

# Simulation Tests of the Power System Defence Process at a Decrease in Frequency – Implementation of the NC ER/2017 Code Recommendations

## Authors

Ireneusz Andrzej Grządziński  
 Mikołaj Zakrzewski  
 Volodymyr Konoval

## Keywords

catastrophic failure, AFLS automation, simulation tests of the power system defence process

## Abstract

The basic measure of the power system defence against sudden imbalance due to generation deficit is the Automatic Frequency Load Shedding (AFLS). Every transmission system operator (TSO), to whom the NC ER/2017 code applies, shall be obliged to use in their defence plan the AFLS automation that meets the guidelines set out there. In the simulation tests carried out using the DAKAR program, the AFLS was modelled in accordance with the guidelines of NC ER/2017 and the current requirements of the *Transmission Network Code* (IRIESP). The selected area concerned the northwestern part of the National Power System with a large imbalance and a sudden decrease in frequency. Advantages of NC ER/2017 entries have been pointed out.

**DOI:10.12736/issn.2330-3022.2019403**

Received by the editor: 14.11.2019

Received in revised form: 17.11.2019

Accepted: 17.11.2019

Published online: 15.05.2020

## 1. Introduction

Active power imbalance, i.e. the occurrence of a difference between the active power generation and the sum of active power received and the power transmission losses in a power system causes a deviation of the system frequency from the nominal. The grid frequency has been adopted as the primary and leading parameter of the power system's condition. Another parameter is the voltage fluctuation.

In power system defence procedures preventive automatic controls are activated by system frequency changes. In accordance with the Network Code of Electricity Emergency and Restoration [1] (NC ER) a system defence plan shall include at least the following technical measures (protection automatics) based on frequency change criteria (Section II, Art. 15 and 16):

- Automatic under-frequency control scheme
- Automatic over-frequency control scheme

These automatic control schemes are implemented by way of:

- fast primary regulation of generation units for their output increase/decrease (LFSM-U and LFSM-O)

- changes in the operating modes of generation unit turbine regulator and the central regulator (Low Frequency Control – LFC), supporting the control of large frequency changes
- fast power reserve sources, in particular reversible hydro sets of pumped storage power plants
- AFLS automatic frequency load shedding (also Under Frequency Load Shedding – UFSL, or Low Frequency Demand Disconnection – LFDD), which at a frequency drop may disconnect sections of the distribution network representing at least 50% of its demand
- gradual linear disconnection of generation in the LFC area of the TSO.

An important automatic grid control scheme is AFLS, i.e. a coordinated system using sub-frequency relays responding to frequency drops in the event of a decrease in the generation output to the grid, in order to regulate the demand power by disconnecting a predetermined portion of loads.

The paper presents selected results of simulation tests of the AFLS in a selected area of the National Power System. An area was selected, the separation of which would cause a large active

power deficit. Many computer simulations were carried out using the DAKAR program [2, 3].

## 2. AFLS settings standardization

The currently used AFLS algorithms can be divided into three groups: conventional, semi-adaptive and adaptive [4]. Conventional algorithms are based on frequency measurement and respond to its large enough drops. No advanced protection automation is required in this solution, however the AFLS response time may not be sufficient for frequency drops of high dynamics. For this reason, semi-adaptation algorithms were developed, whereby the main power system imbalance depth evaluation criterion is the first time derivative of the frequency. The  $df/dt$  criterion allows to determine the disturbance depth in advance and select the appropriate AFLS scheme degree. In turn, in adaptive models, besides  $df/dt$ , also the system's frequency response is considered.

Currently, in the National Power System the conventional AFSL prevails, which, according to the *transmission grid code* (IRiESP) provisions, covers 50% of the demand (the shedded load is distributed proportionally across all TSOs). This scheme is properly planned, configured and parameterized by the system operator (TSO). It assumes disconnecting loads with specific active power in subsequent AFSL stages. From the perspective of the entire power system, this is a sound approach, but it does not solve the problem of local failures.

In interconnected power systems, such as ENTSO-E, which includes also the Polish system, the loss of frequency balance is unlikely, as it would entail a sudden active power deficit of over 30 GW [5]. However, there is a risk of this phenomenon

occurring in unbalanced isolated subsystems or islands. Such a condition may result from the avalanche activation of individual system components' protections, caused e.g. by adverse weather conditions.

### Present IRiESP distribution grid code provisions for AFSL settings

According to the IRiESP provisions [6], the nominal frequency in the Polish power system is 50 Hz, while its average from 10-second measurements over 99.5% of the week should be in the range of  $50 \text{ Hz} \pm 1\%$  (49.5–50.5 Hz) and for 100% of the week:  $50 \text{ Hz} +4\% / -6\%$  (47–52 Hz).

The IRiESP requires conventional generating units to operate at a reduced frequency in accordance with the following provisions:

- in the range of 48.5–49.0 Hz continuously for 30 minutes, total of 3 hours per year
- in the range of 48.0–48.5 Hz continuously for 20 minutes, total of 2 hours per year
- in the range of 47.5–48.0 Hz continuously for 10 minutes, total of 1 hour per year.

Moreover, when the frequency drops to 48.5 Hz, the generating unit outputs must be at least 95% of the respective rated powers. With a further decrease in frequency, the minimum output power was described by the linear characteristic shown in Fig. 1. Because of AFLS it is an important characteristic, since it indicates a decrease in the generation output with a decrease in the frequency, which further aggravates the imbalance of the system or its isolated fragment.

According to the IRiESP [6], power system automatic protection and AFSL systems should meet the following requirements:

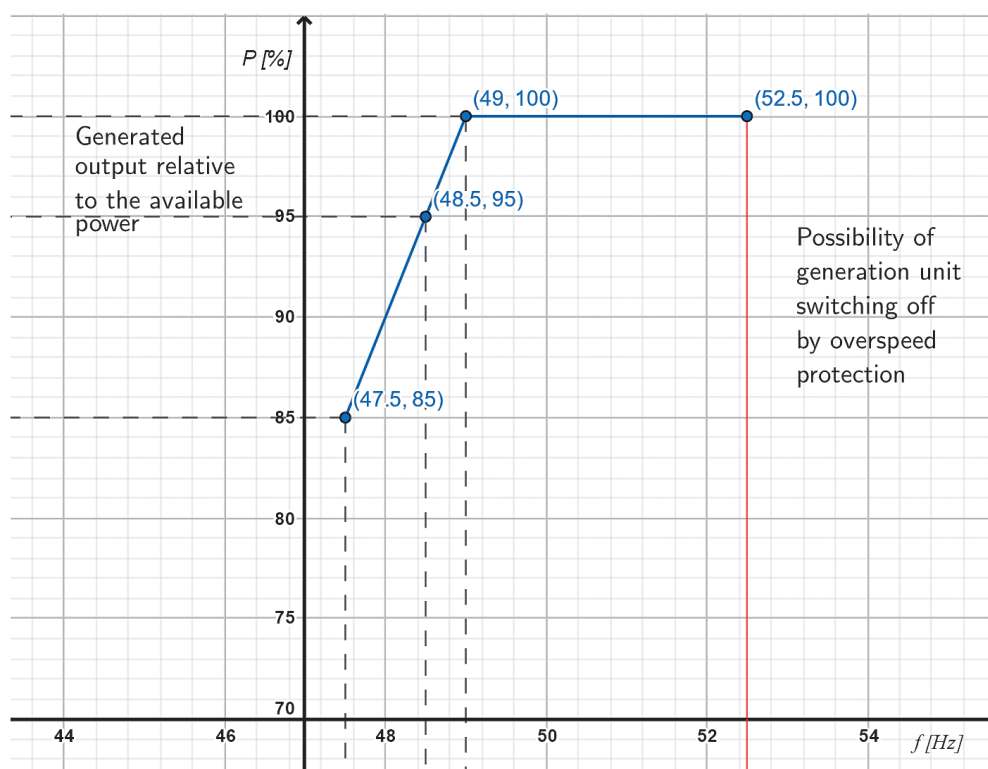


Fig. 1. Required characteristics of the generating unit's ability to generate active power as a function of frequency

- ability to set frequencies in the range from 47 to 50 Hz in increments of 0.05 Hz
- ability to set time delay in the range from 0.05 to 1 s, in increments of 0.05 s
- relays' inherent delays cannot exceed 100 ms
- correct operation in the range of 0.5 to 1.1 x  $U_n$  (rated voltage multiplicity)
- frequency measurement accuracy at least 10 MHz
- availability of low voltage lockout upon TSO approval

The current AFLS settings are presented in Tab. 1.

#### NC ER requirements for AFLS control schemes

On 24 November 2017, the European Commission (EC) approved the draft network code on electricity emergency and restoration – NC ER, which entered into force on 18 December 2017 (with the exception of Art. 15, para. 5–8 and art. 41, para. 1, 2 and 5, which will be applied since December 18, 2022). The code applies to all EU countries, as well as Switzerland and Norway as countries within the European economic area. NC ER complements the guidelines for the Guideline on Electricity Transmission System Operation – SO GL. The SO GL entered into force on September 14, 2017.

According to the second NC ER article, it applies to:

- transmission system operators (TSOs)
- distribution system operators (DSOs)
- significant grid users – SGUs
- defence service providers – DSPs
- restoration service providers – RSPs
- balance responsible parties – BRPs
- balancing service providers – BSPs
- nominated electricity market operators – NEMOs
- and other entities designated to perform market functions, pursuant to *Commission Regulation (EU) 2015/1222* and *Commission Regulation (EU) 2016/1719* [1].

Section 2 of the *Commission Regulation (EC)* of 24 November 2017 deals with the measures of the system defence plan, and its Article 15 with the automatic under-frequency control scheme. This article applies to such automatic control schemes as automatic low-frequency demand disconnection AFLS and setting of the limited frequency sensitive mode-underfrequency in the TSO load frequency control (LFC) area. Also, Para. 2 provides that where the change of frequency is slow enough, the TSO shall first increase the generation, and only then activate the AFLS. Prior to the activation of the scheme for the automatic low frequency demand disconnection, the TSOs and DOs are

AFLS degree	Load shedding threshold [Hz]	Load shedding power* [%]	Time delay** [s]
1	49.0	15	0.2
2	48.7	15	0.2
3	48.5	10	0.2
4	48.3	5	0.5
5	48.1	5	0.5

\* – load shedding power related to the peak system load

\*\* – inherent relay delay plus time element setting

Tab. 1. Current AFLS settings in the National Power System [4]

required to automatically switch energy storage units to the production mode, while maintaining the switching time specified in the system defence plan, or when it is not possible to switch to the generation mode – to automatically disconnect the energy storage unit acting as a system load. Article 15, Para. 4 requires every TSO to determine in the system defence plan the threshold frequencies for automatic switching or disabling of energy storage units. This should occur at a frequency lower or equal to the limit frequency of the emergency state (deviation 200 mHz – 49.8 Hz) and a frequency higher than the frequency limit for the first AFLS stage specified in Tab. 2, with the National Power System column marked.

Every TSO, to whom the NC ER applies, is required to include in their system defence plan an AFLS scheme compliant with the guidelines set out in the Tab. 2. The implementation range determines the maximum allowable deviation of the disconnected net load from the target net load disconnected at a given frequency, calculated by linear interpolation between the initial mandatory level and the final mandatory level. However, the implementation range must not allow the disconnection of a net load less than the net load disconnect at the initial mandatory level. Moreover, pursuant to Para. 10, TSO may include in their plan some additional AFLS stages for shedding a load below the mandatory level thereof specified in Tab. 2. Fig. 2 shows the NC ER requirements for AFLS together with its current settings in the Polish power system superimposed, in accordance with Tab. 1.

Para. 7 requires each TSO or DSO to:

- avoid setting an intentional time delay in addition to the operating time of the relays and circuit breakers.
- minimise the disconnection of power generating modules, especially those providing inertia
- limit the risk that the AFLS scheme leads to power flow deviations and voltage deviations outside operational security limits.

Pursuant to Para. 8, the scheme for the automatic low frequency demand disconnection of the system defence plan may provide for netted demand disconnection based on frequency gradient provided that:

- it is activated only:
  - when the frequency deviation is higher than the maximum steady state frequency deviation and the frequency gradient is higher than the one produced by the reference incident
  - until the frequency reaches the frequency of the demand disconnection starting mandatory level
- the AFLS setting comply with Tab. 2
- it is necessary and justified in order to maintain efficiently the operational security.

