

## Prof. dr hab. inż. Józef Paska

Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki,  
Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej  
ul. Koszykowa 75  
00-662 Warszawa  
Jozef.Paska@ien.pw.edu.pl

### Wybrane aspekty optymalizacji niezawodności systemu elektroenergetycznego

**Słowa kluczowe:** niezawodność systemu elektroenergetycznego, ocena niezawodności, optymalizacja niezawodności, ocena kosztów przerw w zasilaniu

**Streszczenie.** Niezawodność jest jednym z najważniejszych kryteriów, które należy uwzględniać, zarówno podczas planowania rozwoju, jak też eksploatacji systemu elektroenergetycznego, szczególnie w obecnej sytuacji elektroenergetyki. Artykuł dotyczy optymalizacji niezawodności systemu elektroenergetycznego. Przedstawiono formalny opis matematyczny zagadnienia optymalizacji poziomu niezawodności systemu elektroenergetycznego oraz pewne elementy jego rozwiązania: schemat podejścia wartościowania niezawodności oraz szacowanie kosztów strat odbiorców z tytułu niedostatecznego poziomu niezawodności.

#### 1. Wprowadzenie

Niezawodność systemu elektroenergetycznego (SEE) jest określona przez jego zdolność do zapewnienia zasilania odbiorców energią elektryczną o akceptowalnej jakości [2, 12].

Niezawodność jest jednym z najważniejszych kryteriów, które powinny być rozpatrywane, zarówno podczas planowania rozwoju, jak i eksploatacji systemu elektroenergetycznego [3, 12, 14].

Po roku 1990 w systemach elektroenergetycznych nastąpiły i nadal następują głębokie zmiany strukturalne: ma miejsce dezintegracja, deregulacja, postępują przemiany rynkowe. Jest to trend ogólnoświatowy. Odejście od pionowo zintegrowanych struktur organizacyjnych, deregulacja i rozwiązania rynkowe w elektroenergetyce tworzą nowe warunki, w których odpowiedzialność za zapewnienie zasilania w energię elektryczną indywidualnych odbiorców nie jest, i nie może być, przypisana jednemu, konkretnemu przedsiębiorstwu elektroenergetycznemu. Cel funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, jakim jest zapewnienie dostawy energii elektrycznej do odbiorców, przy możliwie najniższych kosztach i akceptowalnej niezawodności dostawy, jest obecnie zdekomponowany na wiele podmiotów [3].

#### 2. Ogólne sformułowanie zagadnienia optymalizacji niezawodności systemu elektroenergetycznego

Przesłanek racjonalnego kształtowania poziomu niezawodności należy poszukiwać na gruncie ekonomii. Zastosujmy następującą konwencję terminologiczną. Zbiór czynników składających się na użyteczność systemu można podzielić na dwa rozłączne podzbiory: pierwszy obejmuje atrybuty warunkujące skalę, w jakiej mogą zostać zrealizowane cele systemu - kombinację wartości tych atrybutów nazwiemy **produktywnością systemu**, drugi obejmuje atrybuty determinujące poziom niezawodności - kombinację ich wartości nazwiemy **niezawodnością systemu**.

Zarówno produktywność, jak i niezawodność systemu zależy od rozmiarów, sposobu i zakresu użycia różnych zasobów i środków w procesach projektowania, budowy oraz eksploatacji systemu. Modele transformacji zasobów i środków w system o określonej produktywności i niezawodności stanowią odpowiednio tzw. funkcję produkcji i niezawodności, przy czym transformacja ta obejmuje procesy wydatkowania i zużywania

środków finansowych, różnego rodzaju i właściwości środków rzeczowych, pracy ludzkiej o różnym zakresie i poziomie kwalifikacji.

Określony poziom niezawodności systemu  $R^*$  można uzyskać przy wielu alternatywnych kombinacjach wydatkowania (zużywania) zasobów. Dla przykładu, określoną niezawodność elektrowni można osiągnąć dzięki wyższym nakładom inwestycyjnym (wykorzystanie lepszych i droższych technologii, materiałów itp.) lub dzięki wyższym kosztom eksploatacyjnym (wysoko kwalifikowany i wyżej płatny personel, zintensyfikowana profilaktyka planowa). Krzywa jednakowej niezawodności przedstawia więc wszystkie ilościowe kombinacje  $n$  czynników, warunkujących niezawodność, skutkujące tym samym efektem w postaci poziomu niezawodności. Żadna z tych kombinacji nie jest lepsza od pozostałych, jeśli chodzi o rezultat a wybór optymalnej kombinacji zasobów jest uwarunkowany dwoma czynnikami:

- względną efektywnością poszczególnych zasobów i/lub sposobów ich zużywania (w sensie wpływu na niezawodność),
- względną wartością lub kosztem poszczególnych zasobów i/lub sposobów ich zużywania.

