

Hydro Power Plant in the Process of Voltage Control in the Electric Power System and the System Restoration

Authors

Zbigniew Lubośny
 Maciej Łosiński

Keywords

hydro power plants, voltage stability, voltage control

Abstract

The article covers selected issues related to the share of hydroelectric power in the process of rebuilding the power system after black-out and voltage regulation during that process. Selected results of measurements made during the creation of the transmission chain for the need to start a block of a thermal power plant from a hydroelectric power plant were presented.

DOI: 10.12736/issn.2330-3022.201930

Received by the editor: 06.10.2019

Received in revised form: 14.11.2019

Accepted: 14.11.2019

Available online: 26.03.2020

1. Introduction

Power system operators should provide consumers with electricity of the quality parameters set out in relevant regulations, and in a reliable manner. To accomplish this, the system operator must undertake activities related to system development planning, system operation planning, and coordination, as well as an appropriate response to disturbances and threats in the system operation. An appropriate response to abnormal conditions is carried out by operating services and by regulation and protection instrumentation and control systems.

The protection systems include elimination, prevention, and recovery instrumentation and controls. The regulation systems include, first of all, controllers of synchronous generators and turbines (and other energy sources), and then, due to their slower responses, transformer controllers and ARNE and ARST master control systems.

The threat to the power system integrity, i.e. the risk of failure with a large territorial range, is usually associated with a loss of voltage or (and mainly) frequency stability. The National Power System's defence in such a situation, when the basic (critical) parameter is frequency, is associated with the following actions (including those of the following automatic I&C systems):

- primary control systems – Implementing active power control in selected generating units
- change in the operating mode of the turbine regulators of selected generating units

- change in the operating mode of the central automatic load frequency controller (ARCM) to reduce large frequency changes
- mobilisation of fast power reserves, in particular through the use of reversible hydro-sets of pumped storage power plants
- automatic frequency load shedding (AFLS). Now in the Polish National Power System, 50% of the demand is under the control of AFLS, which sheds frequency in five stages, in the range of 49–48.1 Hz
- grid automatic I&C systems, such as power swing suppression and load shedding, and surge protection, leading to the automatic elimination of threats by lowering power plants' active power output.

An additional element limiting the possibility of a large active power unbalance occurring in the system are operator actions consisting of the introduction of active power consumption restrictions by the TSO. These actions implemented by the transmission system operator (TSO) include:

- deficit restrictions according to *Regulation of the Council of Ministers of July 23, 2007, on the detailed rules and procedures for introducing restrictions on the sale of solid fuels and the supply and consumption of electricity or heat* (Journal of Laws of 2007, No. 133, item 924). These restrictions, due to their imposition mode, i.e. time-consuming arrangements with regulatory authorities, are applicable only in the case of shortage of power, which is foreseeable well in advance, generated in the Polish National Power System, i.e. in the event of an inability to

balance generation and demand. They may be used after the TSO and DSO (transmission and distribution system operators) have exhausted all other available resources;

- emergency and catastrophic restrictions (according to the *Transmission Network Code – IRIESP*). Emergency restrictions enable the operator to turn off up to 15% of the demand within 1 hour of issuing the appropriate command, and catastrophic restrictions enable it to turn off up to 15% of the demand within 30 minutes of issuing the relevant command;
- switching off properly balanced 110 kV grid areas, defined in the so-called island plan.

These operator actions, as well as those of various types of automatic I&C systems, if not completed, lead to the lack of power supply to customers in an area of the power system, i.e. blackout. A consequence of this condition is (should be) the initiation of the power system recovery process.

2. System recovery

The plan for the National Power System recovery from its own sources is presented in graphic form in Fig. 1. An important element of this plan is the recovery of generating sources from their auxiliary operation, or an external start-up source.

Thermal power plants, the high-output generating units of which have not remained in auxiliary operation, are not able to start without external power supply. It results from their large, compared to the Diesel power sets with which they are equipped, power consumption of their auxiliary drives, such as feedwater pumps, exhaust fans, and coal mills. In this situation, a power

plant's auxiliary drives must be started-up by supplying the plant from an external source. This source can be another operating power plant or the power system.

The worst-case blackout scenario in the power system recovery plans is the shut-down of all thermal power plants. Then, the power system will be recovered, in the sense of restarting the generating units of thermal power plants, with the use of hydro-electric power plants thanks to their self-start capability, i.e. starting without external power supply.

The start-up of a thermal power plant unit by starting its auxiliary drives requires the creation of a connection between these plants. In the National Power System, the connections between started power plants and power supplying plants can be hundreds of kilometres long, and are often made of the highest voltage, i.e. 220 kV and 400 kV, lines. An advantage of this solution is the limited number of substations between power plants, which limits the number of necessary switchings. A disadvantage thereof, however, is the high reactive power generated by unloaded and lightly loaded highest voltage power lines. For a 400 kV line this power is ca. 55 MVar/100 km, 15 MVar/100 km for a 220 kV line, and only 3 MVar/100 km for a 110 kV line [4].

From the point of view of a unit of a starting power supplying plant, the transmission chains made of the highest voltage lines are active-capacitive loads. And the active power is small in relation to the reactive power. This often large reactive power consumption by a power plant's synchronous generator means the generator's operation in the area characterized by limited damping of electromechanical swings, i.e. potentially near the

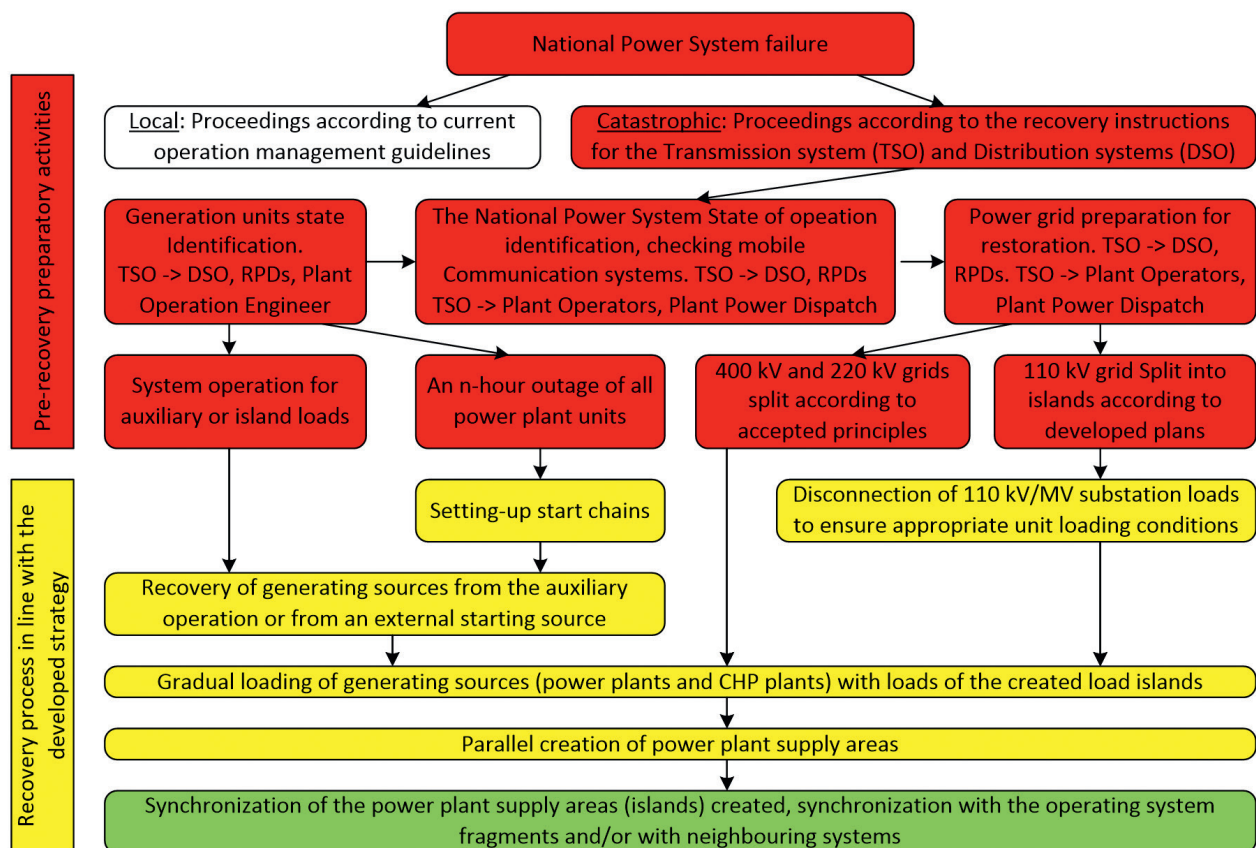


Fig. 1. The National Power System Recovery Plan [1]