When comparing the current AFLS settings in the Polish power system listed in Tab. 1, with the new NC ER requirements, attention must be paid to several issues. The first of these is not enough scheme stages, as currently there are 5 of them in the National Power System, while NC ER requires at least 6 in the continental Europe synchronous area. Moreover, 48 Hz frequency is required for the last stage. Therefore, an additional stage is needed for the 48 Hz, and perhaps shifting the other stages' thresholds to maintain a constant interval between adjacent stages. Another

issue raised in the NC ER is the request to avoid intentional AFLS delays. Although now in Poland for the 4th and 5th stages a time delay of 0.5 s is introduced. As regards load shedding levels, it is worth noting that, according to IRIESP, the AFLS settings have

been so far referred to the gross power, while NC ER refers to the net power. However, the document does not include an explicit definition of the net power, therefore it cannot be clearly determined what impact it has on the differences between the

Parameter	Values for the continental Europe synchronous area	Value for the Nordic synchronous area	Value for the UK synchronous area	Value for the Ireland synchronous area	Unit of measure
Initial mandatory level of demand disconnection: frequency	49	from 48.7 to 48.8	48.8	48.85	Hz
Initial mandatory level of demand disconnection: disconnected load	5	5	5	6	% of total demand
Final mandatory level of demand disconnection: frequency	48	48	48	48.5	Hz
Final mandatory level of demand disconnection: disconnected load	45	30	50	60	% of total demand
Implementation range	$\pm 7$	$\pm 10$	$\pm 10$	$\pm 7$	% of total demand
Minimum number of stages to reach the final mandatory level	6	2	4	6	No. of stages
Maximum demand disconnection for each stage	10	15	10	12	% of total demand

Tab. 2. AFLS characteristics according to NC ER [1]

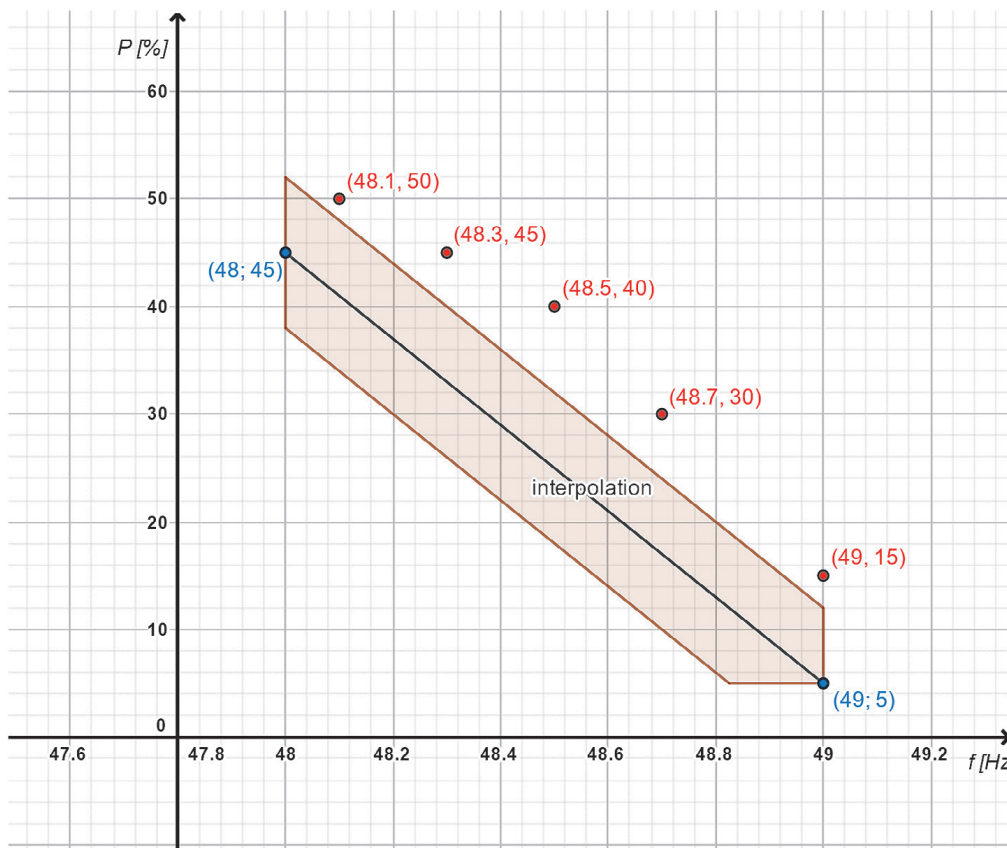


Fig. 2. Implementation range for the continental Europe synchronous area with the current AFLS settings in the National Power System superimposed (red dots)

current settings in the Polish National Power System and the NC ER requirements shown in Fig. 2.

### 3. DAKAR program usability in simulation studies of long-term operating conditions of large power systems

#### Scope of system analysis performed using the DAKAR program

The DAKAR program [2, 3] is intended for power system operation research and analysis, in particular, power flow calculation and analysis, short circuit calculation by the symmetric component method, local stability research by the eigenvalue method, and electromechanical transient simulation, short, medium, and long-term alike. The last of these transient types is closely related

to the analysis of the power system operation with a frequency other than nominal, and to studies of the automatic protection scheme performance.

In the Dakar program [2], data is presented as interrelated tables. Data can be added directly to individual tables, saving the necessary relationships, or using the power system diagram's graphic editor, which automatically saves the necessary relationships and fills in the related tables. The main structure of the project created in this program is shown in Fig. 3. The main data is contained in the "Grid model" section, in the "Tables" subsection, divided into details of nodes, branches (lines and transformers), loads, generations, shunts, and calculation results (divided into subsystems, areas, and their interconnections). Automatic protection schemes, including AFLS, can be modelled in the program.

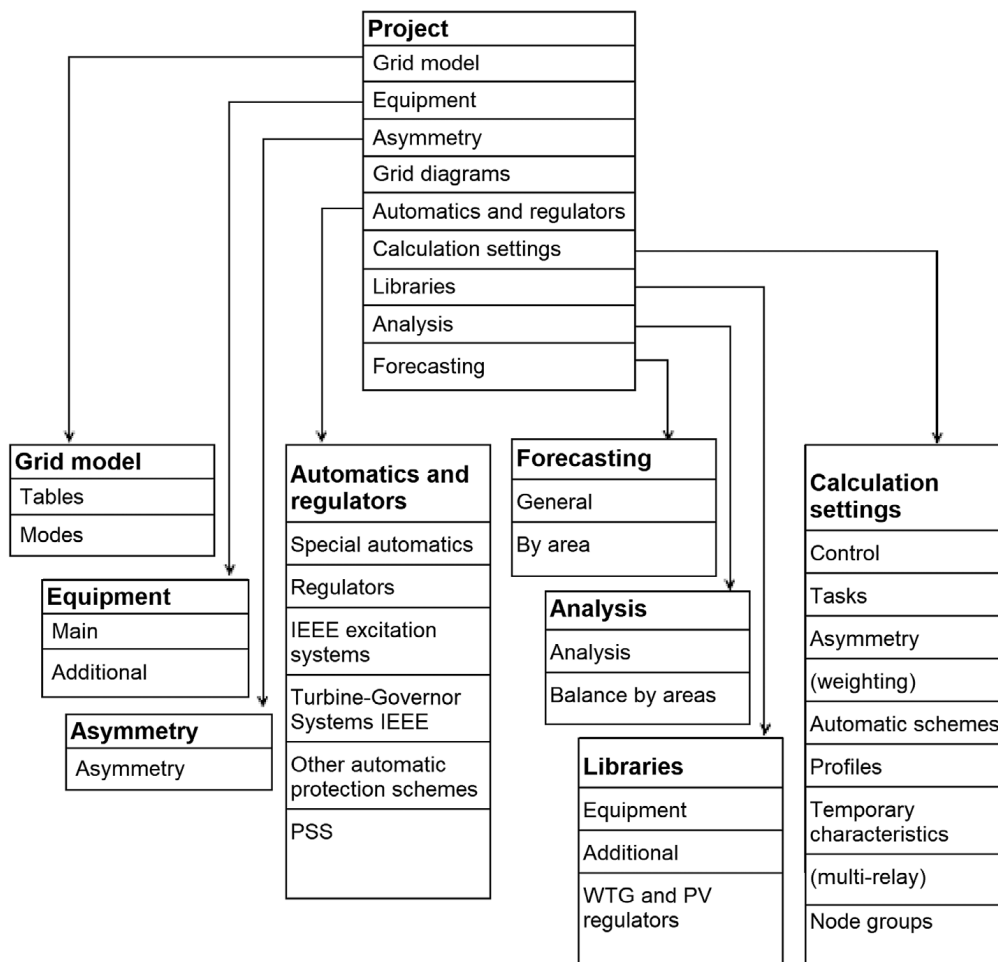


Fig. 3. Database structure in DAKAR

Automatics and regulators													
Special automatics	Regulator	Excitation Systems IEEE	Turbine-Governor Systems IEEE	Other AEC	PSS								
UFLS	Current PSP	Basic PSP	Standby PSP	Resistance Relay	Elec. Braking	UPAR	Mutual Control	AEAO-C	AEAO-MCEA	AEAO MicroP			
Name	Load	UFLS 1 Setpoint	Frequency Change Rate	UFLS1 Time Delay	AFLS 2 Setpoint	UFLS1 Time Delay	FAAR Setpoint	Time Delay FAAR	Power at 1:00	Power at 8:00	Power at 10:00	Power at 20:00	
st1_ATA213	ATA213	49	0	0,2	0	0	0	0	1,4782	0	0	0	
st1_DOB225	DOB225	49	0	0,2	0	0	0	0	30,75	0	0	0	

Fig. 4. Fragment of the AFLS scheme describing table

To model it, the AFLS table in the "Automatics and regulators" section in the "Special automatics" should be completed. The header of the table with AFLS data is shown in Fig. 4.

To model a AFLS scheme in the power system, a basic set of data for each AFLS stage must be entered, which shall consist of details of the name, the load to which the setting refers, activation thresholds in Hz and/or Hz/s, time delay and the disconnected demand in MW.

#### AFLS performance simulation

For the studies of a power system's dynamics and assessment of its stability, additional details of the system components' dynamics are needed. First of all, accurate models of generation nodes (types of generators with regulators and excitation systems) and static characteristics of loads. Moreover, for the AFLS performance studies, the scheme's settings for each load must be mapped. Then one may proceed to the calculations. To do this, first the power flow has to be analysed under the general conditions:

- AFLS utilization rate greater than 0
- calculations with a variable frequency
- inclusion of the static characteristics
- and under the power flow specific conditions:
- number of iterations ca. 10,000 to achieve satisfactory accuracy

- saving results
- consideration of active power constraints
- consideration of reactive power constraints.

The next step is to proceed to the calculations of the dynamic states under slightly modified general conditions. Also "tasks" and AFLS performance must be considered. The scale of a failure that will trigger the AFLS can be estimated based on the concerned subsystem's vulnerability obtained from the power flow calculations. Then such a failure can be simulated using "tasks".

#### The National Power System model developed for the simulation tests in the DAKAR program

The National Power System was modelled in DAKAR together with external grids' equivalents at the level of transmission-distribution and transmission grid voltages from 110 kV to 750 kV along with generators, loads and other elements necessary for the proper operation of the system. The basis for the model development were KDM files. The model was designed to reflect static and dynamic phenomena in the National Power System and is used for simulation studies. Additional missing data were obtained from catalogues, studies [7–9], as well as from our own experience. With the collected data, all large generation units centrally controlled in the National Power System were modelled, along with the necessary automatic controls for testing transition processes.

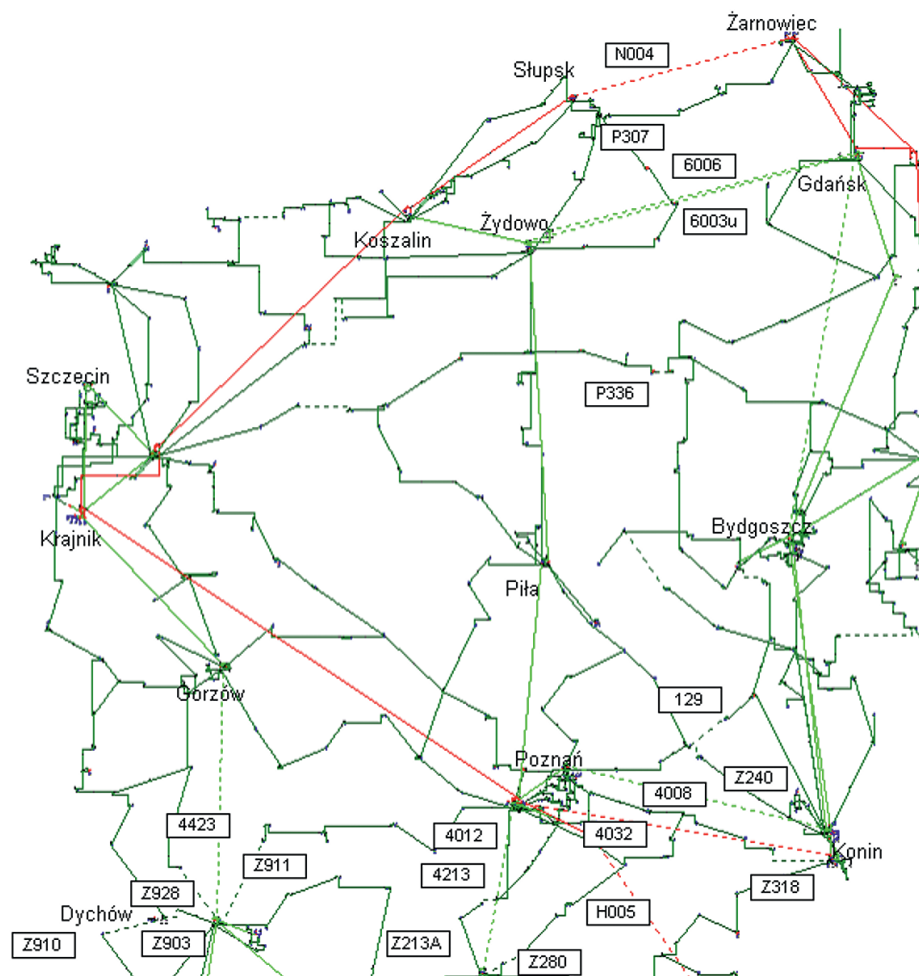


Fig. 5. The LV grid diagram after the failure resulting in the National Power System division; NW area separation

Results calculation		
The total generation	2456.461	1233.213
The total load	2311.104	406.662
Power of synchronous motor	0.000	0.000
Loss longitudinal	140.773	1451.869
Loss transverse	4.585	-628.237
Corona losses	0.000	
Quantity iterations	9999	
Functional	0.000	
Functional-2	0.000	
Unbalanced. BN	609.378	306.599
The imbalance by P	0.0 MW	

Fig. 6. Results after the National Power System division at a constant frequency – selected NW area

An AFLS model was also added to the modelled system. Settings were selected according to Tab. 1. For each load five automatic load shedding stages were modelled. The shedding degree was determined based on the AFLS settings and the substation load at the moment, but it should be borne in mind that this moment was defined in the KDM database as the peak load, so this approach is not an error.