Dla opisu problemu optymalnej niezawodności trzeba jeszcze wprowadzić pojęcie niezawodności krańcowej  $R'$  względem zasobów  $\mathbf{X}$  (gdzie  $\mathbf{X} = \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$  jest wektorem zasobów - środków) oraz rozważyć aspekt wartościowy transformacji zasobów w niezawodność.

**Niezawodność krańcowa  $R'$  względem zasobów  $\mathbf{X}$**  opisuje zmiany niezawodności systemu  $R$ , gdy podczas jego projektowania, budowy i eksploatacji są dodawane lub odejmowane jednostki poszczególnych zasobów. Tak więc, w określonym punkcie:

$$R'_j = \frac{\delta R}{\delta X_j}, \quad (1)$$

gdzie:  $R'_j$  - niezawodność krańcowa względem  $j$ -tego zasobu,

$R$  - niezawodność wyrażona przez swą miarę (wskaźnik niezawodności) o fizycznym charakterze (np. energia niedostarczona, częstość przerw w zasilaniu),

$X_j$  -  $j$ -ty zasób;

lub, gdy pochodne cząstkowe nie istnieją:

$$R'_j = \frac{\Delta R}{\Delta X_j}. \quad (2)$$

W większości przypadków niezawodność krańcowa  $R'_j$  maleje gdy  $X_j$  rośnie, co oznacza, że mierzony w kategoriach niezawodności efekt (produkt) marginalny dowolnego zasobu maleje przy wzroście ilości zużywanego (wydatkowanego) zasobu i pozostającej bez zmian ilości pozostałych zasobów. Dla przykładu, w elektrowni przy zwiększaniu nakładów na podnoszenie poziomu kwalifikacji personelu, bez modernizacji wyposażenia i/lub wzrostu wydatków na profilaktykę, będą uzyskiwane coraz mniejsze przyrosty niezawodności.

**Aspekt wartościowy transformacji zasobów** uwzględnia się za pomocą odpowiedniego modelu wartościowego. Mamy zatem dwa modele:

1. **Model fizyczny**, w którym występują:

- ilość wydatkowanych i/lub zużywanych zasobów,  $\mathbf{x} = \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$ , gdzie  $\mathbf{x}$  jest realizacją wektora zasobów  $\mathbf{X}$ ;
- niezawodność reprezentowana przez swą miarę (wskaźnik niezawodności) o fizycznym charakterze,  $R$ ;
- funkcja niezawodności,  $R = r(\mathbf{X})$ ;

## 2. Model wartościowy, w którym występują:

- wartość zasobów wydatkowanych i/lub zużywanych dla zapewnienia niezawodności,  $W(\mathbf{X})$ ;
- wartość niezawodności,  $W(R)$  lub skutki ekonomiczne niezadowolającego jej poziomu (straty gospodarcze i/lub społeczne),  $S(R)$ ;
- funkcja celu, określająca wartość (zysk) lub koszt transformacji zasobów  $\mathbf{X}$  w niezawodność  $R$ ,

$$Z = W(R^*) - W(\mathbf{X}) \rightarrow \max, \quad (3)$$

$$K = W(\mathbf{X}) + S(R) \rightarrow \min, \quad (4)$$

przy ograniczeniach typu:

$$R' \leq r(\mathbf{X}). \quad (5)$$

Zadanie opisane funkcją celu (3) jest zadaniem wyboru optymalnego, w aspekcie określonego poziomu niezawodności  $R^*$ , wariantu wydatkowania i/lub zużywania zasobów  $\mathbf{x}$ , zaś zadanie (4) polega na poszukiwaniu optymalnej niezawodności systemu elektroenergetycznego  $R$ .