stability limit. An additional adverse factor is the need to maintain the low voltage on the generator buses to limit the transmission chain voltage. This generator voltage reduction also leads to a limitation of the available reactive power. It is worth mentioning that in large hydro sets, such as the Żarnowiec Hydroelectric Power Plant, stability does not seem to be an issue occur. The power needed to supply thermal power plant's auxiliaries does not exceed 10 MW, which is not even 10% of a hydro set's nominal power. Also, a hydro set operates as the only source of active power, so there is no parallel operation.

System tests of starting a thermal power plant unit from hydroelectric power plants have been regularly carried out and, in the past, concerned various configurations of starting and started plans. The following are selected configuration examples:

- Pątnów plant unit started from Włocławek hydro plant
- Koziernice plant unit started from Żarnowiec hydro plant
- Dolna Odra plant unit started from Żarnowiec hydro plant
- Dolna Odra plant unit started from Dychów hydro plants complex
- Ostrołęka plant unit started from Żarnowiec hydro plant.

The following is an example of selected details of the creation of one of the longest starting chains, i.e. between Żarnowiec hydro plant and Koziernice plant. This chain consisted of 220 kV and 400 kV lines and was ca. 640 km long.

Fig. 2 shows the starting chain creation process in the form of waveforms of voltages on 400 kV buses of the Żarnowiec plant and its reactive power output. The waveforms marked with an asterisk correspond to the hypothetical condition without the current compensation system switched on in the controller of Żarnowiec plant's unit generator. Numbers on the voltage and reactive power waveforms designate the following system events:

- 1 – power supplied to 400 kV Żarnowiec (ZRC) substation buses
- 2 – 400 kV Żarnowiec – Gdańsk line switched on
- 3 – 400/220 kV/kV autotransformer at Gdańsk substation switched on
- 4 – 220 kV Gdańsk – Jasiniec line switched on
- 5 – 220 kV Jasiniec – Pątnów line switched on
- 6 – 220 kV Pątnów – Podolszyce line switched on.

It can be seen that switching on the subsequent power line next sections leads to an increase in the generator's capacitive reactive power load. To limit this increase, two 220/110 kV transformers operating in parallel at the Podolszyce (PDE) substation were switched on and their ratios were decoupled to force 24 MVar induction reactive power consumption. The impact of these transformers on the voltages, in the form of limiting the rate of voltage increase, is clearly visible in Fig. 3.

Voltages in the created starting chain were equal to those shown in Fig. 3 by a solid line marked KP+. The voltage at the end of the chain did not exceed the upper value permissible under normal conditions, i.e. 242 kV, with the voltage on the Żarnowiec plant buses equal 0.95 as above. Since the generator controller in Żarnowiec hydro plant operated with the current compensation system on, each time the reactive power load increased (while the starting chain was created) and a constant voltage on 400 kV buses was maintained, the voltage on the generator buses decreased. Voltages on the generator buses are not shown in the figures. They are lower than in the ZRC node by the voltage drop across the unit transformer.

In this case, excluding the current compensation system would lead to an increase in voltage in the transmission chain by not less than this voltage drop on the unit transformer.

In turn, excluding the additional reactive power load, here in the form of transformers in PDE substation, would potentially

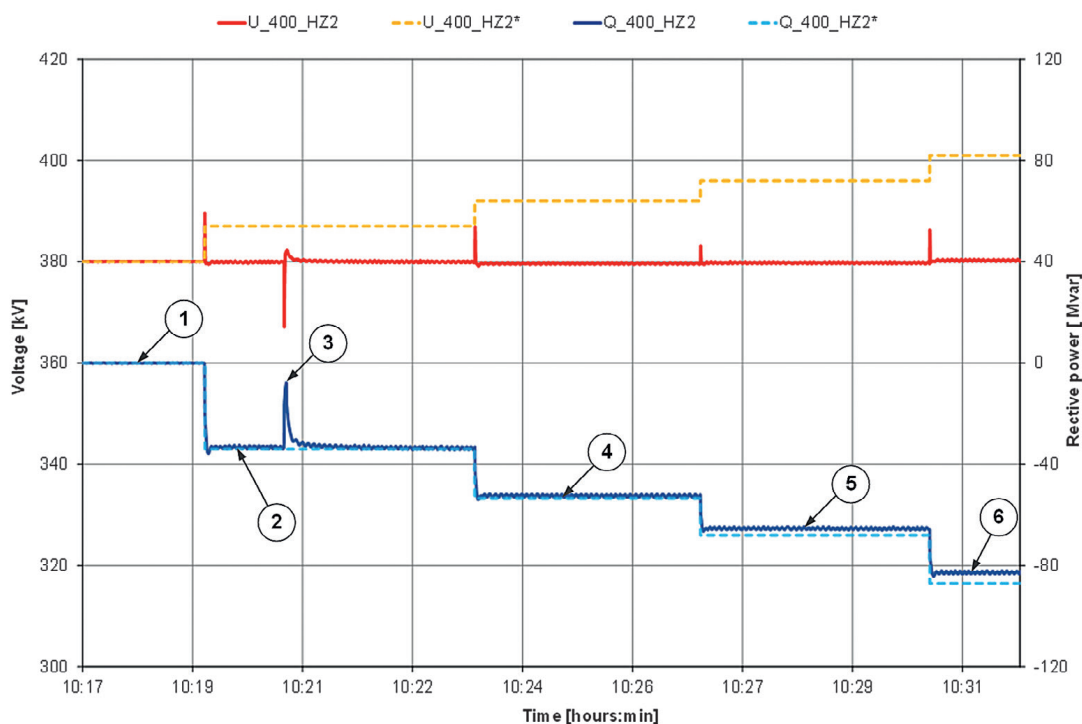


Fig. 2. The voltage on 400 kV buses and reactive power output of Żarnowiec hydro plant while the starting chain was created [2]

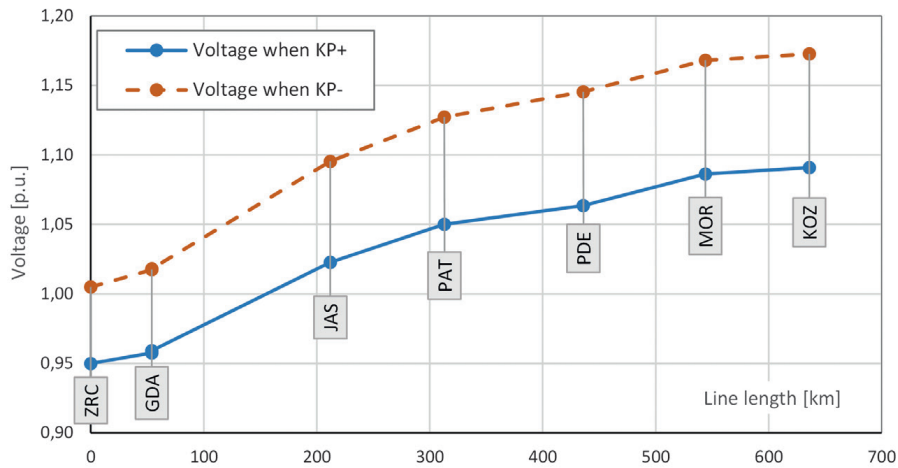


Fig. 3. Voltages in starting chain nodes [2]

