

Model Tests of Under Frequency Load Shedding (UFLS) for Connected Systems of Continental Europe

Authors

Marek Głaz
Robert Trębski

Keywords

frequency model, study the impact of dispersed generation, UFLS optimization settings, ENTSO-E guidelines

Abstract

The task force set up by working group System Protection and Dynamics within ENTSO-E model tests of Under Frequency Load Shedding (UFLS) for connected systems of continental Europe were carried out. Over 360 simulation scenarios were performed including 16 strategies UFLS, 2 variants of load, 6 types of contingency, with and without considering the impact of dispersed generation. On the basis of calculation results conditions for improving the effectiveness of the UFLS were specified, including recommended changes of UFLS settings, necessary to achieve this aim. The following report contains a summary description of the test method together with the presentation of selected results of summary calculations and conclusions of the study.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016306

1. Introduction

The task of UFLS Under Frequency Load Shedding is to cut off the supply of a certain number of customers in the grid area under failure to arrest the frequency decline caused by the sudden imbalance. The application of this type of automatic controls is universal but because of its restrictive nature, in the hierarchy of system defence plans it is an ultimate measure. UFLS switches loads off in several stages, the number of which is usually chosen accordingly to conditions of the system. Too many switched off loads may cause an excessive increase in the frequency, voltage and cross-border flows, which may result in generator shut downs that deepen the generation shortage. Therefore, it should be ensured that the UFLS power set point is limited to a necessary minimum. In interconnected ENTSO-E systems each operator applies individual UFLS setting scenarios. For some time, the UFLS setting rules unification within ENTSO-E has been pursued. For this purpose, some relevant guidelines need to be defined. This task has been taken up by specialists cooperating within ENTSO-E's Protection and System Dynamics (SPD) working group, carrying out a series of simulation tests. For the purpose of the research a simplified model was developed of the interconnected systems of continental Europe, allowing simulation of frequency changes. Tested in the study were a dozen variants of UFLS settings, diversified in terms of the number of stages and distribution of the switched-off loads. Also checked was the dependence of the settings on the dispersed generation share in the entire ENTSO-E's generation balance. Mapped in the model was the current number of RES sources installed in Europe.

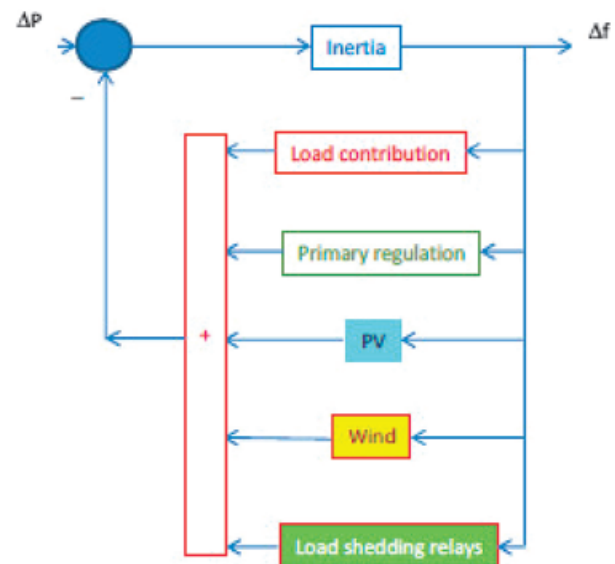


Fig. 1. Structure of the simplified model for UFLS analysis

2. Description of the research methodology

For the test a model was prepared, whose structure is shown in Fig. 1.

It is a frequency-type model, taking into account the dependence of load on power control. Mapped in the model were: system inertia (Inertia), demand (Load contribution), primary regulation (Primary regulation), wind generation infeed (Wind) and photovoltaic generation infeed (PV) and UFLS automatic

controls. The model does not take into account the dependence of load on voltage. Generation in ENTSO-E system was mapped as follows:

- conventional power plants' output was aggregated in a single group (Primary regulation) including steam and water turbines, with appropriately mapped limiter functions,
- infeeds from dispersed photovoltaic sources (PV) and wind sources (Wind) were appropriately aggregated in separate groups, with rendering of the underfrequency and overfrequency thresholds (PV only), at which the sources are automatically disconnected from the system.

The PV and Wind models allow setting the percentage share of the powers switched off at the underfrequency and overfrequency thresholds, the length of time from the threshold stimulation until effective switch off, and emulating frequency control. The rendered model of UFLS load shedding relays allows to set up to 10 stages. For each stage, in addition to setting the tripping threshold and percentage shares of switched off load, emulation was included of the switch-off delay related to the underfrequency relays and circuit breakers activation. Also included is a self-regulating effect of automatic load shut-downs, assuming the relationship of 2%/Hz.

3. Calculation scenarios

In order to obtain confirmation whether the model adopted for calculations would provide a credible system response system to the enforced disturbance, a trial calculation was conducted reproducing the European system conditions from the failure that took place on 4 November 2006. At that time three synchronous sub-areas were separated. In the area's part including the systems of Western European countries there was a deficit resulting with a frequency drop to the level of UFLS excitation at the threshold of 49 Hz. As a result of the automatic control the frequency drop did not deepen, and its value after a certain time had stabilised at around 49.1 Hz. For modelling this event the following values were adopted:

- demand in the part of the isolated area – 190 GW
- imbalance resulting from loss of exchange – 8,940 GW
- generation outage due to frequency drop – 10,909 GW.

The calculated course of frequency changes had a very similar shape to that recorded during the event.

		Variant 1a	Variant 1b	Variant 2a	Variant 2b
		Large load	Large load and RES share	Low load	Low load RES share
Load	GW	440	440	220	220
Conventional generation	GW	440	170	220	50
Wind generation	GW	0	181	0	76
PV generation	GW	0	75	0	80
Others	GW	0	14	0	14

Tab. 1. ENTSO-E generation and demand variants

Then simulations calculations were conducted for the various variants of generation and loads in ENTSO-E system shown in Tab. 1.

UFLS operation was examined for the following cases of generation deficit: 1%, 5%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%. Sixteen UFLS setting scenarios were adopted for the calculation, taking into account their diversity in terms of the number of stages and switched-off load sizes.