Zadania optymalizacyjne sformułowane zależnościami (3) - (5) są rozwiązywalne, gdy wartości niezawodności oraz zasobów mogą być mierzone za pomocą tej samej miary, np. w jednostkach pieniężnych. Gdy tak nie jest, można rozwiązywać jeden z następujących problemów:

1. Minimalizacja wartości zasobów wydatkowanych i/lub zużywanych dla osiągnięcia założonego poziomu niezawodności.

$$K = W(\mathbf{X}) \rightarrow \min, \quad (6)$$

przy ograniczeniach:

$$R^* = r(X_1, X_2, \dots, X_n). \quad (7)$$

2. Maksymalizacja poziomu niezawodności przy danych lub ograniczonych zasobach.

$$R = r(\mathbf{X}) \rightarrow \max, \quad (8)$$

przy ograniczeniach:

$$K^* = W(X_1, X_2, \dots, X_n). \quad (9)$$

Stosując metodę mnożników Lagrange'a otrzymuje się następujące warunki istnienia ekstremum:

- dla problemu 1

$$\frac{R_i}{K_i} = \text{const.}, \quad \text{dla } i=1, 2, \dots, n; \quad (10)$$

- dla problemu 2

$$\frac{K_i}{R_i} = \text{const.}, \quad \text{dla } i=1, 2, \dots, n; \quad (11)$$

gdzie:  $K_i$  - koszt krańcowy  $i$ -tego zasobu, rozumiany jako wartościowa miara przyrostu wydatkowania i/lub zużycia  $i$ -tego zasobu dla uzyskania wzrostu poziomu niezawodności o jednostkę.

Optimalny poziom niezawodności systemu elektroenergetycznego jest więc wyznaczony przez punkt, w którym stosunki niezawodności krańcowych (marginalnych) do kosztów krańcowych są sobie równe. Dla uproszczenia przyjęto tutaj jedną reprezentatywną miarę  $R$  dla niezawodności systemu, nic nie stoi jednak na przeszkodzie, aby poziom niezawodności wyznaczały wartości kilku wskaźników.

Wymagania co do ciągłości, wypukłości, wymierności oraz porównywalności funkcji niezawodności oraz funkcji wydatkowania i/lub zużycia zasobów są w praktyce trudne do spełnienia. Z powodzeniem można jednak rozpatrywać zagadnienie optymalnego z punktu widzenia niezawodności wydatkowania ograniczonych zasobów dla zaspokojenia pewnych potrzeb. Można wówczas wyróżnić trzy warianty tego problemu:

1. Przy określonej wielkości zasobów oraz przy danych ograniczeniach technicznych należy maksymalizować niezawodność systemu elektroenergetycznego.
2. Przy określonym wymaganym poziomie niezawodności systemu elektroenergetycznego oraz przy danych ograniczeniach technicznych należy minimalizować wydatkowanie i/lub zużycie zasobów niezbędnych do uzyskania i utrzymania niezawodności.
3. Należy uzyskać taką kombinację niezawodności i zużycia zasobów na jej osiągnięcie i utrzymanie, która maksymalizuje stopień realizacji celów systemu elektroenergetycznego.

Rzeczywiste problemy optymalizacji niezawodności systemów elektroenergetycznych należą do klasy problemów niepewnych (rzadko probabilistycznych), wielowymiarowych i złożonych, dynamicznych i wielokryterialnych.

### 3. Optymalna niezawodność systemu elektroenergetycznego

Zadaniem SEE jest zapewnienie zasilania odbiorców energią elektryczną o wymaganej jakości, przy możliwie najniższym koszcie i akceptowalnej niezawodności dostawy. Również w tym przypadku koszt zapewnienia określonego poziomu niezawodności zasilania powinien być odniesiony do wartości niezawodności dla odbiorcy.

Dla systemu elektroenergetycznego zależności (3) i (4) można zapisać jako:

$$Z(A, R) = WS(A, R) - K_{zap}(A, R) \rightarrow \max, \quad (12)$$

$$K(A, R) = K_{zap}(A, R) + K_{str}(A, R) \rightarrow \min, \quad (13)$$

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  $R$ .