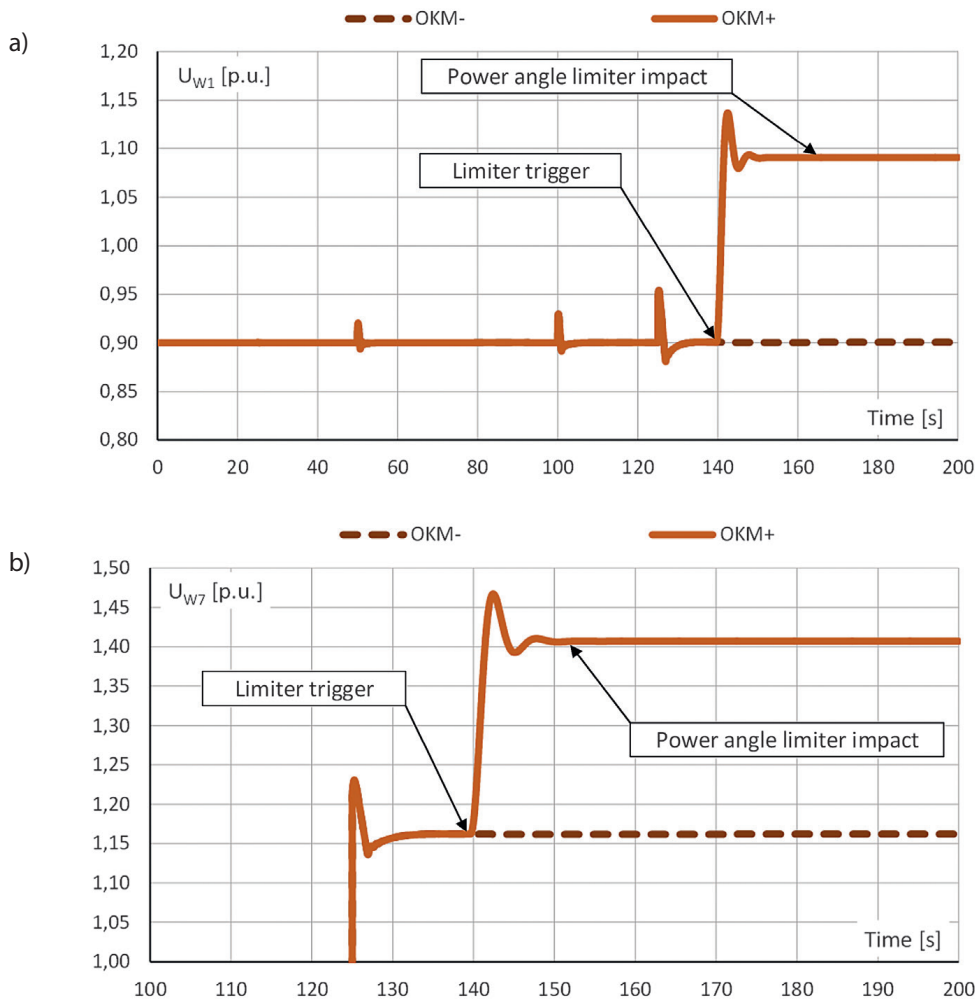


Fig. 4. Power angle limiter impact on voltages in (a) Żarnowiec hydro power plant, (b) Kozienice power plant [2]

lead to the activation of the power angle limiter in the generator controller. This would result from the respectively large increase in the generator's load with capacitive reactive power and the attempt to move the target operating point beyond the limiter characteristics. This, in turn, would change the generator controller operating criterion from voltage regulation to

power angle regulation, which would result in an increase in the generator excitation current and voltage on the generator buses and throughout the starting chain. This effect for the buses of Żarnowiec hydro power plant and Kozienice plant is illustrated in Fig. 4. It shows an increase in the Kozienice plant voltage to an unacceptable level.

3. Voltage regulation

The presence of a regulated reactive power source in a power system node improves the voltage conditions at its connection point and in the grid nodes adjacent to the source connection node. Voltage conditions should be understood here as the ability to maintain the set voltage and the impact (positive) on the voltage stability reserve.

The above is affected by the range of the source's available reactive power, the presence of other reactive power sources in the

source's vicinity, the power grid structure and parameters the structure of power consumption and the current operating point of the system understood as the distribution of active and reactive powers, the active and reactive power output and active and reactive power consumption.

The impact of a reactive power source, i.e. a hydroelectric power plant, on the system's voltage stability is presented on the example of Źarnowiec hydro plant. The range of the reactive power available from Źarnowiec hydro plant with its four hydro

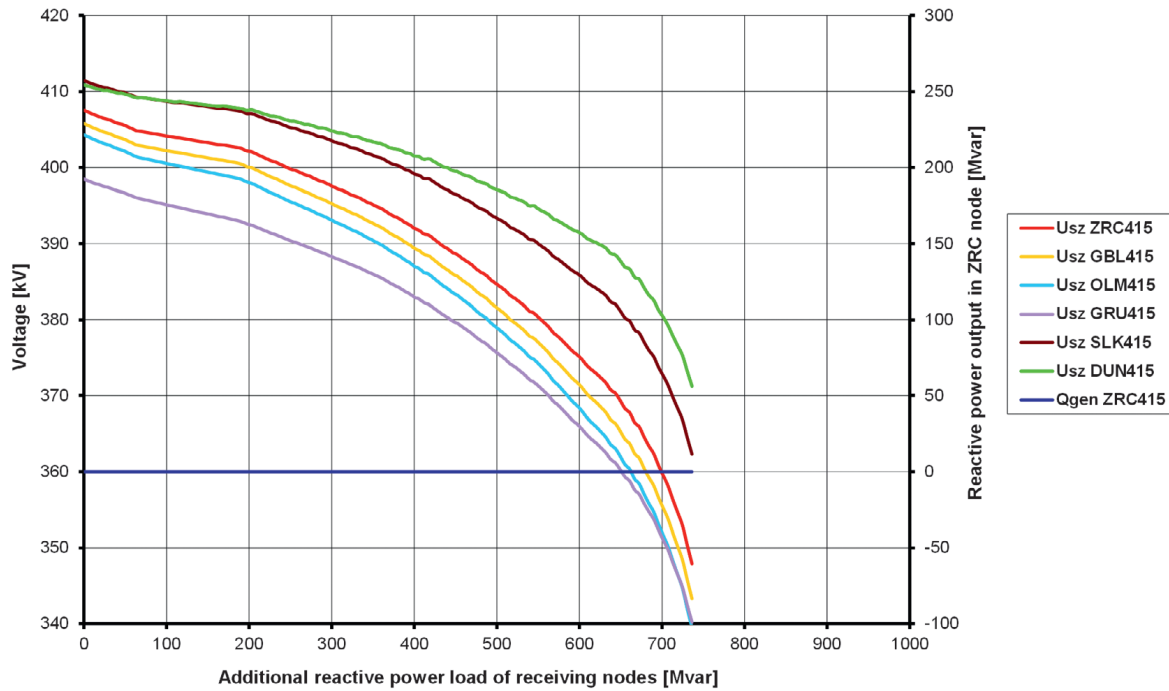


Fig. 5. Nasal curves for nodes in the northern part of the National Power System in the variant without Źarnowiec hydro plant (variant 1) [3]