Analysed in the first step was the UFLS operation corresponding to the current conditions. Set points were determined as resultants from the actual UFLS percentage thresholds of ENTSO-E operators (data listed in Tab. 2).

Then calculations were made for 15 hypothetical UFLS setting scenarios (data in Tab. 3) for the UFLS scope between 49 Hz and 48 Hz. UFLS plans were tested of switching-off 20%, 30%, 40%, 50% and 60% of the load in relation to ENTSO-E total demand, wherein the smallest number of stages was 4, and the largest 10.

4. Discussion of calculation results

The results for scenario 0 confirmed the need to optimize the current UFLS settings. For small disturbances up to 10% frequency overshoots were found, and for larger ones between 30% and 40% the frequency did not reach the correct values. As regards the dispersed generation impact, for effective UFLS operation switching off additional power is required to compensate for the loss of RES generation.

For scenarios 1 to 5 attention has focussed on comparison of the relationships with respect to power distribution Over stages (equal, ascending, and descending). General conclusion points to the advantage of the variant with even stages compared with non-linearly changing settings. Only with equal stages no

Frequency (Hz)	Resultant shut-off loads at UFLS stages (%)	Total switched-off load (%)
49.2	0.03	0.03
49.0	13.29	13.32
48.9	0.81	14.13
48.8	2.31	16.44
48.7	7.29	23.73
48.6	2.41	26.14
48.5	4.76	30.90
48.4	8.56	39.46
48.3	0.41	39.87
48.2	1.53	41.4
48.1	1.12	42.52
48.0	5.44	47.96

Tab. 2. Aggregate current UFLS settings in ENTSO-E

#	No of stages	Frequency threshold of UFLS activation						
		% of switched-off load per UFLS stage						
1	n = 6	49.0 Hz	48.8 Hz	48.6 Hz	48.4 Hz	48.2 Hz	48.0 Hz	Total
		2%	4%	6%	8%	10%	10%	40%
2	n = 4	49.0 Hz	48.7 Hz	48.4 Hz	48.2 Hz			
		5%	9%	11%	15%			40%
3	n = 4	49.0 Hz	48.8 Hz	48.6 Hz	48.4 Hz			
		12.5%	12.5%	12.5%	12.5%			50%
4	n = 4	49.0 Hz	48.7 Hz	48.4 Hz	48.2 Hz			
		15%	11%	9%	5%			40%
5	n = 6	49.0 Hz	48.8 Hz	48.6 Hz	48.4 Hz	48.2 Hz	48.0 Hz	
		10%	10%	8%	6%	4%	2%	40%
6	n=8	49.0 Hz	48.87Hz	48.74Hz	48.61Hz	48.1 Hz	
		2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	2.5%	20%
7	n = 8	49.0 Hz	48.87Hz	48.74Hz	48.61Hz	48.1 Hz	
		3.75%	3.75%	3.75%	3.75%	3.75%	30%
8	n = 8	49.0 Hz	48.87Hz	48.74Hz	48.61Hz	48.1 Hz	
		5%	5%	5%	5%	5%	40%
9	n = 8	49.0 Hz	48.87Hz	48.74Hz	48.61Hz	48.1 Hz	
		6.25%	6.25%	6.25%	6.25%	6.25%	50%
10	n = 8	49.0 Hz	48.87Hz	48.74Hz	48.61Hz	48.1 Hz	
		7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	60%
11	n = 10	49.0 Hz	48.9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.1 Hz	
		2%	2%	2%	2%	2%	20%
12	n = 10	49.0 Hz	48.9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.1 Hz	
		3%	3%	3%	3%	3%	30%
13	n = 10	49.0 Hz	48.9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.1 Hz	
		4%	4%	4%	4%	4%	40%
14	n = 10	49.0 Hz	48.9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.1 Hz	
		5%	5%	5%	5%	5%	50%
15	n = 10	49.0 Hz	48.9 Hz	48.8 Hz	48.7 Hz	48.1 Hz	
		6%	6%	6%	6%	6%	60%

Tab. 3. UFLS setting scenarios

problems were noted with frequency overshoot or undershoot. In each of the above scenarios an adverse impact of dispersed generation outage occurred as a tendency to frequency overshoot.

For other scenarios, from 6 to 15 degrees, equal stages were assumed, combining them in two groups for the numbers of stages 8 and 10, respectively. Only for cases of the total power switch-off by UFLS in the range of 40% to 50% of the entire ENTSO-E demand most results were obtained with correct or acceptable frequency recovery, wherein the dispersed generation effect was the least noticeable.

Most of overshoot cases occurred in the scenarios with too high loads switched-off at the first stage (0, 3, 4, 5). In contrast, in the scenarios with low total power shedding (6, 7, 11, 12) typically the frequency could not recover its safe level.

The calculation results were classified according to the following rules:

	Positive result: – final frequency range 49.9 Hz–50.1 Hz – the largest frequency deviation below 50.2 Hz
	Acceptable result: – final frequency range 49.2 Hz–50.2 Hz – the largest frequency deviation 50.2 Hz
	Negative result: – final frequency range 49.2 Hz–50.2 Hz – the largest frequency deviation over 50.2 Hz

In the chart below the tested UFLS scenarios are ranked according to the above qualifications rules. The chart shows the percentage shares of the three groups of results (vertical axis) for tested variants 1a, 1b, 2a and 2b, in relation to the scenarios numbered from 0 to 15 (horizontal axis).