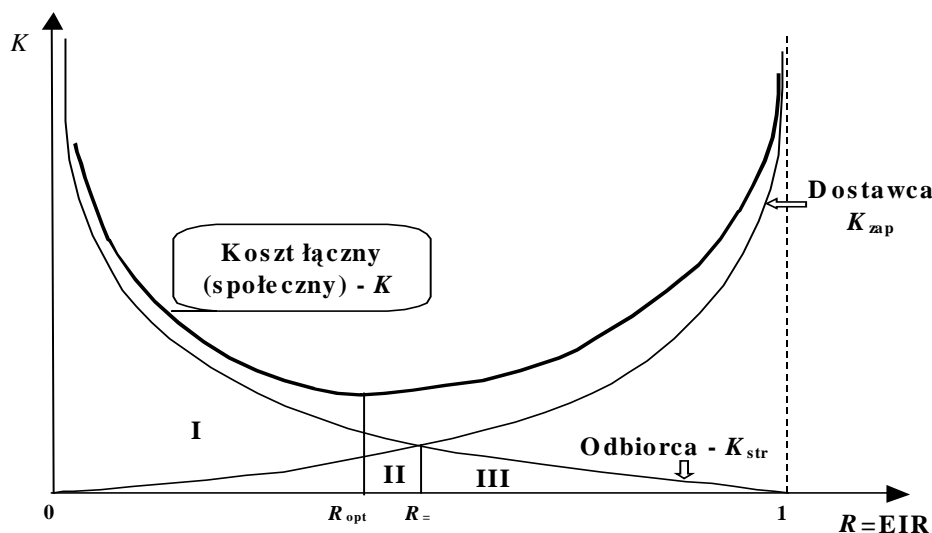
W zależnościach (12) i (13) popyt  $A$  jest funkcją niezawodności  $R$  a wielkości ekonomiczne są wartościami rocznymi lub sumami wartości zdyskontowanych za cały wieloletni okres analizy.

Z warunku koniecznego na istnienie ekstremum wynika, że

$$\frac{dZ}{dR} = 0 \rightarrow \frac{dWS}{dR} = \frac{dK_{zap}}{dR}, \quad \frac{dK}{dR} = 0 \rightarrow \frac{dK_{zap}}{dR} = -\frac{dK_{str}}{dR} \quad (14)$$

co oznacza, że przy optymalnej niezawodności zachodzą odpowiednie równości krańcowych (marginalnych) wielkości ekonomicznych.

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 (dyspozycyjności energetycznej) EIR (rozumiany jako stosunek energii dostarczonej do zapotrzebowanej) ilustracją dla zależności (13) 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

Wyższy poziom niezawodności  $R$  pociąga za sobą rosnące koszty zapewnienia niezawodności – koszty u “dostawcy”, skutkuje zaś malejącym kosztem szeroko rozumianych strat u “odbiorcy”, wynikających z niedostatecznej niezawodności. Zestawienie ze sobą tych dwóch kategorii ekonomicznych prowadzi do określenia „optymalnego” poziomu niezawodności lub optymalnej wartości reprezentatywnej dla niezawodności (w danej analizie) wielkości charakteryzującej SEE jako całość lub jego podsystem (np. rezerwa czy margines mocy).

Optymalny poziom niezawodności  $R_{opt}$  oznacza minimum łącznego kosztu  $K$ :

$$R_{opt} = R : \frac{dK}{dR} = 0 \rightarrow \frac{dK_{zap}}{dR} = - \frac{dK_{str}}{dR} \quad (15)$$

i nie pokrywa się z poziomem niezawodności, przy którym następuje zrównanie się kosztu zapewnienia niezawodności  $R_-$

$$R_- = R : K_{zap} = K_{str} \quad (16)$$

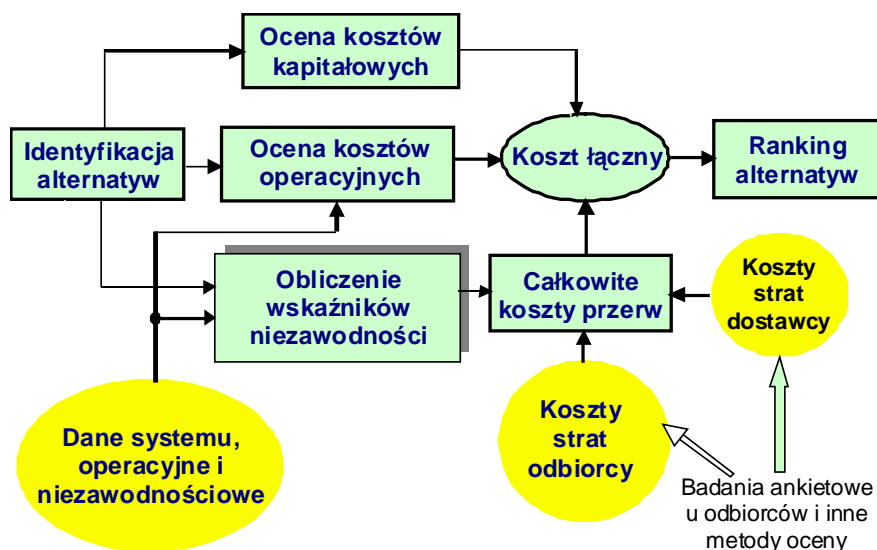
Na rys. 1 można wyróżnić trzy obszary: I – obszar efektywności działań dla poprawy niezawodności, w którym działania te skutkują malejącym kosztem łącznym a tempo spadku kosztu strat jest wyższe od szybkości narastania kosztu zapewnienia niezawodności, II – obszar pośredni, w którym koszt łączny rośnie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