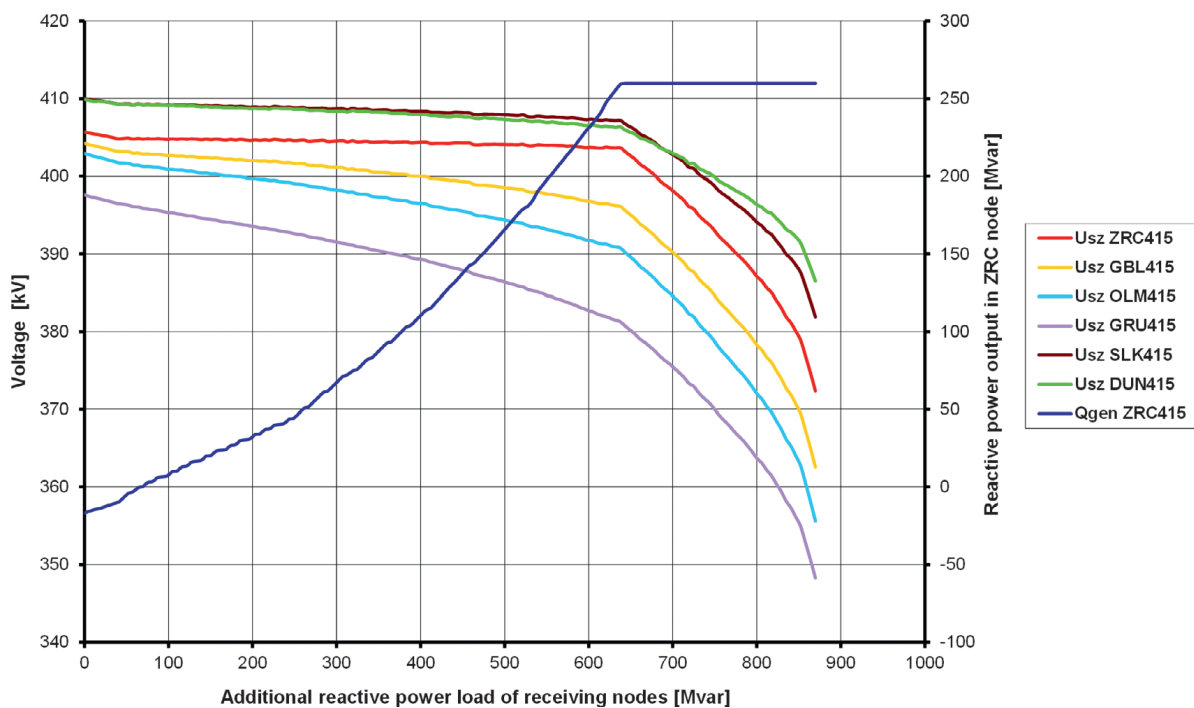


Fig. 6. Nasal curves for nodes in the northern part of the National Power System in the variant with Źarnowiec hydro plant (variant 2) [3]

sets' operation in the compensator mode is large and equal to -320 – 520 MVar. The electrically closest source (or receiver) of power is the Poland-Sweden DC link with transmission capacity from -600 – 600 MVar. Electrically more distant are CHP plants, including in the Tri-City, connected to the 110 kV grid, Dolna Odra plant, Żydowo hydro plant, Włocławek hydro plant. Since there are no large reactive power sources in this part of the power system, the impact of Żarnowiec hydro plant on the voltage conditions is large and even critical.

To justify this statement, in Fig. 5 and 6 nose curves are presented, as calculated for selected nodes of the northern part of the National Power System. Calculation results for the following two variants of the plant's operation are presented:

- Variant 1: Żarnowiec hydro sets not operating
- Variant 2: two Żarnowiec hydro sets operating in the compensator mode ($P_g = 0$ MW) with the ARNE automatic plant voltage control system on, with the voltage on the substation buses set to $U_z = 405$ kV.

In both variants the system operation was considered with active power consumed in the National Power System $P_{KSE} = 16$ GW, power consumed in the North Power System $P_{PP} = 1,87$ GW, $Q_{PP} = 0,58$ GVar and the HVDC link power $P_{HVDC} = 300$ MW (import).

Voltage waveforms in the nodes of the northern part of the National Power System in variant 1 (Fig. 5) indicate voltage stability reserve ca. 750 MVar. The voltage drops to 380 kV when the load in this part of the system increases by 450–700 MVar, depending on the node location in the system. The inclusion of two Żarnowiec hydro units in the compensator mode (Fig. 6) increases the voltage stability reserve to ca. 870 MVar. Then the voltage drops to 380 kV at a higher additional load in this part of the system than before, i.e. when the load increases to 650–870 MVar.

This stability reserve increase results from the introduction of additional reactive power from a source (Żarnowiec hydro units). Only at the maximum achievable reactive power (curve Q_{gen} in Fig. 6) leads to the characteristic collapse of the voltage waveform in Żarnowiec node as well as in adjacent nodes.

4. Conclusions

High-output hydroelectric power plants are the only sources capable of self-start and as such suitable for starting units of large thermal power plants in case of the unavailability of other system sources, e.g. thermal power plants in auxiliary operation or operating parts of the power grid. An important positive element associated with the use of hydropower plants is also their ability to operate with extremely low (zero) active power load and a relatively large load with capacitive reactive power.

REFERENCES

1. Instrukcja obrony i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [Instructions for the defence and recovery of the National Power System], PSE Operator. Warsaw 2010.
2. Łosiński M., Małkowski R., Wybrane aspekty związane z pracą regulatora napięcia generatora synchronicznego w trakcie odbudowy systemu elektroenergetycznego [Selected aspects related to the operation of a synchronous generator's voltage regulator during the power system recovery], Conference „Blackout and the National Power System”, Poznań 2016.
3. Łosiński M., Wpływ pracy Elektrowni Wodnej Żarnowiec na stabilność napięciową Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [Impact of the operation of Żarnowiec Hydroelectric Power Plant on voltage stability of the National Power System], *Automatyka Elektroenergetyczna*, No. 2, 2006.
4. Machowski J., Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego [Power system control and stability], Warsaw 2018.

Zbigniew Lubośny

Gdańsk University of Technology
e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

Graduated from Gdańsk University of Technology. A professor of engineering since 2004. Currently a full professor at Gdańsk University of Technology. His areas of interest include mathematical modelling, power system stability, power system control, use of artificial intelligence application in power system control, and modelling and control of wind turbines. Editor in Chief of *Acta Energetica*

Maciej Łosiński

Żarnowiec Hydro Power Plant
e-mail: m.losinski@ewz.pl

After graduating from the Faculty of Electrical and Control Engineering of the Gdańsk University of Technology he joined the staff of Żarnowiec Hydro Power Station (1998). Currently the station's Automation, Protections and Communications Manager. He acquired his Doctor of Engineering degree at his alma mater (2005). His research interests focus on issues related to power system automatic protections, and on modelling and analysis of power systems operation with particular emphasis on problems of voltage and reactive power flow regulation. Winner in the competition for the best doctoral thesis organized by ABB (2006). Co-author of monograph "Mathematical models for power system security testing" (2012).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–38. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Elektrownia wodna w procesie regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym i odbudowie systemu

Autorzy
Zbigniew Lubośny
Maciej Łosiński

Słowa kluczowe
elektrownie wodne, stabilność napięciowa, regulacja napięcia

Streszczenie

Artykuł obejmuje wybrane zagadnienia związane z udziałem elektrowni wodnych w procesie odbudowy systemu elektroenergetycznego po *blackoutie* oraz regulacji napięcia w czasie trwania tego procesu. Przedstawiono wybrane wyniki pomiarów dokonanych w czasie tworzenia ciągu przesyłowego na potrzeby uruchamiania bloku elektrowni ciepłej z elektrowni wodnej.

