

WAMS – based Control of Phase Angle Regulator Installed in Tie-lines of Interconnected Power System

Authors

Łukasz Nogał
 Jan Machowski

Keywords

power system control, transient stability, FACTS, WAMS

Abstract

This paper addresses the state-variable stabilising control of the power system using such series FACTS devices as TCPAR installed in the tie-line connecting control areas in an interconnected power system. This stabilising control is activated in the transient state and is supplementary with respect to the main steady-state control designed for power flow regulation. Stabilising control laws, proposed in this paper, have been derived for a linear multi-machine system model using the direct Lyapunov method with the aim of maximising the rate of energy dissipation during power swings and therefore maximising their damping. The proposed control strategy is executed by a multi-loop controller with frequency deviations in all control areas used as the input signals. Validity of the proposed state-variable control has been confirmed by modal analysis and by computer simulation for a multi-machine test system.

1. Introduction

Traditionally the main control actions in a power system, such as transformer tap changes, have been achieved using mechanical devices and were therefore rather slow. However, the continuing progress in the development of power electronics has enabled a number of devices to be developed, which provide the same functions but with much faster operation [1, 2]. Transmission networks equipped with such devices are referred to as FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

Depending on the way FACTS devices are connected to a power system, they can be divided into shunt and series devices. Main shunt FACTS devices are reactive power compensators, energy storage (e.g. superconducting or battery based) and braking resistors. Among various series FACTS devices are series compensators, phase angle regulators TCPAR (Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator) and power controllers UPFC (Unified Power Flow Controller). The most general FACTS device is the unified power flow controller (UPFC). UPFC is the most general FACTS device because it can execute the following control functions:

- (1) control of real power flows P by controlling the quadrature component $\text{Im}(\Delta \underline{V})$ of the booster voltage in the series part
- (2) control of reactive power flows Q by controlling the direct component $\text{Re}(\Delta \underline{V})$ of the booster voltage in the series part
- (3) control of the voltage V_i in the connection node by controlling the reactive current $\text{Im}(I_{\text{shunt}})$ supplied by the network to the shunt part.

The first function (control of the quadrature component of the booster voltage) is equivalent to the function of another FACTS

device TCPAR. UPFC can also work similarly to the series compensator SSSC [2].

This paper deals with control of UPFC or TCPAR installed in tie-lines linking control areas in an interconnected power system.

The main aim of FACTS devices is normally steady-state control of a power system but, due to their fast response, FACTS devices can also be used for power system stability enhancement through improved damping of power swings. For this purpose the control circuits of FACTS devices are equipped with supplementary control loops [2, 3]. There are many publications describing various kinds of supplementary stabilising control. Usually they utilise as the input signals various locally measurable quantities like real and reactive power, voltage magnitude or current, local frequency etc. [4–7].

Simulation of the dynamic response of the power systems with UPFC or TCPAR in the tie-lines show that the use of the supplementary stabilising control based on locally measurable quantities is not satisfactory. It can force a parasitic interaction between load and frequency controllers (LFC) of individual control areas of the interconnected power system. This interaction deteriorates quality of the frequency regulation and disproves damping of the power swings. This results from the following fact that during the transient state (caused by a sudden disturbance in a power balance) the series FACTS devices installed in the tie-lines affect the values of tie-line power interchanges and therefore also the value of the area control error (ACE). This may affect the dynamics of secondary control executed by the central load and frequency controllers (LFC) [2].

To avoid the above mentioned problems a proper control algorithm has to be implemented at the regulator of the series FACTS

devices installed in the tie-lines. This control should not deteriorate frequency and tie-line power interchange regulation process. An example of such control has been described in paper [19] where the authors proposed to solve the linear state-variable equations during the control process.

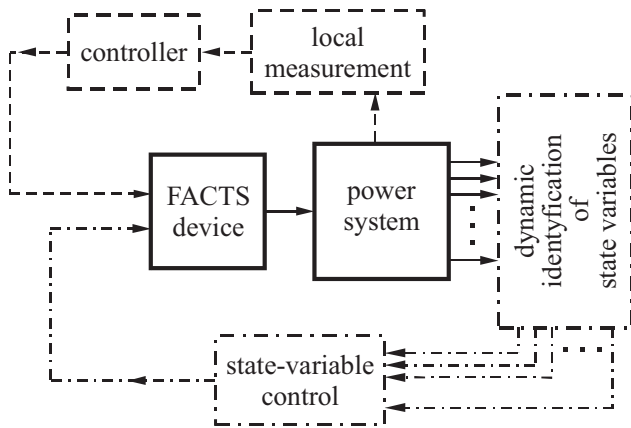


Fig. 1. Schematic illustration of the local and state-variable stabilising control

A different approach has been proposed in a book [2] written by one of the authors of this paper. In this book a new control structure, as illustrated in fig. 1, has been proposed.

The main steady-state control loop (upper part of figure) is based on measuring a locally observable signal to be controlled by a FACTS device. For the thyristor-controlled phase angle regulator (TCPAR), it is real power in a given transmission line. For UPFC it is real and reactive power in a given transmission line and voltage at the bus. The supplementary stabilising loop (lower part of figure) utilises state variables as input signals and, from the point of view of the whole system, is a state-variable control.

The main problem for such a closed-loop control is the design of a state-variable control algorithm for a multi-machine power system model.

In order to derive the relevant control algorithm, the direct Lyapunov method has been applied to a multi-machine linear power system model. Direct Lyapunov method is a powerful tool for transient stability assessment and control of power system [2]. This paper extends the previous work of the authors [9, 18] on the design of Lyapunov-based damping controllers for shunt FACTS devices. Correctness of the derived state-variable control has been confirmed by computer simulation for a simple multi-machine test system. Further work is needed to address the problems related to fast measurement of input signals, real-time identification of system parameters, influence of more realistic models of generators and their AVRs, influence of different load models and dynamics and other implementation problems.

2. FACTS devices in tie-lines

UPFC, shown in fig. 2a, consists of a shunt and series part. The shunt part consists of a supply (excitation) transformer ET and a voltage source converter CONV 1. The series part consists of a voltage source converter CONV 2 and a series (booster) transformer ST. Both voltage source converters CONV 1 and CONV 2 are connected back-to-back through the common dc link with a capacitor. Each converter has its own PWM controller which use two control parameters, respectively, m_1, ψ_1 and m_2, ψ_2 . The shunt part of the UPFC works similarly as reactive power compensator STATCOM. Converter CONV 1 regulates voltage \underline{V}_{ac} and thereby also the current received by UPFC from the network. The voltage is expressed [1–3] by:

$$\underline{V}_{ac} = m_1 k V_{dc} (\cos \psi_1 + j \sin \psi_1) \tag{1}$$

The controller enforces a required value \underline{V}_{ac} by choosing appropriate values of m_1 and ψ_1 . The series part of the UPFC works similarly as series compensator. Converter CONV 2 regulates both the magnitude and the phase of the ac voltage $\Delta \underline{V}$ supplying the booster transformer. That voltage is expressed by:

$$\Delta \underline{V} = m_2 k V_{dc} (\cos \psi_2 + j \sin \psi_2) \tag{2}$$

The controller enforces the required value of $\Delta \underline{V}$ by choosing appropriate values of m_2 and ψ_2 . Thanks to controlling both the magnitude and the phase of the booster (series) voltage, the voltage \underline{V}_k at the beginning of the transmission line may assume any values within the circle created by the phasor \underline{V}_i , as illustrated in fig. 2a. The simplified steady-state equivalent circuit (fig. 2b) contains a series voltage source $\Delta \underline{V}$, reactance of the booster transformer X_{ST} , and shunt current source I_{shunt} . Obviously the model must also include limiters for voltage $\Delta \underline{V}$ and the allowed current flowing through the booster (series) transformer.

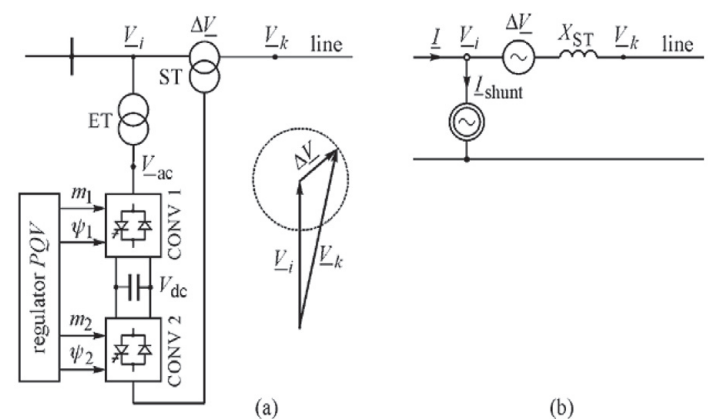


Fig. 2. Unified power flow controller (UPFC): (a) functional diagram and the phasor diagram; (b) equivalent circuit control

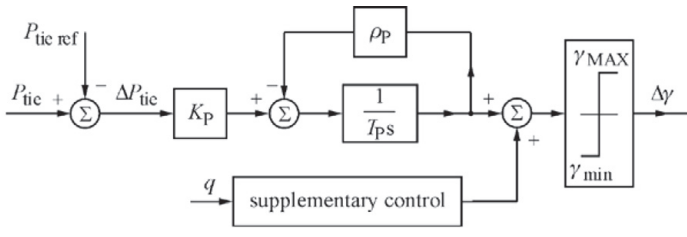


Fig. 3. Power flow controller installed in a tie-line of interconnected power system

Schematic diagram of a TCPAR regulator is shown in fig. 3. An integral type regulator with negative feedback is placed in the main control path. The task of the regulator is regulating real power flow in the line in which the FACTS device is installed. The reference value is supplied from the supervisory control system. A supplementary control loop devoted to damping of power swings and improving power stability is shown in the lower part of the diagram.

3. Incremental model of transmission line

Fig. 4 illustrates the stages of developing a model of the TCPAR installed in a tie-line. Booster voltage, which is in quadrature to the supply voltage, is injected in the transmission line using a booster transformer:

$$\Delta V_p = \gamma V_a \quad (3)$$

where γ is the controlled variable. The booster transformer reactance has been added to the equivalent line reactance. To simplify considerations, the line and transformer resistances have been neglected.

The following relationships can be derived using the phasor diagram of fig. 4d:

$$\sin \theta = \frac{\Delta V_p}{V_c} = \frac{\gamma V_a}{V_c}; \quad \cos \theta = \frac{V_a}{V_c}; \quad \delta_{cb} = \delta_{ab} - \theta \quad (4)$$

Looking on the transmission line (fig. 4d) from the side of node a it can be written that:

$$P_a = P_{ab} = P_{cb} = \frac{V_c V_b}{X} \sin \delta_{cb} \quad (5)$$

Substituting (4) to the last equation gives:

$$P_a = \frac{V_c V_b}{X} \sin(\delta_{ab} - \theta) = \frac{V_c V_b}{X} (\sin \delta_{ab} \cos \theta - \cos \delta_{ab} \sin \theta) = \frac{V_a V_b}{X} \sin \delta_{ab} - \gamma \frac{V_a V_b}{X} \cos \delta_{ab} \quad (6)$$

That equation can also be written as:

$$P_a = P_{ab} = b_{ab} \sin \delta_{ab} - b_{ab} \cos \delta_{ab} \gamma(t) \quad (7)$$

where $b_{ab} = V_a V_b / X$ is the amplitude of the power-angle characteristic of the transmission line.

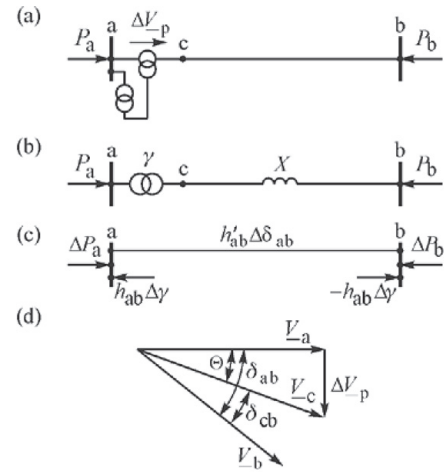


Fig. 4. Stages of developing an incremental model of a transmission line with a phase shifting transformer: (a) one-line diagram, (b) admittance model with ideal transformation ratio, (c) incremental model, (d) phasor diagram

The values of variables at a given operating point are $(\hat{P}_a, \hat{\delta}, \hat{\gamma})$. Using those values, equation (7) gives:

$$\hat{P}_{ab} = \hat{P}_a = b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab} - b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} \hat{\gamma} \quad (8)$$

The tie-line flow in (7) depends on both the power angle δ_{ab} and the quadrature transformation ratio $\gamma(t)$. Hence in the vicinity of the operating point $(\hat{\delta}_{ab}, \hat{\gamma})$ it is obtained:

$$\Delta P_a = \frac{\partial P_a}{\partial \delta_{ab}} \Delta \delta_{ab} + \frac{\partial P_a}{\partial \gamma} \Delta \gamma \quad (9)$$

where:

$$\frac{\partial P_a}{\partial \delta_{ab}} = b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} + b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab} \hat{\gamma} \quad (10)$$

$$\frac{\partial P_a}{\partial \gamma} = -b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}$$

Substituting partial derivatives (10) into (9) gives:

$$\Delta P_a = (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} + \hat{\gamma} b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab}) \Delta \delta_{ab} - (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}) \Delta \gamma \quad (11)$$