#### 4. AFLS performance simulation tests with the DAKAR program

##### The National Power System division, the North-West region separation

For the purpose of the AFLS performance simulation tests, a failure was modelled, which had led to the National Power System's division. The northwestern region was separated, designated as the NW (North-West) – Fig. 5. Some grid connections to the analysed area are permanently disabled, mostly 110 kV connections between different DSOs. The accepted scenario of the system failure that caused the NW area separation assumed the disconnection of nine 110 kV lines, five 220 kV lines, and two 400 kV lines. The disconnections were included as repair conditions, line overloads and emergency conditions. The only line that had remained connecting the NW area under study to the rest of the National Power System was the 400 kV line between the substations in Żarnowiec and Słupsk. Its disconnection separated the NW area.

As a result of the separation, there was the generation output - load demand power imbalance in both systems. In the NW area there was a significant excess of power demand over the generation output. The simulation results are shown in Fig. 6. The study shows that the power deficit reaches 600 MW, which is about 1/3 of the generation output in this area at the moment of separation. In the rest of the National Power System, there was an output surplus of ca. 300 MW, which was less than 1% of the total demand.

The static studies provide a basis for calculating long-term transient states. In the dynamic studies, at  $t = 0.4$  s, the system division was modelled by disconnecting the last line connecting the two subsystems (emergency disconnection of N004 line).

##### Selected results of studies of long-term transient states

In the first simulation, the AFLS performance was tested at the modelled failure. The AFLS utilization rate was 1, the

Turned off line:		N004
On 1.12sec	AFLS 0.5 MW	
On 1.13sec	AFLS 25.1 MW	
On 1.14sec	AFLS 360.3 MW	
On 1.30sec	AFLS 0.5 MW	
On 1.31sec	AFLS 25.5 MW	
On 1.32sec	AFLS 360.0 MW	
On 1.45sec	AFLS 257.3 MW	
On 1.91sec	AFLS 25.4 MW	
On 1.92sec	AFLS 101.3 MW	
Operation	AFLS1 F Hz	P MW
49.0	385.9	
48.7	385.9	
48.5	257.3	
48.3	126.7	
Total	1155.8	

Fig. 7. Excerpt from the simulation test report

temperature was set at  $+5^{\circ}\text{C}$ , and the wind speed at 10 m/s. Calculations were performed at a variable frequency, taking into account the sequence of events, static characteristics, and the AFLS scheme. As a result of the study, a calculation report (Fig. 7) and the waveforms of system parameters in time (Fig. 8) were obtained.

It can be concluded from the waveforms shown in Fig. 8 that the frequency reached the set value at  $t = 1.95$  s, when it had reached the level of ca. 48.15 Hz, which is a frequency close to 47.5 Hz, that is, the limit frequency. The frequency reduction process occurred at 1.5 s after the area separation, and the transient state lasted for ca. 7.5 s. After the transient states had ended, the frequency reached 50.69 Hz, which means an excessive load shedding in the area. It can be concluded from the analysis of the graph of the voltage on buses of a node in the NW area, that the voltage increased by leaps and bounds with each subsequent jump of load shedding by the AFLS scheme. Disabling the first load shedding stage, that is, reducing the power demand to  $0.85 P_n$ , had led to a surge in the voltage by over  $0.05 U_n$ . Thus, in the transient state, the instantaneous voltage increased as much as to  $1.25 U_n$ . Because of the modelled static load characteristics, a sudden voltage surge had led to an increase in the load's active power consumption. As a result of the first AFLS stage activation, the load's relative power decreased from 94.3% to the set 85%, but because of the

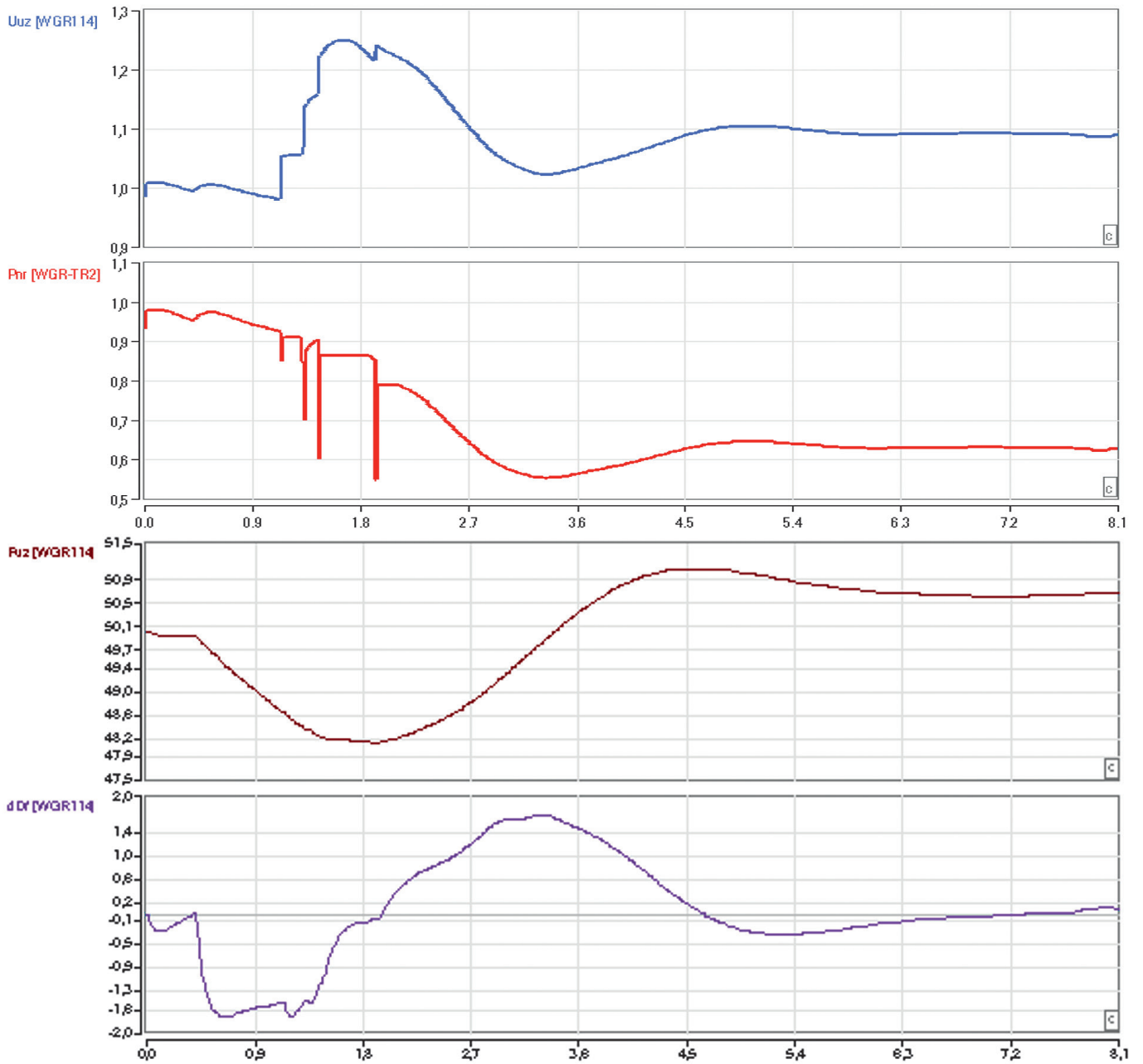


Fig. 8. Test results at 100% AFLS utilisation.

The Polish Nat. Sys.				NC ER code				NC ER 2 code			
Stage	Threshold $f$ [Hz]	Load shedding [%]	Time delay $t$ [s]	Stage	Threshold $f$ [Hz]	Load shedding [%]	Time delay $t$ [s]	Stage	Threshold $f$ [Hz]	Load shedding [%]	Time delay $t$ [s]
1	49.0	15	0.2	1	49.0	8	0.2	1	49.0	6	0.2
2	48.7	15	0.2	2	48.8	8	0.2	2	48.8	6	0.2
3	48.5	10	0.2	3	48.6	8	0.2	3	48.6	6	0.2
4	48.3	5	0.5	4	48.4	8	0.2	4	48.4	10	0.2
5	48.1	5	0.5	5	48.2	8	0.2	5	48.2	10	0.2
				6	48.0	8	0.2	6	48.0	10	0.2

Tab. 3. Settings of AFLS models in the simulation tests



voltage surge, the power also increased and had stabilized at 92.7% before the next stage was triggered. This means that the effect of the first AFLS stage load shedding was insignificant. However, it was possible to slow down the frequency drop. After enabling its last stage, the AFLS managed to reduce the load to 79% of its initial value. It remained at a constant level until the

frequency derivative reached 0.5 Hz/s, and then the recovering frequency made  $P$  decrease and tend to reach 55% of the AFLS set point, but because of the static characteristics, it reached 63%. This was due to the fact that the stabilized voltage was 110% of the nominal voltage, and the frequency was 50.69 Hz, which was also beyond the rated one.

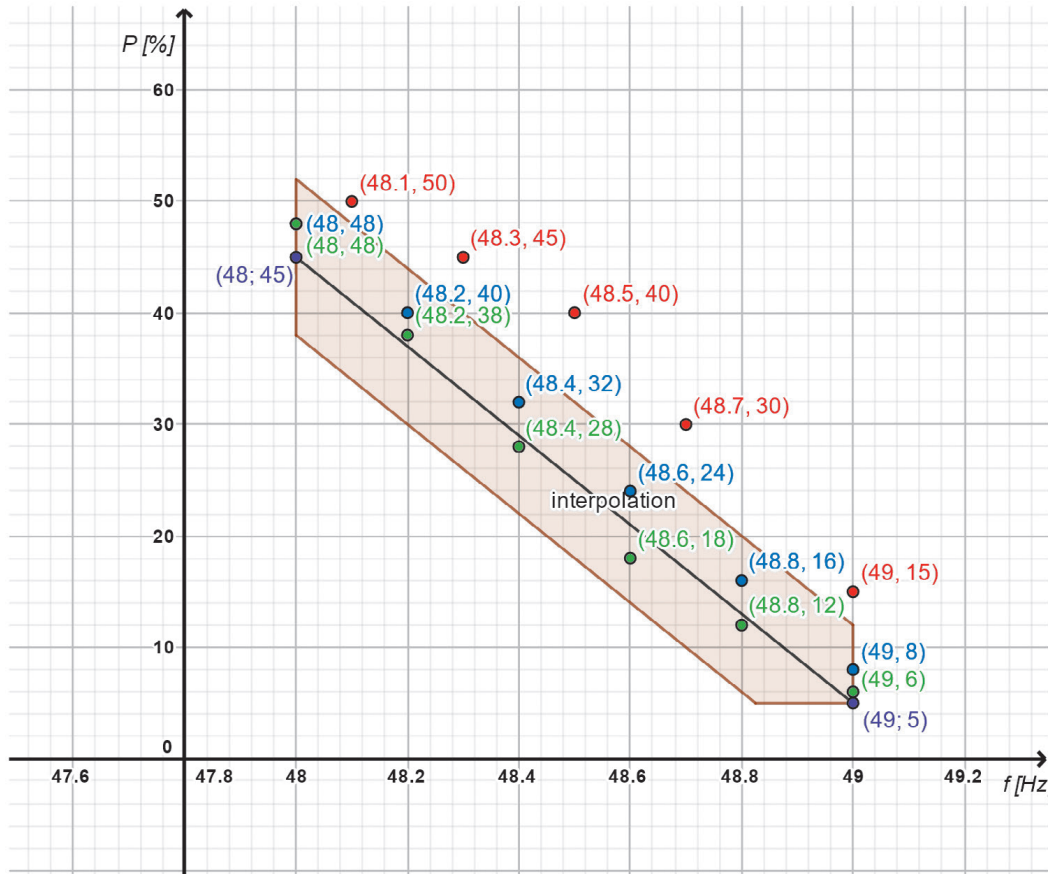


Fig. 9. Range of AFLS settings recommended by the NC ER network code for the continental Europe synchronous area, with the modelled setting sets superimposed.

