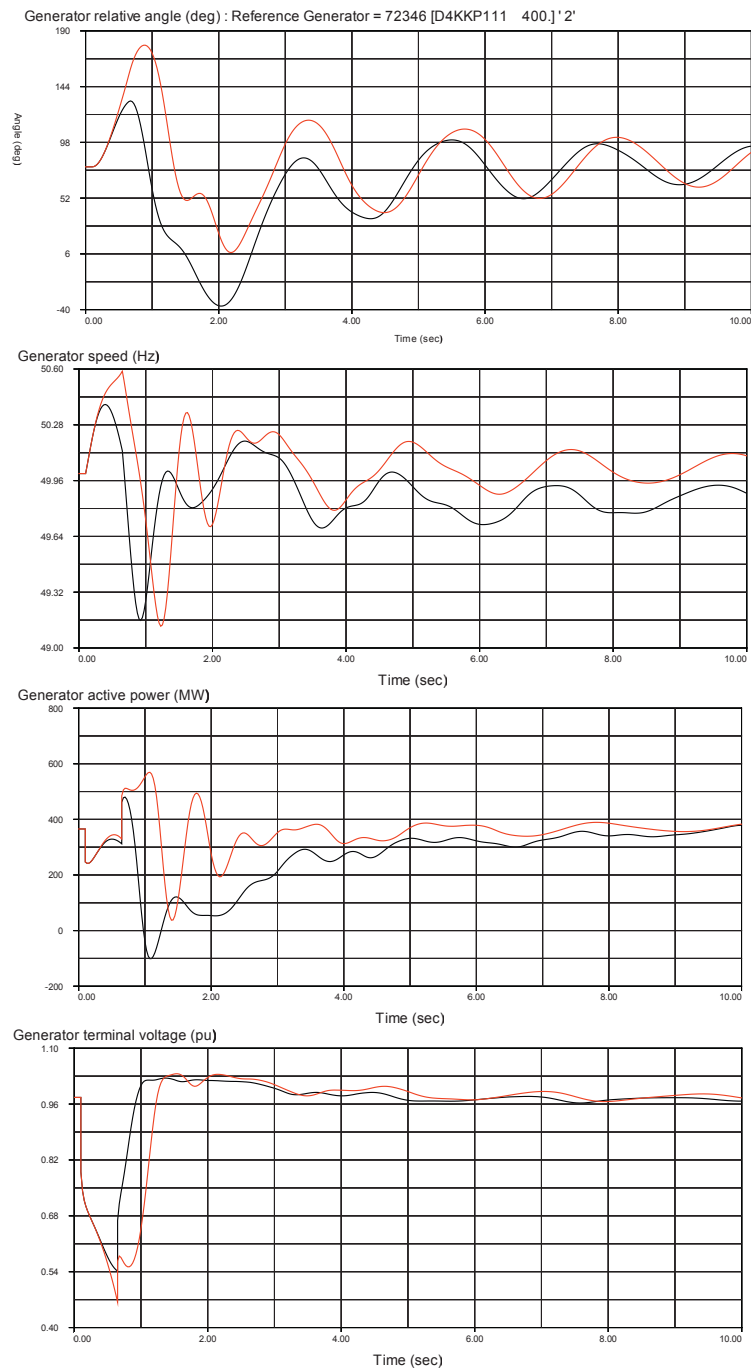
od 250~300 ms. FV pozwala na zwiększenie KCZ jedynie o 10–20 ms

- Dla zwarć, dla których wartość KCZ przekracza 400 ms, zastosowanie FV pozwala zwiększyć KCZ o kilkadziesiąt ms. Dla jeszcze większych wartości KCZ to zwiększenie może wynosić części sekundy
- Przyspieszenie prędkości zamykania zaworów SP z 0,250 s do 0,125 s nie ma dużego wpływu na skuteczność FV przy małych wartościach KCZ. Przy czasach rzędu 350 ms zwiększenie KCZ wynosi od kilku do kilkanaście milisekund
- FV nie ma dużego wpływu na regulację napięcia, jeżeli stabilizator systemowy jest nieczuły na zmiany mocy mechanicznej (np. PSS2A). Dla stabilizatorów jednowęściowych, wykorzystujących moc elektryczną, stabilizator powoduje znaczące zakłócenia w regulacji napięcia. Jedną z opcji do rozważenia jest blokowanie sygnału z PSS w trakcie FV do momentu, gdy moc będzie niższa niż 60–70% mocy znamionowej
- FV wykonywany w czasie zwarcia doprowadza do znacznie głębszej pracy silnikowej niż ma to miejsce bez FV. W pracy silnikowej tradycyjny PSS ma działanie destabilizujące. Także tutaj do rozważenia jest blokowanie sygnału z PSS w trakcie FV
- Zastosowanie FV zmniejsza momenty działające na wał turbozespołu w momencie usuwania zwarcia. Wynika to z wyraźnie mniejszej amplitudy składowej poprzecznej prądu generatora, w momencie usunięcia zwarcia, w przypadku stosowania FV
- Działanie FV nie powodowało zagrożeń dla KSE. FV wykonany jednocześnie na kilku równoległe pracujących jednostkach i powodujący chwilowe zniżenie mocy nawet 1500–2000 MW nie stanowi zagrożenia dla KSE, ocenianego przez zaburzenia napięcia i oscylacje mocy. W szczególności największe stwierdzone zakłócenie mocy na liniach wymiany spowodowane FV w El. Bełchatów wyniosło ok. 300 MW. Kołysania są dobrze tłumione.

