

# Coordination of baseload power plant group control with static reactive power compensator control

## Authors

Zbigniew Szczerba

## Keywords

electric power system, voltage control, static var compensator

## Abstract

Reactive power sources in power system nodes: generators and static reactive power compensators, are controlled by control systems. Generators – by generator node group controllers, compensators – by voltage controllers. The paper presents issues of these control systems' coordination and proposals for its implementation.

## 1. Introduction

Maintaining set voltage in a power system's nodes with baseload power plants located far away from other power plants can be difficult sometimes. Such power plants are provided with static reactive power compensators.

The subject of this paper is the co-operation of reactive power source control systems in a node containing a power plant with a few blocks and a static compensator. The impact of economic (fixed and variable costs) and reliability (angular stability) factors on the co-operation is assessed. The assessment results are taken into account in the proposed coordination of control systems.

In particular, the paper seeks to answer the following questions:

- What should be the reactive power distribution between the blocks and the compensator in normal conditions?
- How can coordination of the blocks/compensator cooperation in abnormal conditions be ensured?
- How can the operating algorithms of the generator group and compensator control systems be coordinated?

SVC consists of several thyristor-switched capacitor banks (Q output discrete control) and a thyristor-controlled reactor (Q intake continuous control), which results with continuous control in quasi-steady states within the range of  $Q_{dl} \div Q_{max}$ .

This type of SVC is fully justified in network nodes (without local generation) since it enables continuous control of Q output providing continuous voltage control of the node's bars.

Compared with the classical multiple step sectional capacitor (MSC) bank with the same capacity, SVC is characterized by:

- much higher capital expenditures
- much higher losses in transformer and thyristors.

An assembly: classical multiple step capacitor (MSC) bank and baseload power plant blocks (with RGWW system) can, subject to appropriate reactive power control coordination, ensure the same system properties as the more expensive solutions with an SCV compensator.

The coordination should consist in appropriate matching of the algorithms of generator control, node group control systems, and MSC capacitor bank regulator.

## 2. Coordination criteria

In normal conditions the following two cases may be considered:

- sufficient angular stability reserve
- low angular stability reserve.

In case a), the cooperation criterion is the minimum active power loss in the node.

There are losses in the node caused by reactive power generation in the plant's blocks  $\Delta P_{el} = \Delta P_g + \Delta P_{tr}$ , and in the static compensator  $\Delta P_C$ .

The cooperation criterion may be the tendency to minimize the active power losses associated with reactive power generation  $\Delta P_\Sigma = \Delta P_{el} + \Delta P_C$ . In the case of SVC, losses occur in the transformer, thyristors, and filters, so it may be assumed that the losses in the blocks and in SVC can be comparable. In the case of MSC, losses are much smaller than those in the blocks caused by the same reactive power output. From that results the priority of reactive power generation by the MSC system.

In case b), the priority of the electrical system's safety over the minimum losses should be acknowledged, and the tendency to stay within the blocks' set power angle with regard to the system's substitute phasor should be adopted as the cooperation criterion.

The figures show phasor diagrams for  $Q = 0$  and for  $Q = Q_{max}$ .

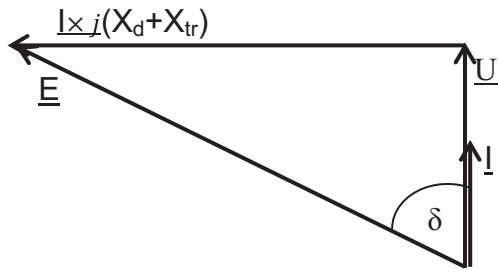


Fig. 1. Power angle for  $Q = 0$

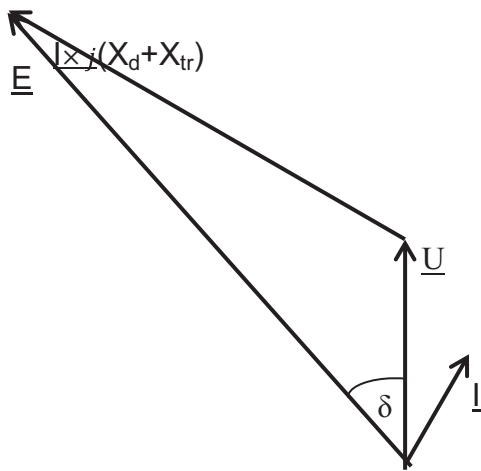


Fig. 2. Power angle for  $Q = Q_{max}$

The figures show the effect of reactive power generation on the power angle that determines the local stability reserve, and – indirectly – the global stability reserve. Generation decrement, and then the block’s reactive power consumption decrease the stability reserve.

