

# Application of Load Compensation in Voltage Controllers of Large Generators in the Polish Power Grid

## Authors

Bogdan Sobczak  
Robert Rink  
Marek Głaz

## Keywords

load compensation, Automatic Voltage Regulator (AVR)

## Abstract

The Automatic Voltage Regulator normally controls the generator stator terminal voltage. Load compensation is used to control the voltage which is representative of the voltage at a point either within or external to the generator. In the Polish Power Grid (PPG) compensation is ready to use in every AVR of a large generator, but it is utilized only in the case of generators operating at the same medium voltage buses. It is similar as in most European Power Grids. The compensator regulating the voltage at a point beyond the machine terminals has significant advantages in comparison to the slower secondary Voltage and Reactive Power Control System (ARNE)<sup>1</sup>. The compensation stiffens the EHV grid, which leads to improved voltage quality in the distribution grid. This effect may be particularly important in the context of the dynamic development of wind and solar energy.

**DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2014112**

## 1. Introduction

Compensation, using generator current phasor measurement and a certain adopted impedance, allows replacing the voltage measured at the generator terminals with a synthesized voltage in a selected fictional point, shifted toward the generator's equivalent electromotive force, or towards the grid.

$$V_c = |\bar{V}_T + \bar{Z}_c \bar{I}_T| \quad (1)$$

With regard to large generators that supply the transmission grid, resistance can be neglected and only reactance used for the compensation.

$$V_c = |\bar{V}_T + jX_c \bar{I}_T| \quad (2)$$

The study concerns the compensation, which shifts the voltage control point towards the grid to a fictional point inside the unit transformer reactance.

In the case of compensation towards the generator's equivalent electromotive force (not discussed here) let us remember that its task is to obtain the voltage control stability of generators connected to shared medium voltage busbars. Voltage control without compensation at the same point by two independent

controllers with similar control rates usually leads to instability or at least to undesirable differences in the generator's share in the control. This rule also applies to the compensation towards the grid, the point of effective voltage control of the generators cannot be the high voltage substation shared busbars. Maintenance of proper quality control of the generator voltage, as well as possible change in the transformer reactance after a change in the transformer ratio, the auxiliaries current, and possible changes in the frequency reduce the compensation to 60–70% of the unit transformer reactance at maximum. The compensation is usually determined with respect to the base generator impedance or the unit transformer reactance, and the distinction results from the context of use. The compensation of 50% of the unit transformer reactance is illustrated in Fig. 1.

In IEEE standard [1] the compensation is defined by the element shown in Fig. 2, which, in addition to the compensated voltage calculation formula, also contains a filter that models the measurement of the generator voltage and current (the filter is shared, because both signals are measured with a similar time constant, typically 10 to 20 ms). There is information in [1] that in an application, whereby  $RC \ll XC$  (large generators that supply the transmission grid), the resistance can be ignored, and that the

<sup>1</sup> Analysis carried out in this paper showed the possibility of applying load compensation after a few corrections of ARNE's settings.

compensation, which uses active and reactive power signals, is in practice equivalent to the current compensation, and doesn't need to be discussed separately.

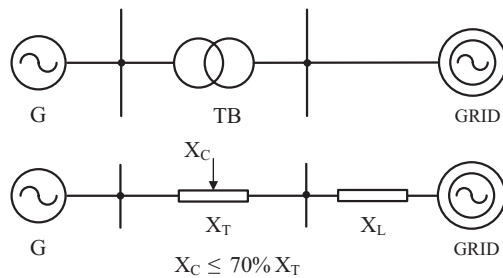


Fig. 1. Illustration of voltage control with partial compensation of unit transformer reactance

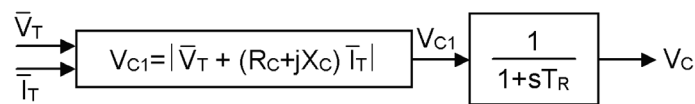


Fig. 2. Compensation element in IEEE standard [1]

System analysis programmes such as PSS/E, PSLF, or DSAT package used by these authors, enable voltage compensation consideration, although in different ways:

- in PSS/E programme the compensation is defined by one of two models: IEEEVC, which implements formula (1) or COMP, which implements formula (2), but with the sign of compensation subtraction  $V_c = |\bar{V}_T - X_C \bar{I}_T|$ , in the PSLF programme the compensation resistance  $R_C$  and reactance  $X_C$  are entered together with the generator model's dynamic data. Formula (1) is applied with the compensation subtraction sign  $V_c = |\bar{V}_T - (R_C + jX_C) \bar{I}_T|$
- in the DSAT package the compensation parameters  $R_C$ ,  $X_C$  are entered into the of voltage controller models. Formula (1) is applied.

In these programmes the load compensation can be introduced to voltage control only through the development of the voltage controller's user model.

When substituting load compensation with current compensation it should be borne in mind that such modelling is not accurate for a voltage different from the nominal, and a high impedance.

## 2. Technical capabilities of the compensation in voltage controllers of large generators in the PPG. Compensation in other systems

Compensation solutions in voltage controllers of large units in the PPG were reviewed. It was found that, in accordance with the requirement of the Energy Regulatory Office's Polish Grid Code<sup>2</sup>:

"The setting range of the current compensation of a generation unit's voltage controller shall not be less than  $\pm 15\%$  for active and reactive power". The compensation can be implemented in all analysed voltage controllers. This also applies to the still operated analogue controllers. Both types of the above-mentioned compensation can be implemented: (a) by generator current, (b) by generator active and reactive power, as well as (c) by generator current's active and reactive components. Option (a) has been implemented, for example, in Basler's DECS digital controllers (Kozienice), in Alstom's P320AVR controller (new unit in Bełchatów). Option (b) has been implemented in digital controllers developed by the Institute of Power Engineering, in ABB's UNITROL controller (Turów, Siersza). Option (c) is still in use in analogue controllers. The compensation can be implemented in all analysed controllers without interfering with the device's software (or electronics).

The voltage compensated in option (b) is:

$$V_c = V_T + K_p * P + K_Q * Q \quad (3)$$

and in option (c):

$$V_c = V_T + K_p * I_p + K_Q * I_Q \quad (4)$$

The compensation implementation and use in voltage controllers in other systems was also reviewed in the study. The analysis of voltage control solutions used in European systems showed that the voltage control compensation towards the grid has been implemented in two systems only: in The Czech Republic and Belgium. In the Czech system voltage is compensated with passive current. Coefficient  $K_Q$  is always 0.05. In the Belgian system the compensation with reactive power has been implemented with  $K_Q$  coefficient equal to 0.03, and in a few instances 0.02. Institute of Power Engineering Gdańsk Division provided voltage controllers for large generation units, in countries such as: The USA, Lithuania, and Kazakhstan, inclusive of their start-up and setting. Each supplied controller was fit for voltage control compensation with reactive and active power, but in none of the cases the owner required non-zero setting of the compensation.

## 3. Analysis of the voltage control compensation impact on generator dynamics

The voltage control compensation impact on generator dynamics was analysed on the model shown in Fig. 3, using the DigSilent Power Factory programme. The model consists of two identical generator (500 MVA) – external grid systems. By closing switches  $Bev$  and/or  $Bhv$  between 400 kV grid nodes,  $Tev1$  and  $Tev2$  or  $Thv1$  and  $Thv2$ , respectively, both generators were set to parallel supply of a shared grid. As regards switch  $Bhv$  it was parallel operation of the generators connected to a shared high voltage busbar (the case of generators in the same plant), while

<sup>2</sup> The Polish Grid Code provision would be more precise, if the compensation range was specified for the generation unit both active and reactive current components.

the closure of switch *Bev* allowed analysing the parallel operation of two plants. Switch *Bmv* allowed testing the generators connected to a shared medium voltage busbar.

The model includes auxiliary loads *Lh1*, *Lh2*, loads *Lthv1*, *Lthv2* and, connected through transformers *Trl1*, *Trl2* with low voltage control, loads *Lte1* and *Lte2*. Identical generators *SM1* and *SM2* were equipped with ST1A voltage controllers [1] and PSS2B stabilisers [1]. They were modelled with PSS/E ESST1A and PSS2A models. The compensation element (user model) in the voltage controller of generator *SM1* enabled modelling all the compensation schemes discussed above. The user models were also used to model the limiters of excitation current, stator current, and power angle.

In the described model the compensation impact on voltage control and angle stability of large and small disturbances was analysed. The comparison of compensation methods (a), (b) and (c) showed that in terms of voltage control, and angle and voltage stability they are practically equivalent. Some differences in the waveforms became to be seen at voltages significantly different from the rated voltage. An advantage of the compensation with reactive power and reactive current is less sensitivity to changes in the generator active power.

The compensation improved the voltage control quality in the system. Fig. 4 shows the impact of the current compensation

( $X_C = 0,1$ ;  $\sim 71\%$  of the unit transformer reactance) in the voltage controller of generator *SM1* on voltage in the HV grid nodes, after a reversible change in the reactive power of loads *Lte1* and *Lte2* (2 MVar/s ramp lasting 5 s) for stiff grid (the external grid's short-circuit power 10,000 MVA) and weak grid (2,000 MVA). The compensation impact was more visible in the weak grid. It can be said that the compensation "stiffened" the grid voltage. Fig. 4 also shows the generator voltage and reactive power waveforms, which show that the generator with the compensation responded more strongly to disturbances in the grid.

In order to analyse the compensation impact on the angle stability of small disturbances, the eigenvalues were determined for the system in Fig. 3 for various compensation methods and settings, and various operating points of the generators. It was found that the results of the current and load compensation were similar. At  $R_C K_p = 0$  the compensation impact on the angular stability of small disturbances is small, but positive. Only at very low generator voltages below  $0.9 U_N$ , a marginal damping decrement was noted. Non-zero values of  $R_C K_p$  allow for clear damping improvement, if there is no system stabilizer.