Data wpływu do redakcji: 06.10.2019
Data wpływu do redakcji po recenzjach: 14.11.2019
Data akceptacji artykułu: 14.11.2019
Data publikacji online: 26.03.2020

1. Wprowadzenie

Operator systemu elektroenergetycznego powinien dostarczać odbiorcom energię elektryczną o parametrach jakościowych wynikających z odpowiednich przepisów i w sposób niezawodny. Uzyskanie takiego stanu związane jest z prowadzeniem przez operatora systemu działań w sferze planowania rozwoju systemu, planowania i koordynacji pracy systemu oraz odpowiedniego reagowania na zaburzenia i zagrożenia w jego pracy. Odpowiednie reagowanie na stany nienormalne jest realizowane przez służby operatorskie oraz przez układy automatyki regulacyjnej i zabezpieczeniowej.

W grupie układów elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej można wskazać automatykę eliminacyjną, prewencyjną i restytucyjną. Natomiast w grupie układów automatyki regulacyjnej – regulatory generatorów synchronicznych i turbin (oraz innych źródeł energii), a w dalszej kolejności, ze względu na dłuższy czas reakcji, regulatory transformatorów oraz układy regulacji nadrzędnej ARNE i ARST. Zagrożenie integralności systemu elektroenergetycznego, tj. zagrożenie wystąpienia awarii o dużym zasięgu terytorialnym, zazwyczaj jest związane z utratą stabilności napięciowej lub (i to głównie) częstotliwościowej. Obrona Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w takiej sytuacji, gdy podstawowy (krytyczny) parametr stanowi częstotliwość, jest związana z następującymi działaniami (w tym z aktywnością następujących układów automatyki):

- zmiana trybu pracy regulatorów turbin wybranych jednostek wytwórczych
- zmiana trybu pracy regulatora centralnego (ARCM), mająca na celu ograniczenie dużych zmian częstotliwości
- uruchomienie szybkich rezerw mocy, realizowane w szczególności przez wykorzystanie odwracalnych hydrozespołów elektrowni szczytowo-pompowych

- automatyka samoczynnego, częstotliwościowego odciążania (SCO). Obecnie w KSE 50% zapotrzebowania jest objęte działaniem SCO, realizującym wyłączenia w ramach pięciu stopni, w przedziale 49–48,1 Hz
- automatyki sieciowe, jak automatyka przeciwkołysaniowo-odciążająca (APKO) i automatyka przeciwprzepięciowa (APP), prowadzące do samoczynnej likwidacji zagrożeń, m.in. przez zaniżenie wartości mocy czynnej generowanej przez elektrownię.

Dodatkowym elementem ograniczającym możliwość wystąpienia stanu dużego niezbalansowania mocy czynnej w systemie są działania operatorskie, polegające na wprowadzeniu przez OSP ograniczeń poboru mocy czynnej. Do zbioru działań tego typu, będących w gestii operatora systemu przesyłowego (OSP), należą:

- ograniczenia deficytowe, które wynikają z *Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i trybu wprowadzania ograniczeń w sprzedaży paliw stałych oraz w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej lub ciepła* (Dz.U. z 2007 r., nr 133, poz. 924). Ograniczenia te, ze względu na tryb wprowadzania, tj. czasochłonne uzgodnienia z organami regulacyjnymi, są możliwe do zastosowania jedynie w przypadku dającego się przewidzieć ze znacznym wyprzedzeniem deficytu mocy wytwarzanej w obszarze KSE, tj. w razie braku możliwości zbilansowania wytwarzania i zapotrzebowania. Mogą być one stosowane po wyczerpaniu przez OSP i OSD (operatora systemu dystrybucyjnego) wszystkich innych dostępnych środków;
- ograniczenia awaryjne i katastrofalne (wynikają z *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej – IRiESP*). Ograniczenia awaryjne dają operatorowi możliwość wyłączenia do 15% zapotrzebowania w czasie 1 godziny od wydania stosownego polecenia, a ograniczenia katastrofalne dają operatorowi możliwość

wyłączenia do 15% zapotrzebowania w czasie 30 minut od wydania stosownego polecenia;

- wyłączenie odpowiednio zbilansowanych obszarów sieci 110 kV, zdefiniowanych w tzw. planie wyspy.

Powyższe działania operatorskie, jak i działania automatyk różnego typu, niezakończony sukcesem prowadzą do zaniku zasilania odbiorców na pewnym obszarze systemu elektroenergetycznego, tj. do *blackoutu*. Następnym wystąpieniem tego stanu jest (powinna być) inicjacja procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego.

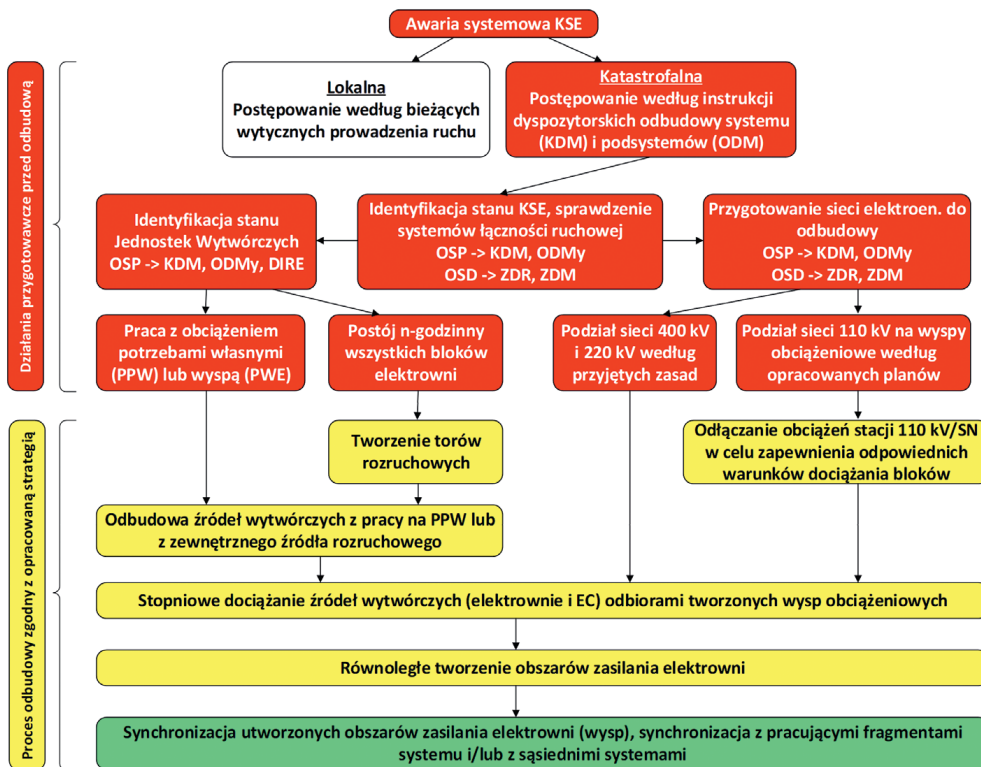
2. Odbudowa systemu

Plan odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego z własnych źródeł przedstawiono w postaci graficznej na rys. 1. Jednym z istotnych elementów tego planu jest odbudowa źródeł wytwórczych z pracy na potrzeby własne lub z zewnętrznego źródła rozruchowego.