The coefficients $b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}$ and $b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab}$ in that equation are the same as those in (8). Component $b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab}$ can be eliminated from (11) using (8) in the following way. Equation (8) gives

$$b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab} = \hat{P}_{ab} + \hat{\gamma} b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} \text{ or:} \quad (12)$$

$$\hat{\gamma} b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab} = \hat{\gamma} \hat{P}_{ab} + \hat{\gamma}^2 b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}$$

Substituting that equation into (11) gives:

$$\Delta P_a = \left[(1 + \hat{\gamma}^2) (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}) + \hat{\gamma} \hat{P}_{ab} \right] \Delta \delta_{ab} - (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}) \Delta \gamma \quad (13)$$

The following notation is introduced now:

$$h_{ab} = \frac{\partial P_a}{\partial \delta_{ab}} = b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} \quad (14)$$

$$h'_{ab} = (1 + \hat{\gamma}^2) (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}) + \hat{\gamma} \hat{P}_{ab} = (1 + \hat{\gamma}^2) h_{ab} + \hat{\gamma} \hat{P}_{ab} \quad (15)$$

The variable h_{ab} given by (14) corresponds to the mutual synchronising power for the line a-b calculated neglecting the booster transformer and h'_{ab} given by (15) corresponds to the synchronising power when the booster transformer has been taken into account. Using that notation, equation (13) takes a form

$$\Delta P_a = h'_{ab} \Delta \delta_{ab} - h_{ab} \Delta \gamma \text{ or} \quad (16)$$

$$\Delta P_a + h_{ab} \Delta \gamma = h'_{ab} \Delta \delta_{ab}$$

Now, looking on the transmission line (fig. 4d) from the side of node b it can be written that:

$$P_b = -P_{ab} = -P_{cb} = -\frac{V_c V_b}{X} \sin \delta_{cb} \quad (17)$$

Linearization of this equation similar to (8) gives equation similar to (16), but with different signs:

$$\Delta P_b - h_{ab} \Delta \gamma = -h'_{ab} \Delta \delta_{ab} \quad (18)$$

Substituting $\Delta \delta_{ab} = \Delta \delta_a - \Delta \delta_b$ into equations (16) and (18) it is easy to obtain two equivalent equations, which can be written in the following way:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_a + h_{ab} \Delta \gamma \\ \Delta P_b - h_{ab} \Delta \gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h'_{ab} & -h'_{ab} \\ -h_{ab} & h_{ab} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_a \\ \Delta \delta_b \end{bmatrix} \quad (19)$$

Equation (19) describes the incremental model of the transmission line shown in fig. 4c. In that model there is an equivalent transmission line between nodes a and b with parameter h'_{ab} . Power injections in nodes a and b are $+h_{ab} \Delta \gamma$ and $-h_{ab} \Delta \gamma$, respectively. A change in the flow in that line corresponds to a change in the voltage angles $\Delta \delta_a$, $\Delta \delta_b$ at both nodes. Nodal power injections correspond to the flow changes due to the regulation of the quadrature transformation ratio $\gamma(t)$.

It will be shown later that the derived incremental model of a branch with a phase shifting transformer is convenient for the network analysis, especially for large networks, as it models changes in the quadrature transformation ratio by changes in power injections without changing parameters of the branches.

4. Incremental model of system

Analysing system frequency regulation, one can assume that changes in voltage magnitudes can be neglected and only changes in voltage angles are considered. Under this assumption it can be written that:

$$\Delta P \cong H \Delta \delta \quad (20)$$

where ΔP and $\Delta \delta$ are the vectors of changes in real power injections and voltage angles, respectively. Matrix H is the Jacobi matrix and consists of partial derivatives $H_{ij} = \partial P_i / \partial \delta_j$. Equation (20) describes the incremental model of a network. Including a phase shifting transformer in the network incremental model is illustrated in fig. 5. There are the following node types:

- {G} – generator nodes behind transient generator reactances
- {L} – load nodes
- a,b – terminal nodes of a line with a phase shifting transformer (as in fig. 4).

The line with the phase shifting transformer, fig. 5, is modelled using a transformation ratio and a branch. In the incremental model shown in fig. 5 that line is modelled as shown in fig. 4. Matrix H describing that network includes branch h'_{ab} from the incremental line model with the phase shifting transformer. There are real power injections in nodes a and b, similarly as in fig. 4c, corresponding to flow changes due to transformation ratio regulation $\gamma(t)$.

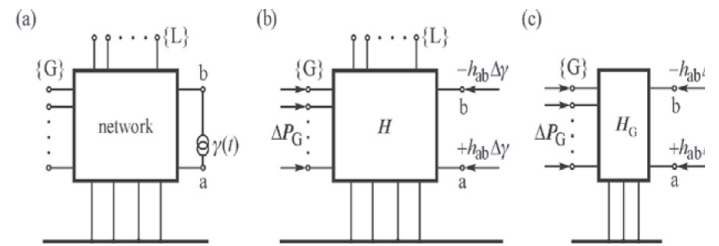


Fig. 5. Stages of developing the incremental model: (a) admittance model with a phase shifting transformer, (b) incremental model, (c) incremental model after elimination of nodes {L}

Now equation (20) describing the model shown in fig. 5b can be expanded as:

$$\begin{bmatrix} \{G\} \\ a \\ b \\ \{L\} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G \\ +h_{ab} \Delta \gamma \\ -h_{ab} \Delta \gamma \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \cong \begin{bmatrix} H \\ H_{aG} \\ H_{bG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_G \\ \Delta \delta_a \\ \Delta \delta_b \\ \Delta \delta_L \end{bmatrix} \quad (21)$$

Substitution $\Delta P_L = \mathbf{0}$ has been made on the left-hand-side of (21) because loads at {L} nodes are modelled as constant powers. Eliminating variables, related to load nodes {L} in (21), by using the partial inversion method (described in [2]) makes it possible to transform equation (21) to the following form:

$$\begin{bmatrix} \{G\} \\ a \\ b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G \\ +h_{ab} \Delta \gamma \\ -h_{ab} \Delta \gamma \end{bmatrix} \cong \begin{bmatrix} H_{GG} & H_{Ga} & H_{Gb} \\ H_{aG} & H_{aa} & H_{ab} \\ H_{bG} & H_{ba} & H_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_G \\ \Delta \delta_a \\ \Delta \delta_b \end{bmatrix} \quad (22)$$

That equation can be further transformed by partial inversion to the following equations:

$$\Delta P_G \cong H_G \Delta \delta_G + [K_{Ga} \quad K_{Gb}] \begin{bmatrix} +h_{ab} \Delta \gamma \\ -h_{ab} \Delta \gamma \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_a \\ \Delta \delta_b \end{bmatrix} \cong - \begin{bmatrix} K_{aG} \\ K_{bG} \end{bmatrix} \Delta \delta_G + \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{ba} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} +h_{ab} \Delta \gamma \\ -h_{ab} \Delta \gamma \end{bmatrix} \quad (24)$$

where:

$$H_G = H_{GG} - [H_{Ga} \quad H_{Gb}] \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{ba} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} H_{aG} \\ H_{bG} \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$[K_{Ga} \quad K_{Gb}] = [H_{Ga} \quad H_{Gb}] \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{ba} \end{bmatrix}^{-1} \quad (26)$$

$$\begin{bmatrix} K_{aG} \\ K_{bG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{ba} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} H_{aG} \\ H_{bG} \end{bmatrix} \quad (27)$$

Equations (23) and (24) describe the incremental model shown in fig. 5c. Equation (23) describes how a change in the transformation ratio of a phase shifting transformer affects power changes in all generators. Equation (24) describes the influence of changes in the transformation ratio on the voltage angle changes in the terminal nodes of the line with the phase-shifting transformer. Equation (23) can be transformed to:

$$\Delta P_G \cong H_G \Delta \delta_G + \Delta K_{ab} h_{ab} \Delta \gamma \quad (28)$$

where:

$$\Delta K_{ab} = K_{Ga} - K_{Gb} \quad (29)$$

Hence a power change in the i -th generator can be expressed as:

$$\Delta P_i \cong \sum_{j \in \{G\}} H_{ij} \Delta \delta_j + \Delta K_i h_{ab} \Delta \gamma \quad (30)$$

where: $\Delta K_i = K_{ia} - K_{ib}$. Hence if $K_{ia} \cong K_{ib}$ then changes in $\Delta \gamma$ cannot influence power changes in i -th generator. In other words, that generator cannot be controlled using that phase shifting transformer. Coefficients K_{ia} , K_{ib} can be treated as measures of the distance from nodes a and b to the i -th generator. It means that if nodes a and b are at the same distance from the i -th generator then the device cannot influence that generator. That can be checked using fig. 5c, as power injections in nodes a and b have opposite signs. Hence if the distances are the same, then the influences on that generator compensate each other out.

Swings of the generator rotors are described by the following equations [2]:

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta \delta_i}{dt} &= \Delta \omega_i \\ M_i \frac{d\Delta \omega_i}{dt} &= -\Delta P_i - D_i \Delta \omega_i \end{aligned} \quad (31)$$

for $i \in \{G\}$. As the network equations were derived in the matrix form, it is convenient to write the above equation in the matrix form too:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\delta}_G &= \Delta \omega_G \\ M \Delta \dot{\omega}_G &= -\Delta P_G - D \Delta \omega_G \end{aligned} \quad (32)$$

where: M , D are diagonal matrices of respectively the inertia and damping coefficients, and $\Delta \delta_G$, $\Delta \omega_G$, ΔP_G are column matrices of respectively changes in rotor angles, rotor speed deviations, and real power generations.

Substituting (28) to the second equation of (32) gives the following state equation:

$$M \Delta \dot{\omega}_G = -H_G \Delta \delta_G - D \Delta \omega_G - \Delta K_{ab} h_{ab} \Delta \gamma(t) \quad (33)$$

here: $\Delta \gamma(t)$ is the control function corresponding to the transformation ratio change of the phase shifting transformer. Function $\Delta \gamma(t)$ affects motions of each rotor proportionally to coefficient $\Delta K_i h_{ab} = (K_{ia} - K_{ib}) h_{ab}$.

The main question now is how $\Delta \gamma(t)$ should be changed so that a control of a phase-shifting transformer improves damping of oscillations. The control algorithm of $\Delta \gamma(t)$ will be derived using the Lyapunov direct method.

5. State-variable control in general case

In [11] the total system energy $V(\delta, \omega) = E_k + E_p$ was used as the Lyapunov function in the non-linear system model (with line conductances neglected). In the considered linear model (33) the total system energy can be expressed as the sum of rotor speed and angle increments. That corresponds to expanding $V(\delta, \omega) = E_k + E_p$ in Taylor series in the vicinity of an operating point. That equation shows that $V(x)$ can be approximated in a vicinity of an operating point using a quadratic form based on the Hessian matrix of function $V(x)$.

For the potential energy E_p the Hessian corresponds to the gradient of real power generations and therefore also the Jacobian matrix used in the above incremental model.

$$\left[\frac{\partial^2 E_p}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] = \left[\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \right] = H_G \quad (34)$$

Hence, it can be proved that:

$$\Delta E_p = \frac{1}{2} \Delta \delta_G^T H_G \Delta \delta_G \quad (35)$$

It was shown in [2] that if the network conductances were neglected, matrix H_G is positive-definite at an operating point (stable equilibrium point). Hence the quadratic form (35) is also positive definite.

The kinetic energy E_k can be expressed as:

$$\Delta E_k = \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T M \Delta \omega_G \quad (36)$$

It is a quadratic form made up of the vector of speed changes and a diagonal matrix of inertia coefficients. Matrix M is positive definite, so the above quadratic form is also positive definite. Total energy increment $\Delta V(\delta, \omega) = \Delta E_k + \Delta E_p$ is given by:

$$\Delta V = \Delta E_k + \Delta E_p = \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T M \Delta \omega_G + \frac{1}{2} \Delta \delta_G^T H_G \Delta \delta_G \quad (37)$$

That function is positive definite as the sum of positive-definite functions and therefore it can be used as a Lyapunov function providing its time derivative at the operating point is negative definite. Differentiating (35) and (36) gives:

$$\Delta \dot{E}_p = \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T H_G \Delta \delta_G + \frac{1}{2} \Delta \delta_G^T H_G \Delta \omega_G \quad (38)$$

$$\Delta \dot{E}_k = \frac{1}{2} \Delta \dot{\omega}_G^T M \Delta \omega_G + \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T M \Delta \dot{\omega}_G \quad (39)$$

Now, it is useful to transpose equation (33):

$$\Delta \dot{\omega}_G^T M = -\Delta \delta_G^T H_G - \Delta \omega_G^T D - \Delta K_{ab}^T h_{ab} \Delta \gamma(t) \quad (40)$$

Substituting the right-hand-side of (40) for $\Delta \dot{\omega}_G^T M$ in the first component of (39) gives:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{E}_k = & -\frac{1}{2} \Delta \delta_G^T H_G \Delta \omega_G - \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T H_G \Delta \delta_G - \Delta \omega_G^T D \Delta \omega_G - \\ & - \frac{1}{2} \left(\Delta K_{ab}^T \Delta \omega_G + \Delta \omega_G^T \Delta K_{ab} \right) h_{ab} \Delta \gamma(t) \end{aligned} \quad (41)$$

It can be easily checked that both expressions in the last component of (41) are identical scalars as:

$$\Delta K_{ab}^T \Delta \omega_G = \Delta \omega_G^T \Delta K_{ab} = \sum_{i \in \{G\}} \Delta K_i \Delta \omega_i \quad (42)$$

Hence equation (41) can be re-written as:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{E}_k = & -\frac{1}{2} \Delta \delta_G^T H_G \Delta \omega_G - \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T H_G \Delta \delta_G - \Delta \omega_G^T D \Delta \omega_G - \\ & - \Delta K_{ab}^T \Delta \omega_G h_{ab} \Delta \gamma(t) \end{aligned} \quad (43)$$

Adding both sides of (43) and (38) gives:

$$\Delta \dot{V} = \Delta \dot{E}_k + \Delta \dot{E}_p = -\Delta \omega_G^T D \Delta \omega_G - \Delta K_{ab}^T \Delta \omega_G h_{ab} \Delta \gamma(t) \quad (44)$$

In a particular case when there is no control, i.e. when $\Delta \gamma(t) = 0$, equation in (44) gives:

$$\Delta \dot{V} = \Delta \dot{E}_k + \Delta \dot{E}_p = -\Delta \omega_G^T D \Delta \omega_G \quad (45)$$

As matrix D is positive definite, the function above is negative definite. Hence function (37) can be treated as the Lyapunov function. In order that the considered system is stable when $\Delta \gamma(t) \neq 0$ is changing, the second component in (44) should be always positive:

$$\Delta K_{ab}^T \Delta \omega_G h_{ab} \Delta \gamma(t) \geq 0 \quad (46)$$

That can be ensured using the following control algorithm:

$$\Delta \gamma(t) = \kappa h_{ab} \Delta K_{ab}^T \Delta \omega_G \quad (47)$$

With that control algorithm the derivative (44) of the Lyapunov function is given by:

$$\Delta \dot{V} = -\Delta \omega_G^T D \Delta \omega_G - \kappa \left(h_{ab} \Delta K_{ab}^T \Delta \omega_G \right)^2 \leq 0 \quad (48)$$

where κ is the control gain. Taking into account (42), the control algorithm (47) can be written as:

$$\Delta \gamma(t) = \kappa h_{ab} \sum_{i \in \{G\}} \Delta K_i \Delta \omega_i \quad (49)$$

where $\Delta K_i = K_{ia} - K_{ib}$. That control algorithm is valid for any location of the phase shifting transformer.