At rated active power  $\delta = f(Q)$  the required power angle limit that determines the stability reserve can – with a good approximation – be designated by the block’s appropriate reactive power limit. This reactive power limit  $Q_{min}$  may be a relevant parameter in the static compensator’s coordination with the power plant blocks (fig. 3).

### 3. Node group control system

The characteristics of RGWW systems in use in Poland (RGWWs in Poland are mostly implemented under the ARNE brand name) are shown in fig. 3.

It can be approximately assumed for the cooperation analysis that the compensator cooperates with parallel blocks connected galvanically. This simplification is justified by low reactive power flows through the transformer and very little loss of active and reactive power in the transformer caused by it.

In this way the co-operation problem boils down to reactive power distribution between the generator group and the compensator.

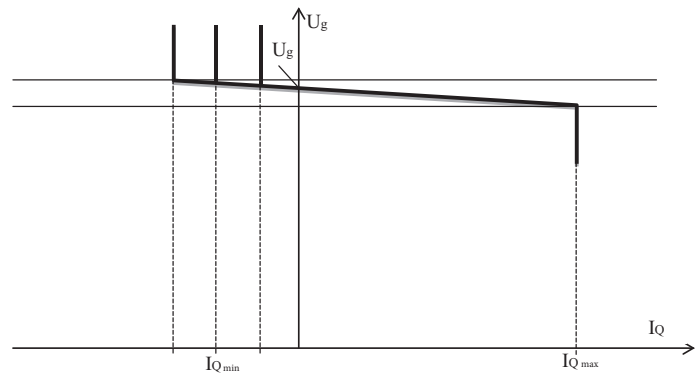


Fig. 3. Substitute characteristics of power plant with the existing RGWW (ARNE) system, possible change of  $I_Q$  is shown depending on the angular stability reserve

### 4. Static reactive power compensator control system

Properties of compensators with regulators that determine the cooperation with other reactive power sources, are designated by their characteristics typically presented in the form of function  $U = f(Q)$  or  $U = f(I_Q)$  – fig. 4 and 5.

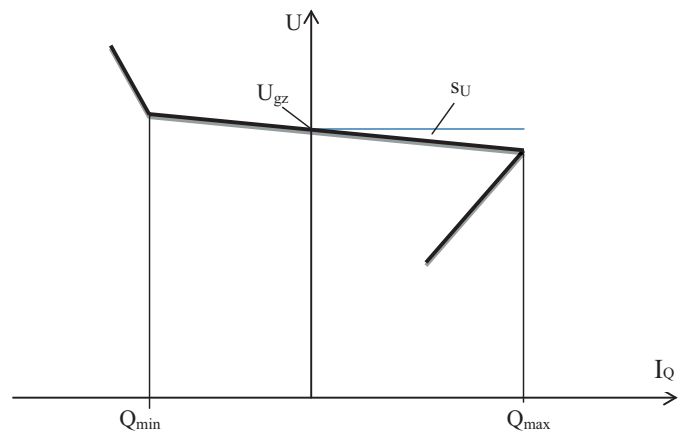


Fig. 4. Static characteristics of SVC system

$Q_{max}$  –  $Q$  output limit

$Q_{min}$  –  $QdU$  intake limit

$S_u$  – characteristics inclination that determines  $\frac{dQ}{dU}$  and  $\frac{dI_Q}{dU}$ .

The same characteristics for the MSC system are shown in fig. 5.

