

# Koszty przerw i ograniczeń w zasilaniu energią elektryczną i ich wyznaczenie

**Streszczenie.** Ocena strat ekonomicznych powodowanych niedostatecznym poziomem bezpieczeństwa elektroenergetycznego, zawodnością systemu elektroenergetycznego, jest w szczególności niezbędna dla analizy alternatywnych planów rozwoju elektroenergetycznych systemów sieciowych. Celowość podejmowania inwestycji podnoszących niezawodność systemu elektroenergetycznego można ocenić na podstawie relacji kosztów i spodziewanych korzyści. Narzędziem w tak rozumianym planowaniu rozwoju systemu jest analiza koszty – korzyści, znana jako wartościowanie niezawodności (VBRA - value-based reliability approach). Jednym z elementów wartościowania niezawodności systemu elektroenergetycznego, bezpieczeństwa elektroenergetycznego, jest ocena kosztów strat wywołanych przerwami i ograniczeniami w dostawie energii elektrycznej. W artykule przedstawiono zasadnicze aspekty wartościowania bezpieczeństwa elektroenergetycznego, niezawodności zasilania energią elektryczną, oraz szacowanie kosztów strat odbiorców z tytułu niedostatecznego poziomu niezawodności zasilania energią elektryczną.

**Abstract.** Assessment of economic losses caused by insufficient level of energy security, unreliability of the power system, is particularly necessary for the analysis of alternative plans for the development of power grid systems. The purposefulness of making investments that improve the reliability of the power system can be assessed on the basis of the costs and the expected benefits relation. The cost-benefit analysis known as value-based reliability approach (VBRA) is a tool in the system development planning understood in this way. One of the elements of valuing the reliability of the power system, energy security, is the assessment of the cost of losses caused by interruptions and limitations in the supply of electricity. The article presents the basic aspects of evaluation of power security, reliability of electricity supply, and estimation of the customers cost of losses due to insufficient level of reliability of electricity supply. (**The costs of interruptions and limitations in electricity supply and their determination**).

**Słowa kluczowe:** bezpieczeństwo elektroenergetyczne, jakość zasilania, niezawodność zasilania, koszty przerw i ograniczeń.

**Keywords:** energy security, supply quality, supply reliability, costs of interruptions and limitations.

## Wstęp

Ocena strat ekonomicznych powodowanych niedostatecznym poziomem bezpieczeństwa elektroenergetycznego, zawodnością systemu elektroenergetycznego, jest szczególnie niezbędna dla analizy alternatywnych planów rozwoju elektroenergetycznych systemów sieciowych. Celowość podejmowania inwestycji podnoszących niezawodność systemu elektroenergetycznego można ocenić na podstawie relacji kosztów i spodziewanych korzyści. Narzędziem w tak rozumianym planowaniu rozwoju systemu jest analiza koszty – korzyści, znana jako wartościowanie niezawodności (VBRA - value-based reliability approach) [3, 7, 10-12]. Jednym z elementów wartościowania niezawodności zasilania, niezawodności systemu elektroenergetycznego, bezpieczeństwa elektroenergetycznego, jest ocena kosztów strat wywołanych przerwami i ograniczeniami w dostawie energii elektrycznej [2-3, 6, 9, 15, 18].

## Ogólne sformułowanie zagadnienia optymalizacji niezawodności zasilania energią elektryczną

Zadaniem systemu elektroenergetycznego (SEE) jest zapewnienie zasilania odbiorców energią elektryczną o wymaganej jakości, przy możliwie najniższym koszcie i akceptowalnej niezawodności dostawy. Zatem, koszt zapewnienia określonego poziomu niezawodności zasilania powinien być odniesiony do wartości niezawodności dla odbiorcy.