In the particular case when the phase shifting transformer is located in a tie-line the control law can be simplified as described below.

6. State-variable control for TCPAR in tie-line

It is assumed now that considered interconnected power system consists of three subsystems (control areas) as illustrated in fig. 6. The set $\{G\}$ of the generator nodes is divided into three subsets corresponding to those subsystems: $\{G\} = \{G_A\} + \{G_B\} + \{G_C\}$.

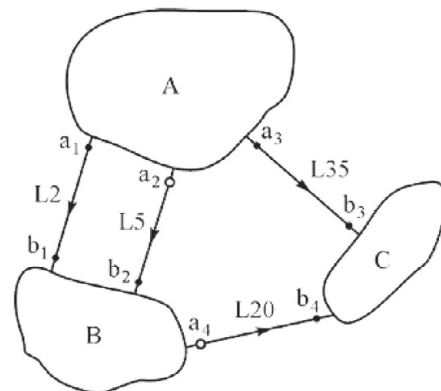


Fig. 6. A three area test system with tie-lines L2, L5, L20, L35

Now the summation in equation (49) can be divided into three sums:

$$\Delta\gamma(t) = \kappa h_{ab} \sum_{i \in \{G_A\}} \Delta K_i \Delta\omega_i + \kappa h_{ab} \sum_{i \in \{G_B\}} \Delta K_i \Delta\omega_i + \kappa h_{ab} \sum_{i \in \{G_C\}} \Delta K_i \Delta\omega_i \quad (50)$$

Following a disturbance in one of the subsystems, there are local swings of generator rotors inside each subsystem and inter-area swings of subsystems with respect to each other. The frequency of local swings is about 1 Hz while the frequency of inter-area swings is much lower, usually about 0.25 Hz. Hence when investigating the inter-area swings, the local swings can be approximately neglected. Therefore it can be assumed that:

$$\begin{aligned} \Delta\omega_i &\cong \dots \cong \Delta\omega_i \cong \dots \cong \Delta\omega_{n_A} \cong 2\pi \Delta f_A \quad \text{for } i \in \{G_A\} \\ \Delta\omega_i &\cong \dots \cong \Delta\omega_i \cong \dots \cong \Delta\omega_{n_B} \cong 2\pi \Delta f_B \quad \text{for } i \in \{G_B\} \\ \Delta\omega_i &\cong \dots \cong \Delta\omega_i \cong \dots \cong \Delta\omega_{n_C} \cong 2\pi \Delta f_C \quad \text{for } i \in \{G_C\} \end{aligned} \quad (51)$$

Now equation (49) can be expressed as:

$$\Delta\gamma(t) = \kappa 2\pi h_{ab} \left[\Delta f_A \sum_{i \in \{G_A\}} \Delta K_i + \Delta f_B \sum_{i \in \{G_B\}} \Delta K_i + \Delta f_C \sum_{i \in \{G_C\}} \Delta K_i \right] \quad (52)$$

or, after summing the coefficients:

$$\Delta\gamma(t) = \kappa 2\pi h_{ab} (\Delta K_A \Delta f_A + \Delta K_B \Delta f_B + \Delta K_C \Delta f_C) \quad (53)$$

where:

$$\Delta K_A = \sum_{i \in \{G_A\}} \Delta K_i; \quad \Delta K_B = \sum_{i \in \{G_B\}} \Delta K_i; \quad \Delta K_C = \sum_{i \in \{G_C\}} \Delta K_i \quad (54)$$

Equation (53) shows that the control of a phase shifting transformers should employ the signals of frequency deviations weighted by coefficients (54). Block diagram of the supplementary control loop based on (53) is shown in fig. 7. The way the supplementary control loop is added to the overall regulator has been shown earlier in fig. 3.

The sign of gains ΔK_A , ΔK_B , ΔK_C in equation (52) and fig. 7 are positive or negative. Moreover, an important property can be proved, that the sum of these gains is equal to zero: $(\Delta K_A + \Delta K_B + \Delta K_C) = 0$. As a result of this property, in the case when all control areas change the frequency simultaneously $\Delta f_A = \Delta f_B = \Delta f_C$, the control output signal is equal to zero: $\Delta\gamma(t) = 0$. It is correct, because the stabilising control should act only in the case when there are power swings between control areas and $\Delta f_A \neq \Delta f_B \neq \Delta f_C$.

The input signals to the supplementary control are frequency deviations Δf in each subsystem. Those signals should be transmitted to the regulator using telecommunication links or a wide-area measurement system (WAMS) [10–15]. For the frequency of

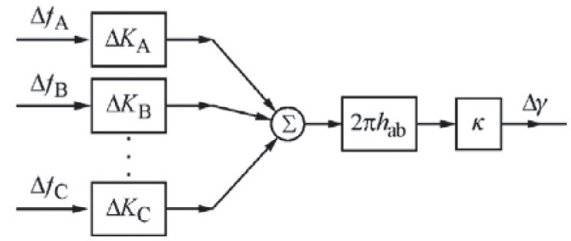


Fig. 7. Block diagram of the stabilising control loop of a power flow controller installed in a tie-line of an interconnected power system

inter-area swings of about 0.25 Hz the period of oscillations is about 4 seconds and the speed of signal transmission to the regulator does not have to be high. It is enough if the signals are transmitted every 0.1 seconds, which is not a tall order for modern telecom systems.

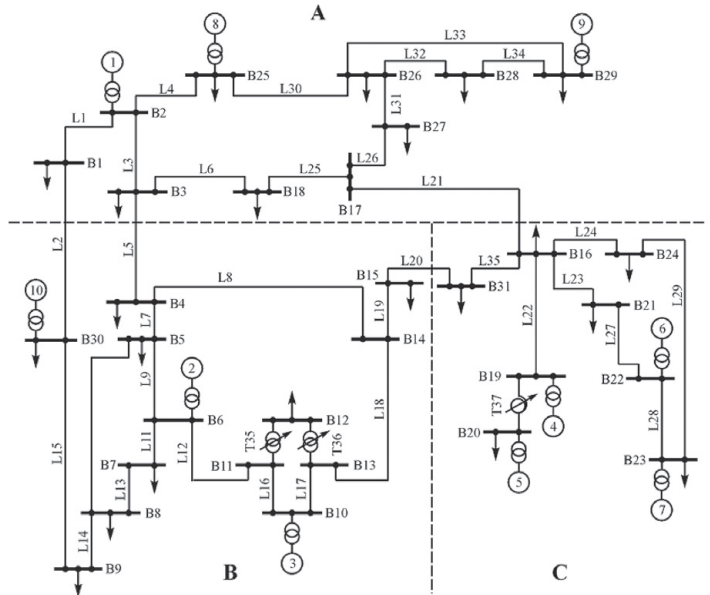


Fig. 8. Modified New England Test System

The coefficients h_{ab} , ΔK_A , ΔK_B , ΔK_C in (53) have to be calculated by an appropriate SCADA/EMS function using current state estimation results and system configuration. Obviously those calculations do not have to be repeated frequently. Modifications have to be made only after system configuration changes or after a significant change of power system loading.

When deriving equation (53), for simplicity only one phase-shifting transformer was assumed. Similar considerations can be undertaken [18] for any number of phase-shifting transformers installed in any number of tie-lines. For each transformer, identical control laws are obtained but obviously with different coefficients calculated for respective tie-lines.

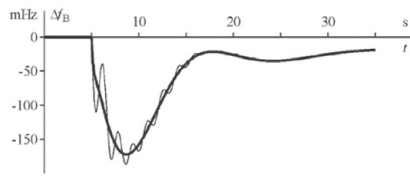


Fig. 9. Time response of frequency in Area B for considered disturbance

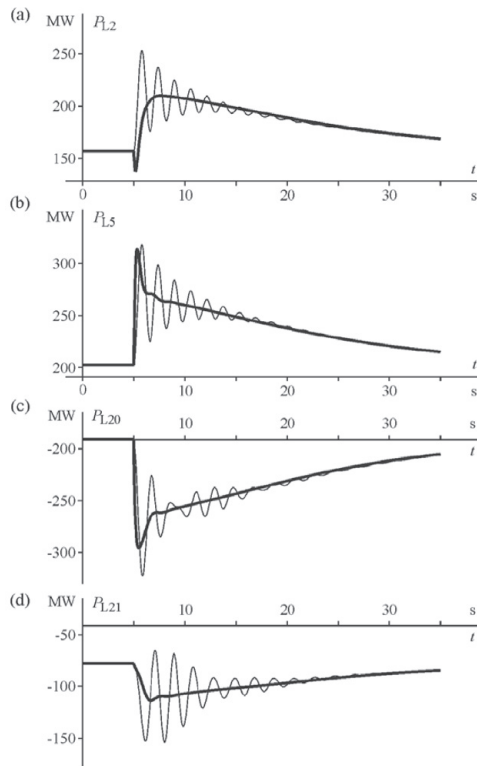


Fig. 10. Time response of real power in the tie-lines for considered disturbance

7. Test results for New England Test System

Simulation tests of the proposed supplementary control of TCPAR's installed in tie-lines have been done for a Modified New England Test System (10 generators 31 nodes, 38 branches). It has been divided into three subsystems, each of them being a control area with its own LFC. Control areas are connected as shown in fig. 6 and fig. 8. Detailed data and models of power system elements are described in [18].

Compared to the original New England Test System, the modified version has extended tie-line in order to reduce the frequency of tie-line oscillations to a more realistic value. In the modified system the frequency of inter-area swings is about 0.5 Hz while the frequency of swings of machine within the areas is about 1 Hz. It is assumed that there are two TCPARs installed in the places marked in fig. 6a by little blank circles (one in line L5 near node a2 (node B3 in fig. 8) and one in line L20 near node a4 (node B15 in

fig. 8). Considered disturbance appears in area B and consists of an outage of a 250 MW generating unit (tripped by a generator protection).

Fig. 9 shows the variation of the frequency in area B. A thick line shows the response when two (above mentioned) TCPARs were active and a thin line the response when TCPARs were not active. When TCPARs are not active, the frequency is affected by inter-area oscillations (the thin line). Active TCPARs (controlled with the use of the proposed method) quickly damp out the inter-area oscillations and the frequency variation is much smoother (the thick line). Frequency response for area A and area C is similar.

Dynamic response of real power in the tie-lines for the same disturbance, as discussed above, is shown in fig. 10. When the TCPARs are not active in all tie-line the inter-area power swings are observable (the thin line). Active TCPARs (controlled using the proposed method) quickly damp out the inter-area oscillations and the dynamic response is almost aperiodic (the thick line).

In the considered example the active TCPARs have a slight effect on the response of the mechanical (turbine) power. For several seconds the control areas A and C support area B by means of power injection. As frequency returns to its reference value, the area B increases its generation and the areas A and C withdraw their support.

Dissertation [18] contains many simulation results for all possible placements of TCPARs in the tie-lines. The results are similar as those presented here and confirm the efficiency of the proposed supplementary control.

8. Modal analysis

This section presents the results of modal analysis for the considered test network - refer to [18] for full details. Fig. 11 shows eigenvalue loci for the localization of TCPARs considered in fig. 9 and fig. 10, i.e. for TCPARs installed in tie-lines L5 and L20.