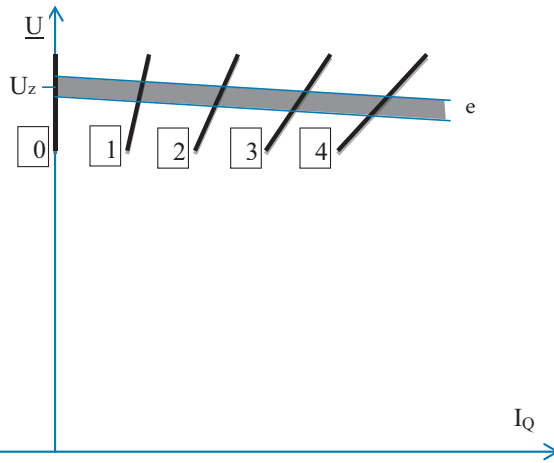


Fig. 5. Static characteristics of MSC system

The numbers denote the bank's switched-on steps

$U_z$  – voltage setpoint

$e$  – neutral zone of regulator

At control by a voltage regulator, the part of the bank steps characteristics is generally used, which is inside the regulator neutral zone. The neutral zone is necessary and adjusted taking into account the voltage jump when altering the bank steps number by 1.

### 5. Coordinated control systems characteristics

In the case of MSC (not SVC), losses are much smaller than those in the blocks, caused by the same reactive power output. From that results the priority of reactive power generation by the MSC system. The rules of this priority are shown in the figures. Characteristics of blocks controlled by the modified RGWW system (fig. 6), of the MSC system (fig. 7) and characteristics of a node with the modified RGWW + MSC (fig. 8) explain the cooperation coordination principle.

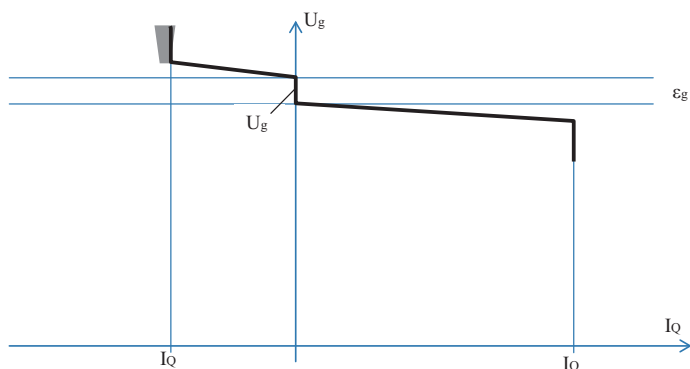


Fig. 6. Characteristics of modified RGWW with neutral zone, the part of the characteristics dependent on the angle stop execution

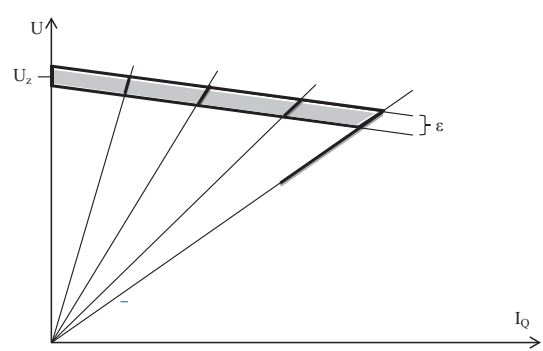


Fig. 7. Characteristics of MSC with voltage regulator

Regulator operating area

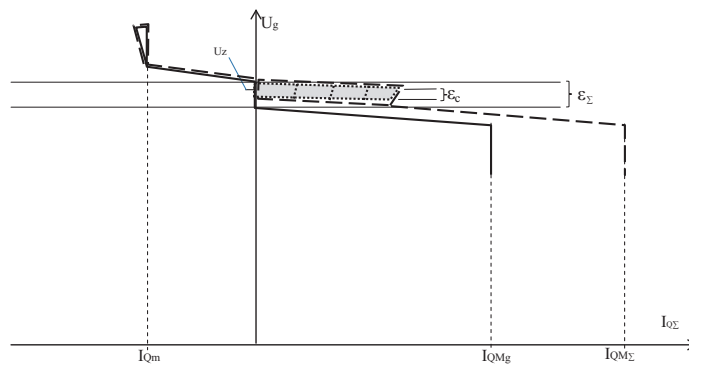


Fig. 8. Characteristics of node with modified RGWW and MSC regulator

- – RGWW
- – MSC
- . - . - . - – RGWW and MSC uma
- $I_{Qm}$  – minimum reactive current
- $I_{QMg}, I_{QM\Sigma}$  – maximum reactive current in RGWW and the node with RGWW and MSC
- $\epsilon_c$  and  $\epsilon_\Sigma$  – neutral zone of MSC regulator and RGWW.