With the stabilizer on, damping is large and the small change in damping with the compensation on is practically irrelevant. This confirms the thesis contained in [1] that there is no need to use RC (KP) in the compensation of large generators.

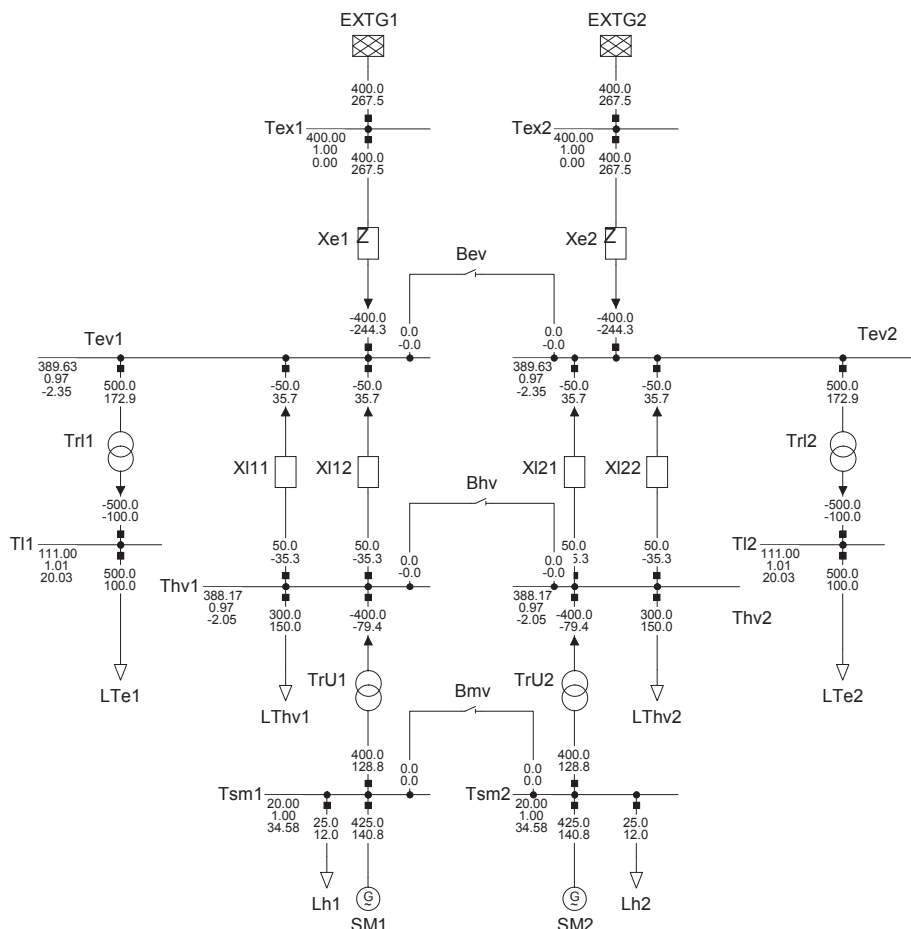


Fig. 3. Model for testing the compensation impact on generator dynamics

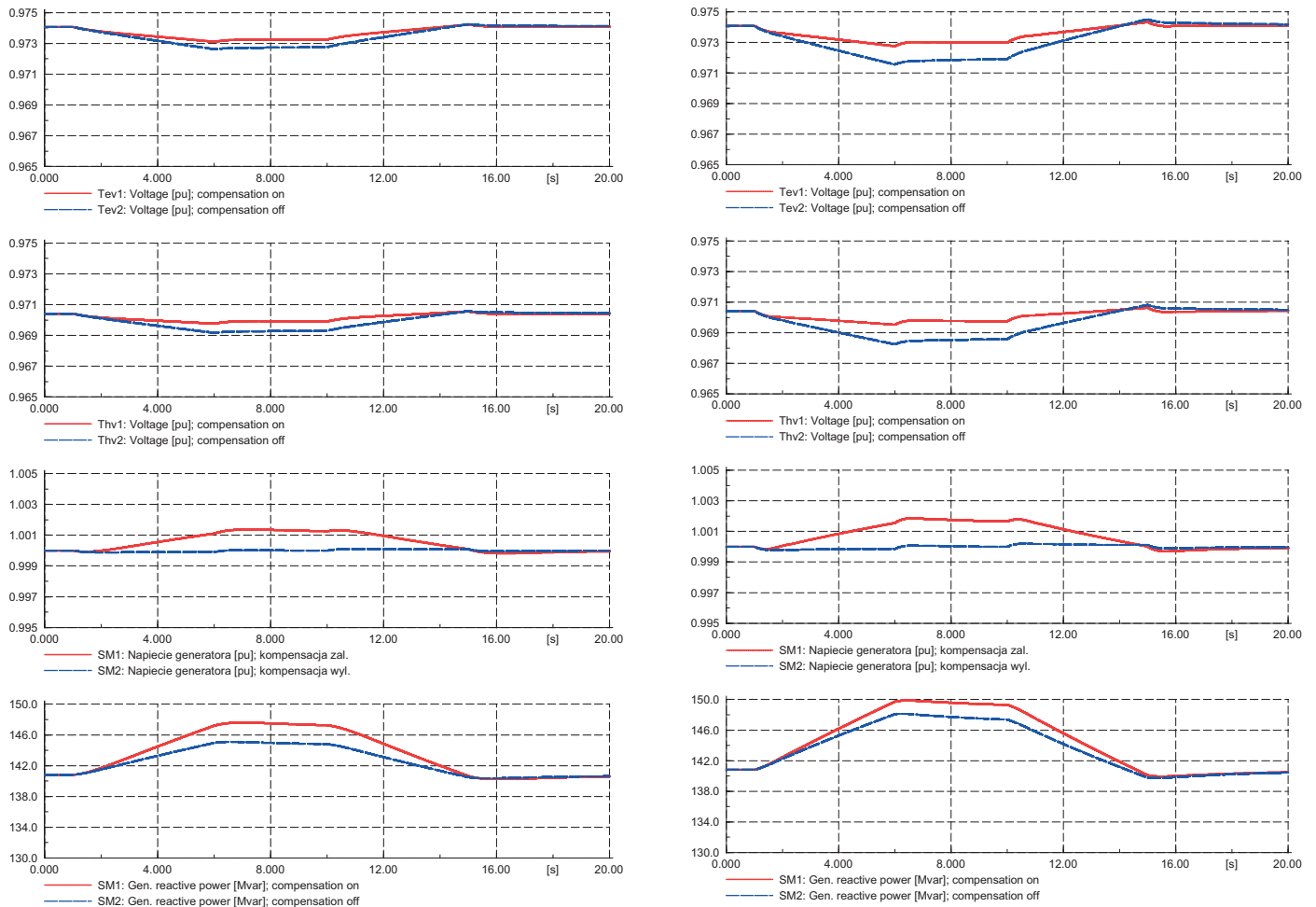


Fig. 4. Compensation impact on grid voltage, and generator voltage and reactive power, for stiff (left) and weak (right) grid, after change of reactive power loads.

Simulations of large disturbances (close short-circuit) showed no significant compensation impact on the waveforms during and immediately after a disturbance, i.e. at the critical time for the generator's transient stability. A commonly used measure of the generator angle stability for large disturbances is critical fault duration (CFD), which indicates the maximum duration of a three-phase short-circuit downstream of the unit transformer. In the model in Fig. 3 no compensation impact was ascertained on the generators' CFD determined with 5 ms accuracy. This applies to all compensation methods tested. For remote short-circuits, the compensation, by increasing the voltage controller error, can ensure more powerful excitation forcing. Excitation forcing positively affects the grid voltage, and therefore the system stability.

Voltage stability, or rather its loss, is a complex process involving many phenomena occurring at different time scales – from slow phenomena, *quasi* static, which are analysed by flow calculation based methods, up to rapid phenomena conducive to loss of angular stability, which must be analysed taking into account the dynamics of the generators and their control systems. The compensation impact on the loss of generators' angular stability due to lowering the grid voltages was analysed on the model shown

in Fig. 5. Similarly to the system shown in Fig. 3, it consisted of two independent grids. The system was overloaded by increasing the reactive power of loads *LTe1* and *LTe2* until the loss of generators; stability, manifested by an uncontrolled voltage drop. The addition of two generators *dSM1* and *dSM2* to the system was intended to analyse the compensation impact on the reactive power reserve activation in generators more remote from the node in which demand for reactive power was increasing. Rotor current limiters were added to the generator voltage controllers. The stator current limiter was not switched on because of its destabilizing effect at a low generator voltage [6]. The system stabilizers were on. The limiters' structures and parameters were developed using the solutions used in the PPG' large units.

The simulations showed that in the initial phase generator *SM1* (with compensation) generated clearly more reactive power than generator *SM2*. After activation of the excitation current limiter of generator *SM1*, generator *dSM1* became a reactive power source with the output rising faster than the reactive power of generator *dSM2*. Ca. 150 seconds in the simulation the limiters in both generators in grid 1 (with compensation) are active, and in grid 2. this would happen ca. 30 s later.