Cele działań w dziedzinie niezawodności systemu elektroenergetycznego są następujące:

- Utrzymanie istniejącego poziomu niezawodności systemu.

- Identyfikacja projektów inwestycyjnych wnoszących najbardziej istotny wkład w zapewnienie lub poprawę niezawodności systemu.
- Zdefiniowanie i określenie ilościowych miar (wskaźników) niezawodności dla celów planowania rozwoju systemu.
- Zapewnienie, że parametry systemu w przyszłości spełnią wymagania co do jego niezawodności.
- Wartościowanie niezawodności w kategoriach kosztów strat wywołanych przerwami i ograniczeniami w dostawie energii elektrycznej.

Ocena strat ekonomicznych powodowanych zawodnością systemu elektroenergetycznego jest w szczególności niezbędna dla analizy alternatywnych planów rozwoju elektroenergetycznych systemów sieciowych. Celowość podejmowania inwestycji podnoszących niezawodność systemu 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) (rys. 2) [19].



Rys. 2. Ogólna idea wartościowania niezawodności systemu elektroenergetycznego

Zasadnicze składniki wartościowania niezawodności systemu elektroenergetycznego to:

- Identyfikacja alternatywnych projektów.
- Ocena kosztów kapitałowych i operacyjnych (związanych z działaniami utrzymującymi lub podnoszącymi niezawodność systemu).
- Obliczenie wskaźników niezawodności dla planowanych struktur systemu.
- Ocena kosztów strat wywołanych przerwami i ograniczeniami w dostawie energii elektrycznej.
- Ranking alternatywnych projektów pod względem łącznych kosztów rozwiązania.

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

$$K = K_{zap} + K_{str} = K_I + K_e + K_{ne} \quad (17)$$

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.

#### 4. Koszty zawodności i ich wyznaczenie

Istotnym elementem, który wartościuje warianty rozbudowy, modernizacji i eksploatacji systemu elektroenergetycznego są straty wynikające z przerw i ograniczeń dostawy energii elektrycznej do odbiorców, które zostały określone w równaniu (17) jako koszt niedostarczonej energii [4, 5, 10]. 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, do ważniejszych można zaliczyć zmienną intensywność działania odbiorcy energii elektrycznej. Dla przykładu może to być: w przemyśle – faza procesu technologicznego, rodzaj zmiany, pora roku, dzień tygodnia; w handlu – intensywność zakupów lub sprzedaży, w gospodarstwach domowych – powiązanie z innymi czynnikami zewnętrznymi, czas wystąpienia 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 gospodarcze powinna reprezentować wartość niedostarczonej energii elektrycznej oszacowana przez odbiorcę w szeroko zakrojonych badaniach ankietowych (rys. 2). Odbiorca udziela odpowiedzi na szereg 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 [1, 6, 7, 8].

Mimo tych zastrzeżeń odczuwa się potrzebę takiej zgrubnej miary jaką jest *wskaźnik wartości niedostarczonej energii* (IEAR - Interrupted Energy Assessment Rate) – w literaturze polskiej nazwany *równoważnikiem gospodarczym niedostarczonej energii elektrycznej* i oznaczony  $k_a$  [17], 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.

Badania i analizy prowadzone dla grup odbiorców dostarczają informacji o kosztach na “przerwę/zakłócenie” a nie o kosztach na “kW mocy wyłączonej lub ograniczonej”, czy na “kW·h energii niedostarczonej”. Są one następnie przetwarzane do postaci “koszt/kW” lub “koszt/(kW·h)” i podawane dla wyróżnionych grup odbiorców i charakterystycznych wartości czasu trwania przerwy w zasilaniu. 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 (obejmującym wytwarzanie, przesył i dystrybucję).

Dla przykładu w badaniach przeprowadzonych w latach 80-tych 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.