Elektrownie ciepłe, których jednostki wytwórcze dużej mocy nie utrzymały się w pracy na potrzeby własne, nie są w stanie uruchomić się bez zasilania zewnętrznego. Wynika to z dużych, w stosunku do agregatów Diesla będących na wyposażeniu elektrowni, mocy napędów potrzeb własnych, jak m.in. pompy wody zasilającej, wentylatory spalin, młyny węglowe. W takiej sytuacji rozruch napędów potrzeb własnych musi być realizowany przez zasilanie danej elektrowni ze źródła zewnętrznego. Źródłem tym może być działająca inna pojedyncza elektrownia lub system elektroenergetyczny. W planach odbudowy systemu elektroenergetycznego najgorszym możliwym wariantem *blackoutu* jest wyłączenie wszystkich elektrowni ciepłych. Wówczas odbudowa systemu elektroenergetycznego, w rozumieniu ponownego uruchomienia jednostek wytwórczych (bloków) elektrowni ciepłych, odbywa się z wykorzystaniem elektrowni wodnych dzięki ich zdolności samostartu, tj. uruchomienia się bez zasilania zewnętrznego.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–38. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 1. Plan odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [1]

Uruchomienie bloku elektrowni ciepłej przez rozruch napędów jej potrzeb własnych wymaga utworzenia połączenia pomiędzy tymi elektrowniami. W KSE połączenia pomiędzy elektrownią uruchamianą a podającą napięcie mogą mieć setki kilometrów, a tworzone są często z wykorzystaniem linii najwyższych napięć, tj. 220 kV i 400 kV. Pozytywnym takim rozwiązaniem jest ograniczona liczba stacji elektroenergetycznych pomiędzy elektrowniami, co ogranicza liczbę niezbędnych działań łączeniowych. Natomiast negatywem powyższego jest duża moc bierna generowana przez nieobciążone i słabo obciążone linie elektroenergetyczne najwyższych napięć. Moc ta dla linii o napięciu znamionowym 400 kV jest równa ok. 55 Mvar/100 km, 15 Mvar/100 km dla linii 220 kV, a tylko 3 Mvar/100 km dla linii 110 kV [4].

Ciągi przesyłowe tworzone z linii najwyższych napięć, z punktu widzenia bloku elektrowni rozruchowej, są odbiorami o charakterze czynno-pojemnościowym. Przy czym wartość mocy czynnej jest mała w stosunku do mocy biernej. Ten często duży pobór mocy biernej przez generator synchroniczny elektrowni oznacza pracę generatora w obszarze charakteryzującym się ograniczonym tłumieniem kołysań elektromechanicznych, tj. potencjalnie w pobliżu granicy stabilności. Dodatkowym czynnikiem negatywnym jest tu konieczność utrzymywania niskiego napięcia na szynach generatora, co ma na celu ograniczenie poziomu napięcia w torze przesyłowym. To obniżenie napięcia generatora prowadzi równocześnie do ograniczenia dyspozycyjnej mocy biernej. Warto wspomnieć, że w dużych hydrozespołach,

takich jak Elektrownia Wodna Żarnowiec, problem stabilności raczej nie występuje. Moc potrzebna do zasilania potrzeb własnych elektrowni ciepłej nie przekracza 10 MW, co nie stanowi nawet 10% mocy nominalnej hydrozespołu. Ponadto hydrozespoł pracuje jako jedyne źródło mocy czynnej, więc nie ma pracy równoległej.

Próby systemowe uruchomienia bloku elektrowni ciepłej z elektrowni wodnych prowadzone są systematycznie i w przeszłości dotyczyły różnych konfiguracji: elektrownia rozruchowa – elektrownia uruchamiana. Jako przykład można tu podać konfigurację:

- blok elektrowni Pątnów uruchamiany z Elektrowni Wodnej we Włocławku
- blok Elektrowni Kozienice uruchamiany z Elektrowni Wodnej Żarnowiec
- blok elektrowni Dolna Odra uruchamiany z Elektrowni Wodnej Żarnowiec
- blok elektrowni Dolna Odra uruchamiany z Zespołu Elektrowni Wodnych Dychów
- blok elektrowni Ostrołęka uruchamiany z Elektrowni Wodnej Żarnowiec.

Poniżej jako przykład przedstawiono wybrane informacje dotyczące tworzenia jednego z dłuższych torów rozruchowych, tj. toru pomiędzy Elektrownią Szczyców-Pompową Żarnowiec a Elektrownią Kozienice. Tor ten składał się z linii o napięciu znamionowym 220 kV i 400 kV, a jego długość była równa ok. 640 km.

Na rys. 2 przedstawiono proces tworzenia toru rozruchowego w postaci napięć na szynach 400 kV elektrowni Żarnowiec oraz generowanej mocy biernej. Przebiegi

oznaczone gwiazdką odpowiadają hipotetycznemu stanowi bez załączonego układu kompensacji prądowej w regulatorze generatora bloku elektrowni Żarnowiec. Cyfry na przebiegu napięć i mocy biernej oznaczają:

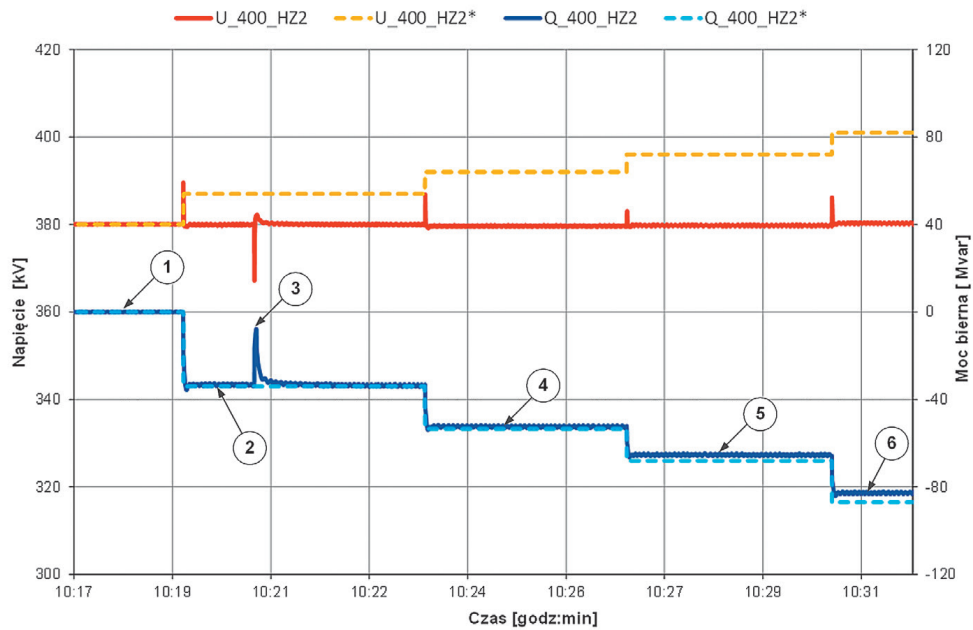
- 1 – podanie napięcia na szynach stacji 400 kV ZRC
- 2 – załączenie linii 400 kV Żarnowiec – Gdańsk
- 3 – załączenie autotransformatora 400/220 kV/kV w stacji Gdańsk
- 4 – załączenie linii 220 kV Gdańsk – Jasinieć
- 5 – załączenie linii 220 kV Jasinieć – Pątnów
- 6 – załączenie linii 220 kV Pątnów – Podolszyce.

Widać tu, że załączanie kolejnych odcinków linii elektroenergetycznych prowadzi do zwiększenia obciążenia generatora mocą bierną pojemnościową. W celu ograniczenia tego wzrostu w stacji Podolszyce (PDE) załączono dwa pracujące równoległe transformatory 220/110 kV/kV oraz rozstrojono ich przekładnie, wymuszając pobór mocy biernej indukcyjnej równy 24 Mvar. Wpływ tych transformatorów na poziomy napięć, w postaci ograniczenia tempa wzrostu napięcia, jest wyraźnie widoczny na rys. 3.