The grid voltage waveforms showed that until the reactive power generation capacity exhaustion, voltages in grid 1 are higher

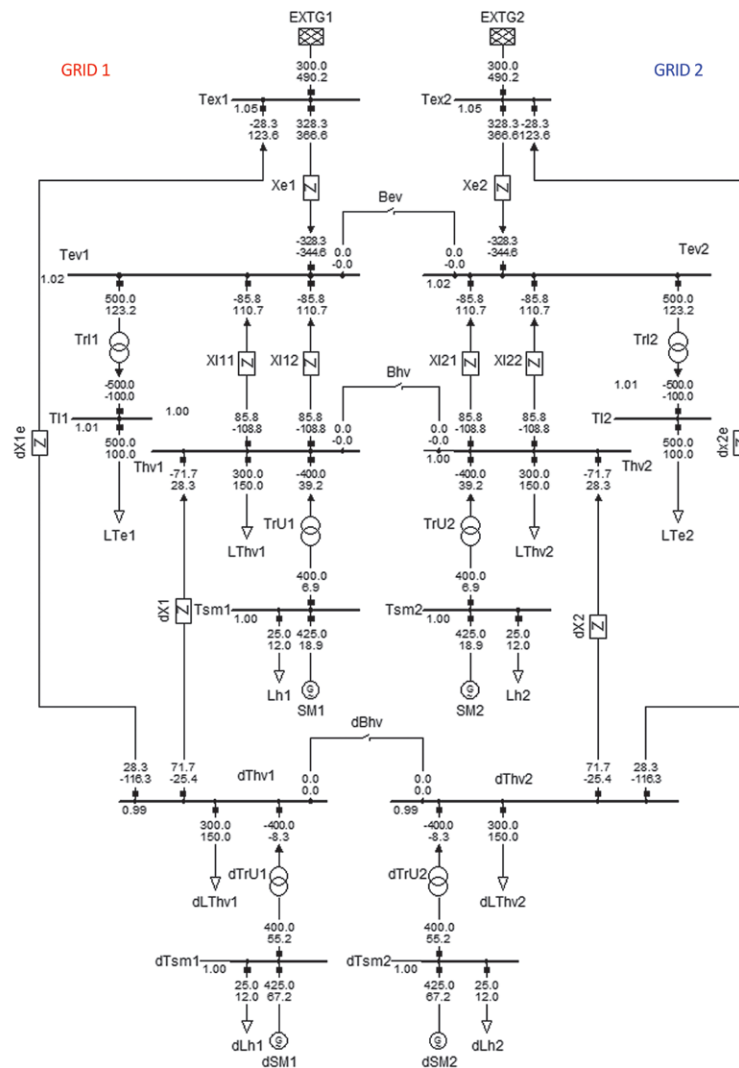


Fig. 5. Model for testing the compensation impact on voltage stability

by as much as 3%. Since the limiters' activation in grid 2 the generator waveforms shown here, and the grid voltage waveforms not shown here, are similar. In grid 2 (without compensation) the stability was lost slightly faster (ca. 6 s), but it does not seem to be a significant difference. More important is the grid's better voltage profile until the limiters activation, which in a real system can mean less risk of shut downs of loads and generation units connected to the distribution grid, which may constitute a significant percentage of the generation in the area affected by voltage drops.

#### 4. Analysis of the voltage control compensation impact on the PPG

The analysis of the impact of the compensation in voltage controllers of large generators in the PPG system addressed the same issues that were examined in the test system, i.e. the compensation impact on:

- angular stability of small and large disturbances
- grid voltage control quality in the variation range outside the ARNE control scope,
- dynamic aspects of voltage stability.

The analysis was conducted for a model of the PPG as planned for the summer of 2015. DSAT software package was used for the calculations, which had built-in mechanisms to automate the system security analyses, and accepted PSLF flood and dynamic data. In the PPG model the compensation was implemented after formula (2), while the compensation level did not exceed 70% of the generator's unit transformer reactance. The compensation impact on the transmission voltage control quality was examined by recording changes in the grid voltage after a 1% increment of the static part of the PPG load (total change was 132 MW, 53.5 MVAR with ramp 2 s). Because of the subject of the study, most of the simulations concerned the compensation application in generators of Żarnowiec, Ostrołęka, Bełchatów, and Koźienice power plants. Below are selected conclusions from the simulations:

- The compensation did not significantly affect the angle stability of generators at large and small disturbances, which is consistent with the results obtained for the test system.
- Voltage control quality in the transmission grid in northern Poland is clearly worse than in the centre and south. An obvious reason is the deficit of system generation system in this area.

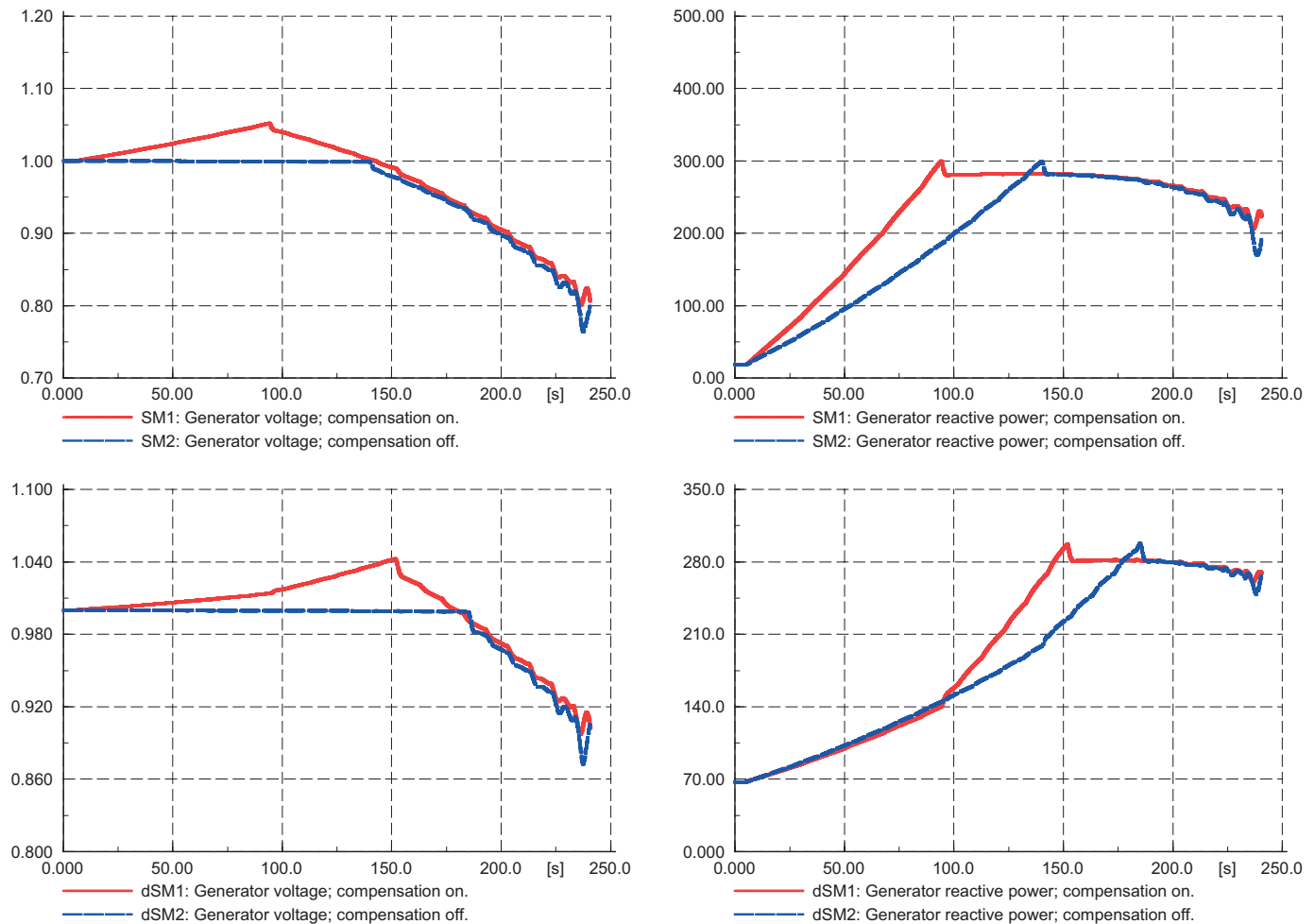


Fig. 6. Compensation impact on voltage stability

- The compensation improved voltage control quality in the transmission grid. Therefore, the compensation of generators connected to the 400 kV system is more efficient.
- The compensation implemented in Żarnowiec plant had clearly improved voltage control quality over a wide area of northern Poland. Interestingly, the compensation implemented in one active generator improves the voltage control quality more than connecting an additional hydro unit in the compensation mode. It is likely that the improvement in the transmission grid voltage control quality may result in a decrease in the number of activations of tap changers of transformers supplying distribution grids<sup>3</sup>.
- The voltage control quality also resulted from the compensation of generators connected to the 400 kV system in Bełchatów and Koźnice plants, as well as the generators in Ostrołęka power plant connected to the 220 kV system.
- Local compensation with control conflicts were identified, consisting in the resistance of a generator or a group of generators to the control provided by other generators.
- This occurred in Ostrołęka, where the generator connected to the 110 kV grid counteracted the control of the generators connected to the 220 kV grid.

Fig. 7 illustrates the impact of the compensation of large generators in the PPG on the 400 kV transmission grid voltage. Clearly seen is the inferior voltage control quality in northern Poland, and its significant improvement after the compensation implementation in the analysed plants. The compensation impact on voltage stability was analysed by increasing the static portion of loads in the distribution grids in the cities of Warsaw and Łódź and their surroundings. The initial total load in this area amounted to 3,143 MW and 942 MVar. Excitation current limiters were modelled using the standard PSLF-OEL1 model. It is important that the OEL1 limiter had no dynamics, and its performance was reduced to the input to the generator's summing node of a signal, which had to reduce the excitation current below a threshold value.

The simulations for the PPG model showed that the compensation was beneficial for voltage stability. During the demand

<sup>3</sup> Discussed work does not analyze this issue.