Nowsze badania zostały wykonane w Wielkiej Brytanii na obszarze 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 (4 014 ankiet), handel i usługi (203), przemysł (119), wielcy odbiorcy - powyżej 8 MW (19) oraz siedmiu charakterystycznych wartości czasu trwania przerwy: przerwa chwilowa, 1 minuta, 20 minut, 1 h, 4 h, 8 h, 24 h. Zestawiono je w tabelicy 1.

Tablica 1. SCDF w Wielkiej Brytanii (UK, 1992) [9]

Czas przerwy	SCDF <sub>A</sub> , GBP/(kW·h)				SCDF <sub>P</sub> , GBP/kW			
	Gosp. domowe	Handel i usługi	Przemysł	Wielcy odbiorcy	Gosp. domowe	Handel i usługi	Przemysł	Wielcy odbiorcy
chwila	-	0,46	3,02	1,07	-	0,99	6,15	6,74
1 minuta	-	0,48	3,13	1,07	-	1,02	6,47	6,74
20 minut	0,06	1,64	6,32	1,09	0,15	3,89	14,27	6,86
1 h	0,21	4,91	11,94	1,36	0,54	10,65	25,26	7,18
4 h	1,44	18,13	32,59	1,52	3,72	39,04	72,22	8,86
8 h	-	37,06	53,36	1,71	-	78,65	120,11	9,71
24 h	-	47,58	67,10	2,39	-	99,98	150,38	13,35

SCDF<sub>A</sub> - koszty strat przypadające na kW·h energii zużywanej w ciągu roku przez przeciętnego odbiorcę sektora; SCDF<sub>P</sub> - koszty strat przypadające na kW szczytowego zapotrzebowania na moc przeciętnego odbiorcy

Związek pomiędzy SCDF<sub>A</sub> i SCDF<sub>P</sub> z tablicy 1 jest następujący:

$$SCDF_A = \frac{SCDF_P}{8760m}, \quad (18)$$

gdzie  $m$  jest średnim rocznym stopniem obciążenia sektora.

Szeroko zakrojone badania, finansowane przez Departament Energetyki zostały wykonane w Stanach Zjednoczonych AP w latach 1989-2005. Ich syntetyczne wyniki zestawiono w tabelicy 2.

Tablica 2. Oszacowanie przeciętnych kosztów strat z tytułu przerw w zasilaniu w USA (w USD<sub>2008</sub>) [7]

Koszty przerw	Czas trwania przerwy				
	< 5 minut	30 minut	1 h	4 h	8 h
<b>Średni i duzi odbiorcy komercyjni i przemysłowi*</b>					
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 kW·h niedostarczonej energii, USD/(kW·h)	96,5	22,6	15,3	13	10,6
Koszt na kW·h energii zużywanej w ciągu roku, 10 <sup>-3</sup> USD/(kW·h)	91,8	1,29	1,75	5,95	9,7
<b>Mali odbiorcy komercyjni i przemysłowi**</b>					
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 kW·h niedostarczonej energii, USD/(kW·h)	1 604,1	396,3	282	298,9	296,1
Koszt na kW·h energii zużywanej w ciągu roku, USD/(kW·h)	0,00153	0,00226	0,00322	0,137	0,27
<b>Gospodarstwa domowe</b>					
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 kW·h niedostarczonej energii, USD/(kW·h)	16,8	3,5	2,2	1,2	0,9
Koszt na kW·h energii zużywanej w ciągu roku, 10 <sup>-4</sup> USD/(kW·h)	1,6	2,01	2,46	5,58	7,92

\* - o rocznym zużyciu energii ponad 50 MW·h, \*\* - o rocznym zużyciu energii nie przekraczającym 50 MW·h

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 tabelicy 2 są uśrednione, niezależne od momentu wystąpienia przerwy (pora roku, dzień roboczy czy świąteczny, pora dnia).

Do analiz na drugim poziomie hierarchicznym SEE - HL II (wytwarzanie i przesył) 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 [\$/ (kW·h), zł/(kW·h)] 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.

$$CCDF_A = \sum_{s \in ns} \frac{SCDF_{P,s}}{8760m_s} \left( \frac{A_s}{\sum_{s \in ns} A_s} \right) = \sum_{s \in ns} SCDF_{A,s} \left( \frac{A_s}{\sum_{s \in ns} A_s} \right), \quad (19)$$

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  $s$ .

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

$$CCDF_A = \sum_{s \in ns} SCDF_{P,s} \left( \frac{A_s}{\sum_{s \in ns} A_s} \right) \frac{1}{8760m}, \quad (20)$$

gdzie  $m$  jest stopniem obciążenia rozpatrywanego obszaru.