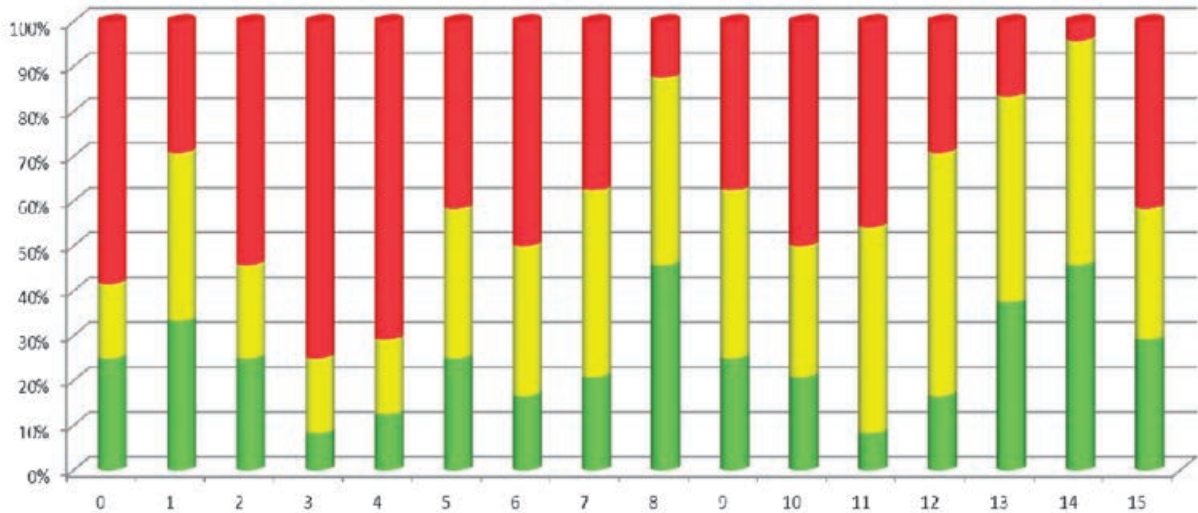


Fig. 1. Ranking of results of UFLS setting scenario analysis

The highest UFLS efficiency, with consideration of the dispersed generation impact with high and low demand alike, was observed in scenarios 8, 13 and 14. The above scenarios are characterized by similar setting parameters:

- number of stages between 8 and 10
- maximum load shedding at a single stage <10%
- total load shedding between 40% and 50%.

5. Changes in the demand valuation rules

By currently applied rules of UFLS setting it is difficult to determine the demand to which UFLS percentage thresholds should be referenced. The demand depends on seasonal (summer, winter) and daily (day and night peak load) conditions. So far the settings have been based on the gross value of the highest peak demand in the wintertime. Demands are relatively easily determined according to this rule by aggregating the demands from individual distribution companies. In order to reduce the adverse

impact of dispersed generation, mainly on distribution grid, the application is considered of a new reference load definition, i.e. the average annual net value of the load measured at the point of UFLS installation. Principles of the reference load calculation are shown in the following figure.

This variable is marked in the figure as $P_{Ref,ave}$. Only those bay in which in a given period of the year no dispersed generation infeed is recorded (marked $P_{C1,ave}$ in the figure) or its effect can be considered insignificant ($P_{C2,ave}$) are taken into account for its calculation. No bay with large dispersed generation infeed ($P_{G3,ave}$) are included.

6. Conclusions and recommendations

On the basis of the conclusions from the effectiveness assessment of the tested UFLS scenarios the following guidelines were formulated in view of the needs to coordinate UFLS in the

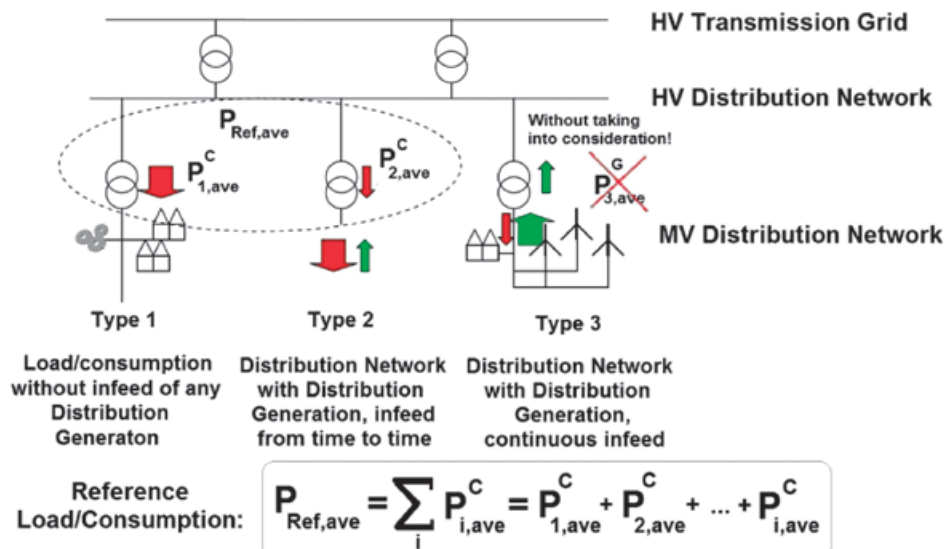


Fig. 2. Reference load calculation principles

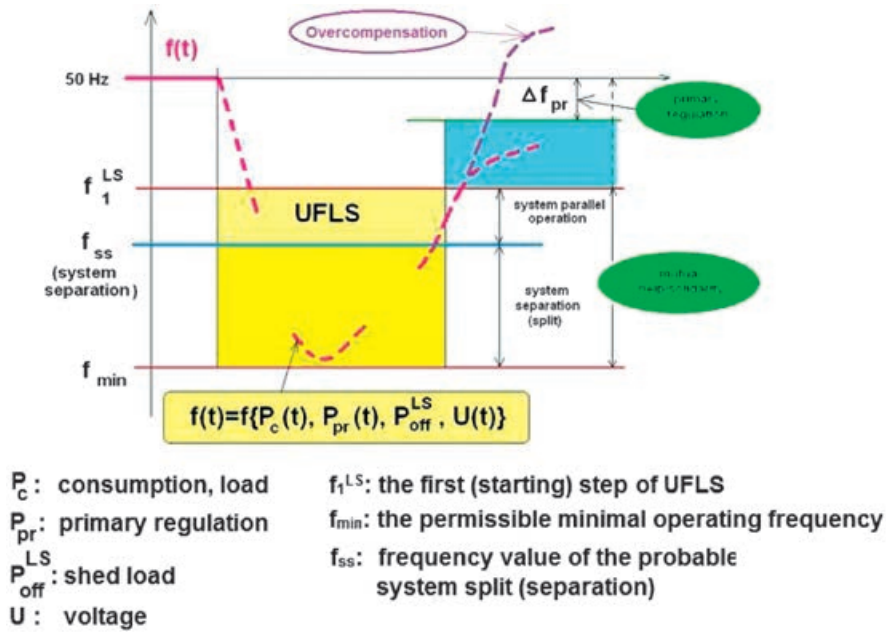


Fig. 3. Graphical rendering of UFLS control

interconnected ENTSO-E systems. It is assumed that the operators should set up UFLS for a frequency range from 49 Hz to 48 Hz. The frequency change range from 50 Hz to 49 Hz is reserved for the participation of primary and secondary regulation and other controls (e.g. pump shut down) counteracting the resulting power deficit. By setting the last UFLS stage at 48 Hz, a safe margin is adopted, enabling UFLS' suppression of further decline in frequency before generators automatically disconnect upon exceeding 47.5 Hz. In addition, this margin can be used for individual interventions (e.g. separation of island areas), provided