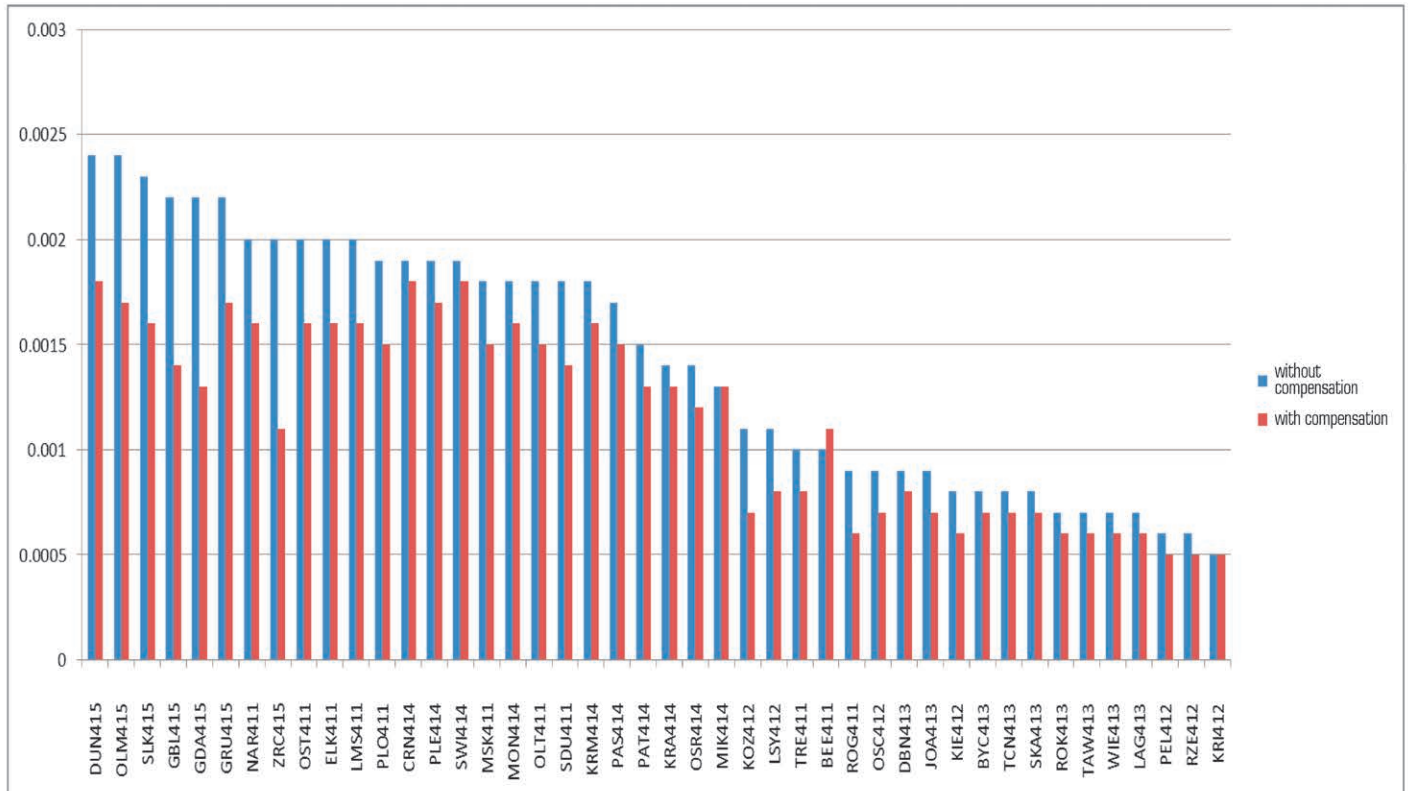


Fig. 7. Change in 400 kV grid voltage after increase of the PPG static load by 1%

increase voltages in the model with compensation were higher, and the loss of angular stability of generators and their shut downs occurred later. In general, the voltage stability benefits for the PPG model were more convincing than those obtained in the test model. The reason is the increased share in voltage control of the generators outside the increased demand area, and the resulting voltage profile improvement, as compared to the model without compensation. The voltage improvement translates into later shut downs of generation units in the distribution grid. Times of selected events are given in Tab. 1.

### 5. Conclusions

The current or load compensation functionality is available (but not used) in all voltage controllers of large generators in the PPG. The compensation in large generator voltage controllers “stiffens” the grid voltage, and consequently improves the voltage control quality in terms of faster variability than the impact of ARNE secondary voltage control systems. For this reason, the compensation implementation will be particularly effective in generators supplying the northern Polish region, where the grid is weaker than in the rest of the country. This part of Poland is also the area where most wind generation is connected, the variability of which has an impact on the voltage.

The compensation also has a positive impact on voltage stability by increasing the share in voltage control of generators outside the increased demand area. As a result, voltages in the endangered area are higher than without compensation, which means reduced risk of generation unit shut downs typically leading to voltage stability loss.

Action	Occurrence time in the model without compensation [s]	Occurrence time in the model with compensation [s]
Activation of 1. excitation current limiter (Warsaw)	16.0	11.0
Activation of 2. excitation current limiter (Warsaw)	21.0	15.9
Shut down of 1. motor in the grid	64.9	70.9
Shut down of 2. motor in the grid	66.0	70.9
Shut down of 1. generator (Warsaw)	65.0	68.7
Shut down of 2. generator (Warsaw)	65.6	70.3
400 kV grid voltage below 80% Un	~59	~69
Loss of voltage stability	~65	~69

Tab. 1. Times of selected events in the simulations of voltage stability loss

The compensation by current ( $R_C = 0, X_C \neq 0$ ), of the reactive current or power component has no significant impact on the stability of generators and the system at small and large disturbances.

### REFERENCES

- IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5™-2005.
- PSLF’s User Manual.

3. PSS®E Model Library.
  4. Kundur P., Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Inc, New York 1994.
  5. Coordinated Voltage Control in Transmission Networks, Report CIGRE No. 310, 2007.
  6. Madajewski K., Sobczak B., Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej [*Dynamic aspects of voltage stability loss*], XIV. International Scientific Conference “Current Problems in Power Engineering”, Jurata 2009.
  7. Madajewski K., Sobczak B., Trębski R., Praca ograniczników w układach regulacji generatorów synchronicznych w warunkach niskich napięć w systemie elektroenergetycznym [*Limiter performance in synchronous generator control systems at low voltages in the power system*], XIII. International Scientific Conference “Current Problems in Power Engineering”, Jurata 2007.
- 

### **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 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

Robert Rink is an electronics engineer, specialised in automation, a graduated of 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 National Power System, including those related to wind energy development.

### **Marek Głaz**

PSE SA

e-mail: Marek.Glaz@pse.pl

A graduate of the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology (1992), specialty: power systems and grids. From the outset of his professional career in PSE SA, as a specialist in the PPG system's operational management. His professional interests are focused on: issues related to system automation and protections, and research of dynamic equilibrium of the system.



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 152–159. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Wykorzystanie kompensacji prądowej w regulatorach napięcia generatorów systemowych Krajowego Systemu Elektroenergetycznego

### Autorzy

Bogdan Sobczak  
Robert Rink  
Marek Głaz

### Słowa kluczowe

kompensacja prądowa, regulator napięcia generatora

### Streszczenie

Kompensacja regulacji napięcia prądem generatora przesuwa punkt regulacji napięcia z zacisków generatora w kierunku sieci lub do wewnątrz generatora. W krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) kompensacja jest możliwa we wszystkich regulatorach napięcia dużych generatorów, jednak stosowana jest tylko wówczas, gdy pracują one na wspólne szyny średniego napięcia. Podobnie jest w zdecydowanej większości systemów europejskich. Tymczasem wydaje się, że przesunięcie punktu szybkiej regulacji napięcia w stronę sieci ma dość istotne zalety, których nie ma wolniejsza wtórna regulacja napięcia, realizowana w KSE przez układy automatycznej regulacji napięcia elektrowni (ARNE). Korzyścią stosowania kompensacji jest m.in. usztywnienie napięć w sieci przesyłowej, a więc poprawa jakości napięcia także w sieciach niższych napięć. W warunkach dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej wykorzystującej wiatr i słońce, zwiększającej zmienność m.in. napięcia sieci, ten efekt zastosowania kompensacji może okazać się szczególnie ważny. W ubiegłym roku operator PSE SA rozpoczął realizację obszernej dwuetapowej pracy poświęconej zastosowaniu kompensacji regulacji napięcia w generatorach elektrowniach Bełchatów, Kozienice, Ostrołęka i Żarnowiec. Artykuł prezentuje wybrane zagadnienia, uzyskane w pierwszym etapie prac, który był poświęcony w większości badaniom modelowym.

### 1. Wprowadzenie

Kompensacja, wykorzystując pomiar fazora prądu generatora  $I_T = I_p + jI_Q$  i pewną przyjętą impedancję  $\bar{Z}_C = R_C + jX_C$ , pozwala zastąpić napięcie  $V_T$  mierzone na zaciskach generatora zsyntetyzowanym napięciem  $V_C$  w wybranym fikcyjnym punkcie, przesuniętym w stronę zastępczej SEM generatora lub w stronę sieci.

$$V_C = |\bar{V}_T + \bar{Z}_C \bar{I}_T| \quad (1)$$

W dużych generatorach pracujących na sieć przesyłową rezystancję można pominąć i do kompensacji stosuje się tylko reaktancję  $X_C$ .

$$V_C = |\bar{V}_T + jX_C \bar{I}_T| \quad (2)$$

Praca dotycząca kompensacji, która przesuwa punkt regulacji napięcia w stronę sieci do fikcyjnego punktu, zlokalizowanego wewnątrz reaktancji transformatora blokowego. W przypadku kompensacji w kierunku zastępczej SEM generatora (nie omawianym tu) przypomnijmy, że jej zadaniem jest uzyskanie stabilności regulacji napięcia generatorów pracujących na wspólne szyny średniego napięcia. Regulacja napięcia bez kompensacji w tym samym punkcie przez dwa niezależne regulatory o zbliżonej szybkości regulacji, zwykle prowadzi do niestabilności albo przynajmniej do niepożądanego zróżnicowania udziału generatorów w regulacji. Reguła ta dotyczy także kompensacji w kierunku sieci, punktem efektywnej regulacji napięcia generatorów nie mogą być wspólne szyny rozdzielni wysokiego napięcia. Zachowanie odpowiedniej jakości regulacji napięcia na generatorze, a także ewentualna zmiana wartości reaktancji transformatora

po zmianie przekładni, prąd zasilający potrzeby własne i możliwość zmian częstotliwości ogranicza kompensację do maksymalnie 60–70% reaktancji transformatora blokowego.