W analizach SEE na poziomach HL I (tylko wytwarzanie) i HL II jest wykorzystywany wskaźnik globalny, znany jako wskaźnik wartości niedostarczonej energii (IEAR), w Polsce zaś określany mianem gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii elektrycznej. Ma on wymiar USD/(kW·h), zł/(kW·h) i pomnożony przez oczekiwaną ilość energii niedostarczonej LOEE/EENS/EUE daje ocenę kosztu społecznego strat wynikłych z niedostatecznej niezawodności.

W podobnym charakterze, choć inaczej nazwany, parametr IEAR jest wykorzystywany w modelach do planowania rozwoju i oceny podsystemu wytwórczego (WASP III - ELECTRIC, ICARUS, IPM, 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 (Value of Lost Load) i parametr występujący w wyrażeniu na jednostkową cenę ofertową płaconą wytwórcom w projekcie polskiego systemowego ofertowego rynku energii elektrycznej (SOREE) [20] - KNZ - koszt niepokrytego zapotrzebowania (powinno być raczej: wartość niepokrytego zapotrzebowania - WNZ) to miary oddające, 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( $t_p$ ).**

$$IEAR(t_p) = \frac{CCDF(t_p)}{t_p m}, \quad (21)$$

lub

$$\text{IEAR}_s(t_p) = \frac{\text{SCDF}(t_p)}{t_p m_s} \quad (22)$$

i następnie

$$\text{IEAR}(t_p) = \sum_{s \in ns} \text{IEAR}_s(t_p) k_s, \quad (23)$$

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

### Krok 2: Wyznaczenie wartości oczekiwanej wskaźnika - IEAR.

$$\text{IEAR} = \sum_{t_p=0}^{T_{gr}} \text{IEAR}(t_p) p(t_p) \quad (24)$$

gdzie:  $p(t_p)$  - prawdopodobieństwo występowania przerw o czasie trwania  $t_p$ ,

$T_{gr}$  – czas graniczny w jakim powinno zostać przywrócone zasilanie (w Polsce, podobnie jak w Wielkiej Brytanii, wymaga się aby w czasie 24 godzin zostało przywrócone zasilanie, zgodnie z rozporządzeniem „systemowym” [15]).

Możliwą do wykorzystania wartością orientacyjną dla gospodarczego równoważnika niedostarczonej energii elektrycznej jest stosunek produktu krajowego brutto (PKB) do zużycia energii elektrycznej ogółem (EE) - w “Statystyce elektroenergetyki polskiej” [18] podawana jest odwrotność tej relacji (EE/PKB). Tak wyznaczone wartości wskaźnika wartości niedostarczonej energii elektrycznej ( $k_a - \text{IEAR}$ ) zestawiono w tablicy 3 (w zł/(MW·h) i cenach 2005 r.).

**Tablica 3. Przybliżone wartości wskaźnika wartości niedostarczonej energii (PKB/EE) w Polsce**

Rok	1995	2000	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
$k_a$ , zł/MW	4138	5125	5767	5922	6925	7220	7570	7968	7918

Zgodnie z “rozporządzeniem taryfowym” [16] odbiorcy przysługuje 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) ceny 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.

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. Jedną ze stosowanych metod jest metoda ankietowa, która pozwala na oszacowanie strat spowodowanych nie dostarczeniem energii elektrycznej do odbiorcy i na uzyskanie informacji o wartości niezawodności dostawy energii dla odbiorcy.

Jednym z celów projektu „TRELSS dla PSE S.A.” [13] było stworzenie podstaw do stosowania w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych S.A. podejścia wartościowania niezawodności. Dla realizacji tego celu została opracowana specjalna ankietę, wzorowana na doświadczeniach amerykańskiego EPRI (Electric Power Research Institute) [5, 11]. Odbiorców podzielono na dwa sektory: mieszkaniowy oraz przemysłowo - handlowy.