Dla systemu elektroenergetycznego lub układu zasilania energią elektryczną można zapisać [10-12]:

$$(1) \quad Z(A, R) = WS(A, R) - K_{zap}(A, R) \rightarrow \max$$

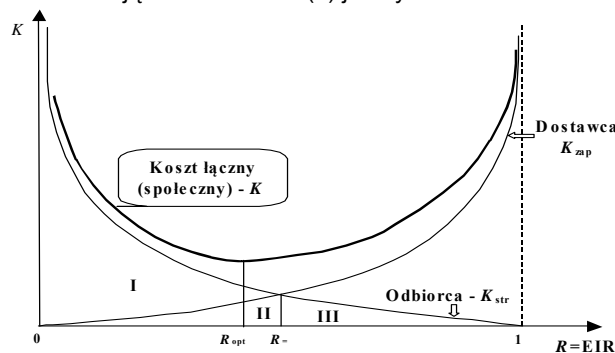
$$(2) \quad K(A, R) = K_{zap}(A, R) + K_{str}(A, R) \rightarrow \min$$

gdzie:  $Z(A, R)$  – wartość społeczna (zysk) pokrywania zapotrzebowania (popytu) na energię elektryczną  $A$  z niezawodnością  $R$ ,  $WS(A, R)$  – wartość sprzedaży energii w ilości  $A$  przy niezawodności  $R$  (jest to wyraz skłonności odbiorcy do zapłaty by zużyć  $A$  energii przy niezawodności jej dostawy  $R$ ),  $K_{zap}(A, R)$  – koszty pokrywania popytu

$A$  z niezawodnością  $R$ ,  $K_{str}(A, R)$  – koszty strat wynikających z niedostatecznej niezawodności  $R$ ,  $K(A, R)$  – łączny (społeczny) koszt pokrywania popytu  $A$  z niezawodnością  $R$ .

W zależnościach (1) i (2) popyt  $A$  jest funkcją niezawodności  $R$ , a wielkości ekonomiczne są wartościami rocznymi lub sumami wartości zdyskontowanych za cały wieloletni okres analizy.

W praktyce zwykle pomija się zależność popytu na energię elektryczną od niezawodności jej dostawy  $R$  (zakłada się nieelastyczność popytu względem niezawodności). Przy założeniu, że poziom niezawodności  $R$  jest reprezentowany przez wskaźnik zapewnienia energii EIR ilustracją dla zależności (2) jest rys. 1.



Rys. 1. Całkowite (społeczne) koszty niezawodności:  $K$  – koszt;  $R$  – poziom niezawodności reprezentowany przez wskaźnik EIR;  $R_{opt}$  – optymalny poziom niezawodności;  $R_*$  – poziom niezawodności, przy którym następuje zrównanie kosztu zapewnienia niezawodności z kosztem strat wynikających z niedostatecznego jej poziomu; I – obszar efektywności działań dla poprawy niezawodności; II – obszar pośredni; III – obszar nieefektywności działań dla poprawy niezawodności

Na rys. 1 można wyróżnić trzy obszary: I – obszar efektywności działań dla poprawy niezawodności, w którym działania te skutkują malejącym kosztem łącznym, a tempo spadku kosztu jest wyższe od szybkości narastania kosztu zapewnienia niezawodności, II – obszar pośredni, w którym koszt łączny rośnie nieznacznie, III – obszar

nieefektywności działań dla poprawy niezawodności z coraz szybszym wzrostem kosztu łącznego.

Do uszeregowania wariantów rozwoju lub eksploatacji systemu (układu zasilania) używa się kosztów całkowitych. Całkowity koszt (zdyskontowany) jest określony zależnością:

$$(3) \quad K = K_{zap} + K_{str} = K_I + K_e + K_{ne}$$

gdzie:  $K$  – całkowity koszt wariantu,  $K_I$  – nakłady inwestycyjne wariantu,  $K_e$  – koszty operacyjne (eksploatacyjne),  $K_{ne}$  – koszt niedostarczonej energii.

Poszukuje się zatem wariantu, który ma minimalne koszty, składające się z kosztów strat u odbiorców w wyniku przerw i ograniczeń oraz niezbędnych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych w całym wieloletnim okresie eksploatacji.