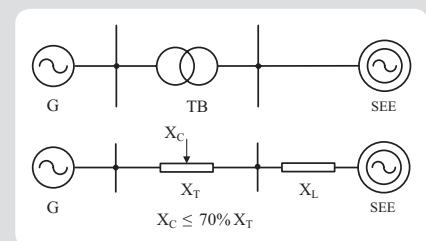
Kompensacja jest zazwyczaj określana w odniesieniu do impedancji bazowej generatora lub względem reaktancji transformatora blokowego, rozróżnienie wynika z kontekstu użycia. Ilustracja kompensacji 50% reaktancji transformatora blokowego pokazana została na rys. 1.

W standardzie IEEE [1] kompensacja jest zdefiniowana członem pokazanym na rys. 2, który oprócz formuły obliczania skompensowanego napięcia zawiera również filtr odwzorowujący pomiar napięcia i prądu generatora (filtr jest wspólny, bo pomiar obydwu sygnałów jest realizowany ze zbliżoną stałą czasową wynoszącą zazwyczaj 10÷20 ms). W [1] znajdują się informacje, że w zastosowaniach, w których  $R_C \ll X_C$  (duże generatory pracujące na sieć przesyłową) rezystancja może być pominięta, oraz, że kompensacja, w której wykorzystuje się sygnały mocy czynnej i biernej jest w praktyce równoważna kompensacji prądem i nie ma potrzeby jej oddzielnego omawiania.

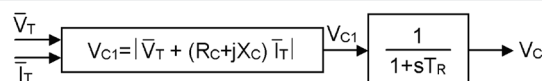
Programy analizy systemowej, takie jak PSS/E, PSLE, czy też wykorzystywany przez autorów pakiet programów DSAT, dają możliwość wprowadzenia kompensacji

napięcia, jednak jest to realizowane w różny sposób:

- w programie PSS/E kompensacja jest definiowana za pomocą jednego z dwóch modeli: IEEEVC, który realizuje formułę (1), i COMP, który realizuje formułę (2), ale ze znakiem odejmowania kompensacji  $V_C = |\bar{V}_T - jX_C \bar{I}_T|$
- w programie PSLE rezystancję  $R_C$  i reaktancję  $X_C$  kompensacji wprowadza się razem z danymi dynamicznymi modelu generatora. Stosowana jest formuła (1) ze znakiem odejmowania kompensacji  $V_C = |\bar{V}_T - (R_C + jX_C) \bar{I}_T|$
- w programach pakietu DSAT parametry kompensacji  $R_C$ ,  $X_C$  wprowadza się do modeli regulatorów napięcia. Stosowana jest formuła (1).



Rys. 1. Ilustracja regulacji napięcia z kompensacją części reaktancji transformatora blokowego



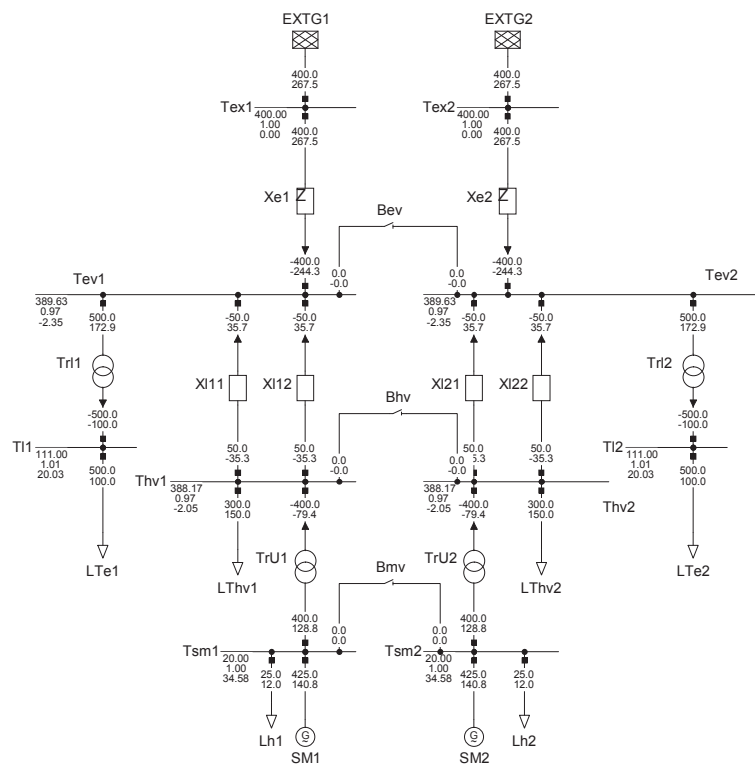
Rys. 2. Człon kompensacji w standardzie IEEE [1]

<sup>1</sup> Analiza działania ARNE, omawiana w tym artykule, pokazała możliwość wprowadzenia kompensacji po wprowadzeniu zmian, w niektórych nastawach tej automatyki.

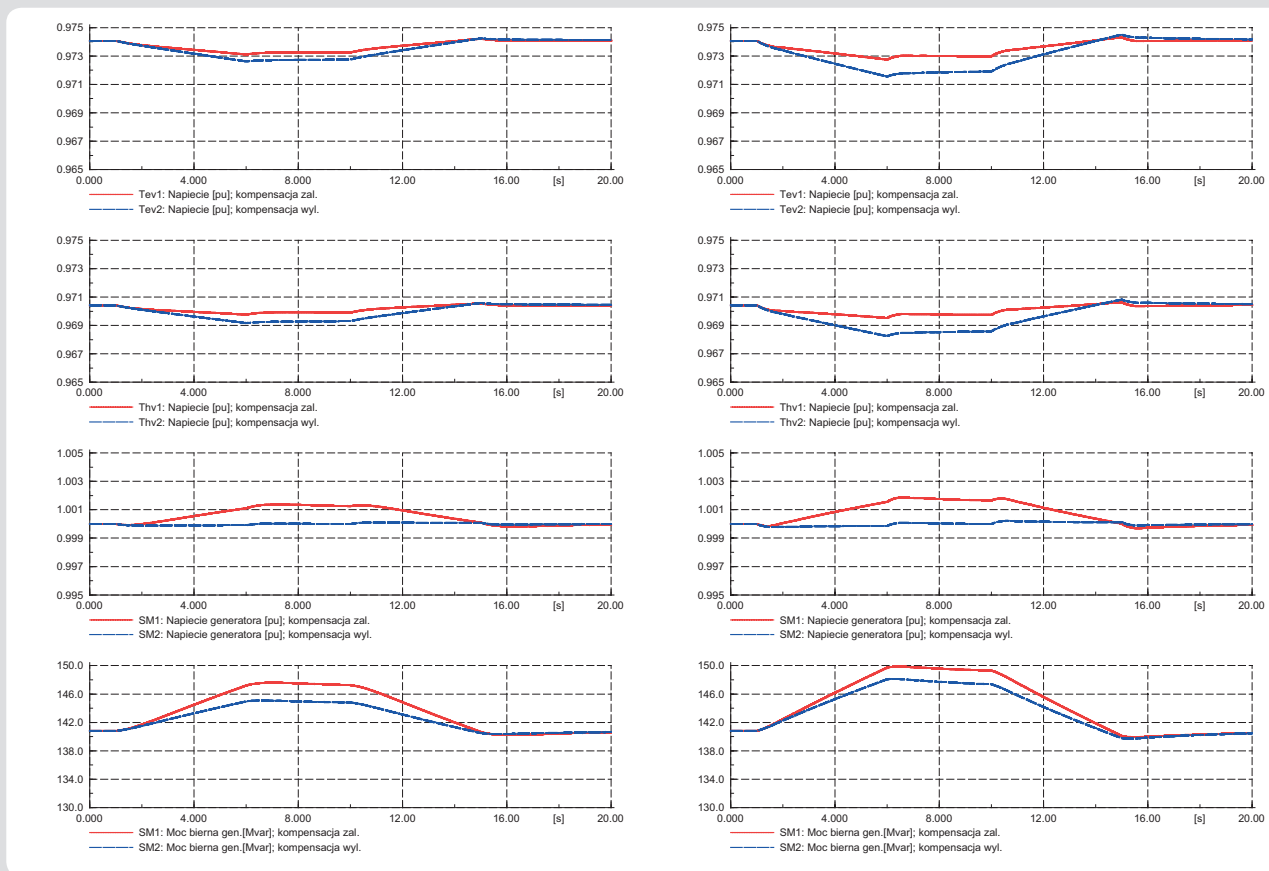
W wymienionych programach wprowadzenie do regulacji napięcia kompensacji mocą jest dostępne jedynie poprzez opracowanie modelu użytkownika regulatora napięcia. Wykorzystując zamiast kompensacji mocą kompensację prądem, należy pamiętać, że dla napięć różnych od nominalnego i dużej impedancji takie odwzorowanie nie jest dokładne.

