

NIEZAWODNOŚĆ ZASILANIA ODBIORCÓW Z SIECI ŚREDNIEGO NAPIĘCIA

Autorzy: Joachim Bargiel, Wiesław Goc, Paweł Sowa, Bogusław Teichman

(„Rynek Energii” – 4/2010)

Słowa kluczowe: sieci średnich napięć, niezawodność

Streszczenie: Do oceny niezawodności zasilania odbiorców przyłączonych do sieci średnich napięć przyjęto charakterystykę czasową zakłóceń. Charakterystykę tę opracowano na podstawie statystyki wyłączeń awaryjnych dla wybranego rejonu sieci średniego napięcia. W referacie rozpatrzono także aspekt prawny zagadnienia niezawodności i wynikające z tego rozliczenia między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą. Zwrócono także uwagę na zmianę standardów niezawodnościowych.

1. WSKAŹNIKI NIEZAWODNOŚCI ZASILANIA ODBIORCÓW I OBECNE ROZWIĄZANIA PRAWNE

Odbiorcy z sieci średniego napięcia (SN) i z przyłączonych do nich sieci niskiego napięcia (nN) zużywają łącznie ok. 77 % energii elektrycznej. Od pracy i stanu tych sieci zależy niezawodność zasilania tego niemałego odbioru energii elektrycznej (ponad 98 % wszystkich odbiorców). Świadczy to również o wadze niezawodności zasilania odbiorców z sieci SN. Niezawodności zasilania odbiorców określa się wieloma wskaźnikami - zależnie do potrzeb – mianowicie:

- oczekiwana roczna liczba przerw krótkich zasilania, tj. o czasie porównywalnym z czasem działania automatyki sieciowej, (przerw/a),
- oczekiwana roczna liczba przerw długich zasilania, przerw/a,
- średni czas pojedynczej przerwy zasilania, h/a,
- czas najdłuższej trwającej pojedynczej przerwy zasilania w roku, h/a,
- oczekiwany roczny czas przerw zasilania, h/a,
- oczekiwana roczna niedostarczona energia, MWh/a,

jako uzupełnienie mogą być odnośne rozkłady statystyczne lub obliczeniowe, o ile są możliwe do uzyskania.

Te wskaźniki wyznacza się dla poszczególnych węzłów odbiorczych w rozpatrywanym fragmencie sieci SN, w tym dla punktów transformacji SN/nN lub dla całego fragmentu sieci SN. Wyznacza się je metodami: analityczną, symulacyjną albo statystyczną, wykorzystując gromadzone informacje o wyłączeniach awaryjnych.

W rozporządzeniu [2] obowiązuje następujący podział przerw w dostarczaniu energii elektrycznej:

- 1) przemijające (mikroprzerwy), trwające nie dłużej niż 1 sekundę;
- 2) krótkie, trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty;
- 3) długie, trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin;
- 4) bardzo długie, trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny;
- 5) katastrofalne, trwające dłużej niż 24 godziny.

Jako ocenę niezawodności zasilania dla odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia podano w [2] następujące dwa warunki określone wskaźnikami:

- 1) jednorazowa przerwa w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerwy planowej – 16 godzin,
 - b) przerwy nieplanowej – 24 godziny;
- 2) suma czasów przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:
 - a) przerw planowych – 35 godzin,
 - b) przerw nieplanowych – 48 godzin.

Wskaźniki te są zwykle wpisane do umów z odbiorcami energii z sieci nN. Dla innych odbiorców o wskaźnikach i ich wartościach decyduje umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa. Za niedostarczoną energię przysługuje odbiorcy bonifikata w wysokości pięciokrotnej ceny energii elektrycznej [3].