### Koszty zawodności i ich wyznaczenie

Istotnym elementem, który wartościuje warianty rozbudowy, modernizacji i eksploatacji systemu elektroenergetycznego (układu zasilania), są straty wynikające z przerw i ograniczeń dostawy energii elektrycznej do odbiorców, określone w równaniu (3) jako koszt niedostarczonej energii. Straty te są trudne do oszacowania, ponieważ nie ma prostej zależności między energią niedostarczoną a stratami gospodarczymi (szkodami), jakie poniesie odbiorca. Zależy to od wielu czynników, spośród których do ważniejszych można zaliczyć zmienną intensywność działania odbiorcy. Może to być na przykład: w przemyśle – faza procesu technologicznego, rodzaj zmiany, pora roku; w handlu – intensywność zakupów lub sprzedaży, w gospodarstwach domowych – powiązanie z innymi czynnikami zewnętrznymi, czas wystąpienia i trwania przerwy, itd.

Można zatem powiedzieć, że nie zawsze występuje silna korelacja między energią niedostarczoną a stratami gospodarczymi odbiorcy. Ta sama ilość niedostarczonej energii w różnych okresach działania przedsiębiorstwa może wywoływać różne straty gospodarcze. Te straty powinna reprezentować wartość niedostarczonej energii elektrycznej, oszacowana przez odbiorcę w szeroko zakrojonych badaniach ankietowych. Odbiorca udziela w nich odpowiedzi na wiele pytań, w tym na pytanie: jaką kwotę miałby ochotę zapłacić, żeby w danych warunkach uniknąć przerwy zasilania? Zwykle ustalana w ten sposób wartość energii niedostarczonej stanowi jej wartość krańcową dla przerwy o określonym czasie trwania, w danych warunkach pracy i sytuacji przedsiębiorstwa; w innych warunkach straty przy tej samej energii niedostarczonej mogą być zupełnie inne.

Zwykle w ankiecie, dla każdego scenariusza przerwy odbiorca jest proszony o odpowiedź co zdarzyłoby się w jego domu lub w firmie w wyniku przerwy i jaka jest jego reakcja. Odbiorca jest też proszony o ustalenie wartości w trzech wariantach: koszty bezpośrednie, skłonność do zapłaty, albo chęć przyjęcia zapłaty (rekompensaty). W pierwszym przypadku odbiorca jest proszony o określenie bezpośrednich kosztów ekonomicznych jego działalności (biznesu), która została narażona na straty w wyniku przerwy (rys. 2). W drugim przypadku, odbiorca jest proszony o ustalenie maksymalnej wartości opłaty, spośród podanych w ankiecie, którą byłby skłonny ponieść, żeby uniknąć tego wydarzenia. W trzecim przypadku odbiorca jest proszony o ustalenie minimalnej wartości spośród podanych w ankiecie, którą byłby skłonny zaakceptować jako rekompensatę (wyrównanie) kosztu wydarzenia [9].



Rys. 2. Przegląd strat bezpośrednich u odbiorców handlowych i przemysłowych

Badania i analizy prowadzone dla grup odbiorców dostarczają informacji o kosztach na „przerwę/zakłócenie”, a nie o kosztach na „kilowat mocy wyłączonej lub ograniczonej”, czy na „kilowatogodzinę energii niedostarczonej”. Są one następnie przetwarzane do postaci „koszt/kW” lub „koszt/kWh” i podawane dla wyróżnionych grup odbiorców i charakterystycznych wartości czasu trwania przerwy w zasilaniu. Na przykład w badaniach przeprowadzonych w latach 80. XX wieku przez University of Saskatchewan dla Kanady wyróżniono 7 grup odbiorców: wielcy odbiorcy, przemysł, handel i usługi, rolnictwo, gospodarstwa domowe, instytucje rządowe i użyteczności publicznej, biura i budynki; oraz 5 charakterystycznych wartości czasu trwania przerwy w zasilaniu: 1 min, 20 min, 1 h, 4 h, 8 h. Otrzymane wartości określają tzw. sektorową funkcję kosztu strat odbiorcy (SCDF – *Sector Customer Damage Function*) i mogą być wykorzystane do analiz na trzecim poziomie hierarchicznym SEE – HL III [10].