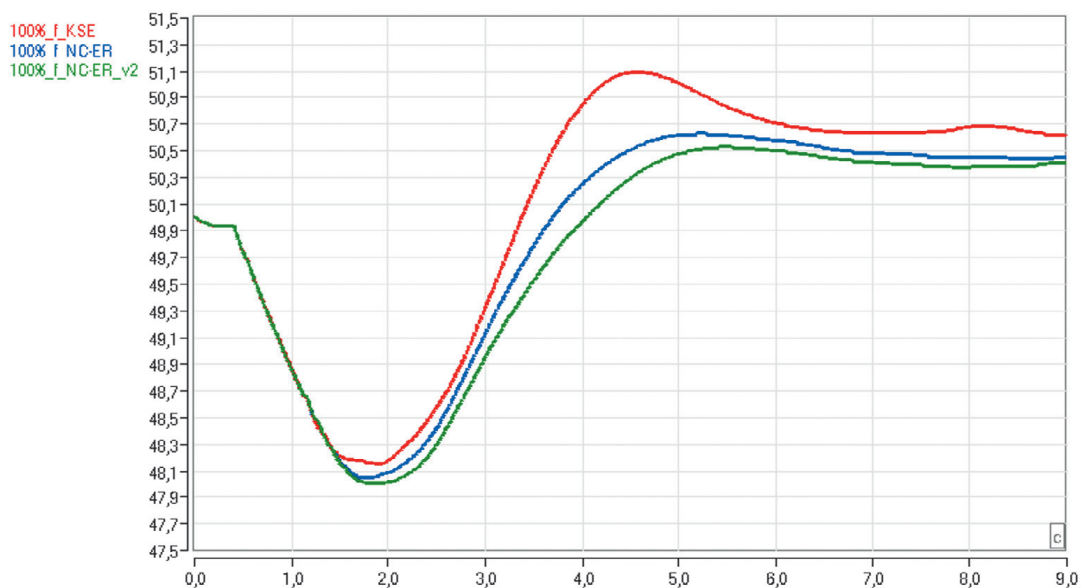


Fig. 10. Waveforms  $f(t)$  [WGR114] – at various AFLS settings

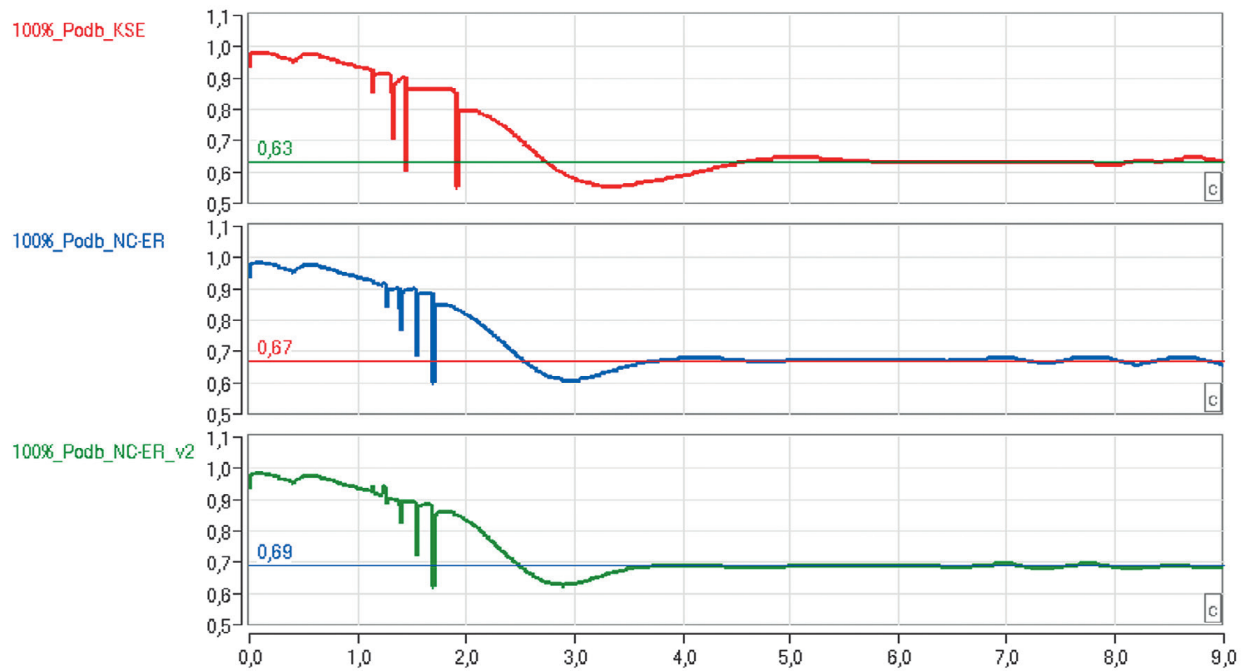


Fig. 11. Waveforms  $P_{wzg}(t)$  [WGR-TR2] – at various AFSL settings

To study the AFSL performance with different settings, the scheme was modelled according to the current settings (Tab. 1) and with two other settings that meet the NC ER requirements (Tab. 2). All three sets of the settings are shown in Tab. 3 and Fig. 9. The test results are presented as the waveforms of frequency (Fig. 10) and load (Fig. 11). The frequency graph shows that the NC ER compliant settings caused deeper drops of 48.01 Hz (green waveform) and 48.05 Hz (blue waveform) frequencies at the tested failure, but smaller oscillations, although the transient process duration was longer. The frequency had stabilized at 50.40 Hz (green) and 50.45 Hz (blue), which indicates a certain excess of the generation output over the demand, so part of the loads could have been re-connected to the grid. The AFSL settings currently applied in the Polish power system resulted in significant oscillations in the analysed situation (the maximum instantaneous frequency value reached 51.1 Hz). The frequency drop was stopped at 48.16 Hz, and the steady-state value after the failure amounted to 50.64 Hz.

In the AFSL scheme with settings currently applied in the Polish National Power System, four load shedding stages were activated, which accounts for 45% of the disconnected demand, while with the European settings the shedding amounted to 40% (blue) and 38% (green), and in both cases was triggered by the scheme's five stages. In each option, the actual demand reduction was less than that resulting from the scheme settings. In the option with the AFSL settings adequate to those present in the Polish National Power System, the final load was 63% of that before the failure, and in the options with the settings compliant with European standards it amounted to 67% (blue) and 69% (green). All automatic schemes had fulfilled their task of saving the separate area from a catastrophic failure, however, the AFSL scheme with NC ER compliant settings made it a lower system

load shedding cost. In the comparison of the sets of European NC ER network code-compliant settings, the AFSL scheme with less shedding at the first stages was better than with a uniform load shedding distribution between stages. This lesser shedding at the first stages is also justified by economic reasons. Small frequency drops are more often, so to balance the imbalance, it is enough to initially disconnect a small part of the load.

## 5. Conclusions

- AFSL scheme is the last line of the power system defence, so it is difficult to assess its performance and the validity of its settings. For this reason, computer simulations may be beneficial, since they allow to carry out any scenario of events without the risk of damaging power machinery and equipment.
- No occurrence of a significant (above 1 Hz) frequency dip in a large power system (e.g. The Polish NPS) is practically possible. However, the AFSL scheme can save a power system's fragment isolated from the rest of it by a failure.
- In connection with the entry into force of new legal regulations (NC ER Code), the AFSL settings in the Polish power system should be changed. In accordance with the NC ER network code provisions - at least one load shedding stage should be added to the present settings, and the time delays of end stages' settings should be eliminated.
- For the simulated system failure, the settings that conform to the NC ER code were more effective than those currently applied in the Polish power system.

## REFERENCES

---

1. Commission Regulation (EU) 2017/2196 of 24 November 2017 establishing a network code on electricity emergency and restoration, *Official Journal of the European Union (EN)* L 312/53 of 28.11.2017.
  2. DAKAR program guide, ELEKS software Company, Lviv, 2014.
  3. <https://dakar.eleks.com>
  4. Handke J., Olejnik B., Schott A., Algorytmy samoczynnego częstotliwościowego odciążania w świetle obowiązujących rozporządzeń Komisji Europejskiej [AFLS algorithms in the light of current European Commission regulations], *Przegląd Elektrotechniczny*, No. 2, 2019, pp. 7–10.
  5. Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006. Raport końcowy [System failure of Nov. 4, 2006. Final report], UCTE 2007.
  6. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r., [IRIESP Transmission Grid Code. Terms of grid use, management, operation and development planning approved by the decision of the President of the ERO DPK-4320-1 (4) / 2011 / LK of December 15, 2011.]. Text effective from December 1, 2017
  7. Gajewski B., Stawowy A., Śmiech Z., Przygotowanie bazy danych w formacie programów obliczeniowych PPS/E i PSLF dla obliczeń równowagi dynamicznej dla krajów grupy Centrel [Preparation of a database in the PPS E and PSLF format for dynamic balance calculations for Centrel Group countries], Warsaw 1996.
  8. Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, New York 2005.
  9. Pourbeik P., Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models, Palo Alto 2015.
- 

### Ireneusz Andrzej Grządzielski

Pracownia Badań i Analiz Technicznych general partnership

e-mail: ireneusz.grzadzieski@pbiat.pl

Graduate of the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology (1973). Until 2017, i.e. before retiring, he worked at the Institute of Electric Power Engineering of the Faculty of Electrical engineering of the Poznań University of Technology. The scope of his academic interest includes problems of transient operations of a power system, defence and reconstruction of a power system after catastrophic failures, connection of distributed generation sources – especially wind and photovoltaic – to a power system. For several years, the founder of and partner in Pracownia Badań i Analiz Technicznych general partnership.

### Mikołaj Zakrzewski

Pracownia Badań i Analiz Technicznych general partnership

e-mail: mikolaj-zakrzewski@o2.pl

Graduate of the Faculty of Electrical Engineering of Poznań University of Technology (1973). Cooperates with PBIAT in the area of computer research and analysis of electrodynamic phenomena in power system. His research interests include modelling of dynamic phenomena in a power system, and the process of power system recovery.

### Volodymyr Konoval

Lviv Polytechnic University, Eleks Dakar

e-mail: volodymyr.konoval@eleks.com

Graduate of The Electric Power Faculty of Lviv Polytechnic University (1986). Works at the Institute of Electric Power and Control Systems of Lviv Polytechnic University. His research interests include issues related to mathematical modelling of a modern power system with system automation devices and distributed sources, and analysis of the stability of such systems.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

## Badania symulacyjne procesu obrony systemu elektroenergetycznego przy spadku częstotliwości – realizacja zaleceń kodeksu NC ER/2017

### Autorzy

Ireneusz Andrzej Grządzielski  
Mikołaj Zakrzewski  
Volodymyr Konoval

### Słowa kluczowe

awaria katastrofalna, automatyka SCO, badania symulacyjne procesu obrony systemu elektroenergetycznego

### Streszczenie

W planie obrony systemu elektroenergetycznego przed nagłym niezbilansowaniem, związanym z deficytem mocy generacyjnej, jako podstawowy środek obrony stosuje się automatykę samoczynnego częstotliwościowego odciążania (SCO). Każdy z operatorów systemów przesyłowych (OSP), którego dotyczy NC ER/2017, jest zobowiązany do stosowania w swoim planie obrony automatyki SCO spełniającej podane w kodeksie wytyczne. W badaniach symulacyjnych, przeprowadzonych za pomocą programu DAKAR, zamodelowano automatykę SCO zgodnie z wytycznymi NC ER/2017 oraz dotychczasowymi wymogami *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)*. Wydzielony obszar dotyczył północno-zachodniej części KSE z dużym niezbilansowaniem i nagłym spadkiem częstotliwości. Wskazano zalety zapisów NC ER/2017.

Data wpływu do redakcji: 14.11.2019

Data wpływu do redakcji po recenzjach: 17.11.2019

Data akceptacji artykułu: 17.11.2019

Data publikacji online: 15.05.2020

### 1. Wprowadzenie

Niezbilansowanie mocy czynnej, tj. pojawienie się różnicy pomiędzy mocą czynną generowaną a sumą mocy czynnej odbieranej oraz mocy strat przesyłowych w systemie elektroenergetycznym (SE), powoduje odchylenie częstotliwości systemowej od znamionowej. Częstotliwość sieciowa została przyjęta jako podstawowy, wiodący parametr określający stan systemu elektroenergetycznego (SE). Drugim parametrem są zmiany napięć.