W wielu miejscach ustawy prawo energetyczne [1] zwracana jest uwaga na problem niezawodności dostawy energii elektrycznej i standardy jakościowe systemu elektroenergetycznego oraz umowy z tym związane. Zgodnie z art. 5.2 i art. 45a ustawy Prawo Energetyczne, przedsiębiorstwo energetyczne udziela upustów lub bonifikat za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców w wysokości określonej w taryfie lub w umowie. Regulację tę należy rozpatrywać łącznie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki [3, 4]. Zgodnie z § 39.1 rozporządzenia [3] „za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców oraz parametrów jakościowych energii elektrycznej określonych w odrębnych przepisach odbiorcom, na ich wniosek, przysługują bonifikaty w wysokości określonej w taryfie lub umowie”. Natomiast w [3] § 37a przedstawiony jest sposób obliczania bonifikaty za niedostarczoną energię w danym okresie. Ogólnie regulacja ta jest bardzo niespójna. Niespójność tej regulacji polega na tym, że reklamowanych wielkości się nie mierzy, tylko je szacuje, a procedury dokonywania mogą budzić wątpliwości przeciętnego odbiorcy [6].

Natomiast zaskakujący jest sposób załatwiania reklamacji, mianowicie jest ona rozpatrywana na pisemny wniosek odbiorcy w ciągu 30 dni od jej złożenia. Budzi zdziwienie fakt, że przedsiębiorstwo energetyczne, dostawca, nie ma obowiązku powiadomienia swego odbiorcy a więc klienta (z którym zawarło umowę) a nie petenta o niedotrzymaniu przez siebie standardów jakościowych wraz z proponowaną rekompensatą za owe uchybienia w dostawie. Obecna regulacja stawia przedsiębiorstwo energetyczne w pozycji uprzywilejowanej w stosunku do swego odbiorcy, który może nie być w stanie poinformować przedsiębiorstwo energetyczne na czas o przerwie dostawy energii, ponieważ jego telefon w czasie może również nie działać, a nawet gdyby telefon działał, to nie zawsze może uzyskać połączenia z przedsiębiorstwem energetycznym. Widocznie jak odbiorca nie potrafi zatelefonować to nie będzie reklamacji – rozumowanie dostawcy. Wydaje się, że tutaj należałoby wprowadzić obligatoryjne rozliczanie przerw zasilania. Niezrozumiałość tej regulacji - w czasach gospodarki wolnorynkowej - polega na tym, że za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców, można proponować bonifikaty, upusty, zapominając o odszkodowaniu za nienależyte wykonanie umowy [7].

2. PRZERWY ZASILANIA

Przerwa zasilania odbiorców przyłączonych do sieci SN zwykle występuje po wyłączeniu awaryjnym elementu sieciowego i dotyczy zwykle wielu odbiorców. Wynika to ze struktury sieci i jej promieniowego układu pracy. Czas przerwy awaryjnej zależy od stosowanej automatyki i możliwości wykonywania przełączeń. Wykonane wówczas przełączenia mogą przywrócić zasilanie części odbiorców lub czasem wszystkim. Tutaj zakłócenia i przerwy zasilania omówiono dla rejonowej sieci napowietrznej SN o napięciu 20 kV. Występujące zakłócenia są likwidowane automatyką sieciową i usuwane przez obsługę. Podział ich jest następujący:

- likwidowane w cyku SPZ (tym wielokrotny) – 53 %,
- usuwane przez obsługę (przełączenie ręczne, naprawa poawaryjna) – 47 %.

Ponad połowa przerw miała czas krótki. Na takie przerwy muszą być przygotowani odbiorcy, ponieważ takich przerw nie da się uniknąć i naszym zdaniem leżą poza obszarem gwarancji przez dostawcę energii.

Inny podział przerw – zgodny z obowiązującym rozporządzeniem [2, 3] – przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1

Podział wyłączeń awaryjnych linii 20 kV pomiędzy przedziały czasu

Przedział przerwy	Linie kablowe	Linie napowietrzne	Wypadkowa kablowa + napowietrzna
-	%	%	%
Do 1 s	6,24	31,79	24,47
Powyżej 1 s do 3 min	5,86	26,15	20,34
Powyżej 3 min do 12 h	87,06	40,87	54,11
Powyżej 12 h do 24 h	0,72	1,00	0,92
Powyżej 24 h	0,10	0,19	0,17
Razem, %	100,00	100,00	100,00