Nowsze badania, wykonane w Wielkiej Brytanii, dotyczyły trzech spółek dystrybucyjnych (Manweb, MEB, Norweb) w okresie od października 1992 do marca 1993. W ich efekcie określono SCDF dla czterech wyróżnionych grup odbiorców: gospodarstwa domowe, handel i usługi, przemysł, wielcy odbiorcy (powyżej 8 MW) oraz siedmiu charakterystycznych wartości czasu trwania przerwy: przerwa chwilowa, 1 min., 20 min., 1 h, 4 h, 8 h, 24 h [5].

Szeroko zakrojone badania, finansowane przez Departament Energetyki zostały wykonane w Stanach Zjednoczonych AP w latach 1989-2005 [4]. Ich syntetyczne wyniki zestawiono w tabeli 1. Stanowią one oszacowanie otrzymane z analizy wyników 28 badań ankietowych wykonanych przez 10 głównych amerykańskich przedsiębiorstw energetycznych, którymi objęto 11 970 firm i 7 963 gospodarstwa domowe. Wartości w tabeli 1 są uśrednione, niezależne od momentu wystąpienia przerwy (pora roku, dzień roboczy czy świąteczny, pora dnia).

Do analiz na drugim poziomie hierarchicznym SEE-HL II (wytworzenie i przesył łącznie) trzeba dysponować zunifikowaną funkcją kosztu strat odbiorców (CCDF – *Composite Customer Damage Function*), która określa koszty strat, w wyniku przerw i ograniczeń w zasilaniu, odbiorców pewnego obszaru [USD/kWh, zł/kWh] w funkcji czasu trwania zakłócenia. Dla jej zbudowania są potrzebne funkcje SCDF wyróżnionych grup odbiorców i udziały tych grup w zapotrzebowaniu na energię. Można także dokonać dalej idącej agregacji i określić koszty przypadające na zakłócenie i na jednostkę energii niedostarczonej.

$$(4) \quad CCDF_A = \sum_{s \in NS} \frac{SCDF_{P,s}}{8760m_s} \left( \frac{A_s}{\sum_{s \in NS} A_s} \right) = \sum_{s \in NS} SCDF_{A,s} \left( \frac{A_s}{\sum_{s \in NS} A_s} \right)$$

gdzie:  $s$  – sektor (grupa) odbiorców zasilanych z rozpatrywanego podsystemu (węzła),  $ns$  – liczba sektorów odbiorców w rozpatrywanym obszarze,  $m_s$  – średni roczny stopień obciążenia sektora,  $A_s$  – roczne zużycie energii przez sektor  $s$ .

Tabela 1. Oszacowanie przeciętnych kosztów strat z tytułu przerw w zasilaniu w USA (w USD<sub>2008</sub>) [4]

Koszty przerw	Czas trwania przerwy				
	< 5 min.	30 min.	1 h	4 h	8 h
Średni i duzi odbiorcy komercyjni i przemysłowi*					
Koszt na zdarzenie, USD	6 558	9 217	12 487	42 506	69 284
Koszt na kW średniego zapotrzebowania na moc, USD/kW	8	11,3	15,3	52,1	85
Koszt na kWh niedostarczonej energii, USD/kWh	96,5	22,6	15,3	13	10,6
Koszt na kWh energii zużywanej w ciągu roku, 10 <sup>-3</sup> USD/kWh	91,8	1,29	1,75	5,95	9,7
Mały odbiorcy komercyjni i przemysłowi**					
Koszt na zdarzenie, USD	293	435	619	2 623	5 195
Koszt na kW średniego zapotrzebowania na moc, USD/kW	133,7	198,1	282	1 195,8	2 368,6
Koszt na kWh niedostarczonej energii, USD/kWh	1 604,1	396,3	282	298,9	296,1
Koszt na kWh energii zużywanej w ciągu roku, USD/kWh	0,00153	0,00226	0,00322	0,137	0,27
Gospodarstwa domowe					
Koszt na zdarzenie, USD	2,1	2,7	3,3	7,4	10,6
Koszt na kW średniego zapotrzebowania na moc, USD/kW	1,4	1,8	2,2	4,9	6,9
Koszt na kWh niedostarczonej energii, USD/kWh	16,8	3,5	2,2	1,2	0,9
Koszt na kWh energii zużywanej w ciągu roku, 10 <sup>-4</sup> USD/kWh	1,6	2,01	2,46	5,58	7,92