W procedurach postępowania podczas obrony SE zmiany częstotliwości systemowej odpowiadają za określenie zadziałania automatyk prewencyjnych. Plan obrony systemu zgodnie z Network Code of Electricity Emergency and Restoration [1] (NC ER) zawiera co najmniej następujące środki techniczne (automatyki zabezpieczeniowe) oparte na kryteriach zmian częstotliwości (rozdz. II, art. 15 i 16):

- automatykę w razie spadku częstotliwości
  - automatykę w razie wzrostu częstotliwości.
- Do realizacji tych automatyk wykorzystuje się:
- szybką regulację pierwotną na blokach energetycznych, pozwalającą na wzrost lub obniżenie mocy generacyjnej (tryb LFSM-U i LFSM-O)
  - zmiany trybów pracy regulatorów turbin jednostek wytwórczych oraz regulatora centralnego (ang. *Low Frequency Control* – LFC), wspomagające opanowanie dużych zmian częstotliwości
  - źródła szybkich rezerw mocy, w szczególności hydrozespoły odzwrotnic elektrycznych i pompowyci
  - automatykę samoczynnego częstotliwościowego odciążania – SCO (ang. *Under Frequency Load Shedding* – UFLS lub

*Low Frequency Demand Disconnection* – LFDD), pozwalającą przy spadku częstotliwości na wyłączenie zasilania fragmentów sieci dystrybucyjnej obejmujących minimum 50% zapotrzebowania

- stopniowe liniowe odłączanie wytwarzania w obszarze LFC OSP.

Z działań automatycznych w sieci bardzo ważną rolę odgrywa automatyka SCO, która jest skoordynowanym systemem wykorzystującym przełączniki podczęstotliwościowe reagujące na spadki częstotliwości w razie spadku mocy generowanej w sieci, w celu regulacji mocy zapotrzebowania poprzez odłączanie z góry ustalonej części obciążeń.

W artykule przedstawiono wybrane wyniki badań symulacyjnych pracy automatyki SCO w wybranym obszarze Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Wybrano obszar, którego wydzielenie powoduje duży deficyt mocy czynnej. Przeprowadzono wiele symulacji komputerowych, wykorzystując program DAKAR [2, 3].

### 2. Standaryzacja nastaw automatyki SCO

Obecnie stosowane algorytmy działania automatyki SCO można podzielić na trzy grupy: konwencjonalne, póładaptacyjne oraz adaptacyjne [4]. Algorytmy z grupy konwencjonalnej opierają się na pomiarze częstotliwości oraz zadziałaniu, gdy nastąpi odpowiednio duży jej spadek. W tym rozwiązaniu nie jest wymagana zaawansowana automatyka zabezpieczeniowa, jednakże czas reakcji automatyki SCO może okazać się niewystarczający, gdy dynamika spadku częstotliwości będzie duża. Z tego względu opracowano algorytmy póładaptacyjne, w których podstawowym kryterium oceny głębokości niezbilansowania SE jest pierwsza pochodna częstotliwości po czasie.

Wykorzystanie kryterium  $df/dt$  pozwala na wcześniejsze określenie głębokości zaburzenia oraz dobranie odpowiedniego stopnia automatyki SCO. Z kolei w modelach adaptacyjnych oprócz uwzględnienia  $df/dt$  dodatkowo bierze się pod uwagę odpowiedź częstotliwościową układu (SE).

Współcześnie w KSE w znaczącej większości występuje konwencjonalna automatyka SCO, której zasięgiem, zgodnie z zapisami w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)*, objęte jest 50% zapotrzebowania (wielkość mocy wyłączanej jest rozdzielona proporcjonalnie na wszystkich OSD). Działanie to jest odpowiednio zaplanowane, skonfigurowane i sparаметryzowane przez operatora SE (OSP). Zakłada się wyłączenie odbiorów o określonej mocy czynnej w kolejnych stopniach SCO. Z perspektywy całego SE jest to zasadne postępowanie, jednakże nie rozwiązuje ono problemu awarii lokalnych.

W połączonych SE, jak np. ENTSO-E, do którego należy m.in. polski SE, utrata równowagi częstotliwościowej jest mało prawdopodobna, gdyż wiązałaby się z nagłym deficytem przekraczającym 30 GW mocy czynnej [5]. Jednakże istnieje ryzyko wystąpienia tego zjawiska w niezbilansowanych wydzielonych podsystemach lub wyspach. Takie sytuacje mogą wystąpić na skutek lawinowego zadziałania zabezpieczeń poszczególnych elementów systemu, spowodowanych np. niekorzystnymi warunkami atmosferycznymi.

### Dotychczasowe zapisy IRiESP w zakresie nastaw automatyki SCO

Zgodnie z zapisami w IRiESP [6] częstotliwość znamionowa w polskim SE wynosi 50 Hz, natomiast jej wartość średnia

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

z pomiaru 10-sekundowego przez 99,5% tygodnia powinna się mieścić w zakresie 50 Hz  $\pm$ 1% (49,5–50,5 Hz) oraz przez 100% tygodnia: 50 Hz +4%/–6% (47–52 Hz).

Wobec konwencjonalnych jednostek wytórczych IRIESP stawia wymagania pracy przy obniżonej częstotliwości zgodnie z zapisami:

- w zakresie 48,5–49,0 Hz w sposób ciągły przez 30 min, łącznie 3 h w roku
- w zakresie 48,0–48,5 Hz w sposób ciągły przez 20 min, łącznie 2 h w roku
- w zakresie 47,5–48,0 Hz w sposób ciągły przez 10 min, łącznie 1 h w roku.

Przy czym, przy spadku częstotliwości do 48,5 Hz, moce jednostek wytórczych powinny wynosić co najmniej 95% mocy znamionowych. Wraz z dalszym spadkiem częstotliwości minimalna moc wytwarzana została opisana liniową charakterystyką przedstawioną na rys. 1. Jest to istotna charakterystyka ze względu na automatykę SCO, gdyż świadczy ona o spadku generacji wraz ze spadkiem częstotliwości, co dodatkowo pogłębia niebilansowanie systemu lub wydzielonego jego fragmentu.

Układy elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, automatyki SCO zgodnie z IRIESP [6], powinny spełniać następujące wymagania:

- możliwość nastawienia wartości częstotliwości z zakresu od 47 do 50 Hz, ze skokiem co 0,05 Hz
- możliwość nastawienia zwłoki czasowej z zakresu od 0,05 do 1 s, ze skokiem co 0,05 s
- czas własny przekaźników nie może być większy niż 100 ms
- poprawna praca w zakresie od 0,5 do 1,1  $U_n$  (krotność napięcia znamionowego)
- dokładność pomiaru częstotliwości na poziomie co najmniej 10 mHz
- zapewnienie możliwości zastosowania blokady napięciowej w uzgodnionych z OSP sytuacjach.

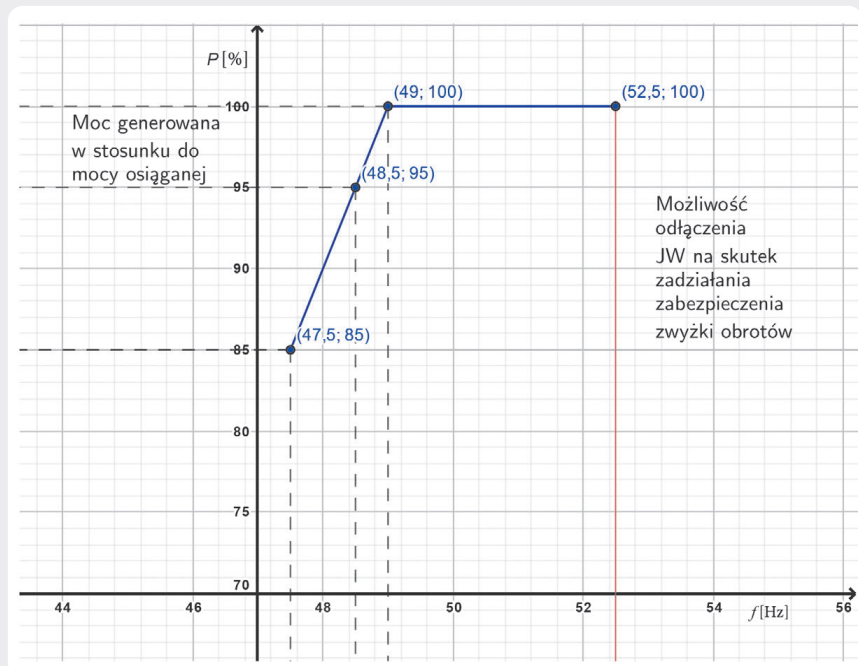
Obecnie stosowane nastawy automatyki SCO zestawiono w tab. 1.

### Wymagania stawiane automacie SCO przez NC ER

24 listopada 2017 roku Komisja Europejska (KE) zatwierdziła projekt kodeksu sieci, dotyczącego stanu zagrożenia i stanu odbudowy SE – NC ER, który wszedł w życie 18 grudnia 2017 roku (za wyjątkiem art. 15, ust. 5–8 oraz art. 41, ust. 1, 2 i 5, których stosowanie rozpocznie się 18 grudnia 2022 roku). Kodeks obowiązuje we wszystkich krajach UE, a także Szwajcarię i Norwegię jako kraje należące do Europejskiego Obszaru Gospodarczego. NC ER stanowi dopełnienie wytycznych dotyczących pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej (ang. *Guideline on Electricity Transmission System Operation – SO GL*). SO GL wszedł w życie 14 września 2017 roku.

Zgodnie z drugim artykułem NC ER ma on zastosowanie wobec:

- operatorów systemów przesyłowych (OSP)
- operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD)
- znaczących użytkowników sieci (ang. *significant grid users – SGU*)



Rys. 1. Wymagana charakterystyka zdolności jednostki wytórczej do generacji mocy czynnej w funkcji częstotliwości

Stopień SCO	Próg odciążenia [Hz]	Moc odciążenia* [%]	Zwłoka czasowa** [s]
1	49,0	15	0,2
2	48,7	15	0,2
3	48,5	10	0,2
4	48,3	5	0,5
5	48,1	5	0,5

\* – moc odciążenia odniesiona do szczytowego obciążenia KSE

\*\* – suma czasu własnego przekaźnika i nastawy członu zwłocznego

Tab. 1. Aktualne nastawy dla automatyki SCO w KSE [4]

- dostawców usług w zakresie obrony (ang. *defence service providers – DSP*)
- dostawców usług w zakresie odbudowy (ang. *restoration service providers – RSP*)
- podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (ang. *balance responsible parties – BRP*)
- dostawców usług bilansujących (ang. *balancing service providers – BSP*)
- wyznaczonych operatorów rynku energii elektrycznej (ang. *nominated electricity market operators – NEMO*)
- oraz innych jednostek wyznaczonych do pełnienia funkcji rynkowych, zgodnie z *Rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222 i Rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1719* [1].

Sekcja 2 *Rozporządzenia Komisji (UE) z 24 listopada 2017 roku* dotyczy środków planu obrony systemu, a w niej artykule 15 traktuje o automacie w razie spadku częstotliwości. Artykuł ten dotyczy takich działań automatycznych, jak: automatyczne odłączenie odbioru przy niskiej częstotliwości – automatyki SCO oraz ustawienia trybu automatycznego wzrostu wytwarzania przy spadku częstotliwości w obszarze regulacji mocy i częstotliwości (LFC) przez OSP. Przy

czym w ustępie 2 określono, iż w razie dostatecznie powolnego spadku częstotliwości OSP w pierwszej kolejności zobowiązuje się do zwiększania wytwarzania, dopiero później sięga po automatykę SCO. Przed przystąpieniem do odłączania odbiorów OSP i OSD zobowiązani są do automatycznego przełączenia jednostek magazynowania energii w tryb wytwarzania, zachowując czas przełączenia określony w planie obrony systemu, lub gdy nie ma możliwości przejścia w tryb generacyjny – do automatycznego odłączenia jednostki magazynowania energii pracującej jako obciążenie systemu. Ustęp 4 artykułu 15 zobowiązuje każdego z OSP do określenia w planie obrony SE progów częstotliwości automatycznego przełączania lub odłączania jednostek magazynowania energii. Powinno to nastąpić przy częstotliwości niższej lub równej granicznej częstotliwości stanu zagrożenia (odchyłka 200 mHz – 49,8 Hz) oraz częstotliwości wyższej niż limit częstotliwości dla pierwszego stopnia automatyki SCO określonego w tab. 2, z wyróżnieniem kolumny dotyczącej KSE.