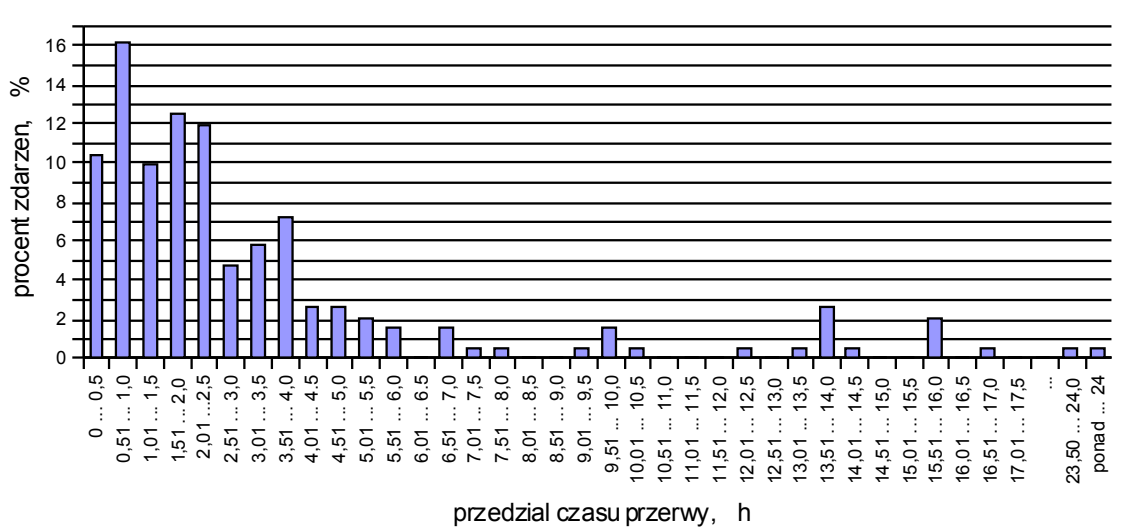
Zauważyć można największy udział przerw o czasach leżących w przedziale od 3 minut do 12 godzin. Przerwy powyżej 24 godzin zdarzają się sporadycznie. Ryzyko wystąpienia pojedynczej przerwy o czasie ponad 12 godzin jest małe, jego wycena leży poniżej 0,2 %. Zatem wspomniany wyżej [2] warunek 1 praktycznie jest spełniony, ale to nie znaczy, że warunek 2 został spełniony. Niestety nie było możliwości jego statystycznej oceny.

3. ANALIZA PRZERW ZASILANIA ODBIORCÓW WE FRAGMENTCIE SIECI 15 KV

Rozpatrywana sieć 15 kV jest siecią napowietrzno-kablową, zasila ona okolice silnie zurbanizowane. Sieć ta pracuje jako promieniowa. Poszczególne wydzielone „promienie” mają rozbudowane gałęzie. W normalnym układzie pracy promień zasilany jest w jednym punkcie (węzle sieciowym) z możliwością rezerwowania w kilku punktach położonych wewnątrz z sąsiednich gałęzi należących do innych promieni. Zazwyczaj liczba takich punktów rezerwowania wynosi od 2 do 5, co w przypadku awarii na jakimś elemencie gałęzi daje możliwość przełączenia na zasilanie rezerwowe.

Wszystkie zgromadzone w ciągu dwóch lat zakłócenia prowadziły praktycznie do krótkich lub długich przerw zasilania odbiorców. Najwięcej zakłóceń zaobserwowano na liniach kablowych i napowietrznych. Na rys. 1 przedstawiono rozkład wszystkich przerw zasilania, które powstały w wyniku zaistniałych zakłóceń na elementach układu sieciowego, najdłuższa przerwa wynosiła 25,7 godziny. Rozkład energii niedostarczonej w wyniku awaryjnych przerw zasilania odbiorców pokazano na rys. 2. Rozkład czasów napraw poawaryjnych elementów sieci pokazano na rys. 3. Należy zaznaczyć, że czas napraw