## 2. Techniczne możliwości stosowania kompensacji w regulatorach napięcia generatorów systemowych KSE.

**Kompensacja w innych systemach**  
Dokonano przeglądu rozwiązań kompensacji w regulatorach napięcia dużych bloków KSE. Stwierdzono, że zgodnie z wymaganiami Urzędu Regulacji Energetyki IRiESP<sup>2</sup>: „Zakres nastaw kompensacji prądowej regulatora napięcia jednostki wytwórczej nie powinien być mniejszy niż  $\pm 15\%$  dla mocy czynnej i bierniej”. We wszystkich badanych regulatorach napięcia możliwe jest wprowadzenie kompensacji. Dotyczy to również jeszcze pracujących regulatorów analogowych. Możliwe są obydwa wspomniane powyżej rodzaje kompensacji: (a) prądem generatora, (b) mocą czynną i bierną generatora, jak również (c) kompensacja składową czynną i bierną prądu generatora. Rozwiązanie (a) zastosowano np. w regulatorach cyfrowych DECS firmy Basler (el. Kozienice), w regulatorze P320AVR firmy Alstom (nowy blok el. Bełchatów). Rozwiązanie (b) działa w regulatorach



Rys. 3. Model do badania wpływu kompensacji na dynamikę generatora



Rys. 4. Wpływ kompensacji na napięcie w sieci, napięcie i moc bierną generatora dla sieci sztywnej (po lewej) i miękkiej po zmianie mocy biernej odbiorców

<sup>2</sup> Zapis IRiESP byłby bardziej precyzyjny, gdyby zakres kompensacji podano dla składowej czynnej i bierniej prądu jednostki wytwórczej.

cyfrowych wyprodukowanych przez Instytut Energetyki, w regulatorze ABB UNITROL (el. Turów, el. Siersza). Rozwiązanie (c) obowiązuje jeszcze w regulatorach analogowych. We wszystkich analizowanych regulatorach kompensację można wprowadzić bez ingerencji w oprogramowanie (ewentualnie elektronikę) urządzenia.

Dla rozwiązania (b) skompensowane napięcie wynosi:

$$V_C = V_T + K_P * P + K_Q * Q \quad (3)$$

a dla rozwiązania (c):

$$V_C = V_T + K_P * I_P + K_Q * I_Q \quad (4)$$

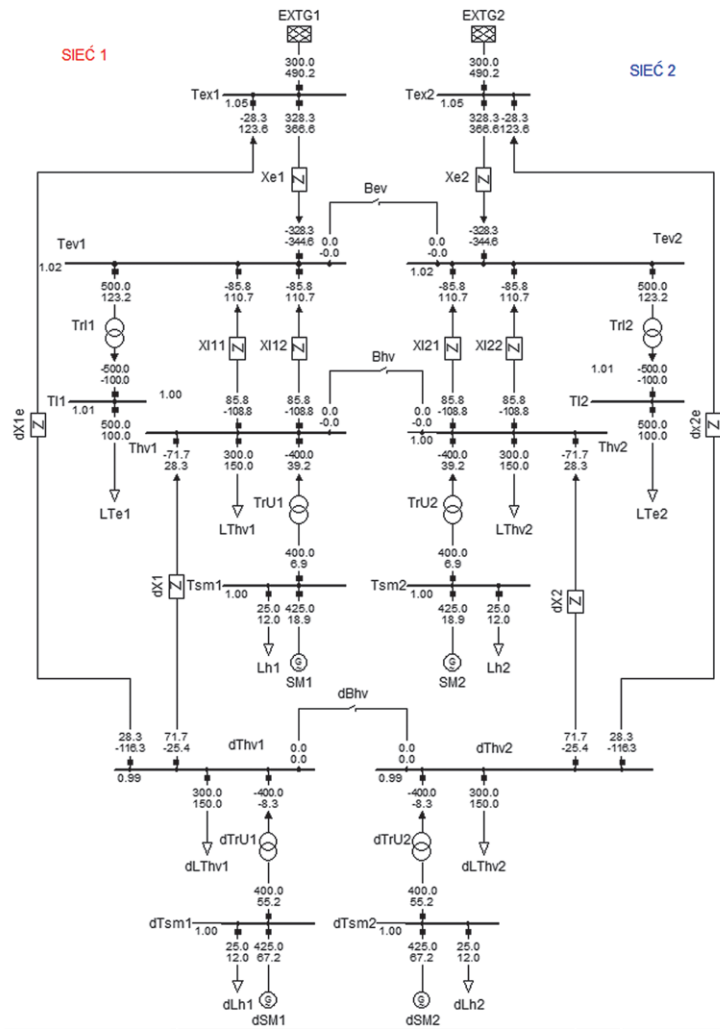
W pracy dokonano również przeglądu stosowania i wykorzystania kompensacji w regulatorach napięcia w innych systemach. Analiza rozwiązań układów regulacji napięcia stosowanych w systemach europejskich pokazała, że kompensacja regulacji napięcia w stronę sieci jest stosowana tylko w dwóch systemach elektroenergetycznych: Czech i Belgii. W systemie czeskim napięcie jest kompensowane prądem biernym. Współczynnik  $K_Q$  wynosi zawsze 0,05. W systemie belgijskim jest stosowana kompensacja mocą bierną ze współczynnikiem  $K_Q$  równym 0,03, a w kilku przypadkach 0,02.

Instytut Energetyki Oddział Gdańsk dostarczał regulatory napięcia dla dużych jednostek wytwórczych, w takich krajach jak: USA, Litwa, Kazachstan, łącznie z ich uruchomieniem i wprowadzeniem nastaw. W każdym z dostarczanych regulatorów była dostępna kompensacja regulacji napięcia mocą bierną i czynną, ale w żadnym przypadku właściciel nie wymagał wprowadzenia niezerowych nastaw kompensacji.

### 3. Analiza wpływu kompensacji regulacji napięcia na dynamikę generatora

Badania wpływu kompensacji na dynamikę generatora przeprowadzono na układzie pokazanym na rys. 3, przy użyciu programu DigSilent Power Factory. Model zawiera dwa identyczne układy typu generator (500 MVA) – sieć zewnętrzna. Poprzez zamknięcie łączników  $B_{ev}$  i/lub  $B_{hv}$  pomiędzy węzłami sieci 400 kV, odpowiednio  $T_{ev1}$  i  $T_{ev2}$  oraz  $T_{hv1}$  i  $T_{hv2}$ , uzyskuje się równoległą pracę obydwu generatorów na wspólną sieć. W przypadku łącznika  $B_{hv}$  jest to równoległa praca generatorów na wspólne szyny wysokiego napięcia (przypadek generatorów jednej elektrowni), natomiast zamknięcie łącznika  $B_{ev}$  pozwala badać równoległą pracę dwóch elektrowni. Łącznik  $B_{mv}$  umożliwia badanie pracy generatorów na wspólne szyny średniego napięcia.

Model zawiera odbiory potrzeb własnych  $Lh1$ ,  $Lh2$ , odbiory  $Lthv1$ ,  $Lthv2$  oraz, przyłączone poprzez transformatory  $Trl1$ ,  $Trl2$  z regulacją napięcia po stronie niskiej odbiory,  $Lte1$  i  $Lte2$ . Identyczne generatory  $SM1$  i  $SM2$  mają regulatory napięcia typu ST1A [1] i stabilizatory typu PSS2B [1]. Do ich zamodelowania wykorzystano modele PSS/E ESST1A i PSS2A. Człon kompensacji (model użytkownika) w regulatorze napięcia generatora  $SM1$  umożliwia odwzorowanie wszystkich omawianych wyżej sposobów



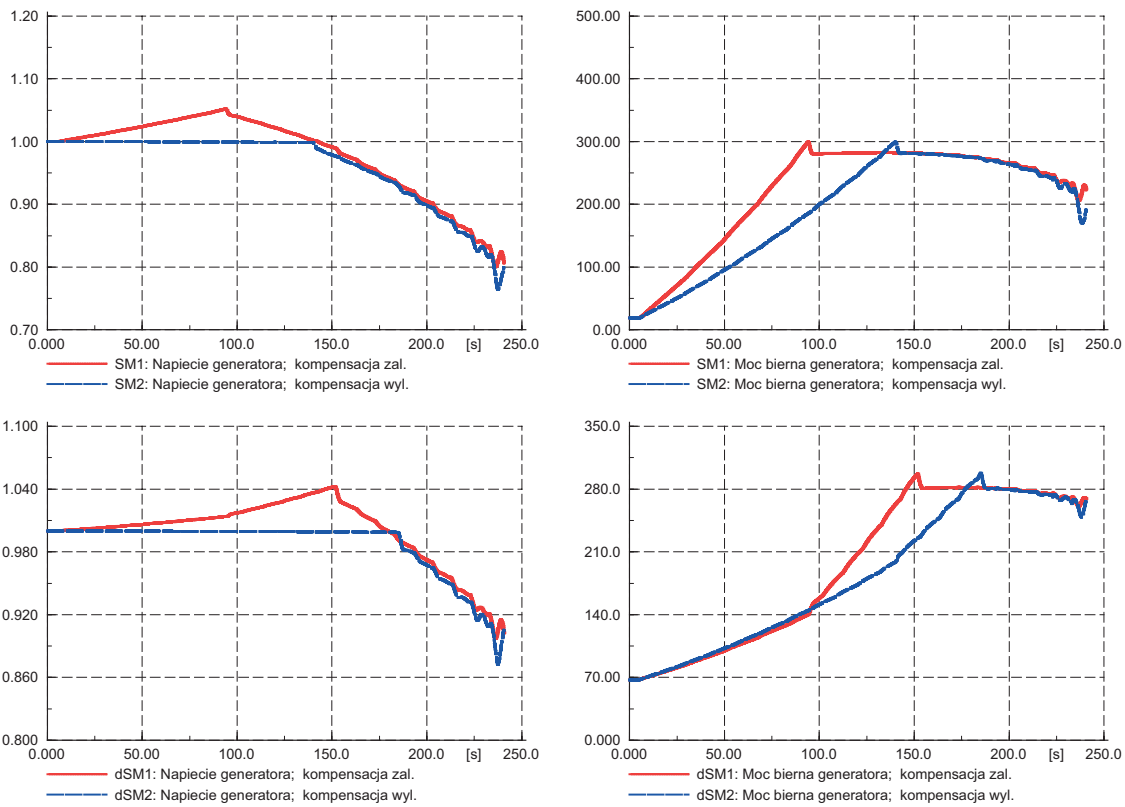
Rys. 5. Model do badania wpływu kompensacji na stabilność napięciową

kompensacji. Modele użytkownika wykorzystano również do zamodelowania ograniczników prądu wzbudzenia, prądu stojana oraz kąta mocy.