\* - o rocznym zużyciu energii ponad 50 MWh, \*\* - o rocznym zużyciu energii nie przekraczającym 50 MWh

W przypadku trudności z określeniem wartości stopnia obciążenia dla każdego sektora można posłużyć się zależnością uproszczoną:

$$(5) \quad CCDF_A = \sum_{s \in NS} SCDF_{P,s} \left( \frac{A_s}{\sum_{s \in NS} A_s} \right) \frac{1}{8760m}$$

gdzie:  $m$  – stopień obciążenia rozpatrywanego obszaru.

W analizach SEE na poziomach HL I (tylko wytworzenie) i HL II jest wykorzystywany wskaźnik globalny, znany jako wskaźnik wartości niedostarczonej energii / niepokrytego zapotrzebowania (IEAR, VoLL), w Polsce zaś dawniej określany mianem gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii elektrycznej. Ma on wymiar USD/kWh, zł/kWh i pomnożony przez wartość oczekiwaną energii niedostarczonej LOEE/EENS/EUE daje ocenę kosztu społecznego strat wynikłych z niedostatecznej niezawodności [1-2, 7-8].

W podobnym charakterze, choć inaczej nazwany, parametr IEAR jest wykorzystywany w modelach do planowania rozwoju i oceny podsystemu wytwórczego (WASP III – ELECTRIC, ICARUS, PLEXOS) oraz występuje w wyrażeniach na koszty marginalne (krańcowe). Natomiast parametr występujący do 2000 r. w wyrażeniu na cenę zakupu energii od wytwórców w pool'u Anglii i Walii – VOLL i parametr występujący w wyrażeniu na jednostkową cenę ofertową płaconą wytwórcom w projekcie polskiego systemowego ofertowego rynku energii elektrycznej (SOREE) – KNZ – koszt niepokrytego zapotrzebowania (powinno być raczej: wartość niepokrytego zapotrzebowania – WNZ) są miarą oddającą – ocenioną przez odbiorców – wartość energii elektrycznej w sytuacji jej braku. Jest to zatem cena krańcowa, którą odbiorca skłonny byłby zapłacić w warunkach ekstremalnych.

Do wyznaczenia IEAR można wykorzystać funkcje CCDF lub SCDF. Postępowanie można sprowadzić do dwóch kroków:

**Krok 1:** Wyznaczenie wskaźnika wartości niedostarczonej energii w funkcji czasu przerwy – IEAR( $t_p$ )

$$(6) \quad IEAR(t_p) = \frac{CCDF(t_p)}{t_p m}$$

lub

$$(7) \quad IEAR_s(t_p) = \frac{SCDF(t_p)}{t_p m_s} \quad IEAR(t_p) = \sum_{s \in NS} IEAR_s(t_p) k_s$$

gdzie:  $k_s$  – współczynnik wagowy, np.: względne roczne zużycie energii (najlepiej), względna liczba odbiorców, względne obciążenie szczytowe.

**Krok 2:** Wyznaczenie wartości oczekiwanej wskaźnika – IEAR

$$(8) \quad IEAR = \sum_{t_p=0}^{T_{gr}} IEAR(t_p) p(t_p)$$

gdzie:  $p(t_p)$  – prawdopodobieństwo występowania przerw o czasie trwania  $t_p$ ,  $T_{gr}$  – czas graniczny, w jakim powinno zostać przywrócone zasilanie (w Polsce wymaga się aby w czasie 24 godzin zostało przywrócone zasilanie, zgodnie z rozporządzeniem „systemowym” [14]).