Każdy z OSP, którego dotyczy NC ER, jest zobowiązany do opracowania w swoim

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

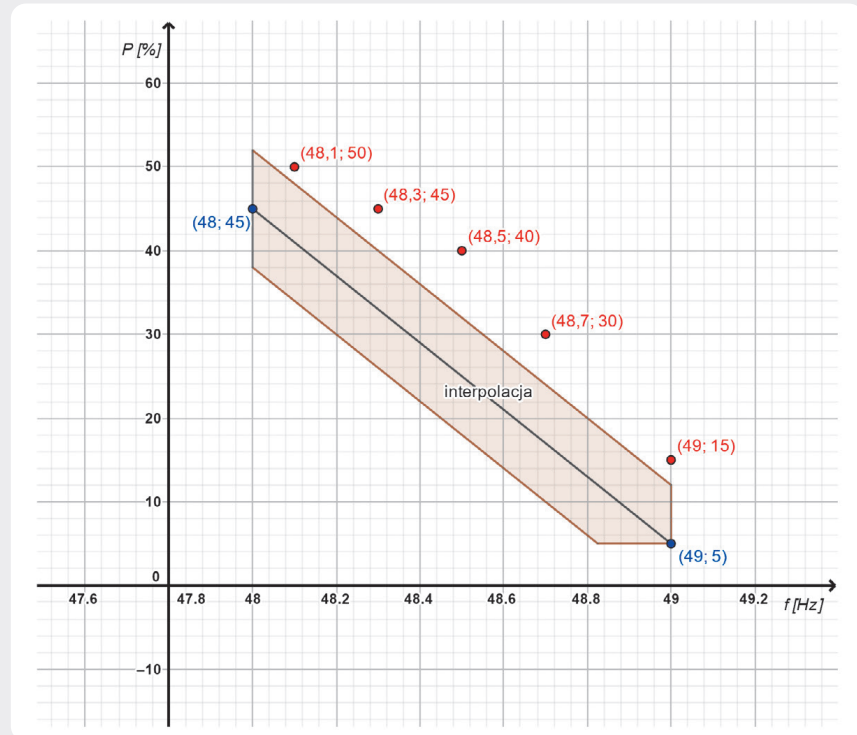
planie obrony SE automatyki SCO spełniającej wytyczne zestawione w tab. 2. Zakres wdrożenia określa maksymalne dopuszczalne odchylenie odłączanego obciążenia netto od docelowego odbioru odłączanego netto przy danej częstotliwości, obliczone poprzez interpolację liniową między początkowym poziomem obowiązkowym a końcowym poziomem obowiązkowym. Jednakże zakres wdrożenia nie może pozwalać na odłączenie obciążenia netto mniejszego niż wielkość odbioru odłączanego netto przy początkowym poziomie obowiązkowym. Ponadto, zgodnie z ustępem 10, OSP może ująć w automatyce SCO dodatkowe stopnie dotyczące odłączenia obciążenia poniżej określonego w tab. 2 końcowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru. Na rys. 2 przedstawiono wymogi stawiane przed automatyką SCO wg NC ER wraz z naniesionymi aktualnymi nastawami układu w polskim SE, zgodnie z tab. 1.

W ustępie 7 zobowiązano każdego OSP lub OSD do:

- unikania ustawiania celowego opóźnienia czasowego, oprócz czasu pracy przełączników i wyłączników
- minimalizacji odłączania modułów wytwarzania energii, zwłaszcza tych zapewniających inercję
- ograniczenia ryzyka zmian rozpięć mocy i zmian napięcia przekraczających poziomy pracy bezpiecznej, na skutek zadziałania automatyki SCO.

Zgodnie z ustępem 8 automatyka SCO, określona w planie obrony, może przewidywać odłączenie odbioru netto na podstawie gradientu częstotliwości, jeżeli spełnione zostaną następujące warunki:

- zadziałanie tylko gdy:
  - odchyłka częstotliwości jest wyższa niż maksymalna odchyłka częstotliwości w stanie ustalonym, a gradient zmiany częstotliwości jest wyższy niż



Rys. 2. Zakres wdrażania dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej wraz z naniesionymi aktualnymi nastawami automatyki SCO w KSE (czerwone punkty)

- gradient określony przez incydent referencyjny
- częstotliwość jest wyższa niż wielkość początkowego poziomu obowiązkowego odłączenia odbioru
- zgodność nastaw automatyki SCO z tab. 2
- odłączenie odbioru jest konieczne i uzasadnione ze względu na skuteczne utrzymanie bezpieczeństwa pracy systemu.

Porównując aktualne nastawy automatyki SCO w polskim SE, przedstawione w tab. 1, z nowymi wymogami stawianymi przez NC ER, należy zwrócić uwagę na kilka kwestii. Pierwszą z nich jest obecnie zbyt mała liczba stopni automatyki, gdyż aktualnie w KSE występuje ich 5, podczas gdy NC ER dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej wymaga co najmniej 6. Ponadto

Parametr	Wartość dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej	Wartość dla nordyckiego obszaru synchronicznego	Wartość dla obszaru synchronicznego Wielkiej Brytanii	Wartość dla obszaru synchronicznego Irlandii	Jednostka miary
Pocz. obowiązkowy poziom odłączenia odb.: częstotliwość	49	od 48,7 do 48,8	48,8	48,85	Hz
Pocz. obowiązkowy poziom odłączenia odb.: odłączany odbiór	5	5	5	6	% całk. obc.
Końcowy obowiązkowy poziom odłączenia odb.: częstotliwość	48	48	48	48,5	Hz
Końcowy obowiązkowy poziom odłączenia odb.: odłączany odbiór	45	30	50	60	% całk. obc.
Zakres wdrożenia	± 7	± 10	± 10	± 7	% całk. obc.
Minimalna liczba etapów do osiągnięcia końcowego obowiązkowego poziomu	6	2	4	6	liczba etapów
Maksymalne odłączenie odbioru dla każdego etapu	10	15	10	12	% całk. obc.

Tab. 2. Charakterystyka automatyki SCO wg NC ER [1]

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–53. When referring to the article please refer to the original text.

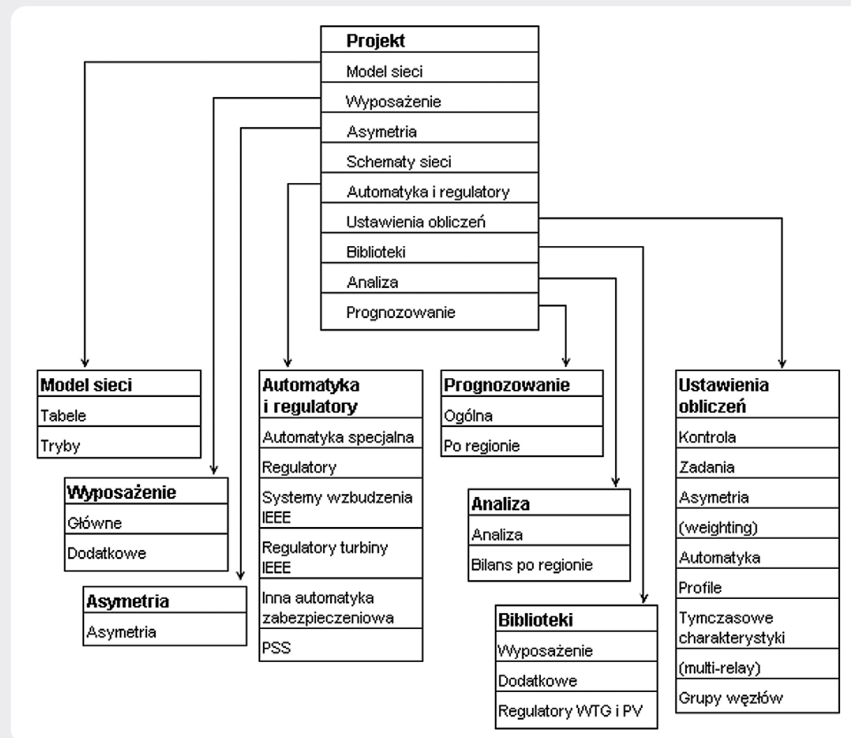
PL

wymagana jest częstotliwość 48 Hz dla ostatniego stopnia. Oba te fakty oznaczają konieczność wprowadzenia dodatkowego stopnia dla częstotliwości 48 Hz, a także prawdopodobnie przesunięcie progów pozostałych, aby zachować stały odstęp między sąsiednimi stopniami. Kolejną kwestią poruszoną w NC ER jest zapis o unikaniu celowego opóźniania zadziałania automatyki (wprowadzaniu zwłok czasowych). Tymczasem aktualnie w Polsce dla stopnia 4. i 5. wprowadza się zwłokę czasową na poziomie 0,5 s. Przechodząc do poziomów odciążenia, warto zwrócić uwagę, iż do tej pory w nastawach automatyki SCO, zgodnie z IRIESP, odnosi się do mocy brutto, natomiast NC ER odnosi się do mocy netto. Jednakże w dokumencie nie pojawiła się jednoznaczna definicja określenia mocy netto, z tego względu nie można jednoznacznie określić, jaki to ma wpływ na różnice między aktualnymi nastawami w polskim KSE a wymogami NC ER przedstawione na rys. 2.

### 3. Możliwości zastosowania programu DAKAR w badaniach symulacyjnych długookresowych stanów pracy dużych SE Zakres analiz systemowych realizowanych za pomocą programu DAKAR

Program DAKAR [2, 3] jest przeznaczony do przeprowadzania badań i analiz związanych z pracą SE, w szczególności obliczeń i analiz rozplywów mocy, obliczeń zwarcio- wych metodą składowych symetrycznych, badań stabilności lokalnej metodą wartości własnych, symulacji elektromechanicznych stanów nieustalonych, zarówno krótko-, jak i średnio- i długookresowych. Ostatni z wymienionych rodzajów stanów nieustalonych jest ściśle związany z analizą pracy SE z częstotliwością różną od znamionowej oraz z badaniami działania automatyki zabezpieczeniowej.

W programie DAKAR [2] dane przedstawione są w postaci tabel powiązanych ze sobą relacjami. Dane można dodawać bezpośrednio w poszczególnych tabelach przy zachowaniu niezbędnych relacji lub poprzez graficzny edytor schematu SE, który automatycznie zachowuje niezbędne relacje oraz wypełnia powiązane tabele. Główną strukturę projektu tworzonego w omawianym programie przedstawiono na rys. 3. Podstawowe dane zawarte są w sekcji „Model sieci”, w podsekcji „Tabele” z podziałem na dane dotyczące: węzłów, gałęzi (linie i transformatory), odbiorów, generacji, boczników oraz wyników obliczeń (podział na podsystemy, obszary i ich połączenia). Program umożliwia modelowanie automatyki zabezpieczeniowej, w tym także automatyki SCO. W celu jej zamodelowania



Rys. 3. Struktura bazy danych w programie DAKAR

należy uzupełnić tabelę SCO (ang. UFLS), znajdującą się w sekcji „Automatyka i regulatory” w podsekcji „Automatyka specjalna”. Na rys. 4 przedstawiono nagłówek tabeli zawierającej dane o SCO.

W celu zamodelowania automatyki SCO dla SE należy podać podstawowy zestaw danych dla każdego z jej stopni, na który składają się informacje o: nazwie, odbiorze, którego dotyczy dana nastawa, progach zadziałania w Hz i/lub Hz/s, zwłocę czasowej, wielkości odciążenia w MW.

#### Symulacja działania automatyki SCO

Do przeprowadzenia badań dynamiki i oceny stabilności SE niezbędne są dodatkowe dane dotyczące dynamiki elementów systemu. Przede wszystkim dokładne modele węzłów generacyjnych (typy generatorów wraz z regulatorami i układami wzbudzenia) oraz charakterystyki statyczne odbiorów. Ponadto w badaniu działania automatyki SCO konieczne należy odwzorować jej nastawy dla każdego z odbiorów. Następnie można przejść do obliczeń. W tym celu należy przeprowadzić najpierw badanie rozplywu mocy z warunkami ogólnymi:

- współczynnik wykorzystania automatyki SCO większy od 0
- obliczenia ze zmienną częstotliwością
- uwzględnienie charakterystyk statycznych oraz warunkami szczególnymi do rozplywów mocy:
- liczba iteracji ok. 10 000, aby uzyskać zadowalającą dokładność
- zapisanie wyników
- uwzględnienie ograniczeń mocy czynnej
- uwzględnienie ograniczeń mocy biernej.

W kolejnym etapie należy przejść do przeprowadzenia obliczeń stanów dynamicznych w nieznacznie zmienionych warunkach ogólnych. Należy dodatkowo uwzględnić „zadania” oraz działanie automatyki SCO. Wielkość awarii, która pobudzi człony automatyki SCO do działania, można oszacować na podstawie podatności systemowej danego podsystemu, uzyskanej w obliczeniach rozplywu mocy. Następnie można zasymulować taką awarię za pomocą „zadań”.

#### Model KSE opracowany do badań symulacyjnych w programie DAKAR

W programie DAKAR zamodelowano KSE wraz z ekwiwalentami sieci zewnętrznych

Automatics and regulators												
Special automatics	Regulator	Excitation Systems IEEE	Turbine-Governor Systems IEEE	Other AEC	PSS							
UFLS	Current PSP	Basic PSP	Standby PSP	Resistance Relay	Elec. Braking	UPAR	Mutual Control	AEO-C	AEO-MCEA	AEO MicroP		
Name	Load	UFLS 1 Setpoint	Frequency Change Rate	UFLS 1 Time Delay	AFLS 2 Setpoint	UFLS 1 Time Delay	FAAR Setpoint	Time Delay FAAR	Power at 1:00	Power at 8:00	Power at 10:00	Power at 20:00
st1_ATA213	ATA213	49	0	0,2	0	0	0	0	1,4782	0	0	0
st1_DOB225	DOB225	49	0	0,2	0	0	0	0	30,75	0	0	0

Rys. 4. Fragment tabeli opisującej automatykę SCO

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–53. When referring to the article please refer to the original text.