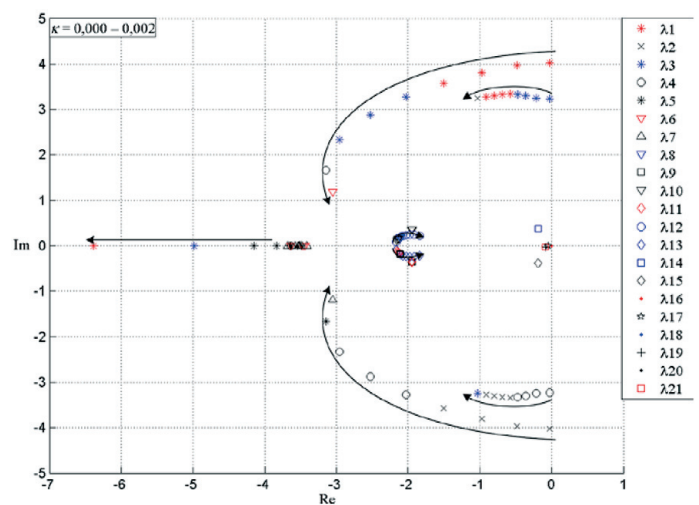


Fig. 11. Eigenvalue loci for test system with TCPAR's installed in the tie-lines L5 and L20

The calculations started from a very small value of the control gain κ in equation (47). Fig. 11 shows that when the value of the gain κ was increased, the eigenvalues moved to the left hence enhancing stability of the system.

Analysis using participation factors, see [2], demonstrates that the eigenvalues shown in fig. 11 are mainly connected with frequency deviations $\Delta f_A, \Delta f_B, \Delta f_C$ in all control areas and with power angles $\Delta\delta_A, \Delta\delta_B, \Delta\delta_C$ of the equivalent generators representing these areas (fig. 6).

The results of modal analysis shown here and reported in [18] confirm the strong influence of the proposed supplementary stabilising control on damping of the inter-area oscillations.

9. Robustness of the proposed control

The coefficients $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ in the multi-input stabilising control loop (fig.7) depend on the power system parameters and have to be calculated by an appropriate SCADA/EMS function using current state estimation results and system configuration.

Obviously in practice calculation of $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ may not be frequent in order not to overload SCADA/EMS. Moreover it is doubtful whether the values of $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ can be updated quickly enough, to follow the system transient trajectory, following a disturbance. Hence a question arises whether the proposed methodology is robust to the changes of system parameters if the values of $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ cannot be updated quickly enough.

Dissertation [18] shows simulation results for many disturbances when the values of coefficients $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ are kept constant as in the pre-fault conditions. The results confirm the robustness of the proposed methodology.

To demonstrate that, fig. 12 shows simulation results when TCPARs were installed in lines L5 and L20, i.e. the same situation as that shown in fig. 10. It was assumed that a disturbance appears in area B and consists of an outage of a 250 MW generating unit (tripped by a generator protection). To test robustness of the methodology to the changes in values of $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ it was additionally assumed that line L6 in system A (close to line L5 and node B15 in fig. 8) is outaged. The solid line in fig. 12 shows time response of real power in tie-line L5 when the values of $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ have been updated after Line L6 was outaged while the dotted line shows the case when the values of the coefficients were kept constant. A comparison between the two responses shows that the error in calculation of the coefficients did not influence the dynamic system response in a significant manner.

It should be emphasised that the robustness of the control strategy to the changes in system parameters is due to the fact that the control is based on signals coming from all parts of the system. This is not possible when the control is based on local measurements.

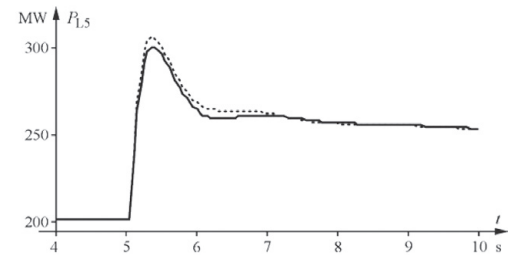


Fig. 12. Comparison of the time response in the case when control parameters are updated (solid line) and kept constant (dotted line)

10. Conclusions

This paper addressed the problem of a state-variable stabilising control of power system using series FACTS devices such as TCPAR or UPFC operating with quadrature booster regulation. It is assumed that these type of FACTS devices are installed in the tie-lines of an interconnected power system.

A control strategy for a multi-machine linear system model in such a case has been derived using energy-type Lyapunov function with the aim of maximising the rate of energy dissipation during power swings. Validity of the proposed stabilising control has been confirmed by computer simulation for a multi-machine test system and modal analysis.

It was shown that the proposed supplementary stabilising control is robust to the changes in system parameters. This is due to using a multi-input control based on signals coming from each control area.

Further research is needed to check the influence of different load models, load dynamics, more realistic models of generators and their AVRs and PSSs, interactions with other controllers, inaccuracies in signals, time delays etc.

REFERENCES

1. Hingorani N.G., Gyugyi L., Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, IEEE Press, 2000.
2. Machowski J., Bialek J., Bumby J., Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester 2008.
3. CIGRE Technical Brochure, No 145, Modelling of power electronics equipment (FACTS) in load flow and stability programs, <http://www.e-cigre.org>.
4. Youke L.T., Youyi W., Design of series and shunt FACTS controller using adaptive nonlinear coordinated design techniques, *IEEE Transaction on Power Systems*, August 1997, Vol. 12, No. 3.
5. Wang F.F., Swift F.J., Li M., A unified model for the analysis of FACTS devices in damping power system oscillations. Multi-machine power systems, *IEEE Trans. Power Delivery*, Oct. 1998, Vol. 13, pp. 1355–1362.
6. Pal B.C., Coonick A.H., Jaimoukha I.M., El-Zobaidi H., A linear matrix inequality approach to robust damping control design in power systems with superconducting magnetic energy storage device, *IEEE Transactions on Power Systems*, February 2000, Vol. 15.

7. Chaudhuri B., Pal B.C., Zolotas A.C., Jaimoukha I.M., Green T.C., Mixed-sensitivity approach to H/sub /spl infin// control of power system oscillations employing multiple FACTS devices, *IEEE Trans. Power Systems*, Aug. 2003, Vol. 18, pp. 1149–1156.
8. Kamwa I., Gerin-Lajoie L., Trudel G., Multi-Loop Power System Stabilizers Using Wide-Area Synchronous Phasor Measurements, Proceedings of the American Control Conference, Philadelphia Pennsylvania, June 1998.
9. Machowski J., Bialek J., State-variable control of shunt FACTS devices using phasor measurements, *Electric Power System Research*, Issue 1, 2008, Vol. 78, pp. 39–48.
10. Bhargava B., Synchronised phasor measurement system project at Southern California Edison Co., *IEEE PES Summer Meeting*, 1999, Vol. 1, pp. 16–22.
11. Magnus A., Karlsson D., Phasor measurement applications in Scandinavia, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2002: Asia Pacific, IEEE/PES, 6–10 Oct. 2002, Vol. 1, pp. 480–484.
12. Yu C.S., Liu C.W., Self-correction two-machine equivalent model for stability control of FACTS system using real-time phasor measurements, *IEE Proc. Gen., Transm. and Distrib.*, Vol. 149, July 2002, pp. 389–396.
13. Kamwa I., Grondin R., Hebert Y., Wide-area measurement based stabilising control of large power systems—a decentralized/hierarchical approach, *IEEE Trans. Power Systems*, Feb 2001, Vol. 16, pp. 136–153.
14. Aboul-Ela M.E., Sallam A.A., McCalley J. D., Fouad A.A., Damping controller design for power system oscillations using global signals, *IEEE Trans., Power Systems*, May 1996, Vol. 11, pp. 767–773.
15. Adamiak M.G., Apostolov A.P., Begovic M.M., Henville C.F., Martin K.E., Michel G.L., Phadke A.G., Thorp J.S., Wide Area Protection – Technology and Infrastructures, *IEEE Trans. Power Delivery*, April 2006, Vol. 21, pp. 601–609.
16. Pai M.A., *Energy Function Analysis For Power System Stability*, Kluwer Academic Publishers, 1989.
17. Pavella M., Ernst D., Ruiz-Vega D., *Transient Stability of Power Systems. A unified Approach to Assessment and Control*, Kluwer's Power Electronics and Power System Series, 2000, SECS581 0-7923-7963-2.
18. Nogal L., Control of series FACTS devices by the use of WAMS, Ph D Thesis, Warsaw University of Technology 2009 (in Polish).
19. Zarghami M., Crow M.L., Sarangapani J., Liu Y., Atcitty S., A Novel Approach to Inter-area Oscillation Damping by Unified Power Folw Controllers Utilizing Ultracapacitors, *IEEE Trans. Power Systems*, Feb 2010, Vol. 25, No. 1, pp. 404–412.

Information

The research was supported by research project No. 3496/B/T02/2009/37 financed by the Ministry of Education and Science of Poland.

Łukasz Nogal

Warsaw University of Technology

e-mail: lukasz.nogal@ien.pw.edu.pl

Received Ph.D. degree in electrical engineering at Warsaw University of Technology (2009), where he is currently working as an adjunct. His research interests are in power system analysis, control and telecommunication.

Jan Machowski

Warsaw University of Technology

e-mail: jan.machowski@ien.pw.edu.pl

Is a full professor at Warsaw University of Technology. His research interests are in power system analysis, protection and control. He is a co-author of the textbook "Power System Dynamics. Stability and Control" published by J. Wiley (2008).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 58–67. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Sterowanie tyrystorowych przesuwników kąta fazowego zainstalowanych w liniach powiązań międzysystemowych za pomocą sygnałów WAMS

Autorzy

Łukasz Nogał
Jan Machowski

Słowa kluczowe

regulacja systemu elektroenergetycznego, równowaga dynamiczna, FACTS, WAMS

Streszczenie

Tematem artykułu jest regulacja stabilizacyjna zmiennych stanu systemu elektroenergetycznego za pomocą urządzeń szeregowych FACTS typu TCPAR, zainstalowanych w liniach międzysystemowych łączących obszary regulacji w połączonym systemie elektroenergetycznym. Taką regulację stabilizacyjną uruchamia się w stanie przejściowym jako uzupełnienie głównej regulacji przepływu mocy w stanie ustalonym. Zaproponowane w niniejszym opracowaniu reguły regulacji stabilizacyjnej wyprowadzono dla liniowego modelu systemu wielomaszynowego, przy użyciu bezpośredniej metody Lapunowa, w celu maksymalizacji rozpraszania energii w trakcie kołysań mocy, a więc ich tłumienia. Proponowaną strategię regulacji wykonuje wielo-wejściowy układ regulacji wykorzystujący odchylenia częstotliwości we wszystkich obszarach regulacji jako sygnały wejściowe. Trafność proponowanej regulacji zmiennych stanu potwierdziła analiza modalna oraz symulacja komputerowa dla testowego systemu wielomaszynowego.

1. Wprowadzenie

Tradycyjnie główne czynności regulacyjne w systemie elektroenergetycznym, takie jak przełączanie zaczerw transformatorowych, realizuje się przy użyciu urządzeń mechanicznych, są one zatem raczej powolne. Jednakże systematyczne postępy w rozwoju energoelektroniki umożliwiły skonstruowanie urządzeń, które wykonują takie same funkcje, ale działają znacznie szybciej [1, 2]. Sieci przesyłowe wyposażone w takie urządzenia nazywane są elastycznymi systemami przesyłu prądu przemiennego FACTS (ang. *Flexible AC Transmission Systems*).

W zależności od sposobu przyłączenia urządzeń FACTS do systemu elektroenergetycznego można je podzielić na bocznikowe i szeregowe. Główne bocznikowe urządzenia FACTS to kompensatory mocy biernej, zasobniki energii (np. nadprzewodnikowe lub bateryjne) oraz rezystory hamowania. Wśród różnych szeregowych urządzeń FACTS są kompensatory szeregowe, tyrystorowe przesuwniki fazowe (ang. *Thyristor-Controlled Phase Angle Regulator*) i regulatory przepływu mocy UPFC (ang. *Unified Power Flow Controller*). Najbardziej ogólnym urządzeniem FACTS jest zespolony regulator przepływu mocy (UPFC). UPFC jest najbardziej ogólnym urządzeniem FACTS, ponieważ może realizować następujące funkcje regulacyjne:

1. sterowanie przepływami mocy czynnej P poprzez regulację składowej poprzecznej $\text{Im}(\Delta V)$ napięcia dodawczego w części szeregowej
2. sterowanie przepływami mocy biernej Q poprzez regulację składowej wzdłużnej $\text{Re}(\Delta V)$ napięcia dodawczego w części szeregowej
3. sterowanie napięciem V_i w węzle przyłączenia poprzez regulację prądu biernego $\text{Im}(I_{\text{shunt}})$ płynącego z sieci do części bocznikowej.

Pierwsza funkcja – regulacja składowej poprzecznej napięcia dodawczego – jest równoważna funkcji innego urządzenia

FACTS, sterowanego tyrystorowo przesuwnika kąta fazowego TCPAR. UPFC może także działać podobnie do kompensatora szeregowego SSSC [2].

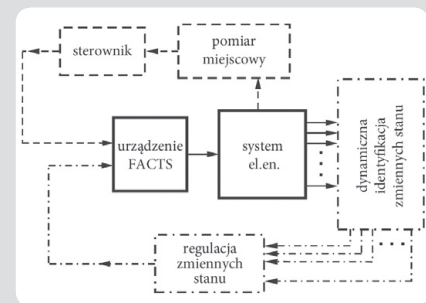
Głównym celem urządzeń FACTS jest sterowanie systemem elektroenergetycznym normalnie w stanie ustalonym, ale ze względu na krótki czas reakcji urządzenia FACTS można także wykorzystywać do poprawy stabilności systemu elektroenergetycznego poprzez poprawę tłumienia kołysań mocy. W tym celu obwody sterowania urządzeń FACTS wyposaża się w uzupełniające pętle sterowania [2, 3]. Jest wiele publikacji opisujących różne rodzaje uzupełniającej regulacji stabilizacyjnej. Zwykle jako sygnały wejściowe służą różne lokalnie mierzalne wielkości, takie jak moc czynna i bierna, napięcie lub prąd, częstotliwość lokalna itp. [4–7].