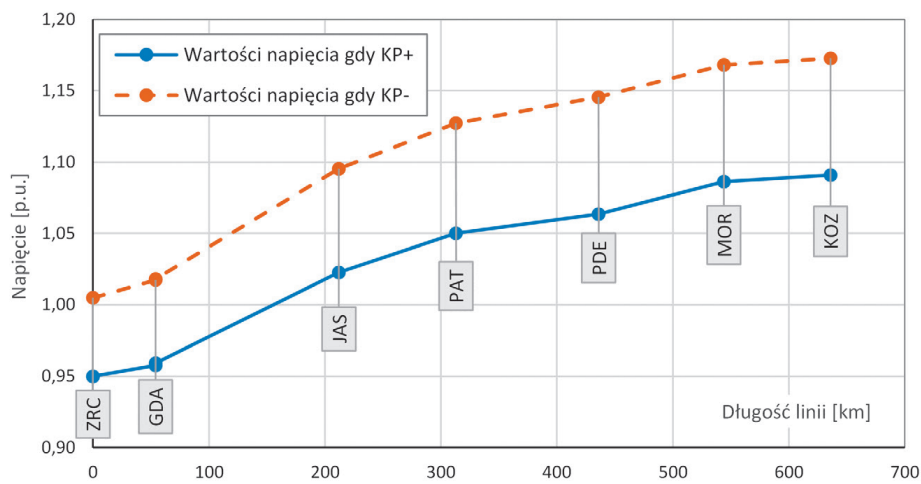
Napięcia w utworzonym torze rozruchowym były równe wartościom przedstawionym na rys. 3 linią ciągłą, oznaczoną KP+. Napięcie na końcu toru nie przekroczyło wartości górnej, dopuszczalnej w stanach normalnych, tj. 242 kV, przy napięciu na szynach elektrowni Żarnowiec równym 0,95 jw. Ponieważ regulator generatora w EW Żarnowiec pracował z załączonym

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–38. When referring to the article please refer to the original text.

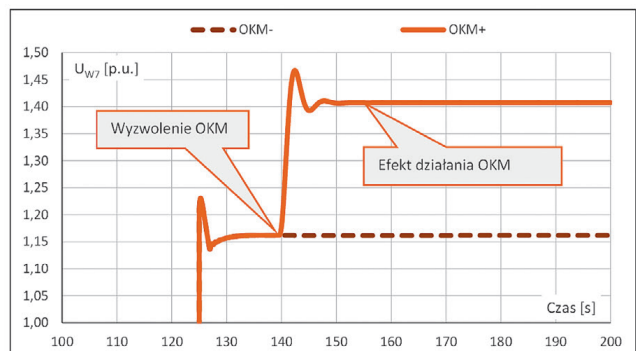
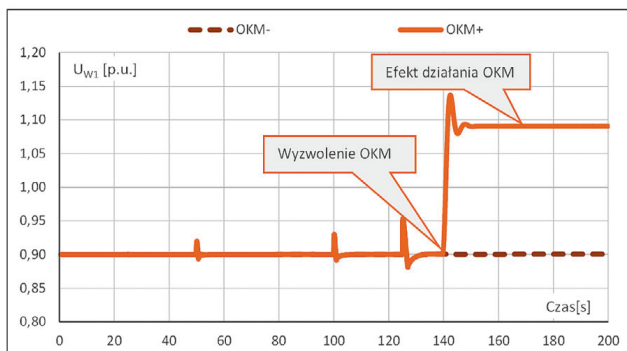
PL



Rys. 2. Napięcie na szynach 400 kV i moc bierna EW Żarnowiec w czasie tworzenia toru rozruchowego [2]



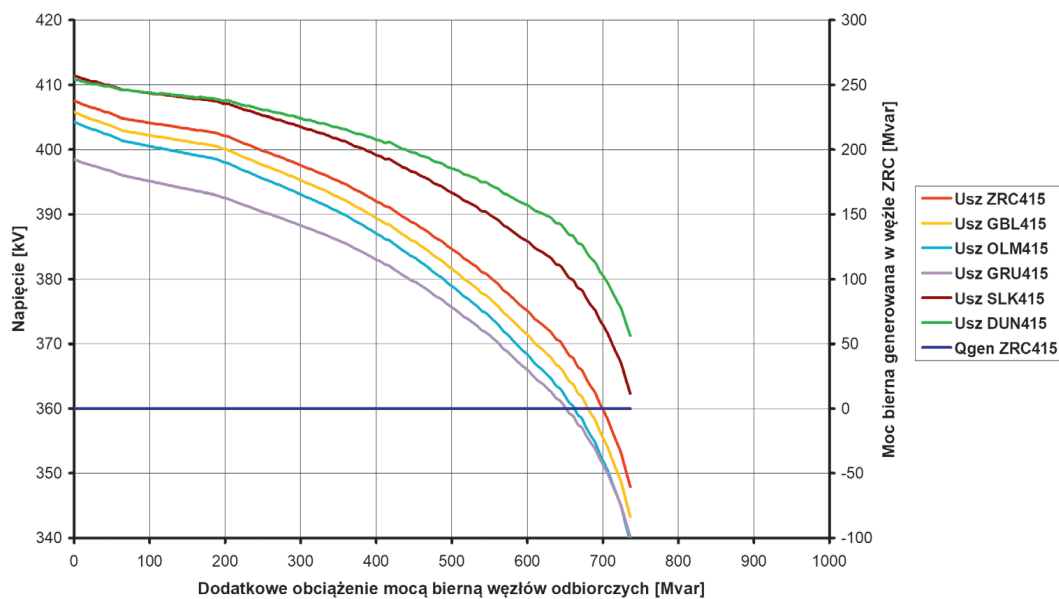
Rys. 3. Napięcia w węzłach toru rozruchowego [2]



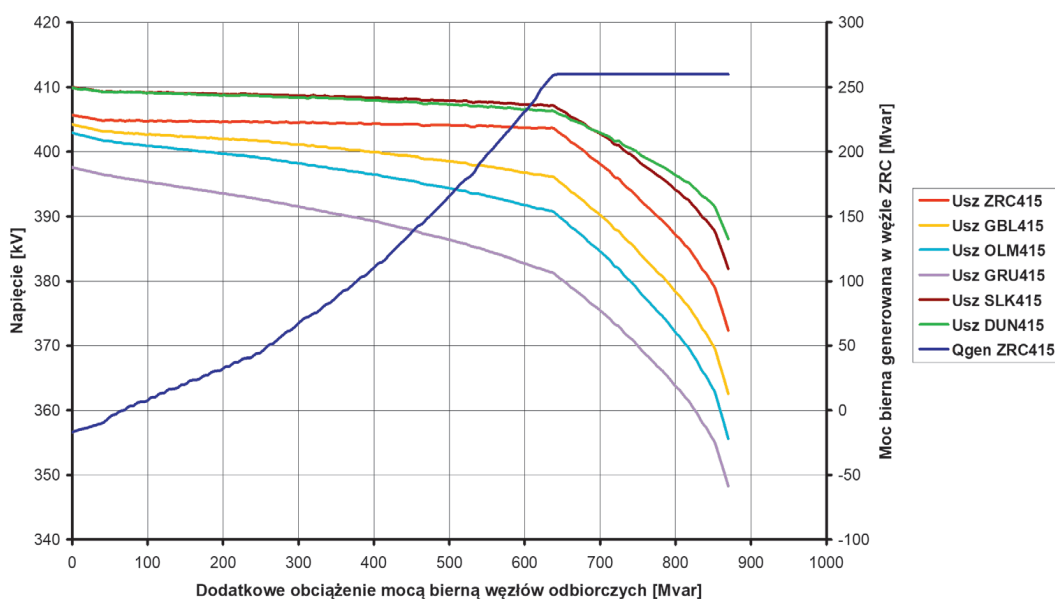
Rys. 4. Wpływ ogranicznika kąta mocy na poziomy napięcie w (a) EW Żarnowiec, (b) Elektrowni Kozienice [2]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–38. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 5. Krzywe nosowe dla węzłów północnej części KSE, w wariantcie bez EW Żarnowiec (wariant 1) [3]



Rys. 6. Krzywe nosowe dla węzłów północnej części KSE, w wariantcie z EW Żarnowiec pracującą w trybie kompensatorowym (wariant 2) [3]

układem kompensacji prądowej, każdorazowy wzrost obciążenia mocą bierną (w trakcie tworzenia toru rozruchowego), przy utrzymywaniu stałej wartości napięcia na szynach 400 kV, prowadził do zmniejszania się wartości napięcia na szynach generatora. Wartości napięć na szynach generatora nie przedstawiono na rysunkach. Są one mniejsze w węźle ZRC o spadek napięcia na transformatorze blokowym. Pominięcie układu kompensacji prądowej prowadziłoby w tym przypadku do wzrostu napięć w torze przesyłowym o wartości nie mniejsze niż ten spadek napięcia na transformatorze blokowym.