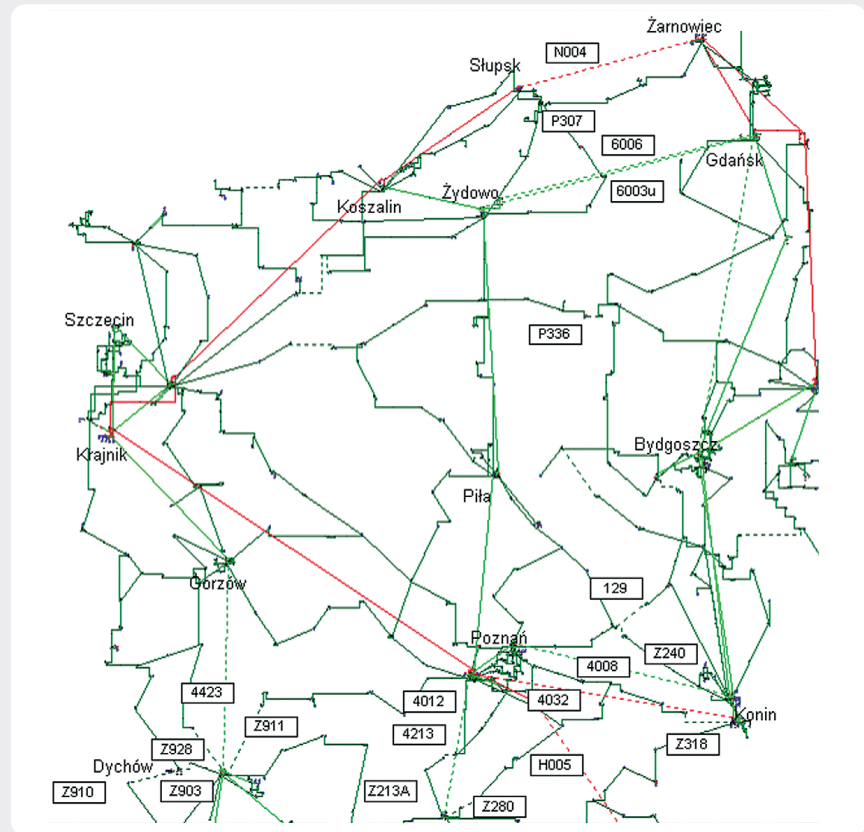
PL

na poziomie napięć sieci przesyłowo-rozdzielczych i przesyłowych od 110 kV do 750 kV wraz z generacją, odbiorami oraz innymi niezbędnymi do prawidłowej pracy systemu elementami. Podstawą do opracowania modelu były pliki w standardzie KDM. Model ma za zadanie odzwierciedlać zjawiska statyczne oraz dynamiczne zachodzące w KSE i służy do przeprowadzenia badań symulacyjnych. Dodatkowo brakujące dane pozyskiwano z katalogów, opracowań [7–9], a także na podstawie własnych doświadczeń. Wykorzystując zebrane dane, zamodelowano wszystkie duże jednostki generacyjne centralnie sterowane w KSE, wraz z niezbędną automatyką do przeprowadzenia badań procesów przejściowych. W zamodelowanym systemie dodano również model automatyki SCO. Dobrano nastawy zgodnie z tab. 1. Dla każdego z odbiorów zamodelowano 5 stopni samoczynnego automatycznego odciążenia. Stopień odciążenia określono na podstawie nastaw automatyki SCO i obciążenia stacji w danej chwili, jednakże należy mieć na uwadze, iż chwila ta była określona w bazie KDM jako obciążenie szczytowe, zatem takie rozwiązanie nie stanowi błędu.

#### 4. Badania symulacyjne działania automatyki SCO za pomocą programu DAKAR

##### Podział KSE, wydzielenie obszaru północno-zachodniego

Na potrzeby wykonanych badań symulacyjnych działania automatyki SCO zamodelowano awarię, która doprowadziła do podziału KSE. Wydzielony został obszar północno-zachodni, oznaczony jako obszar NW (ang. *North-West*) – rys. 5. Część połączeń sieciowych z analizowanym obszarem jest wyłączona na stałe, są to głównie połączenia na napięciu 110 kV pomiędzy różnymi OSD. W przyjętym scenariuszu awarii systemowej, powodującej wydzielenie obszaru NW, założono wyłączenie 9 linii 110 kV, 5 linii 220 kV i 2 linii 400 kV. Wyłączenia następowały wskutek przyjęcia stanów remontowych, przeciążenia linii i stanów awaryjnych. Jedyną linią KSE pozostającą badany obszar NW z resztą KSE pozostała linia 400 kV, łącząca stacje elektroenergetyczne w Żarnowcu i Słupsku. W wyniku jej wyłączenia nastąpiło wydzielenie obszaru NW. Na skutek podziału w obu systemach wystąpiło niebilansowanie mocy generowanej z pobieraną. Na obszarze NW wystąpiła znacząca nadwyżka mocy odbieranej nad mocą generowaną. Wyniki symulacji przedstawiono na rys. 6. Z badań wynika, że wartość deficytu mocy sięga 600 MW, co stanowi blisko 1/3 część mocy generowanej na tym obszarze w chwili wystąpienia podziału. W pozostałej części KSE pojawiła się nadwyżka generacji o ok. 300 MW, co stanowiło mniej niż 1% łącznej mocy zapotrzebowanej. Przeprowadzone badania statyczne stanowią podstawę do obliczeń długookresowych stanów przejściowych. W badaniach dynamicznych, w chwili czasowej  $t = 0,4$  s, zamodelowano podział systemu poprzez odłączenie ostatniej linii łączącej oba podsystemy (awaryjne odłączenie linii N004).



Rys. 5. Schemat sieci NN po awarii skutkującej podziałem KSE; wydzielenie obszaru NW

Results calculation		
The total generation	2456.461	1233.213
The total load	2311.104	406.662
Power of synchronous motor	0.000	0.000
Loss longitudinal	140.773	1451.869
Loss transverse	4.585	-628.237
Corona losses	0.000	
Quantity iterations	9999	
Functional	0.000	
Functional-2	0.000	
Unbalanced. BN	609.378	306.599
The imbalance by P	0.0 MW	

Rys. 6. Wyniki po podziale KSE przy stałej częstotliwości – wydzielony obszar północno-zachodni NW

##### Wybrane wyniki badań długookresowych stanów przejściowych

W pierwszej symulacji sprawdzono zadziałanie automatyki SCO w zamodelowanej awarii. Współczynnik wykorzystania SCO wynosił 1, temperaturę ustalono na  $+5^{\circ}\text{C}$ , a prędkość wiatru na 10 m/s. Obliczenia przeprowadzono przy zmiennej częstotliwości, z uwzględnieniem sekwencji zdarzeń, charakterystyk statycznych oraz automatyki SCO. W wyniku badań uzyskano protokół z obliczeń (rys. 7) oraz przebiegi parametrów systemu w funkcji czasu (rys. 8). Z przebiegów przedstawionych na rys. 8 wynika, że częstotliwość osiąga wartość ustaloną w chwili  $t = 1,95$  s, w której osiągnęła poziom ok. 48,15 Hz, co jest częstotliwością zbliżoną do 47,5 Hz, czyli częstotliwości granicznej. Proces spadku częstotliwości nastąpił po upływie 1,5 s od wystąpienia wydzielenia obszaru, natomiast sam stan

nieustalony trwał ok. 7,5 s. Po ustaniu stanów przejściowych częstotliwość osiągnęła poziom 50,69 Hz, co oznacza zbyt głębokie odciążenie obszaru. Z analizy

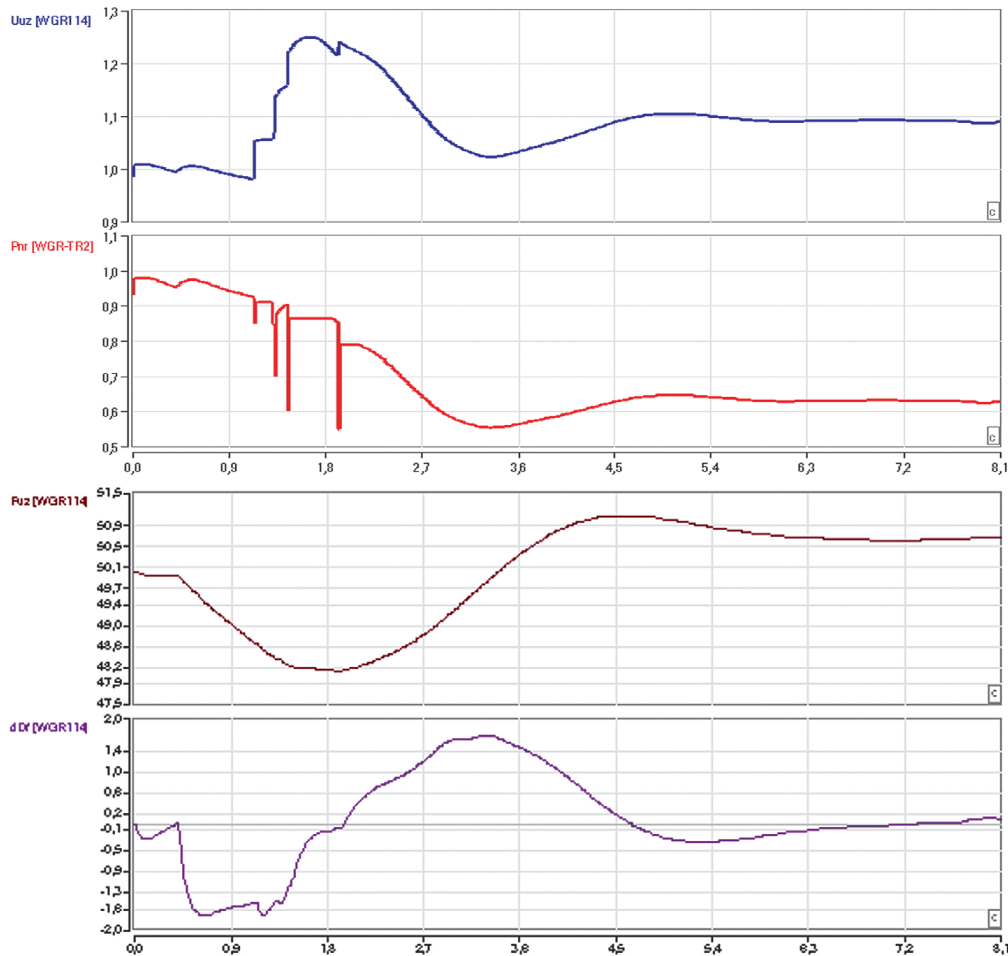
Turned off line: N004			
On 1.12sec	AFLS	0.5 MW	
On 1.13sec	AFLS	25.1 MW	
On 1.14sec	AFLS	360.3 MW	
On 1.30sec	AFLS	0.5 MW	
On 1.31sec	AFLS	25.5 MW	
On 1.32sec	AFLS	360.0 MW	
On 1.45sec	AFLS	257.3 MW	
On 1.91sec	AFLS	25.4 MW	
On 1.92sec	AFLS	101.3 MW	
Operation	AFLS1	F Hz	P MW
49.0		385.9	
48.7		385.9	
48.5		257.3	
48.3		126.7	
Total		1155.8	

Rys. 7. Fragment protokołu z badań symulacyjnych



This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 8. Wyniki badań z wykorzystaniem 100% możliwości automatyki SCO

wykresu napięcia na sznycach jednego z węzłów w obszarze północno-zachodnim wynika, że wartość napięcia rośnie skokowo wraz z każdym kolejnym skokowym odciążeniem przez automatykę SCO.

Wyłączenie pierwszego stopnia obciążenia, czyli zmniejszenie poboru mocy przez odbiór do 0,85  $P_n$ , spowodowało skokowy wzrost napięcia o ponad 0,05  $U_n$ . W ten sposób w stanie nieustalonym wartość chwilowa napięcia wzrastała aż do wartości 1,25  $U_n$ . Ze względu na zamodelowane charakterystyki statyczne odbiorów gwałtowny skok napięcia powoduje wzrost mocy czynnej pobieranej przez odbiór. Na skutek zadziałania pierwszego stopnia automatyki wartość mocy względnej odbioru spadła z 94,3% do nastawionych 85%, jednakże w związku ze skokowym wzrostem napięcia wartość mocy także wzrosła i przed zadziałaniem kolejnego stopnia ustabilizowała się na poziomie 92,7%. Oznacza to, iż rezultat odciążenia przy pierwszym stopniu SCO jest nieznaczny. Jednakże udaje się spowolnić spadek częstotliwości. Po załączeniu ostatniego stopnia automatyki SCO udało się zmniejszyć obciążenie względem początkowego do 79%. Wartość ta utrzymała się na stałym poziomie aż do momentu, gdy pochodna częstotliwości osiągnęła wartość 0,5 Hz/s,

wówczas odbudowująca się częstotliwość spowodowała, że wartość  $P$  maleje i dąży do wartości 55% zadanej przez nastawy automatyki SCO, jednakże ze względu na charakterystyki statyczne osiąga 63%. Wynika to z faktu, że ustabilizowane napięcie wynosi 110% napięcia nominalnego, a częstotliwość 50,69 Hz, co również jest wartością wyższą od znamionowej.