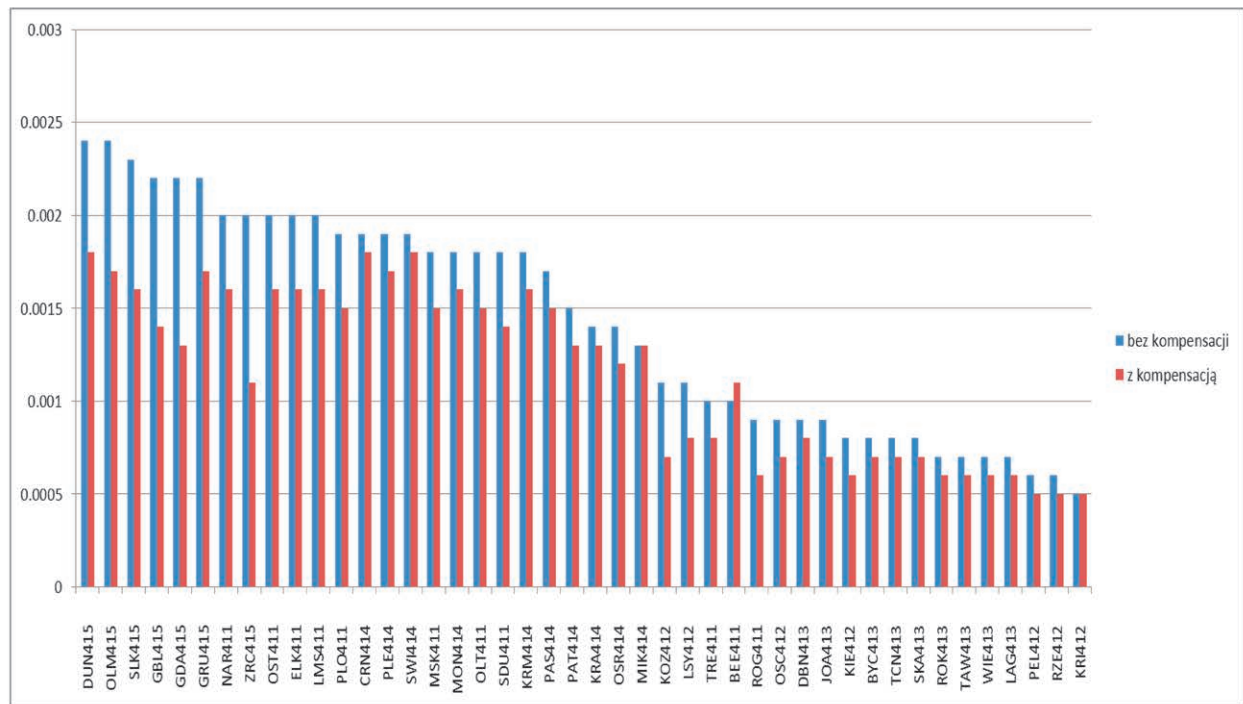
W opisanym układzie badano wpływ kompensacji na regulację napięcia oraz na stabilność kątową dużych i małych zakłóceń. Porównanie sposobów kompensacji (a), (b) i (c) pokazało, że ze względu na regulację napięcia, stabilność kątową i napięciową, są one praktycznie równoważne. Pewne różnice w przebiegach zaczynają być widoczne przy napięciach znacznie różniących się od napięcia znamionowego. Zaletą kompensacji mocą bierną i prądem biernym jest mniejsza wrażliwość na zmiany mocy czynnej generatora. Kompensacja poprawia jakość regulacji napięcia w systemie. Na rys. 4 pokazano wpływ załączonej kompensacji prądowej ( $X_C = 0,1$ ;  $\sim 71\%$  reaktancji transformatora blokowego) w regulatorze napięcia generatora  $SM1$  na napięcie w węzłach sieci WN, po odwracalnej zmianie mocy biernej odbiorów  $Lte1$  i  $Lte2$  (rampa 2 Mvar/s trwająca 5 s) dla sieci sztywnej (moc zwarciowa sieci zewnętrznej 10 000 MVA) i miękkiej (2000 MVA). Wpływ kompensacji jest bardziej widoczny dla sieci miękkiej. Można powiedzieć, że kompensacja „usztynia”

napięcia w sieci. Na rys. 4 przedstawiono również przebiegi napięcia i mocy biernej generatorów, które pokazują, że generator z załączoną kompensacją silniej reaguje na zakłócenia zachodzące w sieci.

W celu określenia wpływu kompensacji na stabilność kątową małych zakłóceń, wyznaczano wartości własne układu z rys. 3 dla różnych metod i nastaw kompensacji oraz różnych punktów pracy generatorów. Stwierdzono, że kompensacja prądem i kompensacja mocą dają zbliżone rezultaty. Przy  $R_C K_P = 0$  wpływ kompensacji na stabilność kątową małych zakłóceń jest niewielki, ale dodatni. Jedynie przy bardzo niskich napięciach generatora, poniżej poziomu  $0,9 U_N$ , zanotowano minimalne zmniejszenie tłumienia. Wartości niezerowe  $R_C K_P$  pozwalają uzyskać wyraźną poprawę tłumienia, jeżeli nie ma stabilizatora systemowego. Przy załączonym stabilizatorze tłumienia jest duże i niewielka zmiana tłumienia przy załączonej kompensacji praktycznie nie ma znaczenia. Potwierdza to tezę zawartą w [1] o braku potrzeby wykorzystania  $R_C (K_P)$  w kompensacji dużych generatorów. Symulacje dużych zakłóceń (bliskie zwarcia) nie pokazały istotnego wpływu kompensacji na przebiegi w trakcie i bezpośrednio



Rys. 6. Wpływ kompensacji na stabilność napięciową



Rys. 7. Zmiana napięcia w sieci 400 kV zarejestrowana po zwiększeniu odbioru statycznego KSE o 1%

po zakłóceniu, a więc w czasie krytycznym dla stabilności przejściowej generatora. Powszechnie stosowaną miarą stabilności

kątowej generatora dla dużych zakłóceń jest krytyczny czas zwarcia (KCZ), oznaczający maksymalny czas trwania trójfazowego

zwarcia za transformatorem blokowym. w modelu z rys. 3 nie stwierdzono wpływu kompensacji na wartość KCZ generatorów

wyznaczaną z dokładnością 5 ms. Odnosi się do wszystkich badanych sposobów kompensacji.

Dla zwarć odległych kompensacja, zwiększając uchyb regulatora napięcia, może zapewnić silniejsze forsowanie wzbudzenia. Forsowanie wzbudzenia pozytywnie oddziałuje na napięcia w sieci, a więc i na stabilność systemu.

Stabilność napięciowa, a właściwie jej utrata, jest złożonym procesem obejmujących wiele zjawisk zachodzących w różnej skali czasu – od zjawisk wolnych, *quasi* statycznych, które bada się metodami bazującymi na obliczeniach rozplywowych, do zjawisk szybkich prowadzących do utraty stabilności kątowej, które muszą być analizowane z uwzględnieniem dynamiki generatorów i ich układów regulacji. Wpływ kompensacji na utratę stabilności kątowej generatorów, spowodowanej obniżaniem napięć w sieci, badano w układzie pokazanym na rys. 5. Podobnie jak układ pokazany na rys. 3, składa się on z dwóch niezależnych sieci. Układ dociążano zwiększając moc bierną odbiorów *Lte1* i *Lte2* aż do momentu utraty stabilności generatorów, objawiającej się niekontrolowanym spadkiem napięcia. Wprowadzenie do układu dodatkowych generatorów *dSM1* i *dSM2* miało na celu zbadanie wpływu kompensacji na uaktywnienie rezerwy mocy biernej generatorów zlokalizowanych daleko od węzła, w którym następuje wzrost zapotrzebowania na moc bierną. Regulatory napięcia generatorów uzupełniono o ograniczniki prądu wirnika. Ogranicznika prądu stojana nie załączano ze względu na jego destabilizujące działanie przy niskim napięciu generatora [6]. Stabilizatory systemowe były załączone. Struktury i wartości parametrów ograniczników opracowano wykorzystując rozwiązania stosowane w dużych blokach KSE.