#### Wskaźnik wartości niedostarczonej energii

Mimo pewnych zastrzeżeń odczuwa się potrzebę takiej przybliżonej miary, jaką jest wskaźnik wartości niedostarczonej energii (niepokrytego zapotrzebowania) (*Interrupted Energy Assessment Rate – IEAR, Value of Lost Load – VoLL*) – w literaturze polskiej nazwany *równoważnikiem gospodarczym niedostarczonej energii elektrycznej* i oznaczony  $k_a$  [16], który pomnożony przez energię niedostarczoną daje oszacowanie strat gospodarczych.

Wystarczalność stosowania tego wskaźnika wynika m.in. stąd, że każda poprawa niezawodności układu elektroenergetycznego następuje skokowo. Na przykład przejście z jednostronnego zasilania odbiorcy na dwustronne powoduje poprawę niezawodności rzędu kilkudziesięciu razy. Oznacza to znaczne złagodzenie wymagań co do dokładności w oszacowaniu strat gospodarczych spowodowanych przerwami zasilania – w wielu przypadkach mogą wystarczyć tylko wartości przybliżone.

W Polsce szacunkowej oceny wartości gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii elektrycznej dokonano w [16], wyznaczając dla roku 1985: 141,5 zł/kWh dla przemysłu i 158,9 zł/kWh dla odbiorcy komunalnego. Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej wynosiła wówczas 2,8 zł/kWh. Ówczesne relacje z pewnością nie odpowiadają współczesnym.

Możliwą do wykorzystania wartością orientacyjną jest stosunek produktu krajowego brutto (PKB) do zużycia energii elektrycznej ogółem (EE) – w „Statystyce elektroenergetyki polskiej” [17] podawana jest odwrotność tej relacji (EE/PKB). Tak wyznaczone wartości gospodarczego równoważnika – wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej / niepokrytego zapotrzebowania ( $k_a$  – IEAR, VoLL) podano w tabeli 2 (w PLN/MWh i cenach 2005 r.).

Tabela 2. Oszacowanie wartości niedostarczonej energii elektrycznej / niepokrytego zapotrzebowania na podstawie PKB i EE

Rok	1995	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010
$k_a$	4770	6090	6729	6925	7220	7570	7968	7918
Rok	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
$k_a$	8157	8258	8375	8592	8703	8834	9036	

Podobne oszacowanie zastosowano przy tworzeniu rynku mocy w Polsce [PSE]. Wartości PKB, EE i VoLL dla Wielkiej Brytanii, Francji i Polski podano w tabeli 3.

Tabela 3. Wartości PKB, EE i VoLL na potrzeby rynku mocy [13]

Kraj	Wielka Brytania	Francja	Polska
PKB, mld USD	2 858	2 418,8	477,1
EE (netto), TWh	347,184	476,122	150
VoLL, USD/MWh	8232	5 080	3 181
VoLL <sub>RM</sub> , EUR/MWh	19 000	26 000	12÷18 tys.
VoLL <sub>RM</sub> – VoLL na potrzeby rynku mocy.			

Zgodnie z “rozporządzeniem taryfowym” [14] odbiorcy przysługują bonifikata za każdą jednostkę niedostarczonej energii elektrycznej, w wysokości **dziesięciokrotnej** (odbiorca przyłączony do sieci o napięciu znamionowym nie przekraczającym 1 kV) lub **pięciokrotnej** (odbiorca przyłączony do sieci o innym napięciu znamionowym) **cen energii** za okres, w którym wystąpiła przerwa. Tak więc uznano, że istnieje proporcjonalna relacja między wysokością strat wywołanych przerwą w dostawie energii a ilością niedostarczonej energii. Koszt tych strat przypadający na jednostkę niedostarczonej energii został oceniony jako pięć lub dziesięć razy wyższy od jej ceny.