Na rys. 4 pokazano przebiegi dla generatora 360 MW elektrowni Bełchatów, pracującego na rozdzielni 400 kV, ilustrujące działanie FV. Warunki zwarcia dobrano w taki sposób, aby bez FV generatory były bliskie utraty stabilności katowej, a jednocześnie czas zwarcia był na tyle długi, aby FV okazał się skuteczny.

5. Dalsze prace

W II etapie pracy, oprócz wykonania próby FV na bloku 560 MW, będzie opracowywana koncepcja nowej automatyki systemowej wykorzystującej dostępność FV. Automatyka ta, w porównaniu z działającą obecnie automatyką typu APKO, powinna zastąpić w wielu sytuacjach sieciowych obecnie stosowane awaryjne wyłączenie bloków chwilowym zmniejszeniem ich mocy. Opracowanie koncepcji będzie wymagało przede wszystkim rozwiązania problemu identyfikacji konieczności i sposobu wykonania FV. Rozważać się będzie wykorzystanie zabezpieczeń sieciowych, jak również lokalnych metod identyfikacji potrzeby wykonania FV występujących w literaturze pod nazwą EVA (ang. *Early Valve Actuation*), które polegają na wypracowaniu sygnału inicjującego na podstawie sygnału mocy przyspieszającej i różniczki mocy elektrycznej.



Rys. 4. Przebiegi dla generatora 360 MW elektrowni Bełchatów pracującego na rozdzielni 400 kV, ilustrujące działanie FV

Bibliografia

1. Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, ENTSO-E 26 June 2012.
2. Erlich I. i in., Advanced requirements for thermal power plants for system stability in case of high wind power infeed, 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Madrid 2008.
3. Technical Background And Recommendations For Defence Plans in The Continental Europe Synchronous, Area ENTSO-E, 31 January 2011.
4. Madajewski K. i in., Studium badawcze możliwości zastosowania w KSE nowych rozwiązań APKO, Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Warszawa 2005.
5. Kundur P., Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Inc, New York 1994.
6. PSLF's User Manual.
7. PSS[®]E Model Library.

8. Lubośny Z., Model układu regulacji turbiny parowej w programie PSLE, materiały konferencji „Aktualne problemy w elektroenergetyce”, Jurata 1999.
9. Optimisation of Protection performance During System Disturbances, WG B5.09 CIGRE 232, 2003.

Bogdan Sobczak

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: B.Sobczak@ien.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej, kierunek automatyka. Aktualnie pracuje w Instytucie Energetyki Instytucie Badawczym Oddział Gdańsk jako kierownik Zespołu Analiz Systemowych w Zakładzie Automatyki i Analiz Systemowych. Zainteresowania: dynamika, stabilność systemu.

Robert Rink

mgr inż.

Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk

e-mail: R.Rink@ien.gda.pl

Jest inżynierem elektronikiem, specjalność automatyka, absolwentem Wydziału Elektroniki Politechniki Gdańskiej. W Instytucie Energetyki pracuje od 1991 roku. Jego działalność skupiona jest głównie na dwóch obszarach: regulatory wzbudzenia oraz cyfrowe regulatory napięcia generatorów synchronicznych, układy rozruchu częstotliwościowego – projektowanie, uruchamianie, modelowanie i symulacja oraz analizy pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w tym związane z rozwojem energetyki wiatrowej.

Rafał Kuczyński

mgr inż.

PSE SA

e-mail: Rafał.Kuczynski@pse.pl

Pracownik PSE SA od początku 1992 r. zajmuje się zagadnieniami opracowania planów obrony i odbudowy KSE (w tym testami systemowymi). Zaangażowany w prace redakcyjne ENTSO-E RGCE Operation Handbook Policy 5 i Policy 8.

Robert Trębski

mgr inż.

PSE SA

e-mail: Robert.Trebski@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1993) i Wydziału Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego (1996). Od 1993 pracownik PSE SA, później PSE Operator SA. Specjalizuje się w zagadnieniach modelowania systemu elektroenergetycznego na potrzeby aplikacji online i offline wykorzystywanych w KDM oraz analizach pracy KSE.