Symulacje pokazały, że w początkowej fazie generator *SM1* (z kompensacją) dostarcza wyraźnie większej mocy biernej od generatora *SM2*. Po uaktywnieniu ogranicznika prądu wzbudzenia generatora *SM1* źródłem mocy biernej, staje się generator *dSM1*, którego moc bierna rośnie teraz szybciej niż moc bierna generatora *dSM2*. W ~150 sekundzie symulacji w obydwu generatorach sieci 1 (z kompensacją) ograniczniki są aktywne, w sieci 2 stanie się to ~30 s później. Przebiegi napięcia w sieci pokazywały, że do momentu wyczerpania zdolności generacji mocy biernej, napięcia w sieci 1 są wyższe nawet o 3%. Od momentu uaktywnienia ograniczników w sieci 2, pokazane przebiegi generatorów, a także niepokazanych tutaj napięć w sieci, są zbliżone. W sieci 2 (bez kompensacji) do utraty stabilności dochodzi nieco szybciej (~6 s), jednak nie jest to różnica znacząca. Ważniejszy jest lepszy profil napięciowy sieci do momentu aktywacji ograniczników, co w rzeczywistym systemie może oznaczać mniejsze ryzyko wyłączeń odbiorów oraz generacji przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, która może stanowić znaczny procent generacji na obszarze dotkniętym spadkami napięcia.

#### 4. Analiza wpływu kompensacji regulacji napięcia na KSE

Analiza wpływu zastosowania kompensacji w regulatorach napięcia generatorów systemowych KSE dotyczyła tych samych zagadnień, które były badane w układzie testowym, a więc wpływu kompensacji na:

- stabilność kątową małych i dużych zakłóceń
- jakość regulacji napięcia w sieci w zakresie zmienności, która pozostaje poza zakresem regulacji ARNE
- dynamiczne aspekty stabilności napięciowej.

Badania przeprowadzono dla modelu KSE w układzie planowanym w okresie letnim 2015 roku. Do obliczeń wykorzystywano pakiet programów DSAT, który posiada wbudowane mechanizmy automatyzujące analizy bezpieczeństwa systemu oraz akceptuje dane rozplywowe i dynamiczne PSLF. W modelu KSE stosowano kompensację według wzoru (2), przy czym poziom kompensacji nie przekraczał 70% reaktancji transformatora blokowego danego generatora. Wpływ kompensacji na jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej badano rejestrując zmiany napięcia w sieci, po zwiększeniu o 1% części statycznej odbiorów KSE (sumaryczna zmiana wynosiła 132 MW, 53,5 Mvar z rampą 2 s). Większość przeprowadzonych symulacji, ze względu na przedmiot pracy, dotyczyła zastosowania kompensacji w generatorach elektrowni Żarnowiec, Ostrołęka, Bełchatów i Koźienice. Poniżej, wybrane wnioski z wykonanych symulacji:

- Kompensacja nie wpływa w znaczący sposób na stabilność kątową generatorów dla dużych i małych zakłóceń, co jest zgodne z wynikami otrzymanymi dla układu testowego.
- Jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej północnej Polski jest wyraźnie gorsza niż w centrum i na południu. Ewidentną przyczyną jest deficyt generacji systemowej w tym obszarze.
- Kompensacja poprawia jakość regulacji napięcia w sieci przesyłowej. Efektywniejsza z tego względu jest kompensacja w generatorach pracujących na system 400 kV.
- Zastosowanie kompensacji w EW Żarnowiec powoduje wyraźną poprawę jakości regulacji napięcia w dużym obszarze północnej Polski. Interesujące jest, że kompensacja załączona w jednym pracującym generatorze daje lepszą jakość regulacji napięcia niż załączenie dodatkowego hydrozespołu w trybie kompensacji. Jest prawdopodobne, że poprawa jakości regulacji napięcia w sieci przesyłowej może skutkować zmniejszeniem liczby zadziałań przełączników zacsepów transformatorów zasilających sieci dystrybucyjne<sup>3</sup>.
- Poprawę regulacji napięcia przynosi również wprowadzenie kompensacji dla generatorów pracujących na system 400 kV w elektrowniach Bełchatów i Koźienice oraz generatorów el. Ostrołęka, pracujących na system 220 kV.
- Zidentyfikowano lokalne konflikty regulacji z kompensacją polegające na tym, że generator albo grupa generatorów, przeciwstawia się regulacji prowadzonej

przez inne generatory. Sytuacja taka wystąpiła m.in. w el. Ostrołęka, gdzie generator pracujący na sieć 110 kV przeciwdziała regulacji generatorów pracujących na sieć 220 kV.

Rys. 7 ilustruje wpływ kompensacji generatorów systemowych KSE na napięcia sieci przesyłowej 400 kV. Wyraźnie widać gorszą jakość regulacji napięcia w północnej Polsce i znaczącą jej poprawę po załączeniu kompensacji w badanych elektrowniach. Wpływ zastosowania kompensacji na stabilność napięciową, badano zwiększając część statyczną odbiorów w sieciach dystrybucyjnych miasta i okolic Warszawy oraz Łodzi. Początkowy całkowity odbiór w tym obszarze wynosił 3143 MW, 942 Mvar. Ograniczniki prądu wzbudzenia zamodelowano przy pomocy standardowego modelu PSLF-OEL1. Istotne jest, że ogranicznik OEL1 nie posiada dynamiki, a jego działanie sprowadza się do podania na węzeł sumujący generatora sygnału, który ma sprowadzić prąd wzbudzenia poniżej wartości progowej.

Symulacje dla modelu KSE pokazały, że wprowadzenie kompensacji jest korzystne ze względu na stabilność napięciową. W trakcie wzrostu zapotrzebowania napięcia w modelu z załączoną kompensacją były wyższe, a utrata stabilności kątowej generatorów i ich wyłączenia występowała później. Generalnie korzyści ze względu na stabilność napięciową dla modelu KSE

Aktywność	Czas wystąpienia w modelu bez kompensacji [s]	Czas wystąpienia w modelu z kompensacją [s]
Uaktywnienie 1. ogranicznika prądu wzbudzenia (Warszawa)	16,0	11,0
Uaktywnienie 2. ogranicznika prądu wzbudzenia (Warszawa)	21,0	15,9
Wyłączenie 1. silnika w sieci	64,9	70,9
Wyłączenie 2. silnika w sieci	66,0	70,9
Wyłączenie 1. generatora (Warszawa)	65,0	68,7
Wyłączenie 2. generatora (Warszawa)	65,6	70,3
Napięcie w sieci 400 kV poniżej 80%Un	~ 59	~ 69
Utrata stabilności napięciowej	~ 65	~ 69

Tab. 1. Czasy wystąpienia wybranych zdarzeń w symulacjach utraty stabilności napięciowej

<sup>3</sup> Omawiana praca nie analizowała tego zagadnienia.

są bardziej przekonujące, niż korzyści uzyskane w modelu testowym. Przyczyną jest zwiększenie udziału w regulacji napięć generatorów, leżących poza obszarem zwiększającego zapotrzebowania i wynikająca stąd poprawa profilu napięciowego, w porównaniu do modelu bez załączonej kompensacji. Poprawa napięć przekłada się na późniejsze wyłączenie generacji pracującej w sieci dystrybucyjnej. Czasy wystąpienia wybranych zdarzeń zamieszczono w tab. 1.

### 5. Wnioski

Funkcjonalność kompensacji prądem lub mocą jest dostępna (ale nie wykorzystywana) we wszystkich regulatorach napięcia dużych generatorów KSE.

Zastosowanie kompensacji w regulatorach napięcia generatorów systemowych usztywnia napięcia w sieci i w rezultacie poprawia jakość regulacji napięcia w zakresie zmienności szybszej niż oddziaływanie układów wtórnej regulacji napięć typu ARNE. Z tego powodu wprowadzenie kompensacji będzie szczególnie efektywne w generatorach zasilających obszar północnej Polski, gdzie napięcia są znacznie

bardziej miękkie niż w pozostałej części kraju. Ta część Polski jest zarazem obszarem, gdzie przyłącza się najczęściej generacji wiatrowej, której zmienność nie pozostaje bez wpływu na napięcia.

Kompensacja ma również pozytywny wpływ na stabilność napięciową poprzez zwiększenie zaangażowania w regulację napięcia generatorów poza obszarem wzrostu zapotrzebowania. W rezultacie napięcia na obszarze zagrożonym są wyższe niż ma to miejsce bez kompensacji, co oznacza zmniejszenie ryzyka wyłączeń generacji prowadzących na ogół do utraty stabilności napięciowej.

Kompensacja za pomocą prądu ( $R_C = 0, X_C \neq 0$ ), składowej biernej prądu lub mocy nie ma znaczącego wpływu na stabilność generatora oraz systemu dla małych i dużych zakłóceń.

### Bibliografia

1. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, IEEE Std 421.5™-2005.
2. PSLF's User Manual.
3. PSS®E Model Library.
4. Kundur P., Power System Stability and Control, EPRI Power System Engineering Series. McGraw-Hill Inc, New York 1994.
5. Coordinated Voltage Control In Transmission Networks, Raport CIGRE nr 310, 2007.
6. Madajewski K, Sobczak B., Dynamiczne aspekty utraty stabilności napięciowej, XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne Problemy w Energetyce, Jurata 2009.
7. Madajewski K, Sobczak B., Trębski R., Praca ograniczników w układach regulacji generatorów synchronicznych w warunkach niskich napięć w systemie elektroenergetycznym, XIII Międzynarodowa Konferencja Naukowa Aktualne problemy w Elektroenergetyce, Jurata 2007.

### 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 elektroniką, 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.

### Marek Głaz

mgr inż.

PSE SA

e-mail: Marek.Glaz@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1992), specjalność: sieci i systemy elektroenergetyczne. Od początku kariery zawodowej związany z firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA jako specjalista w obszarach eksploatacji oraz ruchu KSE. Jego zainteresowania zawodowe ukierunkowane są na: zagadnienia związane z układami automatyzacji systemowych i zabezpieczeń oraz z zakresu badań równowagi dynamicznej systemu.