poawaryjnych uszkodzonych elementów był z reguły bardzo długi. Najdłuższy czas remontu poawaryjnego wyniósł 546 godzin. Z tego wynika, że ta sieć pracująca w układzie promieniowym, mająca możliwość zasilania rezerwowego w wielu punktach, pozwala na wykonywanie przełączeń, które znacznie skracają przerwy zasilania odbiorców. Z rozkładu empirycznego – pokazanego na rys. 1 - wynika, że 90% przerw ma czas krótszy od 8 godzin, a 70% przerw ma czas krótszy od 4,5 godzin, przy czym najdłuższa przerwa miała 25,7 h. Świadczy to dobrze o sprawności obsługi przy likwidacji zakłóceń na elementach sieci. Jednak szczegółowa analiza wskazuje, że te dłuższe przerwy występują w pewnych okolicach, głównie na peryferiach sieci – gdzie awaryjność elementów jest wyższa i możliwości rezerwowania mniejsze. W tych rejonach częstość zakłóceń jest wyższa o ok. 80 % a czas przerwy o ok. 70 %. Czyli standardy niezawodnościowe nie będą jednakowe dla wszystkich odbiorców zasilanych z tego fragmentu sieciowego - chociaż na ogół (oprócz jednego przypadku) mieszczą się w obecnych przepisach, które są mało wymagające i nietrudno je dotrzymać. [2, 5]. Rozkład ten może być również podstawą do określenia standardów niezawodnościowych zasilania odbiorców z tej sieci SN.



Rys. 1. Rozkład czasów przerw zasilania odbiorców, spowodowanych wyłączeniami awaryjnymi

Niedostarczona energia dla przerw dłuższych od 12 godzin stanowi ok. 9% energii niedostarczonej w wyniku wszystkich przerw zasilania, a dla najdłuższej przerwy wynosi poniżej 1%. Wyliczone stąd koszty niedostarczonej energii – przy założeniu pięciokrotnej ceny energii jako podstawy – wyniosłyby:

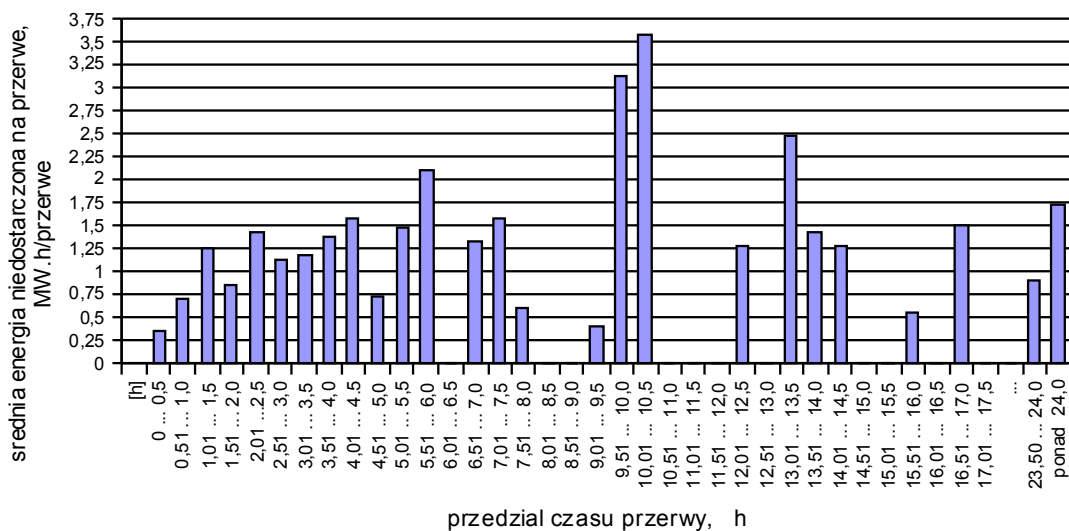
- gdyby przyjąć jako standard 12 godzinną pojedynczą przerwę: ok.16 tys. zł/rok;
- podczas, gdy obecnie wynosi ok.1,5 tys. zł/rok, ponieważ został przekroczony dopuszczalny standard jednorazowej przerwy zasilania o czasie 24 godziny.