In the case of SCV and RGGW control systems' co-operation no neutral zone of the RGWW system is needed. Proper reactive power distribution can be ensured by an appropriate inclination of characteristics  $S_u$  of control systems with matched time delays selection.

### 6. Summary and conclusions

When developing node control algorithms, attention should be paid to significant differences in the properties of the compensator and generator as reactive power sources.

The application of SVC, not MSC, in a generation node requires a detailed justification, including technical and economic analysis.

SVC installation in a generation node requires coordination of the control algorithms of the SVC voltage regulator and RGWW system.

MSC installation in a generation node requires an alteration of the RGGW system operation algorithm and coordination of the algorithms of the MSC voltage regulator and RGWW system.

It is appropriate to set current compensation to a value that ensures the function of block voltage control instead of the existing generator voltage control.

It is possible to use a modified RGWW system, the operating range of which covers the blocks, compensator, and coupling transformers in the generation node.

## REFERENCES

---

1. Szczerba Z., Szczeciński P., Łosiński M., Układy grupowej regulacji napięcia w węzłach wytwórczych krajowego systemu elektroenergetycznego [Voltage group control systems in generation nodes of the national power system, *Archiwum Energetyki / Archives of Energetics* 2009, Vol. 39, No. 1.
2. Szczerba Z., Systemy Elektroenergetyczne [Power Systems] [in]: *Poradnik Inżyniera Elektryka*, Vol. III, pp. 440–567.
3. Machowski J., Bialek J., Bumby J.R., *Power System Dynamics Stability and Control*, John Wiley & Sons 2008.
4. Institute of Power Engineering, Gdańsk Branch, Catalogue Cards
5. PSE Operator, IRiESP Transmission Network Code.

---

### Zbigniew Szczerba

Gdańsk University of Technology

e-mail: z.szczerba@ely.pg.gda.pl

A researcher and university teacher. Author or co-author of more than 50 patents and more than 200 scientific studies. Most of that work found practical application. At the institute of Power Engineering ran his own team which developed multiple excitation systems and generator voltage regulators with outputs ranging from hundreds kW (for marine industry) to 500 MW. At one point generators controlled by those devices provided 75% of power to the national power grid.

In 1990–1996 University's Vice-Rector for Science.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 51–54. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Koordinacja układu regulacji grupowej elektrowni systemowej i układu regulacji kompensatora statycznego mocy biernej

### Autor

Zbigniew Szczerba

### Słowa kluczowe

system elektroenergetyczny, regulacja napięcia, kompensator statyczny

### Streszczenie

Źródła mocy biernej w węźle elektroenergetycznym: generatory i kompensator statyczny mocy biernej sterowane są przez układy regulacji. Generatory – przez regulator grupowy RGWW (regulator grupowy węzła wytwórczego), kompensator – przez regulator napięcia. W artykule przedstawiono problemy koordynacji działania tych układów regulacji i propozycje realizacji tej koordynacji.

### 1. Wstęp

W systemach elektroenergetycznych zdarzają się trudności z utrzymaniem zadanej wartości napięcia w węzłach z elektrownią systemową położoną w znacznej odległości od innych elektrowni. W takich elektrowniach przewiduje się zastosowanie kompensatorów statycznych mocy biernej. Przedmiotem artykułu jest współpraca układów regulacji źródeł mocy biernej w węźle zawierającym elektrownię o kilku blokach i kompensator statyczny. Oszacowano wpływ na tę współpracę czynników ekonomicznych (koszty stałe i zmienne) oraz niezawodnościowych (stabilność kąтова). Wyniki szacunku uwzględniono w proponowanym sposobie koordynacji układów regulacji.

W szczególności poszukiwano w artykule odpowiedzi na pytania:

- Jaki powinien być rozdział mocy biernej pomiędzy bloki i kompensator w stanach normalnych?
- Jak zapewnić koordynację współpracy bloków i kompensatora w stanach nienormalnych?
- Jak skoordynować algorytmy działania układu regulacji grupowej generatorów i układu regulacji kompensatora?