Symulacje reakcji dynamicznej systemów elektroenergetycznych z urządzeniami UPFC lub TCPAR w liniach międzysystemowych pokazują, że zastosowanie uzupełniającej regulacji stabilizującej sterowanej lokalnie mierzalnymi wielkościami nie jest zadowalające. Może ono wymusić pasywną interakcję pomiędzy regulatorami mocy i częstotliwości (LFC) poszczególnych obszarów regulacji połączonego systemu elektroenergetycznego. Interakcja ta pogarsza jakość regulacji częstotliwości i likwiduje tłumienie kołysań mocy. Wynika to z tego, że w stanie przejściowym (spowodowanym nagłym zaburzeniem bilansu mocy) urządzenia szeregowe FACTS, zainstalowane w linii międzysystemowej, wpływają na wartości mocy nią przesyłanej P_{tie} , a zatem również na wartość uchybu obszaru (ACE). Może to wpływać na dynamikę regulacji wtórnej realizowanej przez centralne sterowniki obciążenia i częstotliwości (LFC) [2].

Aby uniknąć powyższych problemów, należy wdrożyć odpowiedni algorytm sterowania w regulatorze szeregowych urządzeń

FACTS, zainstalowanych w linii międzysystemowej. Sterowanie to nie powinno pogorszyć procesu regulacji częstotliwości i mocy wymienianej linią międzysystemową. Przykład takiego sterowania opisano w pracy [19], której autorzy zaproponowali rozwiązanie liniowych równań zmiennych stanu w trakcie procesu sterowania.

Inne podejście zaproponowano w książce [2], napisanej przez jednego z autorów tego artykułu. W książce tej zaproponowano nową strukturę regulacji, przedstawioną na rys. 1.



Rys. 1. Schematyczna ilustracja regulacji stabilizacyjnej lokalnej i zmiennych stanu

Główna pętla regulacji stanu ustalonego (górna część rysunku) wykorzystuje pomiar lokalnie obserwowalnego sygnału, który podlega sterowaniu przez urządzenie FACTS. Dla tyrystorowego przesuwnika kąta fazowego (TCPAR) jest to moc czynna w danej linii przesyłowej. Dla UPFC są to moce czynne i bierne w danej linii przesyłowej oraz napięcie na szynach. Uzupełniająca pętla stabilizacyjna (dolna część rysunku) jako sygnały wejściowe wykorzystuje zmienne stanu i z punktu widzenia całego systemu stanowi regulację zmiennych stanu.

Głównym problemem dla takiej regulacji w pętli zamkniętej jest konstrukcja algorytmu regulacji zmiennych stanu dla modelu wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego.

Aby uzyskać odpowiedni algorytm sterowania do modelu wielomaszynowego systemu elektroenergetycznego, zastosowano bezpośrednią metodę Lapunowa. Bezpośrednia metoda Lapunowa jest potężnym narzędziem do oceny równowagi dynamicznej systemu elektroenergetycznego i do sterowania nim [2]. Artykuł ten rozszerza poprzednie prace tych samych autorów [9, 18], dotyczące opartych na metodzie Lapunowa konstrukcji sterowników tłumiących dla bocznikowych urządzeń FACTS. Poprawność uzyskanej regulacji zmiennych stanu potwierdzono symulacją komputerową dla prostego wielomaszynowego systemu testowego. Potrzebne są dalsze prace w celu rozwiązania problemów związanych z szybkim pomiarem sygnałów wejściowych, identyfikacji parametrów systemu w czasie rzeczywistym, wpływu bardziej realistycznych modeli generatorów i ich automatycznych regulatorów napięcia AVR, wpływu różnych modeli obciążenia i ich dynamiki oraz innych problemów realizacyjnych.

2. Urządzenia FACTS w liniach międzysystemowych

Regulator UPFC pokazany na rys. 2a składa się z części bocznikowej i szeregowej. W skład części bocznikowej wchodzi: transformator zasilający (wzbudzenie) ET i przetwornika źródła napięcia CONV 1. Część szeregową zawiera: przetwornik źródła napięcia CONV 2 i transformator szeregowy (dodawczy) ST. Oba przetworniki źródeł napięcia CONV 1 i CONV 2 są połączone *back-to-back* poprzez wspólne łącze prądu stałego z kondensatorem. Każdy przetwornik ma swój własny sterownik PWM, który wykorzystuje dwa parametry regulacyjne, odpowiednio m_1, ψ_1 oraz m_2, ψ_2 . Część bocznikowa UPFC działa podobnie do kompensatora mocy bierniej STATCOM. Przetwornik CONV 1 reguluje napięcie V_{ac} , a tym samym również prąd odbierany przez UPFC z sieci. Napięcie to wyrażone jest [1–3] przez:

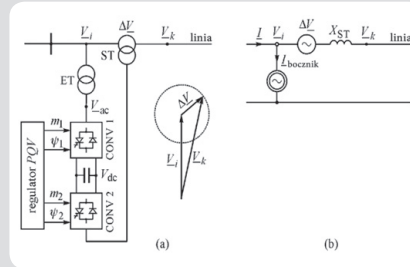
$$V_{ac} = m_1 k V_{dc} (\cos \psi_1 + j \sin \psi_1) \quad (1)$$

Sterownik ten wymusza żadaną wartość V_{ac} poprzez wybór odpowiednich wartości m_1 oraz ψ_1 . Część szeregową UPFC działa podobnie do kompensatora szeregowego. Przetwornik CONV 2 reguluje zarówno wielkość, jak i fazę napięcia przemiennego ΔV zasilającego transformator dodawczy. Napięcie to wyrażone jest przez:

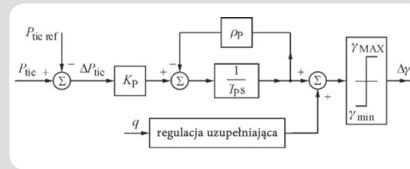
$$\Delta V = m_2 k V_{dc} (\cos \psi_2 + j \sin \psi_2) \quad (2)$$

Sterownik ten wymusza żadaną wartość ΔV poprzez wybór odpowiednich wartości m_2 oraz ψ_2 . Dzięki regulacji zarówno wielkości, jak i fazy napięcia dodawczego (szeregowego), napięcie V_k na początku linii przesyłowej może przyjmować dowolne wartości z okręgu utworzonego przez wskaz V_b , jak pokazano na rys. 2a. Uproszczony obwód równoważny stanu ustalonego (rys. 2b) zawiera źródło napięcia szeregowego

ΔV , reaktancję transformera dodawczego X_{ST} oraz źródło prądu bocznikowego $I_{bocznik}$. Oczywiście model ten musi także zawierać ograniczniki napięcia ΔV i dopuszczalnego prądu płynącego przez transformator dodawczy (szeregowy).



Rys. 2. Zespolony regulator przepływu mocy (UPFC): (a) schemat funkcjonalny i wykres wskazowy, (b) obwód równoważny



Rys. 3. Regulator przepływu mocy zainstalowany w linii międzysystemowej połączonego systemu elektroenergetycznego

Schemat regulatora TCPAR pokazano na rys. 3. W głównej ścieżce regulacji umieszczono regulator typu całkującego z ujemnym sprzężeniem zwrotnym. Regulator ten służy do regulacji przepływu mocy czynnej w linii, w której zainstalowano urządzenie FACTS. Wartość referencyjna jest podawana z nadrzędnego systemu sterowania. Pętla regulacji uzupełniającej, służąca do tłumienia kołysań mocy i poprawy stabilności mocy, pokazano w dolnej części schematu.

3. Model przyrostowy linii przesyłowej

Na rys. 4 przedstawiono etapy budowy modelu urządzenia TCPAR zainstalowanego w linii międzysystemowej. Napięcie dodawcze, prostopadłe do napięcia zasilania, jest podawane do linii przesyłowej przez transformator dodawczy:

$$\Delta V_p = \gamma V_a \quad (3)$$

gdzie γ to zmienna regulowana. Reaktancję transformatora dodawczego dodano do reaktancji zastępczej linii. Dla uproszczenia rozważań pominięto rezystancje linii i transformatora.

Z wykresu wskazowego z rys. 4d można wyprowadzić następujące zależności:

$$\sin \theta = \frac{\Delta V_p}{V_c} = \frac{\gamma V_a}{V_c}; \quad \cos \theta = \frac{V_a}{V_c}; \quad \delta_{cb} = \delta_{ab} - \theta \quad (4)$$

Patrząc na linię przesyłową (rys. 4d) od strony węzła a, można zapisać, że:

$$P_a = P_{ab} = P_{cb} = \frac{V_c V_b}{X} \sin \delta_{cb} \quad (5)$$

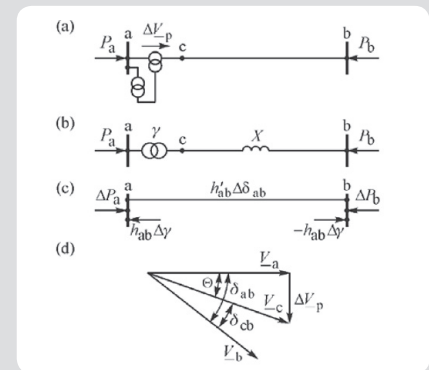
Podstawienie (4) do ostatniego równania daje:

$$P_a = \frac{V_c V_b}{X} \sin(\delta_{ab} - \theta) = \frac{V_c V_b}{X} (\sin \delta_{ab} \cos \theta - \cos \delta_{ab} \sin \theta) = \frac{V_a V_b}{X} \sin \delta_{ab} - \gamma \frac{V_a V_b}{X} \cos \delta_{ab} \quad (6)$$

Równanie to można także zapisać jako:

$$P_a = P_{ab} = b_{ab} \sin \delta_{ab} - b_{ab} \cos \delta_{ab} \gamma(t) \quad (7)$$

gdzie: $b_{ab} = V_c V_b / X$ to amplituda kątowej charakterystyki mocy linii przesyłowej.



Rys. 4. Etapy budowy przyrostowego modelu linii przesyłowej z transformatorem PST z regulacją przekładni poprzecznej: (a) schemat jednokreskowy, (b) model admittancji z przekładnią transformatora idealnego, (c) model przyrostowy, (d) wykres wskazowy

Wartości zmiennych w danym punkcie pracy wynoszą $(\hat{P}_a, \hat{\delta}, \hat{\gamma})$. Po użyciu tych wartości równanie (7) daje:

$$\hat{P}_{ab} = \hat{P}_a = b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab} - b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} \hat{\gamma} \quad (8)$$

Przepływ w linii międzysystemowej (7) zależy zarówno od kąta mocy δ_{ab} , jak i przekładni poprzecznej $\gamma(t)$. A zatem w pobliżu tego punktu pracy $(\hat{\delta}_{ab}, \hat{\gamma})$ uzyskuje się:

$$\Delta P_a = \frac{\partial P_a}{\partial \delta_{ab}} \Delta \delta_{ab} + \frac{\partial P_a}{\partial \gamma} \Delta \gamma \quad (9)$$

gdzie:

$$\frac{\partial P_a}{\partial \delta_{ab}} = b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} + b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab} \hat{\gamma} \quad (10)$$

$$\frac{\partial P_a}{\partial \gamma} = -b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}$$

Podstawienie pochodnych cząstkowych (10) do (9) daje:

$$\Delta P_a = (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} + \hat{\gamma} b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab}) \Delta \delta_{ab} - (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}) \Delta \gamma \quad (11)$$

Współczynniki $b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}$ oraz $b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab}$ w tym równaniu są takie same jak w (8). Składnik $b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab}$ można wyeliminować z (11), używając (8) w sposób następujący. Równanie (8) daje

$$b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab} = \hat{P}_{ab} + \hat{\gamma} b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} \text{ lub:}$$

$$\hat{\gamma} b_{ab} \sin \hat{\delta}_{ab} = \hat{\gamma} \hat{P}_{ab} + \hat{\gamma}^2 b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} \quad (12)$$

Podstawienie tego równania do (11) daje:

$$\Delta P_a = \left[(1 + \hat{\gamma}^2) (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}) + \hat{\gamma} \hat{P}_{ab} \right] \Delta \delta_{ab} - (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}) \Delta \gamma \quad (13)$$

Teraz wprowadza się następujący zapis:

$$h_{ab} = \frac{\partial P_a}{\partial \delta_{ab}} = b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab} \quad (14)$$

$$h'_{ab} = (1 + \hat{\gamma}^2) (b_{ab} \cos \hat{\delta}_{ab}) + \hat{\gamma} \hat{P}_{ab} = (1 + \hat{\gamma}^2) h_{ab} + \hat{\gamma} \hat{P}_{ab} \quad (15)$$

Zmienna h_{ab} dana przez (14) odpowiada mocy wzajemnej synchronizacji dla linii AB, obliczonej przy pominięciu transformatora dodawczego, a h'_{ab} dana przez (15) odpowiada mocy synchronizacji przy jego uwzględnieniu. Z wykorzystaniem tego zapisu równanie (13) przyjmuje postać $\Delta P_a = h_{ab} \Delta \delta_{ab} - h_{ab} \Delta \gamma$ lub

$$\Delta P_a + h_{ab} \Delta \gamma = h'_{ab} \Delta \delta_{ab} \quad (16)$$

Patrząc teraz na linię przesyłową (rys. 4d) od strony węzła b, można zapisać, że:

$$P_b = -P_{ab} = -P_{cb} = -\frac{V_c V_b}{X} \sin \delta_{cb} \quad (17)$$

Linearyzacja tego równania podobnie do (8) daje równanie podobne do (16), ale z innymi znakami:

$$\Delta P_b - h_{ab} \Delta \gamma = -h'_{ab} \Delta \delta_{ab} \quad (18)$$

Podstawiając $\Delta \delta_{ab} = \Delta \delta_a - \Delta \delta_b$ do równań (16) i (18), łatwo uzyskuje się dwa równania równoważne, które można zapisać następująco:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_a + h_{ab} \Delta \gamma \\ \Delta P_b - h_{ab} \Delta \gamma \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} h'_{ab} & -h'_{ab} \\ -h_{ab} & h_{ab} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_a \\ \Delta \delta_b \end{bmatrix} \quad (19)$$

Równanie (19) opisuje przyrostowy model linii przesyłowej pokazany na rys. 4c. W tym modelu jest zastępcza linia przesyłowa pomiędzy węzłami a i b o parametrze h_{ab} . Moce wprowadzone w węzłach a i b wynoszą odpowiednio $+h_{ab} \Delta \gamma$ oraz $-h_{ab} \Delta \gamma$. Zmiana przepływu w tej linii odpowiada zmianie kątów napięcia $\Delta \delta_a, \Delta \delta_b$ w obu węzłach. Węzłowe zastrzyki mocy odpowiadają zmianom przepływu ze względu na regulację przekładni poprzecznej $\gamma(t)$.