W innych państwach obowiązujące wymagania niezawodnościowe (standardy) [8, 9, 12] są znacznie lepsze niż u nas. W związku z tym podjęto próbę określenia nowych standardów niezawodnościowych zasilania odbiorców [10, 11] i kosztów jakie to spowoduje. W tym celu wykorzystano uzyskane rozkłady statystyczne oraz przeprowadzono dwa postępowania, z których otrzymano następujące wyniki:

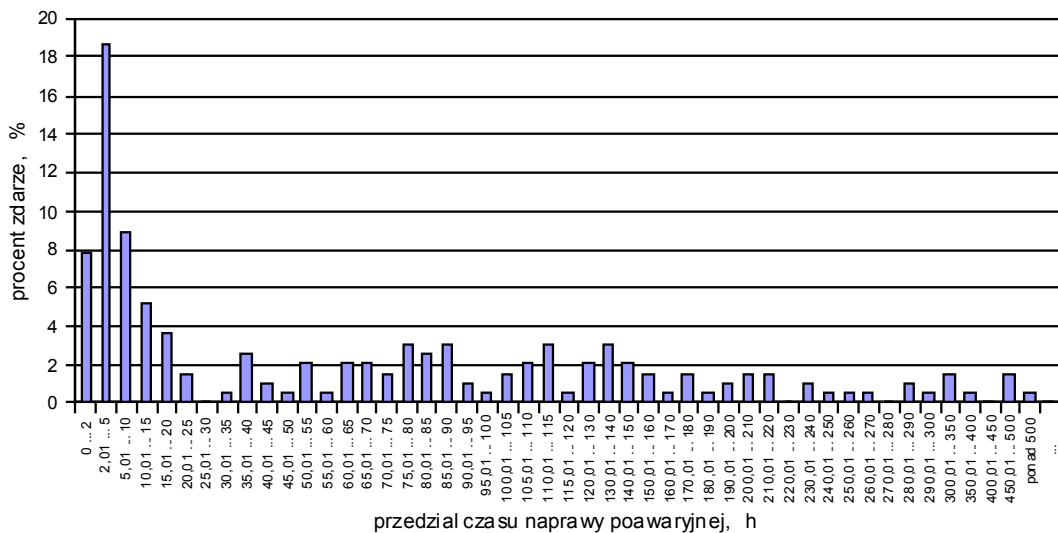
- a) Przyjmując, że podstawą jest liczba przerw i 5 % przerw może być poza przedziałem dopuszczalnym, określono z rozkładu statystycznego czas jednorazowej dopuszczalnej przerwy. Wyniesie ona 14 godzin. Wówczas opłaty za niedostarczoną energię wyniosą ok. 6,7 tys. zł/a.
- b) Przyjmując, że podstawą jest energia niedostarczona i 5 % tej energii może być poza przedziałem dopuszczalnym, określono z rozkładu statystycznego czas jednorazowej dopuszczalnej przerwy

Wyniesie ona 14 godzin. Wówczas opłaty za niedostarczoną energię wyniosą ok. 6,7 tys. zł/a. Identyczne wyniki z obu postępowań są przypadkowe.

Uzyskane wyniki pokazują, że dla tej sieci poziom niezawodności określony gwarantowanymi standardami można poprawić niewielkim kosztem. Przyjęcie wyższych standardów niezawodnościowych niż obecnie gwarantowane kosztuje, czego zresztą należało oczekiwać.



Rys. 2. Rozkład energii niedostarczonej do odbiorców, spowodowany wyłączeniami awaryjnymi



Rys. 3. Rozkład czasu napraw poawaryjnych

4. PODSUMOWANIE

Wykazano, że prowadzona statystyka zakłóceń umożliwia kontrolowanie standardów niezawodnościowych zasilania odbiorców. Uzyskane wyniki pokazują, że dla tej sieci poziom niezawodności określony gwarantowanymi standardami jest zgodny z obowiązującymi przepisami [2, 5]. Uzyskane ze statystyki wyniki pozwalają również zweryfikować dotychczasowe standardy i określić nowe, co też zostało wykonane.