for in the operators' individual defence plans. The following figure illustrates the described relationships. No operator should exceed UFLS setting at 50% of demand calculated relative to the reference load. The minimum switched-off load, which an operator must warrant, should not be less than 40% of the reference load. The load switched-off at a single UFLS stage should be in the range from 5% to 10%. The minimum required number of stages is 6 and may not exceed 10. The chart below shows the acceptable UFLS setting range, taking into account the described requirements.

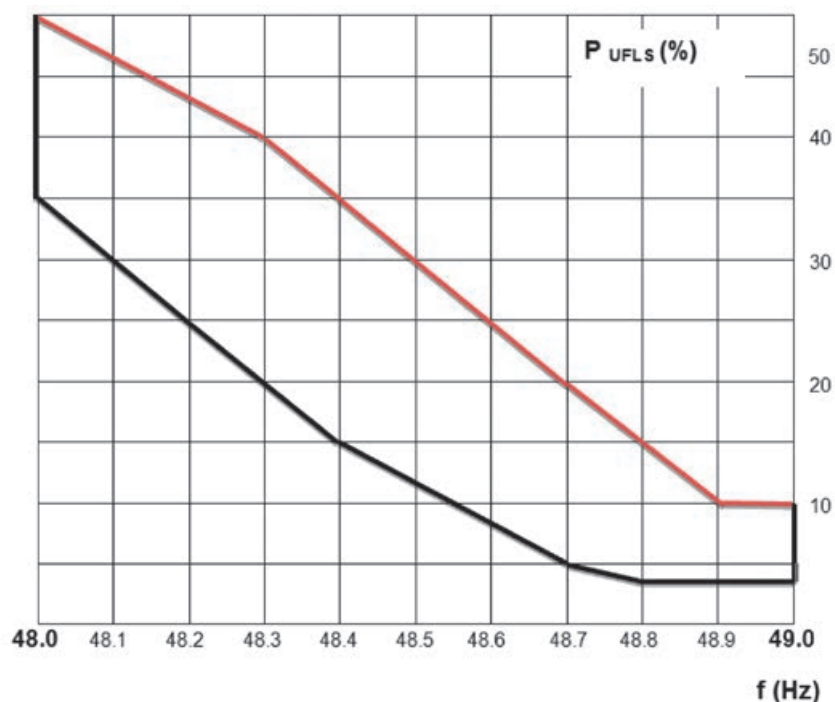


Fig. 4. UFLS setting range

In addition, the requirements were defined for the accuracy and speed of UFLS automatic response. Operators should use the underfrequency protections, the accuracy of which enables setting UFLS thresholds with a resolution of 100 mHz to 200 mHz. It is recommended that the time from the identification of excess over the UFLS threshold (underfrequency protection reaction time) to the switch-off (circuit breaker and intermediary relays reaction time) does not exceed 150 ms. At the same time, it is required that the time is no longer than 300 ms.

REFERENCES

1. Requirements for UFLS settings – report by RG-CE System Protection & Dynamic Sub Group, ENTSO-E Nov. 2014.
2. Operation Handbook Policy 5 – ENTSO-E.

Marek Głaz

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: Marek.Glaz@pse.pl

Graduated in Power Systems & Grids from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology (1992). From the outset of his professional career in PSE S.A., as a specialist in the NPS system's operational management. His professional interests are focused on issues related to system automation and protections, and research of dynamic stability of the system.

Robert Trębski

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: robert.trebski@pse.pl

Graduated in Power Systems & Grids from the Faculty of Electrical Engineering of Warsaw University of Technology (1993). From the outset of his professional career in PSE S.A. he has specialised in power system modelling and analyses of NPS operation, and on-line and off-line applications used in the National Power Dispatch Centre.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 59–64. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Badania modelowe działania SCO w połączonych systemach krajów Europy kontynentalnej

Autorzy

Marek Głaz
Robert Trębski

Słowa kluczowe

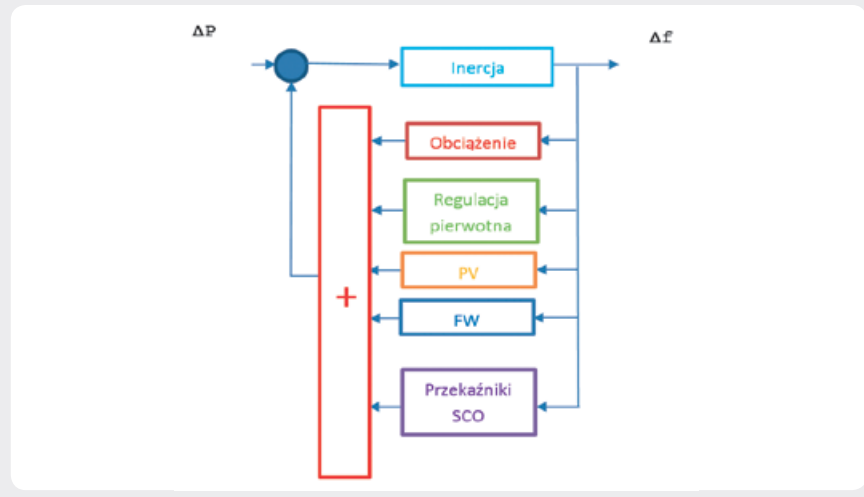
model częstotliwościowy, badania wpływu generacji rozproszonej, optymalizacja nastaw SCO, wytyczne ENTSO-E