SVC składa się z kilku baterii kondensatorów, włączanych tyrystorowo (sterowanie dyskretne generacją  $Q$ ) i dławika sterowanego tyrystorowo (sterowanie ciągle poborem  $Q$ ), w efekcie uzyskuje się w stanach quasi ustalonych sterowanie ciągle w zakresie:  $Q_{\text{dł}} = Q_{\text{max}}$ . Stosowanie tego typu SVC jest w pełni uzasadnione w węzłach sieciowych (bez lokalnej generacji), gdyż umożliwia sterowanie ciągle generacją  $Q$ , zapewniające ciągłą regulację wartości napięcia na szynach węzła.

W porównaniu z klasyczną wieloczołową baterią kondensatorów (MSC) o tej samej pojemności SVC charakteryzuje się:

- znacznie większymi kosztami inwestycyjnymi
- znacznie większymi stratami w transformatorze i tyrystorach.

Zespół: klasyczna wieloczołowa bateria (MSC) i bloki elektrowni systemowej (z układem RGWW) może, przy odpowiedniej koordynacji sterowania mocą bierną, zapewnić identyczne właściwości systemowe jak znacznie droższe rozwiązanie z kompensatorem SVC.

Koordinacja powinna polegać na odpowiednim dopasowaniu algorytmów regulacji generatorów, układów regulacji grupowej węzła i regulatora baterii kondensatorów (MSC).

### 2. Kryteria koordynacji

W stanach normalnych można rozpatrywać dwa przypadki:

- wystarczający zapas stabilności kątowej
- mały zapas stabilności kątowej.

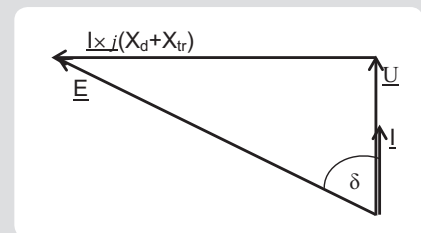
W przypadku a) kryterium współpracy może być minimalizacja strat mocy czynnej w węźle.

W węźle występują straty spowodowane przez generację mocy biernej w blokach elektrowni  $\Delta P_{el} = \Delta P_g + \Delta P_{tr}$ , i w kompensatorze statycznym  $\Delta P_C$ .

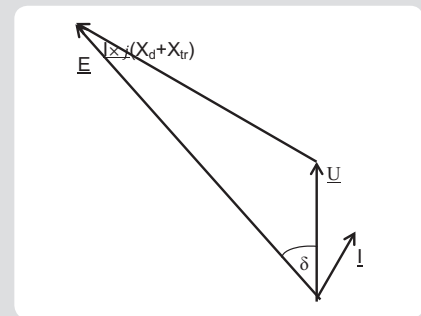
Kryterium współpracy może być dążność do minimalizacji strat mocy czynnej związanych z generacją mocy biernej  $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{el} + \Delta P_C$ . W przypadku SVC występują straty w transformatorze, tyrystorach i filtrach, można więc sądzić, że straty w blokach i w SVC mogą być porównywalne. W przypadku MSC straty są zdecydowanie mniejsze od strat w blokach, spowodowanych generacją tej samej mocy biernej. Wynika stąd priorytet generacji mocy biernej przez układ MSC.

W przypadku b) należy uznać priorytet bezpieczeństwa systemu elektrycznego nad minimalizacją strat i jako kryterium współpracy przyjąć dążność do nieprzekraczania zadanej kąta mocy bloków w odniesieniu do zastępczego fazona systemu.

Rysunki pokazują wykresy fazorowe dla  $Q = 0$  i dla  $Q = Q_{\text{max}}$ .



Rys. 1. Kąt mocy dla  $Q = 0$



Rys. 2. Kąt mocy dla  $Q = Q_{\text{max}}$

Rysunki pokazują wpływ generacji mocy biernej na kąt mocy określający zapas stabilności lokalnej i pośrednio-globalnej. Zmniejszenie generacji, a następnie pobór mocy biernej przez blok powoduje zmniejszenie zapasu stabilności.

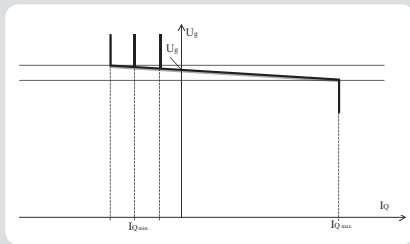
Przy znamionowej mocy czynnej  $\delta = f(Q)$  wymagany graniczny kąt mocy, określający zapas stabilności, może być – z dobrym przybliżeniem – wyznaczony przez odpowiednią, graniczną wartość mocy biernej bloku. Ta graniczna wartość mocy biernej  $Q_{\text{min}}$  może być istotnym parametrem w koordynacji współpracy kompensatora statycznego z blokami elektrowni (rys. 3).