Przy obecnym rozliczeniu standardów niezawodnościowych, biorąc pod uwagę niewielkie koszty związane z niedostarczoną energią, należałoby inaczej traktować sprawę tzw. „bonifikat”, żeby wreszcie stały się bonifikatami. Uważamy, że jeżeli były niedotrzymane standardy, to każdy który był poszkodowany powinien obowiązkowo otrzymywać bonifikatę – na przykład corocznie wraz z rozliczeniem.

LITERATURA

- [1] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997. Prawo energetyczne z późniejszymi zmianami (ostatni w Dz. U. Nr 21 poz. 104, z 8 I 2010 r.).
- [2] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 sierpnia 2008 r. zmieniające rozporządzenia w sprawie warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 162, poz. 1005).
- [3] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 13 marca 2008 r. zmieniające rozporządzenia w sprawie szczegółowych zasad i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 53 poz. 318).
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz. U. Nr 128 poz. 895).
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623).
- [6] Bargiel J., Goc W., Paska J., Sowa P.: Dane do obliczeń niezawodnościowych – możliwości uzyskania. Materiały XI Konferencji Naukowo-Technicznej Rynek Energii Elektrycznej „Bezpieczeństwo energetyczne Polski w Unii Europejskiej”. T. II. Kazimierz Dolny, 25-27 kwietnia 2005.
- [7] Goc W., Bargiel J., Stefański D.: Wybrane aspekty znowelizowanej ustawy Prawo Energetyczne. Materiały X Konferencji Naukowo-Technicznej Rynek Energii Elektrycznej „od restrukturyzacji ... do Unii Europejskiej”. Kazimierz Dolny, 7-9 maja 2003.
- [8] Bargiel J., Goc W., Nowakowska E., Paska J., Sowa P.: Niezawodność zasilania w europejskim prawodawstwie energetycznym. Materiały XI Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”. Jurata Gdańsk, 11-13 czerwca 2003.
- [9] Bargiel J., Goc W., Momot A., Paska J., Sowa P.: Ocena i propozycje zmian obecnych uregulowań prawnych w zakresie niezawodności systemu elektroenergetycznego. Materiały XI Międzynarodowej Konferencji Naukowej „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”. Jurata Gdańsk, 11-13 czerwca 2003.
- [10] Bargiel J., Ciura S., Goc W., Żmuda K.: Uwzględnienie nieciągłości zasilania w rozliczeniach hurtowych energii elektrycznej. Mat. IV Międzynarodowej Konferencji Naukowej. Gliwice – Kozubnik 16 – 17 września 1993.
- [11] Bargiel J., Goc W., Paska J., Sowa P., Szewc B., Teichman B.: Reliability in Contracts for Electric Energy Supply and Settlements. Proceedings of 6th International Conference "Electrical Power Quality and Utilization". Kraków IX.2001.

[12]Szczygieł L.: Niezawodność dostaw energii elektrycznej z Zakładu Energetycznego w Hawrze (Francja). Jakość i Użytkowanie Energii Elektrycznej Tom IV, Z. 2, 1998.

RELIABILITY OF SUPPLY CUSTOMERS WITH MEDIUM VOLTAGE

Summary: For the estimation of the reliability of supply customers connected to the medium-voltage network the fault-time characteristics was assumed. Characteristic was developed on the basis of statistics of outages for the selected region of the medium-voltage network. The paper also examined the legal aspect of reliability and resulting from the settlement between the power company and the recipient. The special attention was made to a change in standards of reliability.

Joachim Bargiel, dr inż., adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, wójt gminy Gierałtowiec.

Wiesław Goc, dr inż., emerytowany adiunkt w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Politechniki Śląskiej, ekspert w dziedzinie gospodarki elektroenergetycznej.

Paweł Sowa, dr hab. inż., prof. nzw. Pol. Śl., dyrektor Instytutu Elektroenergetyki i Sterowania Układów Politechniki Śląskiej, Prodziekan ds. Nauki i Organizacji Wydz. Elektrycznego.

Bogusław Teichman, inż., emerytowany starszy specjalista ds. elektroenergetyki w Instytucie Elektroenergetyki i Sterowania Politechniki Śląskiej.