Z kolei pominięcie dodatkowego odbioru mocy biernej, tu w postaci transformatorów w stacji PDE, potencjalnie prowadziło do zadziałania ogranicznika kąta mocy w regulatorze generatora. Wynikałoby to z odpowiednio dużego wzrostu obciążenia generatora mocą bierną pojemnościową i próby przesunięcia się docelowego punktu pracy poza charakterystykę ogranicznika. To z kolei zmieniłoby kryterium działania regulatora generatora z regulacji napięcia na regulację kąta mocy, co skutkowało by zwiększeniem prądu wzbudzenia generatora i napięcia na szynach generatora oraz w całym torze rozruchowym. Efekt ten dla szyn stacji elektroenergetycznej

EW Żarnowiec i Elektrowni Kozienice ilustruje rys. 4. Widoczny jest tu wzrost napięcia w Elektrowni Kozienice do poziomu nieakceptowanego.

3. Regulacja napięcia

Występowanie w węźle systemu elektroenergetycznego regulowanego źródła mocy biernej poprawia warunki napięciowe w miejscu jego przyłączenia oraz w węzłach sieci przylegających do węzła przyłączenia tego źródła. Jako warunki napięciowe należy tu rozumieć zdolność utrzymania napięcia zadanego oraz wpływ (pozytywny) na zapas stabilności napięciowej.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 33–38. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Wpływ na powyższe ma zakres dostępnej mocy biernej danego źródła, obecność innych źródeł mocy biernej w otoczeniu danego źródła, struktura i parametry sieci elektroenergetycznej, struktura poboru mocy oraz bieżący punkt pracy systemu rozumiany jako rozptył mocy czynnych i biernych, poziom generacji mocy czynnych i biernych oraz pobór mocy czynnych i biernych.

Wpływ źródła mocy biernej, jakim jest elektrownia wodna, na stabilność napięciową systemu przedstawiono na przykładzie ESP Żarnowiec. Zakres dostępnej mocy biernej EW Żarnowiec w trybie pracy kompensatorowej czterech hydrozespół jest duży i równy –320–520 Mvar. Najbliższym elektrycznie źródłem (lub odbiorem) mocy jest łącze prądu stałego Polska–Szwecja o zdolności przesyłowej od –600–600 Mvar. W większej odległości elektrycznej znajdują się elektrociepłownie m.in. Trójmiasta, przyłączone na poziomie 110 kV, elektrownia Dolna Odra, EW Żydowo, EW Włocławek. Ze względu na brak dużych źródeł mocy biernej w tej części systemu elektroenergetycznego wpływ EW Żarnowiec na warunki napięciowe jest duży, a nawet krytyczny.

Dla uzasadnienia tego stwierdzenia na rys. 5 i 6 przedstawiono krzywe nosowe obliczone dla wybranych węzłów północnej części KSE. Przedstawiono wyniki obliczeń dla dwóch wariantów pracy elektrowni:

- wariant 1: hydrozespół EW Żarnowiec nie pracują
- wariant 2: dwa hydrozespóły EW Żarnowiec pracują w trybie kompensatorowym ($P_g = 0$ MW) z załączonym

układem ARNE, z napięciem zadanym na szynach stacji równym $U_z = 405$ kV.

W obydwu wariantach rozważano stan pracy systemu z mocą czynną pobieraną w KSE równą $P_{KSE} = 16$ GW, mocą pobieraną w obszarze PSE Północ równą $P_{PP} = 1,87$ GW, $Q_{PP} = 0,58$ Gvar oraz mocą łącza HVDC równą $P_{HVDC} = 300$ MW (import).

Przebiegi napięć w węzłach północnej części KSE w wariantach 1 (rys. 5) wskazują zapas stabilności napięciowej równy ok. 750 Mvar. Spadek napięcia do poziomu 380 kV występuje przy wzroście obciążenia w tej części systemu o 450–700 Mvar w zależności od lokalizacji węzła w systemie. Włączenie do pracy w trybie kompensatorowym dwóch bloków EW Żarnowiec (rys. 6) zwiększa zapas stabilności napięciowej do wartości równej ok. 870 Mvar. Spadek napięcia do poziomu 380 kV występuje wówczas przy większych niż poprzednio wartościach dodatkowego obciążenia w tej części systemu, tj. przy wzroście obciążenia do wartości równej 650–870 Mvar.

Ten wzrost zapasu stabilności wynika z wprowadzania dodatkowej mocy biernej przez źródło energii (bloki ESP Żarnowiec). Dopiero osiągnięcie maksymalnej osiągalnej wartości mocy biernej (krzywa Q_{gen} na rys. 6) prowadzi do charakterystycznego załamania przebiegu napięcia w węźle Żarnowiec, jak i w węzłach przylegających.

4. Wnioski

Elektrownie wodne dużej mocy są jedynymi źródłami zdolnymi do samostartu i dlatego przewidywanymi do uruchamiania bloków dużych ciepłych elektrowni systemowych

w razie niemożności wykorzystania innych źródeł systemowych, np. elektrowni ciepłych pracujących na potrzeby własne lub funkcjonujących fragmentów sieci elektroenergetycznej. Istotnym pozytywnym elementem, związanym z wykorzystywaniem elektrowni wodnych, jest również ich zdolność do pracy ze skrajnie małym (zerowym) obciążeniem mocą czynną i względnie dużym obciążeniem mocą bierną pojemnościową.

Bibliografia

1. Instrukcja obrony i odbudowy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, PSE Operator, Warszawa 2010.
2. Łosiński M., Małkowski R., Wybrane aspekty związane z pracą regulatora napięcia generatora synchronicznego w trakcie odbudowy systemu elektroenergetycznego, Konferencja „Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny”, Poznań 2016.
3. Łosiński M., Wpływ pracy Elektrowni Wodnej Żarnowiec na stabilność napięciową Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, *Automatyka Elektroenergetyczna* 2006, nr 2.
4. Machowski J., Lubośny Z., Stabilność systemu elektroenergetycznego, WNT, Warszawa 2018.

Zbigniew Lubośny

prof. dr hab.
Politechnika Gdańska
e-mail: zbigniew.lubosny@pg.gda.pl

Wychowanek Politechniki Gdańskiej. Od 2004 roku jest profesorem nauk technicznych. Obecnie jest zatrudniony na swojej macierzystej uczelni na stanowisku profesora zwyczajnego. Obszar jego zainteresowań to: modelowanie matematyczne, stabilność systemu elektroenergetycznego, sterowanie systemem elektroenergetycznym, zastosowanie sztucznej inteligencji do sterowania systemem elektroenergetycznym, modelowanie i sterowanie elektrowniami wiatrowymi. Redaktor naczelny *Acta Energetica*.

Maciej Łosiński

dr inż.
Elektrownia Wodna Żarnowiec
e-mail: m.losinski@ewz.pl

Po ukończeniu studiów na Wydziale Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej rozpoczął pracę w Elektrowni Wodnej Żarnowiec (1998). Obecnie zajmuje tam stanowisko kierownika Wydziału Automatyki, Zabezpieczeń i Łączności. Stopień doktora nauk technicznych zdobył na swoim macierzystym wydziale (2005). Jego zainteresowania naukowe koncentrują się wokół zagadnień związanych z elektroenergetyczną automatyką zabezpieczeniową oraz modelowaniem i analizą pracy systemów elektroenergetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem problematyki regulacji napięcia i rozptyłu mocy biernej. Został laureatem w konkursie na najlepszą pracę doktorską, organizowanym przez firmę ABB (2006). Jest współautorem monografii „Modele matematyczne do badania bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego” (2012).