Streszczenie

Zespół zadaniowy powołany przez grupę roboczą System Protection and Dynamics przy ENTSO-E przeprowadził badania modelowe działania SCO w połączonych systemach krajów Europy kontynentalnej. Wykonano ponad 360 symulacji obejmujących 16 scenariuszy nastaw SCO, 2 warianty zapotrzebowania, 6 wariantów zakłóceń oraz z uwzględnieniem i bez wpływu generacji rozproszonej. Na podstawie otrzymanych wyników obliczeń określono uwarunkowania poprawy skuteczności działania SCO, w tym zalecono propozycje zmian w nastawach SCO, potrzebnych do osiągnięcia tego celu. Poniższy referat zawiera skrócony opis metody badawczej wraz z prezentacją wybranych wyników obliczeń i wniosków podsumowujących badania.

1. Wstęp

Zadaniem automatyki samoczynnego odciażania SCO (ang. *under frequency load shedding* – UFLS) jest wyłączenie określonej liczby odbiorców w obszarze sieci objętej awarią, w celu zahamowania spadku częstotliwości wywołanego nagłym niezbalansowaniem. Zastosowanie tego typu automatyki jest powszechne, ale ze względu na jej restrykcyjny charakter w hierarchii planów obrony system stanowi element działań ostatecznych. Automatyka realizuje wyłączenia odbiorów w kilku stopniach, których liczba jest zwykle dobierana odpowiednio do uwarunkowań danego systemu. Zbyt duża liczba wyłączanych odbiorów może spowodować nadmierny wzrost częstotliwości, napięcia i przesyłów transgranicznych, w następstwie czego może nastąpić wyłączenie generatorów, pogłębiające powstały deficyt wytwarzania. Dlatego należy zadbać o to, by wielkość nastawianej mocy w SCO była ograniczona do niezbędnego minimum. W połączonych systemach ENTSO-E każdy z operatorów stosuje indywidualne scenariusze nastawień SCO. Od pewnego czasu dąży się do ujednoczenia wewnątrz ENTSO-E zasad nastawiania automatyki SCO. W tym celu potrzebne jest zdefiniowanie wytycznych. Zadania tego podjęli



Rys. 1. Struktura uproszczonego modelu dla analiz SCO

się specjaliści współpracujący w ramach grupy roboczej System Protection and Dynamics (SPD) przy ENTSO-E, przeprowadzając serie badań symulacyjnych. Na potrzeby badań został przygotowany uproszczony model połączonych systemów krajów Europy kontynentalnej,

umożliwiający symulowanie zmian częstotliwości. W badaniach sprawdzono kilkanaście wariantów nastaw SCO, zróżnicowanych pod względem liczby stopni oraz sposobu rozłożenia mocy wyłączanych odbiorów. Sprawdzono także zależność nastaw względem udziału generacji rozproszonej w bilansie wytwarzania dla całego ENTSO-E. W modelu odwzorowano aktualną liczbę źródeł odnawialnych zainstalowanych w Europie.

2. Opis metodyki badań

Na potrzeby badań został przygotowany model, którego strukturę przedstawiono na rys. 1.

Jest to model typu częstotliwościowego, uwzględniający zależność obciążenia od regulacji mocy. W modelu zostały odwzorowane: inercja systemu, obciążenie, regulacja pierwotna, wytwarzanie z generacji wiatrowej (FW) i fotowoltaicznej (PV) oraz przełączniki automatyki SCO. W modelu nie uwzględniono zależności odbioru od napięcia. Wytwarzanie w systemie ENTSO-E odwzorowano w następujący sposób:

		Wariant 1a	Wariant 1b	Wariant 2a	Wariant 2b
		Duże obciążenie	Duże obciążenie i udział RES	Niskie obciążenie	Niskie obciążenie i udział RES
Obciążenie	GW	440	440	220	220
Generacja konwencjonalna	GW	440	170	220	50
Generacja wiatrowa	GW	0	181	0	76
Generacja PV	GW	0	75	0	80
Inne	GW	0	14	0	14

Tab. 1. Warianty wytwarzania i zapotrzebowania ENTSO-E

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 59–64. When referring to the article please refer to the original text.

PL

- zekwiwalentowano do jednej grupy generację z elektrowni konwencjonalnych, obejmującą turbiny parowe i wodne, z odpowiednio odwzorowaną funkcją ograniczników
- zekwiwalentowano odpowiednio do osobnych grup generację rozproszoną ze źródeł fotowoltaicznych (PV) i wiatrową (FW), z odwzorowanym progiem podczęstotliwościowym i nadczęstotliwościowym (tylko PV), przy którym następuje automatyczne odłączenie od systemu.

Modele PV i FW umożliwiają nastawianie procentowo ilości wyłączanej mocy dla progów pod- i nadczęstotliwościowych, długości czasu od pobudzenia progu do efektywnego wyłączenia oraz emulowanie regulacji częstotliwości. Odwzorowany model automatyki SCO pozwala na nastawienie do 10 stopni. Dla każdego stopnia, oprócz nastawiania progu pobudzenia oraz procentowej wartości wyłączanego obciążenia, uwzględniono emulowanie czasu zwłoki wyłączenia związanej z działaniem przekładników podczęstotliwościowych oraz wyłączników.

Uwzględniono także efekt samoregulujący powodowany samoczynnym wyłączaniem się odbiorów, przyjmując zależność 2%/Hz.