W celu zbadania działania automatyki SCO o różnych nastawach zamodelowano automatykę SCO zgodną z nastawami aktualnie występującymi (tab. 1) oraz dwie inne spełniające wymogi NC ER (tab. 2). Zestaw nastaw dla wszystkich trzech przedstawiono w tab. 3 oraz na rys. 9.

Wyniki badań przedstawiono w formie przebiegów częstotliwości (rys. 10) oraz

Stopień	Polski KSE				Kodeks NC ER				Kodeks NC ER_2			
	Próg f [Hz]	Odciążenie [%]	Opóźnienie czasowe t [s]		Stopień	Próg f [Hz]	Odciążenie [%]	Opóźnienie czasowe t [s]	Stopień	Próg f [Hz]	Odciążenie [%]	Opóźnienie czasowe t [s]
1	49,0	15	0,2		1	49,0	8	0,2	1	49,0	6	0,2
2	48,7	15	0,2		2	48,8	8	0,2	2	48,8	6	0,2
3	48,5	10	0,2		3	48,6	8	0,2	3	48,6	6	0,2
4	48,3	5	0,5		4	48,4	8	0,2	4	48,4	10	0,2
5	48,1	5	0,5		5	48,2	8	0,2	5	48,2	10	0,2
					6	48,0	8	0,2	6	48,0	10	0,2

Tab. 3. Zestawienie nastaw modeli automatyki SCO zastosowanych w badaniach symulacyjnych

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

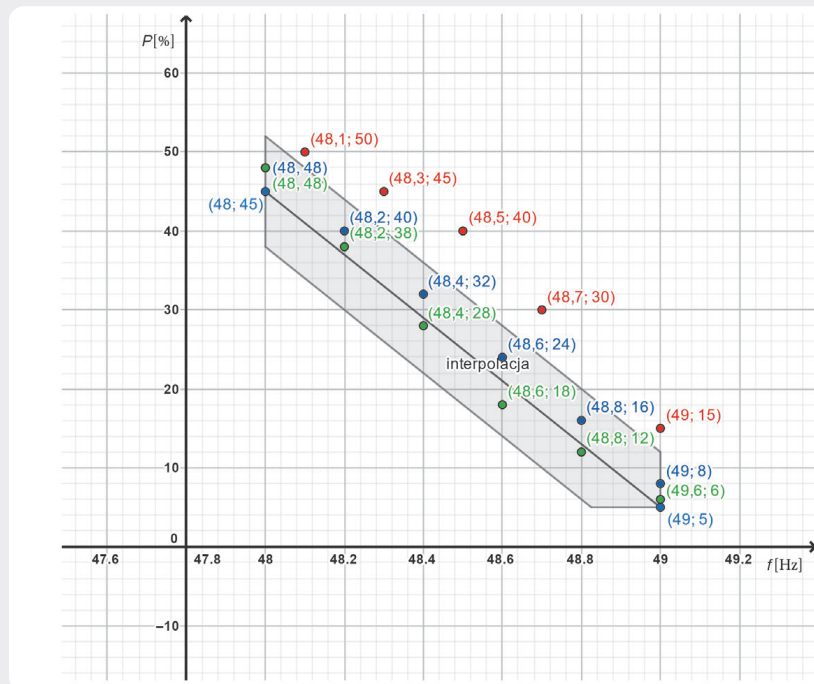
obciążenia (rys. 11). Z wykresu częstotliwości widać, że nastawy zgodne z NC ER spowodowały w badanej awarii głębsze zapady częstotliwości 48,01 Hz (przebieg zielony) i 48,05 Hz (przebieg niebieski), jednakże mniejsze oscylacje, choć czas trwania stanu nieustalonego jest dłuższy. Częstotliwość ustabilizowała się na poziomach 50,40 Hz (przebieg zielony) oraz 50,45 Hz (przebieg niebieski), co świadczy o pewnej nadwyżce generacji nad obciążeniem, zatem część odbiorów można z powrotem podłączyć do sieci. Nastawy dla SCO aktualnie stosowane w polskim KSE spowodowały w analizowanej sytuacji znaczące oscylacje (maksymalna wartość chwilowa częstotliwości osiąga poziom 51,1 Hz). Zapad częstotliwości został powstrzymany na poziomie 48,16 Hz, a wartość w stanie ustalonym po awarii wyniosła 50,64 Hz.

W nastawach automatyki SCO aktualnie występujących w polskim KSE zadziałały 4 stopnie odciążenia, co daje 45% odłączonej mocy, natomiast przy europejskich nastawach odciążenie wyniosło 40% (niebieski) i 38% (zielony), w obu przypadkach złożyło się na nie 5 stopni automatyki SCO. W każdym z wariantów uzyskane rzeczywiste odciążenie było mniejsze niż wynikające z nastaw automatyki. W wariancie z nastawami SCO, adekwatnymi do obecnych w polskim KSE, finalne obciążenie wynosiło 63% stanu sprzed awarii, a w wariantach z nastawami zgodnymi z europejskimi normami 67% (niebieski) i 69% (zielony). Wszystkie automatyki spełniły swoje zadanie uratowania wydzielonego obszaru od awarii katastrofalnej, jednakże automatyka SCO z nastawami zgodnymi z NC ER uczyniła to mniejszym kosztem odciążania systemu. Porównując zestawy nastaw zgodnych z europejskim kodeksem sieci NC ER, korzystniej wypada automatyka SCO z mniejszym odciążeniem na pierwszych stopniach niż przy równomiernym rozłożeniu odciążenia pomiędzy stopnie. Zastosowanie mniejszej wartości odciążenia na pierwszych stopniach ma też uzasadnienie ze względów ekonomicznych. Częściej występują niewielkie zapady częstotliwości, zatem aby zrównoważyć niezbilansowanie, wystarczy początkowo odłączyć niedużą część obciążenia.

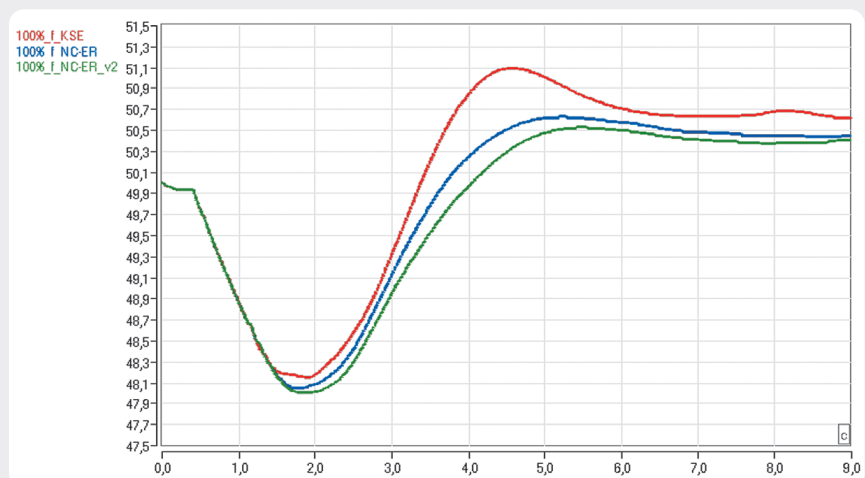
## 5. Wnioski

Automatyka SCO stanowi ostatnią linię obrony SE, zatem trudno zweryfikować poprawność jej działania i zasadność jej nastaw. Z tego względu korzystne mogą okazać się symulacje komputerowe, pozwalające na przeprowadzenie dowolnego scenariusza zdarzeń, bez ryzyka uszkodzenia maszyn i urządzeń elektroenergetycznych. Wystąpienie znaczącego (powyżej 1 Hz) zapadu częstotliwości w dużym SE (np. polski KSE) jest praktycznie niemożliwe. Jednakże automatyka SCO może uratować fragment SE odizolowany od reszty na skutek awarii.

W związku z wejściem w życie nowych regulacji prawnych (kodeks NC ER) należy zmienić nastawy automatyki SCO w polskim SE. Zgodnie z zapisami kodeksu sieci NC ER



Rys. 9. Zakres nastaw automatyki SCO dla obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej, zalecanych przez kodeks sieci NC ER wraz z naniesionymi zamodelowanymi zestawami nastaw



Rys. 10. Przebiegi  $f(t)$  [WGR114] – dla różnych nastaw SCO

– względem obecnych nastaw należy dodać przynajmniej jeden stopień odciążenia oraz zniwelować zwłoki czasowe z nastaw końcowych stopni. Dla zasymulowanej awarii systemowej nastawy zgodne z kodeksem NC ER okazały się skuteczniejsze niż obecnie przyjęte w polskim SE.

## Bibliografia

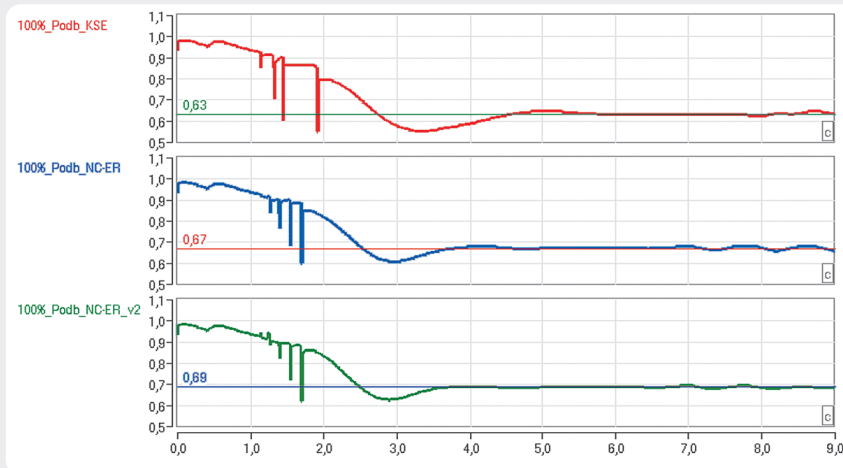
1. Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia

i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych, *Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej (PL)* L 312/53 z 28.11.2017.

2. Manual programu DAKAR, ELEKS Software Company, Lwów 2014.
3. <https://dakar.eleks.com>
4. Handke J., Olejnik B., Schott A., Algorytmy samoczynnego częstotliwościowego odciążania w świetle obowiązujących rozporządzeń Komisji Europejskiej, *Przegląd Elektrotechniczny* 2019, nr 2, s. 7–10.
5. Awaria systemowa w dniu 4 listopada 2006. Raport końcowy, UCTE 2007.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 43–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 11. Przebiegi  $P_{wzg}(t)$  [WGR-TR2] – dla różnych nastaw SCO

6. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z dnia 15 grudnia 2011 r., Tekst obowiązujący od 1 grudnia 2017.
7. Gajewski B., Stawowy A., Śmiech Z., Przygotowanie bazy danych w formacie programów obliczeniowych PPS/E i PSLF dla obliczeń równowagi dynamicznej dla krajów grupy Centrel, Warszawa 1996.
8. Institute of Electrical and Electronics Engineers, IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies, New York 2005.
9. Pourbeik P., Model User Guide for Generic Renewable Energy System Models, Palo Alto 2015.

### Ireneusz Andrzej Grządzielski

dr inż.

Pracownia Badań i Analiz Technicznych sp.j.

e-mail: ireneusz.grzadzieski@pbiat.pl

Wychowanek Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (1973). Do 2017 roku, tj. do momentu przejścia na emeryturę, pracował w Instytucie Elektroenergetyki Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z pracą systemu elektroenergetycznego w stanach niustalonych, problematyką obrony i odbudowy systemu elektroenergetycznego w stanach awarii katastrofalnych, a także przyłączaniem źródeł rozproszonych, w szczególności wiatrowych i fotowoltaicznych do systemu elektroenergetycznego. Od kilku lat założyciel i współnik firmy Pracowni Badań i Analiz Technicznych sp.j.

### Mikołaj Zakrzewski

mgr inż.

Pracownia Badań i Analiz Technicznych sp.j.

e-mail: mikolaj-zakrzewski@o2.pl

Wychowanek Wydziału Elektrycznego Politechniki Poznańskiej (2018). Współpracuje z firmą PBIAT w zakresie badań i analiz komputerowych zjawisk elektrodynamicznych, występujących w systemie elektroenergetycznym. Jego zainteresowania naukowe to modelowanie zjawisk dynamicznych w systemie elektroenergetycznym oraz procesu odbudowy systemu elektroenergetycznego.

### Volodymyr Konoval

dr

Politechnika Lwowska, Eleks Dakar

e-mail: volodymyr.konoval@eleks.com

Wychowanek Wydziału Elektroenergetycznego Politechniki Lwowskiej (1986). Pracuje w Instytucie Elektroenergetyki i Systemów Sterowania Politechniki Lwowskiej. Zakres jego zainteresowań naukowych obejmuje zagadnienia związane z modelowaniem matematycznym współczesnego systemu elektroenergetycznego z urządzeniami automatyki systemowej, ze źródłami rozproszonymi, jak również analizę stabilności takich systemów.