Dalej pokazane zostanie, że tak wyprowadzony przyrostowy model gałęzi z transformatorem z regulacją przekładni poprzecznej jest wygodny do analizy sieci, zwłaszcza dużych, ponieważ modeluje zmiany przekładni poprzecznej poprzez zmiany w zastrzykach mocy bez zmiany parametrów gałęzi.

4. Model przyrostowy systemu

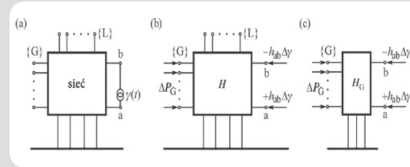
Analizując regulację częstotliwości systemu, można przyjąć, że zmiany amplitudy napięć można pominąć i uwzględnić tylko zmiany argumentów napięć. Przy tym założeniu można napisać, że:

$$\Delta P \cong H \Delta \delta \quad (20)$$

gdzie: ΔP oraz $\Delta \delta$ to odpowiednio wektory zmian zastrzyków mocy czynnej i argumentów napięć. Macierz H to macierz Jacobiego i składa się z pochodnych cząstkowych $H_{ij} = \partial P_i / \partial \delta_j$. Równanie (20) opisuje przyrostowy model sieci. Włączenie transformatora z regulacją przekładni poprzecznej do przyrostowego modelu sieci przedstawiono na rys. 5. Są tam węzły następujących typów:

- {G} – węzły generatorowe za przejściowymi reaktancjami generatora
- {L} – węzły obciążenia
- a, b – węzły końcowe linii z transformatorem z regulacją przekładni poprzecznej (jak na rys. 4).

Linie z transformatorem z regulacją przekładni poprzecznej (rys. 5) modeluje się za pomocą przekładni i gałęzi. W modelu przyrostowym pokazanym na rys. 5 linia ta odwzorowana jest w sposób przedstawiony na rys. 4. Opisująca tę sieć macierz H zawiera gałąź h_{ab} z przyrostowego modelu linii z transformatorem z regulacją przekładni poprzecznej. Moc czynną wstrzykuje się w węzłach a i b, podobnie jak na rys. 4c, odpowiednio do zmian przepływu ze względu na regulację przekładni $\gamma(t)$.



Rys. 5. Etapy budowy modelu przyrostowego: (a) model admitancji z transformatorem z regulacją przekładni poprzecznej, (b) model przyrostowy, (c) model przyrostowy po usunięciu węzłów {L}

Teraz równanie (20) opisujące model z rys. 5b można rozszerzyć jako:

$$\begin{bmatrix} \{G\} \\ a \\ b \\ \{L\} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G \\ +h_{ab} \Delta \gamma \\ -h_{ab} \Delta \gamma \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \cong \begin{bmatrix} H \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_G \\ \Delta \delta_a \\ \Delta \delta_b \\ \Delta \delta_L \end{bmatrix} \quad (21)$$

Dokonano podstawienia $\Delta P_L = \mathbf{0}$ po lewej stronie wyrażenia (21), ponieważ obciążenia węzłów {L} modeluje się jako moce stałe. Eliminując z wyrażenia (21) za pomocą metody inwersji częściowej [2] zmienne odnoszące się do węzłów obciążenia {L} można przekształcić równanie (21) do następującej postaci:

$$\begin{bmatrix} \{G\} \\ a \\ b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_G \\ +h_{ab} \Delta \gamma \\ -h_{ab} \Delta \gamma \end{bmatrix} \cong \begin{bmatrix} H_{GG} & H_{Ga} & H_{Gb} \\ H_{aG} & H_{aa} & H_{ab} \\ H_{bG} & H_{ba} & H_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_G \\ \Delta \delta_a \\ \Delta \delta_b \end{bmatrix} \quad (22)$$

Równanie to można dalej przekształcić poprzez inwersję częściową w następujące równania:

$$\Delta P_G \cong H_G \Delta \delta_G + \begin{bmatrix} K_{Ga} & K_{Gb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} +h_{ab} \Delta \gamma \\ -h_{ab} \Delta \gamma \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_a \\ \Delta \delta_b \end{bmatrix} \cong - \begin{bmatrix} K_{aG} \\ K_{bG} \end{bmatrix} \Delta \delta_G + \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{bb} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} +h_{ab} \Delta \gamma \\ -h_{ab} \Delta \gamma \end{bmatrix} \quad (24)$$

gdzie:

$$H_G = H_{GG} - \begin{bmatrix} H_{Ga} & H_{Gb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{bb} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} H_{aG} \\ H_{bG} \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$\begin{bmatrix} K_{Ga} & K_{Gb} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{Ga} & H_{Gb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{bb} \end{bmatrix}^{-1} \quad (26)$$

$$\begin{bmatrix} K_{aG} \\ K_{bG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{aa} & H_{ab} \\ H_{ba} & H_{bb} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} H_{aG} \\ H_{bG} \end{bmatrix} \quad (27)$$

Równania (23) i (24) opisują model przyrostowy przedstawiony na rys. 5c. Równanie (23) opisuje, jak zmiana przekładni transformatora z regulacją przekładni poprzecznej wpływa na zmiany mocy we wszystkich generatorach. Równanie (24) opisuje wpływ zmian przekładni na zmiany kątów napięcia w węzłach końcowych linii z transformatorem z regulacją przekładni poprzecznej. Równanie (23) można przekształcić w:

$$\Delta P_G \cong H_G \Delta \delta_G + \Delta K_{ab} h_{ab} \Delta \gamma \quad (28)$$

gdzie:

$$\Delta K_{ab} = K_{Ga} - K_{Gb} \quad (29)$$

A zatem zmianę mocy generatora i -tego można wyrazić jako:

$$\Delta P_i \cong \sum_{j \in \{G\}} H_{ij} \Delta \delta_j + \Delta K_i h_{ab} \Delta \gamma \quad (30)$$

gdzie: $\Delta K_i = K_{ia} - K_{ib}$. A więc jeśli $K_{ia} \cong K_{ib}$ wówczas zmiany $\Delta \gamma$ nie mogą wpływać na zmiany mocy i -tego generatora. Innymi słowy, tego generatora nie można regulować za pomocą transformatora z regulowaną przekładnią poprzeczną. Współczynniki K_{ia}, K_{ib} można traktować jako miary odległości od węzłów a i b do i -tego generatora. Oznacza to, że jeśli węzły a i b są równo odległe od i -tego generatora, urządzenie to nie może oddziaływać na ten generator. Można to sprawdzić na rys. 5c, ponieważ zastrzyki mocy w węzłach a i b mają przeciwny znaki. Dlatego też, jeśli odległości są równe, oddziaływanie na ten generator kompensują się wzajemnie. Ruch wirników generatorów opisują następujące równania [2]:

$$\begin{aligned} \frac{d\Delta \delta_i}{dt} &= \Delta \omega_i \\ M_i \frac{d\Delta \omega_i}{dt} &= -\Delta P_i - D_i \Delta \omega_i \end{aligned} \quad (31)$$

dla $i \in \{G\}$. Ponieważ te równania sieciowe wyprowadzono z postaci macierzowej, wygodnie jest także powyższe równanie zapisać w postaci macierzy:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\delta}_G &= \Delta \omega_G \\ \mathbf{M} \Delta \dot{\omega}_G &= -\Delta \mathbf{P}_G - \mathbf{D} \Delta \omega_G \end{aligned} \quad (32)$$

gdzie: \mathbf{M} , \mathbf{D} to macierze diagonalne, odpowiednio współczynników bezwładności i tłumienia, a $\Delta \delta_G$, $\Delta \omega_G$, $\Delta \mathbf{P}_G$ to macierze kolumnowe, odpowiednio zmian kątów wirnika, odchyłeń prędkości wirnika oraz generacji mocy czynnej.

Podstawienie (28) do drugiego z równań (32) daje następujące równanie stanu:

$$\mathbf{M} \Delta \dot{\omega}_G = -\mathbf{H}_G \Delta \delta_G - \mathbf{D} \Delta \omega_G - \Delta \mathbf{K}_{ab} h_{ab} \Delta \gamma(t) \quad (33)$$

gdzie: $\Delta \gamma(t)$ to funkcja sterowania odpowiadająca zmianie przekładni transformatora z regulacją przekładni poprzecznej. Funkcja $\Delta \gamma(t)$ wpływa na ruchy każdego wirnika proporcjonalnie do współczynnika $\Delta K_i h_{ab} = (K_{ia} - K_{ib}) h_{ab}$.

Głównym pytaniem jest to, jak należy zmienić $\Delta \gamma(t)$, aby regulacja transformatora z regulowaną przekładnią poprzeczną poprawiała tłumienie kołysań. Algorytm regulacji $\Delta \gamma(t)$ można wyprowadzić, stosując bezpośrednią metodę Lapunowa.

5. Regulacja zmiennych stanu w przypadku ogólnym

W [11] całkowita energia systemu $V(\delta, \omega) = E_k + E_p$ służy jako funkcja Lapunowa w nieliniowym modelu systemu (przy pominięciu konduktancji). W badanym modelu liniowym (33) całkowitą energię systemu można wyrazić jako sumę prędkości obrotowej i przyrostów kąta wirnika. Odpowiada to rozszerzeniu $V(\delta, \omega) = E_k + E_p$ w szeregach Taylora w pobliżu punktu pracy. Równanie to pokazuje, że $V(x)$ można przybliżyć w pobliżu punktu pracy przy użyciu formy kwadratowej zbudowanej na Hessianie funkcji $V(x)$. Dla energii potencjalnej E_p Hessian ten odpowiada gradientowi generacji mocy czynnej, a zatem również macierzy Jacobiego zastosowanej w powyższym modelu przyrostowym.

$$\left[\frac{\partial^2 E_p}{\partial \delta_i \partial \delta_j} \right] = \left[\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} \right] = \mathbf{H}_G \quad (34)$$

Można zatem dowiedzieć, że:

$$\Delta E_p = \frac{1}{2} \Delta \delta_G^T \mathbf{H}_G \Delta \delta_G \quad (35)$$

W [2] pokazano, że jeśli pominąć konduktancje sieci, macierz \mathbf{H}_G jest dodatnio określona w punkcie pracy (punkcie stabilnej równowagi). A zatem forma kwadratowa (35) jest także dodatnio określona. Energię kinetyczną E_k można wyrazić jako:

$$\Delta E_k = \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T \mathbf{M} \Delta \omega_G \quad (36)$$

Jest to forma kwadratowa złożona z wektora zmiany prędkości oraz macierzy diagonalnej współczynników bezwładności. Macierz \mathbf{M} jest dodatnio określona, a więc powyższa forma kwadratowa także jest dodatnio określona.