3. Scenariusze obliczeniowe

W celu uzyskania potwierdzenia, czy przyjęty do obliczeń model pozwoli na uzyskanie wiarygodnej reakcji systemu na wymuszone zaburzenie, przeprowadzono obliczenia próbne, odwzorowując warunki pracy systemu europejskiego z awarii, jaka miała miejsce 4 listopada 2006 roku. W tamtym czasie nastąpiło wydzielenie się trzech podobszarów synchronicznych. W części obszaru, obejmującego systemy krajów zachodniej części Europy, wystąpił deficyt wywołujący spadek częstotliwości do poziomu pobudzenia SCO przy progu 49 Hz. W wyniku działania automatyki nie doszło do pogłębienia spadku częstotliwości, a jej wartość po pewnym czasie ustabilizowała się w okolicach 49,1 Hz. Dla zamodelowania tego zdarzenia przyjęto następujące wielkości:

- zapotrzebowanie w części wydzielonego obszaru: 190 GW
- powstałe niezbalansowanie spowodowane utratą wymiany: 8,940 GW

Częstotliwość (Hz)	Wypadkowa wartość wyłączeń w stopniach SCO (%)	Suma wyłączanego obciążenia (%)
49,2	0,03	0,03
49,0	13,29	13,32
48,9	0,81	14,13
48,8	2,31	16,44
48,7	7,29	23,73
48,6	2,41	26,14
48,5	4,76	30,90
48,4	8,56	39,46
48,3	0,41	39,87
48,2	1,53	41,4
48,1	1,12	42,52
48,0	5,44	47,96

Tab. 2. Zagregowane aktualne nastawy SCO w ENTSO-E

- wyłączenie generacji na skutek spadku częstotliwości: 10,909 GW. Uzyskany z obliczeń przebieg zmian częstotliwości miał bardzo zbliżony kształt do zarejestrowanego podczas zdarzenia. Następnie przeprowadzono obliczenia symulacyjne dla różnych wariantów generacji i obciążenia systemu ENTSO-E, przedstawionych w tab. 1.

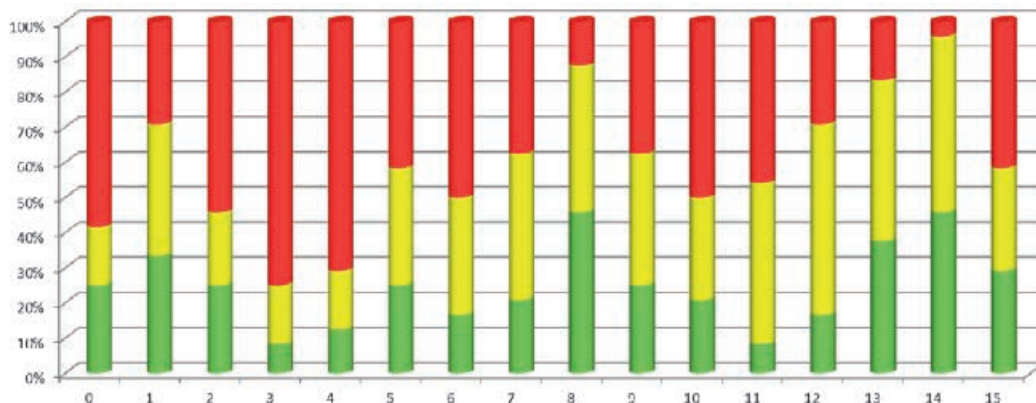
Przeanalizowano działanie SCO dla następujących przypadków deficytu wytwarzania: 1%, 5%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%. Do obliczeń przyjęto 16 scenariuszy nastaw SCO, uwzględniając ich zróżnicowanie pod względem liczby stopni i wielkości wyłączanych odbiorów.

W pierwszym kroku przeanalizowano działanie SCO odpowiadające obecnym warunkom. Wyznaczono nastawy jako wypadkowe rzeczywistych wartości procentowych progów SCO operatorów ENTSO-E (dane zestawione w tab. 2).

Kolejno przeprowadzono obliczenia dla 15 hipotetycznych scenariuszy nastaw SCO (dane prezentowane w tab. 3) dla zakresu działania SCO między 49 Hz a 48 Hz. Przetestowano plany wyłączenia przez SCO 20%, 30%, 40%, 50% i 60% odbiorów w odniesieniu do całkowitego zapotrzebowania ENTSO-E, przy czym najmniejsza liczba stopni wynosiła 4, a największa 10.

4. Omówienie wyników obliczeń

Wyniki dla scenariusza 0 potwierdziły potrzebę zoptymalizowania obecnych nastaw SCO. Dla małych zaburzeń do 10% stwierdzono przeregulowania częstotliwości, a dla większych między 30% a 40% częstotliwość nie osiągała poprawnych wartości. Odnosząc się do kwestii wpływu generacji rozproszonej, aby działanie SCO było skuteczne, wymagana jest dodatkowa moc, wyłączana dla skompensowania utraty wytwarzania ze źródeł odnawialnych.



Rys. 2. Ranking wyników analiz scenariuszy nastaw SCO

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 59–64. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Nr	Liczba stopni	Próg częstotliwości aktywowania SCO						
		% wyłączanego obciążenia na stopień SCO						
1	n = 6	49,0 Hz	48,8 Hz	48,6 Hz	48,4 Hz	48,2 Hz	48,0 Hz	Total
		2%	4%	6%	8%	10%	10%	40%
2	n = 4	49,0 Hz	48,7 Hz	48,4 Hz	48,2 Hz			
		5%	9%	11%	15%			40%
3	n = 4	49,0 Hz	48,8 Hz	48,6 Hz	48,4 Hz			
		12,5%	12,5%	12,5%	12,5%			50%
4	n = 4	49,0 Hz	48,7 Hz	48,4 Hz	48,2 Hz			
		15%	11%	9%	5%			40%
5	n = 6	49,0 Hz	48,8 Hz	48,6 Hz	48,4 Hz	48,2 Hz	48,0 Hz	
		10%	10%	8%	6%	4%	2%	40%
6	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	20%
7	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		3,75%	3,75%	3,75%	3,75%	3,75%	30%
8	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		5%	5%	5%	5%	5%	40%
9	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%	50%
10	n = 8	49,0 Hz	48,87 Hz	48,74 Hz	48,61 Hz	48,1 Hz	
		7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	60%
11	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		2%	2%	2%	2%	2%	20%
12	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		3%	3%	3%	3%	3%	30%
13	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		4%	4%	4%	4%	4%	40%
14	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		5%	5%	5%	5%	5%	50%
15	n = 10	49,0 Hz	48,9 Hz	48,8 Hz	48,7 Hz	48,1 Hz	
		6%	6%	6%	6%	6%	60%

Tab. 3. Zestawienie scenariuszy nastaw SCO

Dla scenariuszy 1–5 skupiono uwagę na porównaniu zależności względem rozłożenia mocy na stopnie (jednakowo, narastająco i malejąco). Ogólna konkluzja wskazuje na przewagę wariantu z równomiernymi stopniami, w porównaniu z nastawami zmieniającymi się nieliniowo. Tylko dla jednakowych stopni nie stwierdzono problemów z przeregulowaniem lub niedoregulowaniem częstotliwości. W każdym

z powyższych scenariuszy wystąpił negatywny wpływ wyłączania generacji rozproszonej w kierunku przeregulowania częstotliwości.