### Podsumowanie

Straty występujące u odbiorcy, wynikające z przerw i ograniczeń dostawy energii elektrycznej są trudne do oszacowania z powodu braku stałego modelu zależności pomiędzy niedostarczoną energią a stratami poniesionymi przez odbiorcę. Najlepszą ze stosowanych metod są badania ankietowe, które pozwalają na oszacowanie strat spowodowanych niedostarczeniem energii elektrycznej do odbiorcy i na uzyskanie informacji o wartości niezawodności

dostawy energii dla odbiorcy. W Polsce niestety nie znalazła ona jeszcze szerszego zastosowania z uwagi na jej czasochłonność (a zatem i koszty). Podmioty, które powinny być zainteresowane rzeczywistą wartością kosztów przerw i ograniczeń w zasilaniu (np. Ministerstwo Energii, Urząd Regulacji Energetyki) wolą korzystać z danych zagranicznych lub oszacowań, nie zawsze uzasadnionych merytorycznie.

**Autorzy:** prof. dr hab. inż. Józef Paska, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: [Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl](mailto:Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl); mgr inż. Piotr Marchel, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, E-mail: [Piotr.Marchel@ien.pw.edu.pl](mailto:Piotr.Marchel@ien.pw.edu.pl); mgr inż. Łukasz Michalski, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, E-mail: [Lukasz.Michalski@ien.pw.edu.pl](mailto:Lukasz.Michalski@ien.pw.edu.pl).

### LITERATURA

- [1] Billinton R., Oteng-Adjei J., Utilization of Interrupted Energy Assessment Rates in Generation and Transmission System Planning, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 6, No. 3, 1993
- [2] Burns S., Gross G., Value of Service Reliability, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 5, No. 3, 1990.
- [3] Cost-Benefit Analysis of Power System Reliability: Determination of Interruption Costs, EPRI TR-2878, Final Report, Palo Alto, 1990
- [4] Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-2132E, June 2009
- [5] Kariuki K. K., Allan R. N., Evaluation of Reliability Worth and Value of Lost Load, *IEE Proc. – Generation, Transmission, Distribution*, Vol. 143, No. 2, 1996
- [6] Küfeoglu S. and Lehtonen M., Evaluation of Power Outage Costs for Industrial Sectors in Finland, *22nd International Conference on Electricity Distribution*, no. 1030, 2013
- [7] Outage Cost Estimation Guidebook, EPRI TR-106082, Palo Alto, 1995
- [8] Paska J., Bargiel J., Oleksy A., Application of Value-Based Reliability Approach in Power Transmission System Planning. *7<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS 2002*, Naples - Italy, September 22-26, 2002
- [9] Paska J., Goc W., Customer Supply Reliability and Quality Assessment by Poll Investigations, *8<sup>th</sup> International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems – PMAPS 2004*, Aimes - Iowa, USA, September 12-16, 2004
- [10] Paska J., Niezawodność systemów elektroenergetycznych, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2005
- [11] Paska J., Electric Power System Reliability Optimization, *Przegląd Elektrotechniczny*, Nr 11, 2008
- [12] Paska J., Chosen aspects of electric power system reliability optimization, *Eksploatacja i Niezawodność – Maintenance and Reliability*, Nr 2 (15), 2013
- [13] Regulamin rynku mocy - prezentacja PSE na spotkaniu konsultacyjnym, Warszawa, 27.03.2018
- [14] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz. U. 2007 r. Nr 93, poz. 623; 2008 r. Nr 30, poz. 178; 2008 r. Nr 162, poz. 1005
- [15] Sankararishnan A., Billinton R., Effective Techniques for Reliability Worth Assessment in Composite Power System Networks Using Monte Carlo Simulation, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 3, 1996
- [16] Sozański J., Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego, WNT, Warszawa 1990
- [17] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2017, Agencja Rynku Energii SA, Warszawa 2018
- [18] Sullivan M. J., Vardell T., Suddeth B. N., Vojdani A., Interruptions Costs, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No. 2, 1996