Przyrost energii całkowitej $\Delta V(\delta, \omega) = \Delta E_k + \Delta E_p$ podaje wyrażenie:

$$\begin{aligned} \Delta V &= \Delta E_k + \Delta E_p = \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T \mathbf{M} \Delta \omega_G + \\ &+ \frac{1}{2} \Delta \delta_G^T \mathbf{H}_G \Delta \delta_G \end{aligned} \quad (37)$$

Funkcja ta jest dodatnio określona jako suma funkcji dodatnio określonych, a zatem można jej użyć jako funkcji Lapunowa, pod warunkiem że jej pochodna względem czasu w punkcie pracy jest ujemnie określona. Różniczkowanie (35) i (36) daje:

$$\Delta \dot{E}_p = \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T \mathbf{H}_G \Delta \delta_G + \frac{1}{2} \Delta \delta_G^T \mathbf{H}_G \Delta \omega_G \quad (38)$$

$$\Delta \dot{E}_k = \frac{1}{2} \Delta \dot{\omega}_G^T \mathbf{M} \Delta \omega_G + \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T \mathbf{M} \Delta \dot{\omega}_G \quad (39)$$

Obecnie przydatna jest transpozycja równania (33):

$$\Delta \dot{\omega}_G^T \mathbf{M} = -\Delta \delta_G^T \mathbf{H}_G - \Delta \omega_G^T \mathbf{D} - \Delta \mathbf{K}_{ab}^T h_{ab} \Delta \gamma(t) \quad (40)$$

Podstawienie prawej strony (40) za $\Delta \dot{\omega}_G^T \mathbf{M}$ w pierwszym składniku (39) daje:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{E}_k &= -\frac{1}{2} \Delta \delta_G^T \mathbf{H}_G \Delta \omega_G - \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T \mathbf{H}_G \Delta \delta_G - \\ &- \Delta \omega_G^T \mathbf{D} \Delta \omega_G - \\ &- \frac{1}{2} (\Delta \mathbf{K}_{ab}^T \Delta \omega_G + \Delta \omega_G^T \Delta \mathbf{K}_{ab}) h_{ab} \Delta \gamma(t) \end{aligned} \quad (41)$$

Można łatwo sprawdzić, że oba wyrażenia w ostatnim składniku (41) są identycznymi skalarami, ponieważ:

$$\Delta \mathbf{K}_{ab}^T \Delta \omega_G = \Delta \omega_G^T \Delta \mathbf{K}_{ab} = \sum_{i \in \{G\}} \Delta K_i \Delta \omega_i \quad (42)$$

A więc równanie (41) można przepisać jako:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{E}_k &= -\frac{1}{2} \Delta \delta_G^T \mathbf{H}_G \Delta \omega_G - \frac{1}{2} \Delta \omega_G^T \mathbf{H}_G \Delta \delta_G - \\ &- \Delta \omega_G^T \mathbf{D} \Delta \omega_G - \\ &- \Delta \mathbf{K}_{ab}^T \Delta \omega_G h_{ab} \Delta \gamma(t) \end{aligned} \quad (43)$$

Po dodaniu obu stron (43) i (38) otrzymuje się:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{V} &= \Delta \dot{E}_k + \Delta \dot{E}_p = -\Delta \omega_G^T \mathbf{D} \Delta \omega_G - \\ &- \Delta \mathbf{K}_{ab}^T \Delta \omega_G h_{ab} \Delta \gamma(t) \end{aligned} \quad (44)$$

W szczególnym przypadku braku regulacji, czyli gdy $\Delta \gamma(t) = 0$, równanie (44) daje:

$$\Delta \dot{V} = \Delta \dot{E}_k + \Delta \dot{E}_p = -\Delta \omega_G^T \mathbf{D} \Delta \omega_G \quad (45)$$

Ponieważ macierz \mathbf{D} jest dodatnio określona, funkcja powyżej jest określona ujemnie. A zatem funkcję (37) można traktować jako funkcję Lapunowa. Aby badany system był stabilny, gdy $\Delta \gamma(t) \neq 0$ się zmienia, drugi składnik (44) powinien być zawsze dodatni:

$$\Delta \mathbf{K}_{ab}^T \Delta \omega_G h_{ab} \Delta \gamma(t) \geq 0 \quad (46)$$

Można to zapewnić, stosując następujący algorytm regulacji:

$$\Delta \gamma(t) = \kappa h_{ab} \Delta \mathbf{K}_{ab}^T \Delta \omega_G \quad (47)$$

Przy tym algorytmie regulacji pochodną (44) funkcji Lapunowa podaje wyrażenie:

$$\Delta \dot{V} = -\Delta \omega_G^T \mathbf{D} \Delta \omega_G - \kappa \left(h_{ab} \Delta \mathbf{K}_{ab}^T \Delta \omega_G \right)^2 \leq 0 \quad (48)$$

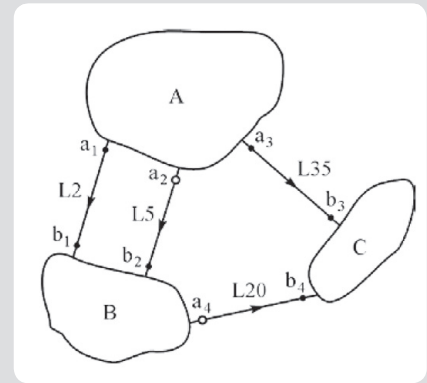
gdzie κ to wzmocnienie regulacji. Przy uwzględnieniu (42) algorytm regulacji (47) można zapisać jako:

$$\Delta \gamma(t) = \kappa h_{ab} \sum_{i \in \{G\}} \Delta K_i \Delta \omega_i \quad (49)$$

gdzie $\Delta K_i = K_{ia} - K_{ib}$. Ten algorytm regulacji jest ważny dla dowolnej lokalizacji transformatora z regulacją przekładni poprzecznej. W przypadku szczególnym, gdy transformator z regulacją przekładni poprzecznej znajduje się w linii międzysystemowej, tę zasadę regulacji można uprościć, jak to opisano poniżej.

6. Regulacja zmiennych stanu dla TCPAR w linii międzysystemowej

Zakłada się teraz, że analizowany połączony system elektroenergetyczny składa się z trzech podsystemów (obszarów regulacji), jak pokazano na rys. 6. Zbiór $\{G\}$ węzłów generatorowych jest podzielony na trzy podzbiory odpowiadające podsystemom: $\{G\} = \{GA\} + \{GB\} + \{GC\}$.



Rys. 6. Trójobszarowy system testowy z liniami międzysystemowymi L2, L5, L20, L35

Teraz sumowanie w równaniu (49) można podzielić na trzy sumy:

$$\begin{aligned} \Delta \gamma(t) &= \kappa h_{ab} \sum_{i \in \{GA\}} \Delta K_i \Delta \omega_i + \kappa h_{ab} \sum_{i \in \{GB\}} \Delta K_i \Delta \omega_i + \\ &+ \kappa h_{ab} \sum_{i \in \{GC\}} \Delta K_i \Delta \omega_i \end{aligned} \quad (50)$$

W następstwie zakłócenia w jednym z podsystemów wewnątrz każdego podsystemu występują lokalne kołysania wirników generatorów i międzobszarowe kołysania podsystemów względem siebie nawzajem. Częstotliwość kołysań lokalnych wynosi ok. 1 Hz, a częstotliwość kołysań międzobszarowych jest znacznie niższa, zwykle

ok. 0,25 Hz. A zatem przy badaniu kołysań międzyobszarowych kołysania lokalne w przybliżeniu można pominąć. Można zatem założyć, że:

$$\Delta\omega_1 \cong \dots \cong \Delta\omega_i \cong \dots \cong \Delta\omega_{nA} \cong 2\pi \Delta f_A$$

dla $i \in \{G_A\}$

$$\Delta\omega_1 \cong \dots \cong \Delta\omega_i \cong \dots \cong \Delta\omega_{nB} \cong 2\pi \Delta f_B$$

dla $i \in \{G_B\}$

$$\Delta\omega_1 \cong \dots \cong \Delta\omega_i \cong \dots \cong \Delta\omega_{nC} \cong 2\pi \Delta f_C$$

dla $i \in \{G_C\}$

Równanie (49) można teraz wyrazić jako:

$$\Delta\gamma(t) = \kappa 2\pi h_{ab} \left[\Delta f_A \sum_{i \in \{G_A\}} \Delta K_i + \Delta f_B \sum_{i \in \{G_B\}} \Delta K_i + \Delta f_C \sum_{i \in \{G_C\}} \Delta K_i \right]$$

lub, po zsumowaniu współczynników:

$$\Delta\gamma(t) = \kappa 2\pi h_{ab} (\Delta K_A \Delta f_A + \Delta K_B \Delta f_B + \Delta K_C \Delta f_C)$$

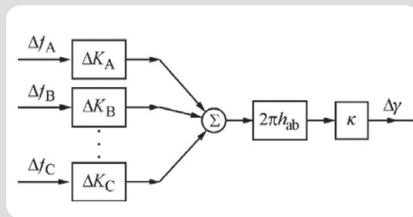
gdzie:

$$\Delta K_A = \sum_{i \in \{G_A\}} \Delta K_i$$

$$\Delta K_B = \sum_{i \in \{G_B\}} \Delta K_i$$

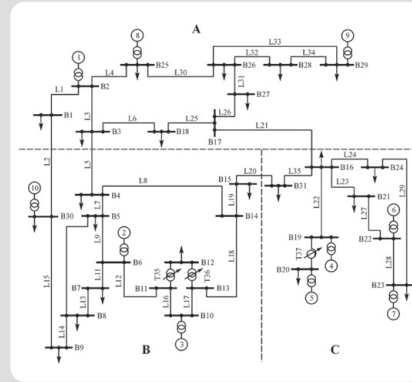
$$\Delta K_C = \sum_{i \in \{G_C\}} \Delta K_i$$

Równanie (53) pokazuje, że do sterowania transformatorów z regulowaną przekładnią poprzeczną należy wykorzystywać sygnały odchylenia częstotliwości ważonych współczynnikami (54). Schemat blokowy pętli regulacji uzupełniającej, opartej na (53), pokazano na rys. 7. Sposób, w jaki pętlę regulacji uzupełniającej dodaje się do regulatora ogólnego, pokazano już na rys. 3. Znaki wzmocnień ΔK_A , ΔK_B , ΔK_C w równaniu (52) i na rys. 7 są dodatnie lub ujemne. Ponadto dowiedzieć można istotnej właściwości, że suma tych wzmocnień równa się zeru: $(\Delta K_A + \Delta K_B + \Delta K_C) = 0$. W rezultacie tej właściwości, w przypadku gdy wszystkie obszary regulacji równocześnie zmieniają częstotliwości $\Delta f_A = \Delta f_B = \Delta f_C$, sygnał wyjściowy regulacji równa się zeru:



Rys. 7. Schemat blokowy pętli regulacji stabilizującej sterownika przepływu mocy zainstalowanego w linii międzysystemowej połączonego systemu elektroenergetycznego

$\Delta\gamma(t) = 0$. Działanie takie jest właściwe, ponieważ regulacja stabilizująca powinna działać wyłącznie wtedy, gdy zachodzą kołysania mocy pomiędzy obszarami regulacji i $\Delta f_A \neq \Delta f_B \neq \Delta f_C$.



Rys. 8. Zmodyfikowany system testowy New England

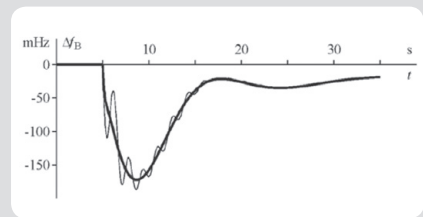
Sygnaly wejściowe regulacji uzupełniającej to odchylenia częstotliwości Δf w poszczególnych podsystemach. Sygnaly te należy przekazywać do regulatora poprzez łącza telekomunikacyjne lub wielkoobszarowy system pomiarowy (WAMS) [10–15]. Dla częstotliwości kołysań międzyobszarowych ok. 0,25 Hz okres drgań wynosi ok. 4 sekund i prędkość transmisji sygnałów do regulatora nie musi być duża. Wystarczy, jeżeli sygnały są przekazywane co 0,1 sekundy, co dla współczesnych systemów telekomunikacyjnych nie jest trudnym zadaniem.

Współczynniki h_{ab} , ΔK_A , ΔK_B , ΔK_C w (53) muszą być obliczane przez odpowiednią funkcję SCADA/EMS, wykorzystującą bieżące wyniki oceny stanu i konfigurację systemu. Oczywiście te obliczenia nie muszą być często powtarzane. Modyfikacje są potrzebne tylko po zmianie konfiguracji systemu lub po znaczącej zmianie obciążenia systemu elektroenergetycznego.

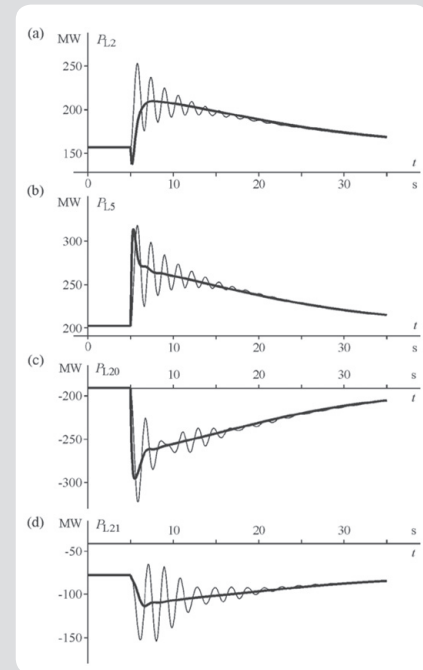
Przy wyprowadzaniu równania (53) dla uproszczenia przyjęto tylko jeden transformator z regulacją przekładni poprzecznej. Podobne rozważania można podjąć [18] dla dowolnej liczby transformatorów z regulacją przekładni poprzecznej, zainstalowanych w dowolnej liczbie linii międzysystemowych. Dla każdego transformatora uzyskano identyczne zasady regulacji, ale oczywiście z różnymi współczynnikami obliczonymi dla odnośnych linii międzysystemowych.

7. Wyniki badań dla systemu testowego New England

Badania symulacyjne proponowanej regulacji uzupełniającej regulatorów TCPAR, zainstalowanych w liniach międzysystemowych, wykonano na zmodyfikowanym systemie testowym New England (10 generatorów, 31 węzłów, 38 gałęzi). Podzielono go na trzy podsystemy, z których każdy stanowił obszar regulacji z własnym regulatorem LFC. Obszary regulacji połączono, jak pokazano na rys. 6 i 8. Szczegółowe dane i modele elementów systemu elektroenergetycznego opisano w [18].