W przypadku pozostałych scenariuszy (6–15) założono równomierne stopnie, łącząc je w dwie grupy dla liczby stopni odpowiednio 8 i 10. Jedynie dla przypadków całkowitej mocy wyłączanej przez SCO, mieszczącej się w zakresie 40–50% całego

zapotrzebowania ENTSO-E, uzyskano najwięcej wyników z prawidłową lub akceptowalną odbudową częstotliwości, przy czym wpływ generacji rozproszonej był najmniej zauważalny.

Najwięcej przypadków przeregulowań wykazały scenariusze ze zbyt dużymi wartościami wyłączanej mocy na pierwszym stopniu (0, 3, 4, 5). Natomiast dla scenariuszy z małą całkowitą mocą odciążania (6, 7, 11, 12) zwykle nie udawało się uzyskać powrotu częstotliwości do bezpiecznego poziomu.

Dokonano klasyfikacji uzyskanych wyników obliczeń wg poniższych reguł:

	<p>Wynik pozytywny</p> <ul style="list-style-type: none"> końcowa wartość częstotliwości w zakresie 49,9–50,1 Hz największe odchylenie częstotliwości poniżej 50,2 Hz
	<p>Wynik akceptowalny</p> <ul style="list-style-type: none"> końcowa wartość częstotliwości w zakresie 49,2–50,2 Hz największe odchylenie częstotliwości osiąga 50,2 Hz
	<p>Wynik negatywny</p> <ul style="list-style-type: none"> końcowa wartość częstotliwości poza zakresem 49,2–50,2 Hz największe odchylenie częstotliwości przekracza 50,2 Hz

Na poniższym wykresie zestawiono ranking badanych scenariuszy SCO zgodnie z opisanymi zasadami kwalifikacji. Wykres przedstawia procentowy udział trzech grup wyników (oś pionowa) dla wykonywanych wariantów 1a, 1b, 2a i 2b, w odniesieniu do scenariuszy ponumerowanych od 0 do 15 (oś pozioma).

Największą efektywność SCO, biorąc pod uwagę badany wpływ generacji rozproszonej, zarówno w przypadku wysokiego, jak i niskiego zapotrzebowania, wykazano w przypadku scenariuszy 8, 13 i 14. Powyższe scenariusze charakteryzują się zbliżonymi parametrami nastawczymi:

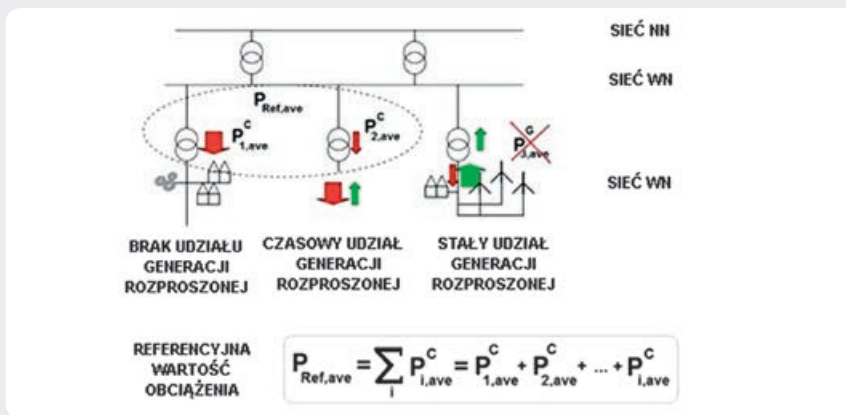
- liczba stopni zawiera się między 8 a 10
- maksymalna wartość odciążania dla pojedynczego stopnia jest < 10%
- całkowita moc odciążania zawiera się między 40% a 50%.

5. Zmiany w zasadach ustalania wartości zapotrzebowania

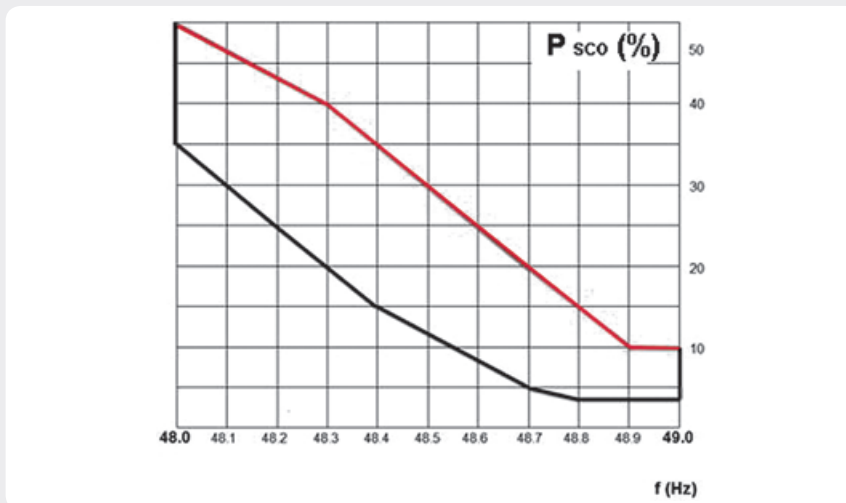
Według obecnie stosowanych zasad wyznaczania nastaw SCO trudno jest ustalić wielkość zapotrzebowania, do której należy odnieść wartości procentowe progów automatyki SCO. Zapotrzebowanie zależy m.in. od warunków sezonowych (lato, zima) i dobowych (szczyt dzienny, dolina nocna). Dotychczas podstawą do wyznaczenia nastaw jest wartość brutto największego szczytowego zapotrzebowania z okresu zimowego. Zapotrzebowanie według tej reguły wyznacza się stosunkowo prosto, sumując wartości zapotrzebowania z poszczególnych spółek dystrybucyjnych. Dla ograniczenia negatywnego wpływu generacji rozproszonej, występującej głównie w obszarze sieci dystrybucyjnej, rozważa się stosowanie nowej definicji referencyjnej wartości obciążenia, która stanowi średnią wartość netto rocznego obciążenia, mierzonego w punkcie zainstalowania SCO.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 59–64. When referring to the article please refer to the original text.