### 3. Układ regulacji grupowej węzła

Stosowane w kraju układy RGWW (w Polsce RGWW są realizowane w większości pod nazwą firmową ARNE) mają charakterystyki pokazane na rys. 3.

Do analizy współpracy w przybliżeniu można przyjąć, że kompensator współpracuje z pracującymi równolegle blokami połączonymi galwanicznie. Takie uproszczenie uzasadniają niewielkie przepływy mocy biernej przez transformator i spowodowane tym bardzo małe straty mocy czynnej i biernej w transformatorze.

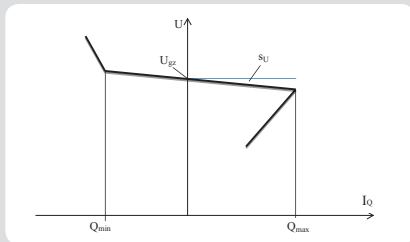
W ten sposób problem współpracy sprowadza się do rozdziału mocy biernej pomiędzy grupę generatorów i kompensator.



Rys. 3. Zastępcza charakterystyka elektrowni z obecnym układem RGWW (ARNE), pokazano możliwość zmiany wartości IQ w zależności od zapasu stabilności katowej

### 4. Układ regulacji kompensatora statycznego mocy biernej

Właściwości kompensatorów z regulatorami, określające współpracę z innymi źródłami mocy biernej, podają ich charakterystyki przedstawiane zwykle w postaci funkcji  $U = f(Q)$  lub  $U = f(I_Q)$  – rys. 4 i 5.

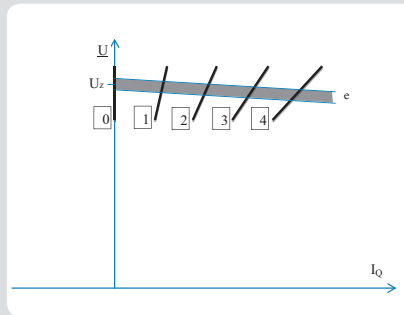


Rys. 4. Charakterystyka statyczna układu SVC

$Q_{max}$  – granica generacji Q  
 $Q_{min}$  – granica poboru QdU

$S_U$  – nachylenie charakterystyki określające  $\frac{dQ}{dU}$  i  $\frac{dI_Q}{dU}$ .

Analogiczną charakterystykę dla układu MSC przedstawia rys. 5.



Rys. 5. Charakterystyka statyczna układu MSC

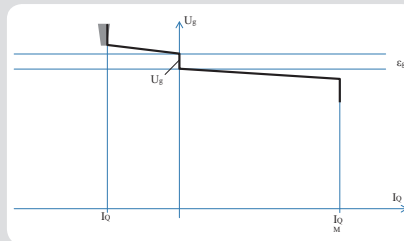
Liczby informują o włączonych członach baterii

$U_z$  – wartość zadana napięcia,  
 $e$  – strefa nieczułości regulatora

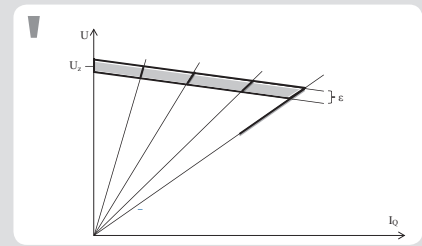
Przy sterowaniu przez regulator napięcia wykorzystywana jest na ogół część charakterystyk członów baterii, znajdująca się wewnątrz strefy nieczułości regulatora. Strefa nieczułości jest niezbędna i doбирана z uwzględnieniem skoku napięcia przy zmianie liczby członów baterii o 1.