Rys. 9. Czas odpowiedzi częstotliwościowej w obszarze B na badane zakłócenie



Rys. 10. Czas odpowiedzi mocy czynnej w liniach międzysystemowych na badane zakłócenie

W porównaniu z oryginalnym systemem testowym New England w wersji zmodyfikowanej wydłużone linie międzysystemowe w celu zmniejszenia częstości jej oscylacji do bardziej realistycznej wartości. W systemie zmodyfikowanym częstotliwość kołysań międzyobszarowych wynosi ok. 0,5 Hz, a częstotliwość kołysań maszyn w tych obszarach wynosi 1 Hz.

Zakłada się, że dwa regulatory TCPAR zainstalowano w miejscach oznaczonych na rys. 6 małymi pustymi kółkami, jeden w linii L5 w pobliżu węzła a2 (węzeł B3 na rys. 8), a drugi w linii L20 w pobliżu węzła a4 (węzeł B15 na rys. 8). Badane zakłócenie występuje w obszarze B i stanowi odstawienie jednostki wytwarzającej 250 MW (wyłączonej przez zabezpieczenie generatora).

Na rys. 9 pokazano odchylenie częstotliwości w obszarze B. Linia gruba przedstawia odpowiedź, gdy dwa (wyżej wymienione) regulatory TCPAR były czynne, a linia cienka – odpowiedź, gdy regulatory TCPAR były nieczynne. Kiedy regulatory TCPAR są nieczynne, na częstotliwość wpływają oscylacje międzyszarowe (linia cienka). Czynne regulatory TCPAR (sterowane z wykorzystaniem proponowanej metody)

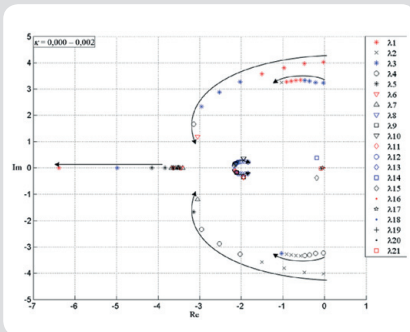
szybko wytłumiają oscylacje międzyobszarowe i odchylenia częstotliwości, są znacznie łagodniejsze (linia gruba). Odpowiedzi częstotliwościowe dla obszaru A i obszaru C są podobne.

Odpowiedź dynamiczną mocy czynnej w liniach międzyobszarowych na to samo zakłócenie, które omówiono powyżej, pokazano na rys. 10. Kiedy regulatory TCPAR nie są czynne we wszystkich liniach międzyobszarowych, międzyobszarowe kołowania mocy są obserwowalne (linia cienka). Czynne regulatory TCPAR (sterowane z wykorzystaniem proponowanej metody) szybko wytłumiają oscylacje międzyobszarowe i odpowiedź dynamiczna jest niemal aperiodyczna (linia gruba).

W rozpatrywanym przykładzie regulatory TCPAR wywierają niewielki wpływ na odpowiedź mocy mechanicznej (turbiny). Przez kilka sekund obszary regulacji A i C wspierają obszar B za pomocą zastrzyku mocy. Gdy częstotliwość powraca do wartości referencyjnej, obszar B zwiększa swą generację, a obszary A i C wycofują swe wsparcie. Rozprawa [18] zawiera wiele wyników symulacji dla wszystkich możliwych miejsc instalacji regulatorów TCPAR w liniach międzyobszarowych. Wyniki te są podobne do tu przedstawionych i potwierdzają skuteczność proponowanej regulacji uzupełniającej.

8. Analiza modalna

W tym rozdziale przedstawiono wyniki analizy modalnej dla badanej sieci testowej – jej pełne dane podano w [18]. Rysunek 11 przedstawia rozkład wartości własnych dla lokalizacji regulatorów TCPAR podanej na rys. 9 i rys. 10, czyli dla regulatorów TCPAR zainstalowanych w liniach międzyobszarowych L5 i L20.



Rys. 11. Miejsca wartości własnych dla systemu testowego z regulatorami TCPAR zainstalowanymi w liniach międzyobszarowych L5 i L20

Obliczenia rozpoczęto od bardzo małych wartości wzmocnienia regulacji κ w równaniu (47). Na rys. 11 widać, że przy zwiększeniu wartości wzmocnienia κ wartości własne przesunęły się w lewo, tym samym zwiększając stabilność systemu.

Analiza przy wykorzystaniu współczynników udziału [2] wykazała, że wartości własne pokazane na rys. 11 związane są głównie z odchyleniami częstotliwości $\Delta f_A, \Delta f_B, \Delta f_C$ we wszystkich obszarach regulacji oraz z kątami mocy $\Delta \delta_A, \Delta \delta_B, \Delta \delta_C$ generatorów

zastępczych reprezentujących te obszary (rys. 6).

Wyniki analizy modalnej przedstawione tutaj i podane w [18] potwierdzają silny wpływ proponowanej uzupełniającej regulacji stabilizującej na tłumienie oscylacji międzyobszarowych.

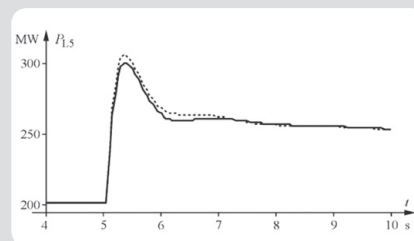
9. Odporność proponowanej regulacji

Współczynniki $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ w wielowęściowej pętli regulacji stabilizującej (rys. 7) zależą od parametrów systemu elektroenergetycznego i muszą być obliczane przez odpowiednią funkcję SCADA/EMS, wykorzystującą bieżące wyniki oceny stanu i konfigurację systemu.

Oczywiście w praktyce obliczenia $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ nie mogą być częste, aby nie przeciążyć SCADA/EMS. Ponadto wątpliwe jest, czy wartości $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ można aktualizować na tyle szybko, aby nadążać za przejściową trajektorią systemu w następstwie zakłócenia. Stąd powstaje pytanie, czy proponowana metodologia jest odporna na zmiany parametrów systemu, jeżeli wartości $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ nie można dość szybko aktualizować.

W rozprawie [18] przedstawiono wyniki symulacji dla wielu zaburzeń, gdy wartości współczynników $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ są utrzymywane na stałym poziomie, jak w warunkach przed awarią. Wyniki te potwierdzają odporność proponowanej metodologii.

Aby to wykazać, na rys. 12 przedstawiono wyniki symulacji przy regulatorach TCPAR zainstalowanych w liniach L5 i L20, czyli w takiej samej sytuacji, jak pokazana na rys. 10. Założono, że zakłócenie występuje w obszarze B i stanowi odstawienie jednostki wytwórczej 250 MW (wyłączonej przez zabezpieczenie generatora). Aby zbadać odporność metodologii na zmiany wartości $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ założono dodatkowo, że odłączona jest linia L6 w systemie A (w pobliżu linii L5 i węzła B15 na rys. 8). Linia ciągła na rys. 12 przedstawia przebieg odpowiedzi mocy czynnej w linii międzyobszarowej L5 w czasie, gdy wartości $h_{ab}, \Delta K_A, \Delta K_B, \Delta K_C$ zaktualizowano po odłączeniu linii L6, linia przerywana zaś przedstawia sytuację, gdy wartości tych współczynników były stałe. Z porównania tych dwóch odpowiedzi wynika, że błąd w obliczeniu tych współczynników nie wpływa znacząco na dynamiczną odpowiedź systemu.



Rys. 12. Porównanie czasu odpowiedzi w dwóch sytuacjach – gdy parametry regulacji są aktualizowane (linia ciągła) i utrzymywane na stałym poziomie (linia przerywana)

10. Wnioski

Artykuł ten dotyczy problemu stabilizującej regulacji zmiennych stanu systemu elektroenergetycznego za pomocą szeregowych urządzeń FACTS, takich jak TCPAR lub UPFC, działających z regulacją składową poprzecznej napięcia dodawczego. Zakłada się, że urządzenia FACTS tego typu zainstalowano w liniach międzyobszarowych połączonego systemu elektroenergetycznego.

Strategię regulacji dla liniowego modelu systemu wielomaszynowego w takim przypadku wyprowadzono przy użyciu funkcji energii całkowitej Lapunowa, w celu maksymalizacji stopnia dostawczego. Zakłada się, że urządzenia FACTS tego typu zainstalowano w liniach międzyobszarowych połączonego systemu elektroenergetycznego. Strategię regulacji dla liniowego modelu systemu wielomaszynowego w takim przypadku wyprowadzono przy użyciu funkcji energii całkowitej Lapunowa, w celu maksymalizacji stopnia dostawczego. Zakłada się, że urządzenia FACTS tego typu zainstalowano w liniach międzyobszarowych połączonego systemu elektroenergetycznego.

Wykazano, że proponowana uzupełniająca regulacja stabilizacyjna jest odporna na zmiany parametrów systemu. Wynika to z zastosowania regulacji wielowęściowej opartej na sygnałach pochodzących ze wszystkich obszarów regulacji.

Potrzebne są dalsze badania, aby sprawdzić wpływ różnych modeli obciążenia, dynamiki obciążenia, bardziej realistycznych modeli generatorów oraz ich regulatorów AVRS i PTG, interakcji z innymi regulatorami, niedokładności sygnałów, opóźnień czasowych itd.

Bibliografia

- Hingorani N.G., Gyugyi L., Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems, IEEE Press, 2000.
- Machowski J., Bialek J., Bumby J., Power System Dynamics. Stability and Control, John Wiley & Sons, Chichester 2008.
- CIGRE Technical Brochure, nr 145, Modelling of power electronics equipment (FACTS) in load flow and stability programs [online], <http://www.e-cigre.org>.
- Youke L.T., Youyi W., Design of series and shunt FACTS controller using adaptive nonlinear coordinated design techniques, *IEEE Transaction on Power Systems*, sierpień 1997, t. 12, nr 3.
- Wang F.F., Swift F.J., Li M., A unified model for the analysis of FACTS devices in damping power system oscillations. Multi-machine power systems, *IEEE Transaction Power Delivery*, październik 1998, t. 13, s. 1355–1362.
- Pal B.C. i in., A linear matrix inequality approach to robust damping control design in power systems with superconducting magnetic energy storage device, *IEEE Transactions on Power Systems*, luty 2000, t. 15.
- Chaudhuri B. i in., Mixed-sensitivity approach to H/sub /spl infin// control of power system oscillations employing multiple FACTS devices, *IEEE Transaction Power Systems*, sierpień 2003, t. 18, s. 1149–1156.
- Kamwa I., Gerin-Lajoie L., Trudel G., Multi-Loop Power System Stabilizers Using Wide-Area Synchronous Phasor Measurements, Proceedings of the American Control Conference, Philadelphia Pennsylvania, czerwiec 1998.

9. Machowski J., Białek J., State-variable control of shunt FACTS devices using phasor measurements, *Electric Power System Research*, wyd. 1, 2008, t. 78, s. 39–48.
10. Bhargava B., Synchronised phasor measurement system project at Southern California Edison Co., *IEEE PES Summer Meeting*, 1999, t. 1, s. 16–22.
11. Magnus A., Karlsson D., Phasor measurement applications in Scandinavia, Transmission and Distribution Conference and Exhibition, 2002, Asia Pacific, IEEE/PES, 6–10 października 2002, t. 1, s. 480–484.
12. Yu C.S., Liu C.W., Self-correction two-machine equivalent model for stability control of FACTS system using real-time phasor measurements, *IEEE Proc. Gen., Transm. and Distrib.*, lipiec 2002, t. 149, s. 389–396.
13. Kamwa I., Grondin R., Hebert Y., Wide-area measurement based stabilising control of large power systems—a decentralized/hierarchical approach, *IEEE Transaction Power Systems*, luty 2001, t. 16, s. 136–153.
14. Aboul-Ela M.E. i in., Damping controller design for power system oscillations using global signals, *IEEE Transaction Power Systems*, maj 1996, s t. 11, . 767–773.
15. Adamiak M.G. i in., Wide Area Protection – Technology and Infrastructures, *IEEE Transaction Power Delivery*, kwiecień 2006, t. 21, s. 601–609.
16. Pai M.A., Energy Function Analysis For Power System Stability, Kluwer Academic Publishers, 1989.
17. Pavella M., Ernst D., Ruiz-Vega D., Transient Stability of Power Systems. A unified Approach to Assessment and Control, Kluwer's Power Electronics and Power System Series, 2000, SECS581 0-7923-7963-2.
18. Nogał L., Sterowanie szeregowych urządzeń FACTS za pomocą sygnałów WAMS, rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska 2009.
19. Zarghami M. i in., A Novel Approach to Inter-area Oscillation Damping by Unified Power Folw Controllers Utilizing Ultracapacitors, *IEEE Transaction Power Systems*, luty 2010, t. 25, nr 1, s. 404–412.

Informacja

Badania zostały dofinansowane w ramach projektu badawczego nr 3496/B/T02/2009/37, finansowanego przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego RP.

Łukasz Nogał

dr inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: lukasz.nogal@ien.pw.edu.pl

Stopień doktora nauk technicznych, specjalność inżynieria elektryczna, uzyskał na Politechnice Warszawskiej (2009), gdzie obecnie pracuje jako adiunkt. Jego zainteresowania badawcze obejmują analizę, sterowanie i telekomunikację systemów elektroenergetycznych.

Jan Machowski

prof. dr hab. inż.

Politechnika Warszawska

e-mail: jan.machowski@ien.pw.edu.pl

Jest profesorem zwyczajnym na Politechnice Warszawskiej. Jego zainteresowania badawcze obejmują analizę, zabezpieczenia i sterowanie systemów elektroenergetycznych. Jest współautorem podręcznika „Power System Dynamics. Stability and Control” (Dynamika systemu elektroenergetycznego. Stabilność i sterowanie), wydanego przez J. Wiley (2008).