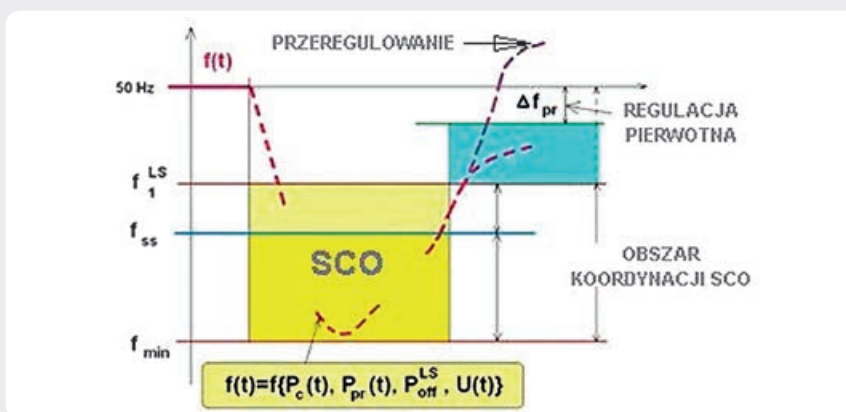
PL



Rys. 3. Ilustracja zasad obliczania referencyjnej wartości obciążenia



Rys. 4. Zakres nastaw SCO



Rys. 5. Graficzna prezentacja działania SCO

Zasady obliczania referencyjnej wartości obciążenia obrazuje poniższy rysunek. Zmienna ta została oznaczona na rysunku jako $P_{ref,ave}$. Do jej wyliczenia brane są pod uwagę tylko te pola, w których w danym okresie roku nie rejestruje się wpływającej mocy z generacji rozproszonej (na rysunku oznaczone $P^C_{1,ave}$), lub jej wpływ można uznać za nieznaczny ($P^C_{2,ave}$). Nie są

natomiast uwzględniane pola z dużą ilością wpływającej mocy z generacji rozproszonej ($P^G_{2,ave}$).

6. Wnioski i zalecenia

Bazując na wnioskach z oceny efektywności badanych scenariuszy SCO, określono wytyczne z punktu widzenia potrzeb koordynacji działania automatyki SCO

w systemach połączonych ENTSO-E. Przyjmuje się, że operatorzy powinni nastawiać działanie SCO dla zakresu częstotliwości od 49 Hz do 48 Hz. Zakres zmian częstotliwości od 50 Hz do 49 Hz rezerwuje się na udział regulacji pierwotnej i wtórnej oraz inne działania (np. wyłączanie pomp), przeciwdziałające powstałemu deficytowi mocy. Ustawiając ostatni stopień SCO na poziomie 48 Hz, zakłada się bezpieczny margines, umożliwiający zahamowanie przez SCO dalszego spadku częstotliwości, zanim nastąpi automatyczne odłączenie się generatorów po przekroczeniu 47,5 Hz. Dodatkowo margines ten może być wykorzystany do indywidualnych działań (np. wydzielenia obszarów wyspowych), przewidzianych w indywidualnych planach obrony operatorów. Poniższy rysunek ilustruje opisane zależności.

gdzie:

P_c – obciążenie, P_{pr} – regulacja pierwotna, P_{off}^{LS} – odciążenie przez SCO, U – napięcie, f_{1}^{LS} – pierwszy stopień SCO, f_{min} – ostatni stopień SCO, f_{ss} – wartość częstotliwości przy której może wystąpić wydzielenie się systemów.

Każdy z operatorów nie powinien przekraczać nastawiania w SCO 50% zapotrzebowania, liczonego względem referencyjnej wartości obciążenia. Minimalna ilość wyłączanego obciążenia, jaką musi zagwarantować dany operator, nie powinna być mniejsza od 40% referencyjnej wartości obciążenia. Wielkość wyłączanego obciążenia na pojedynczym stopniu SCO powinna zawierać się w granicach od 5% do 10%. Wymagana minimalna liczba stopni wynosi 6 i nie może przekraczać 10. Poniższy wykres przedstawia dopuszczalny zakres nastawiania SCO, z uwzględnieniem opisanych wymagań.

Dodatkowo zdefiniowano wymagania odnośnie dokładności i szybkości reakcji automatyki SCO. Operatorzy powinni stosować zabezpieczenia podczęstotliwościowe, których dokładność umożliwia nastawianie stopni progów SCO z rozdzielczością od 100 mHz do 200 mHz. Zaleca się, aby czas liczony od wystąpienia identyfikacji przekroczenia danego progu SCO (czas własny zabezpieczenia podczęstotliwościowego) do chwili wyłączenia (czas własny wyłącznika oraz przekazników pośredniczących) nie przekraczał 150 ms. Jednocześnie wymaga się, aby ten czas nie był większy od 300 ms.

Bibliografia

1. Requirements for UFLS settings – raport opracowany przez RG-CE System Protection & Dynamic Sub Group, ENTSO-E, listopad 2014.
2. Operation Handbook Policy 5 – ENTSO-E, sierpień 2010.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 59–64. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Marek Głaz

mgr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: marek.glaz@pse.pl

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

Robert Trębski

mgr inż.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA

e-mail: robert.trebski@pse.pl

Absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Warszawskiej (1993), specjalność sieci i systemy elektroenergetyczne. Od początku kariery zawodowej jest związany z firmą Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. Specjalizuje się w zagadnieniach modelowania systemu elektroenergetycznego i wykonywania analiz pracy KSE aplikacjami *online* i *offline* wykorzystywanymi w KDM.