### 5. Charakterystyka skoordynowanych układów regulacji

W przypadku MSC (nie SVC) straty są zdecydowanie mniejsze od strat w bloku, spowodowanych generacją tej samej mocy biernej. Wynika stąd priorytet generacji mocy biernej przez układ MSC. Zasady tego priorytetu przedstawiono na rysunkach. Charakterystyki bloków sterowanych przez zmodyfikowany układ RGWW (rys. 6), układu MSC (rys. 7) oraz charakterystyka węzła ze zmodyfikowanym RGWW +MSC (rys. 8) wyjaśniają zasadę koordynacji współpracy.

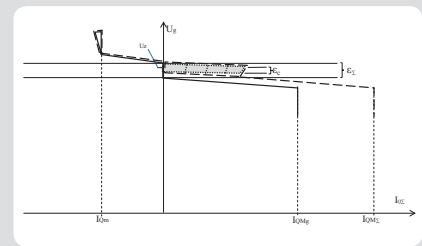


Rys. 6. Charakterystyka zmodyfikowanego RGWW ze strefą nieczułości, część charakterystyki zależna od realizacji ogranicznika kąta



Rys. 7. Charakterystyka MSC z regulatorem napięcia

Obszar działania regulatora



Rys. 8. Charakterystyka węzła ze zmodyfikowanym RGWW i regulatorem MSC

- RGWW
- - - MSC
- — — uma RGWW i MSC
- $I_{Qm}$  – wartość minimalna prądu biernego
- $I_{QMg}, I_{QM\Sigma}$  – wartość maksymalna prądu biernego RGWW i węzła z RGWW i MSC
- $\varepsilon_c$  and  $\varepsilon_\Sigma$  – strefa nieczułości regulatora MSC i RGWW.

W przypadku współpracujących układów regulacji SVC i RGWW nie jest potrzebna strefa nieczułości układu RGWW. Prawidłowy rozdział mocy biernej może być zapewniony przez odpowiednie nachylenie charakterystyk  $S_U$  układów regulacji z dopasowanym doborem zwłok czasowych.

### 6. Podsumowanie i wnioski

Przy opracowywaniu algorytmów sterowania węzła należy zwracać uwagę na znaczne różnice właściwości kompensatora i generatorów jako źródeł mocy biernej. Stosowanie SVC, a nie MSC, w węźle wytwórczym wymaga szczegółowego uzasadnienia z analizą techniczno-ekonomiczną. Instalowanie SVC w węźle wytwórczym wymaga skoordynowania algorytmów sterowania regulatora napięcia SVC i układu RGWW.

Instalowanie MSC w węźle wytwórczym wymaga zmiany algorytmu działania układu RGWW oraz skoordynowania algorytmów regulatora napięcia MSC i układu RGWW.

Celowe jest nastawienie kompensacji prądowej na wartość zapewniającą funkcję regulacji napięcia bloku zamiast dotychczasowej regulacji napięcia generatora.

Możliwe jest zastosowanie zmodyfikowanego układu RGWW, obejmującego

działaniem bloki, kompensator i transformatory sprzęgłowe w węźle wytwórczym.

#### Bibliografia

1. Szczerba Z., Szczeciński P., Łosiński M., Układy grupowej regulacji napięcia w węzłach wytwórczych krajowego systemu elektroenergetycznego, *Archiwum Energetyki / Archives of Energetics* 2009, t. 39, nr 1.

2. Szczerba Z., Systemy Elektroenergetyczne [w:] *Poradnik Inżyniera Elektryka*, t. III, s. 440–567.
3. Machowski J., Bialek J., Bumby J.R., *Power System Dynamics Stability and Control*, John Wiley & Sons 2008.
4. Instytut Energetyki Oddział Gdańsk, Karty Katalogowe.
5. PSE Operator: IRIESP.

#### Zbigniew Szczerba

prof. dr hab. inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: z.szczerba@ely.pg.gda.pl

Badacz i nauczyciel akademicki. Jest autorem lub współautorem ponad 50 patentów, ponad 200 prac naukowych, z których znaczna większość została zastosowana w praktyce. W Instytucie Energetyki kierował m.in. utworzonym przez siebie zespołem, który opracował wiele typów układów wzbudzenia i regulatorów napięcia generatorów o mocy od kilkuset kW dla okrętownictwa do 500 MW. W szczytowym okresie generatory sterowane przez te regulatory stanowiły 75 proc. mocy krajowego systemu elektroenergetycznego.

W latach 1990–1996 pełnił funkcję prorektora ds. nauki.