Dla każdego scenariusza przerwy w ankiecie proszono odbiorcę o odpowiedź co zdarzyłoby się w jego domu (dla sektora mieszkaniowego) lub w firmie (dla sektora handlowego)

albo przemysłowego) w wyniku przerwy i jaka jest jego reakcja. Odbiorcę proszono też o ustalenie wartości w trzech wariantach, jako: koszty bezpośrednie, skłonność do zapłaty, albo chęć przyjęcia zapłaty (rekompensaty). W pierwszym przypadku odbiorcę proszono o określenie bezpośrednich kosztów ekonomicznych jego działalności (biznesu), która została narażona na straty w wyniku przerwy. Koszty te mogą obejmować utracone koszty produkcji i koszty bezczynności. Załączenie opisu następstw (konsekwencji) przerw jest zamierzone, żeby pomóc odbiorcy starannie przemyśleć wszystkie składniki kosztu. W drugim przypadku odbiorcę proszono o ustalenie maksymalnej wartości opłaty, spośród podanych w ankiecie, którą byłby skłonny ponieść, żeby uniknąć tego wydarzenia. W trzecim przypadku odbiorcę proszono o ustalenie minimalnej wartości spośród podanych w ankiecie, którą byłby skłonny zaakceptować jako rekompensatę (wyrównanie) kosztu wydarzenia. Odbiorca musi sam zdecydować, której z podanych wartości użyje.

W kwestionariuszu prosi się również odbiorców, żeby dostarczyli trochę informacji o sobie, swojej firmie lub domownikach i, co najważniejsze, o niedawnych doświadczeniach z przerwami i ich obsługą – tj. likwidacją przerw. Te informacje będą używane w analizach ekonometrycznych do zidentyfikowania czynników, które mają największy wpływ na koszty przerw.

### **Odbiorcy mieszkaniowi**

Odbiorcy mieszkaniowi najpełniej doceniają znaczenie energii elektrycznej w swoim mieszkaniu, gdy wystąpi nieoczekiwana przerwa dostawy lub zakłócenie jej jakości, tj. migotanie światła, obniżenie napięcia itp. W czasie przerwy odbiorcy nie mogą korzystać z odbiorników energii elektrycznej. Zmusza ich to do zmiany codziennych przyzwyczajzeń, planu zajęć i stawia zwykle w przymusowej, przykłej sytuacji. Może ją określać:

- przymus bezczynności przez brak możliwości wykonywania zwykłych obowiązków domowych i ewentualnych dodatkowych płatnych prac, które (zwykle, bądź niekiedy) wykonujemy w domu;
- czasami utrudnienie dla dzieci, które nie mogą uczyć się ani odrobić swoich zadań domowych;
- utrudnienie wypoczynku;
- pogorszenie komfortu przebywania w domu, np. przez równoczesne zaprzestanie ogrzewania mieszkania w zimie, bo jest zależne od dostawy energii, przez brak wentylacji lub klimatyzacji w lecie, przez brak wody itd.;
- zagrożenie zdrowia i życia, gdy któryś z domowników jest chory lub wymaga ciągłej opieki bądź pracy aparatury medycznej;
- konieczność nastrojenia niektórych urządzeń (zegary, komputery, zabezpieczenia itp.) po przywróceniu dostawy energii elektrycznej;
- zepsucie żywności, zniszczenie innych urządzeń itp.;
- inne problemy.

Skłonność do zapłaty / chęć akceptacji zapłaty jest miarą użyteczną do oceny kosztów przerw, ponieważ odbiorcy mieszkaniowi mają trudności w oszacowaniu bezpośrednich wartości kosztów wyłączeń, zwłaszcza nieoczekiwanych.

Ankieta dla odbiorców tej grupy zawiera ok. 50 pytań.

### **Odbiorcy handlowi i przemysłowi**

W przypadku tych odbiorców dokonuje się badania kosztów przerw zasilania dla hipotetycznych sytuacji. Koszt przerwy może być określony przez porównanie dwóch scenariuszy:

1. scenariusz **z przerwą**, obejmuje czas przerwy, czas usuwania skutków przerwy aż do momentu, gdy zostaną osiągnięte warunki zbliżone do istniejących przed wystąpieniem przerwy,
2. scenariusz **bez przerwy**, tzw. "ruchu" normalnego, w tym samym czasie jak w scenariuszu 1 (z przerwą).

Ankieta dla odbiorców tej grupy zawiera ok. 80 pytań podzielonych na 6 sekcji.

Dotychczas przeprowadzone badania ankietowe kosztów strat w wyniku przerw w dostawie energii elektrycznej można podzielić na dwie fazy:

- Faza testowa, sprawdzająca samą ankietę i jej przyjęcie przez odbiorców, wykonana jeszcze podczas realizacji projektu „TRELSS dla PSE S.A.” [13].
- Faza pilotażowa, w której po dokonaniu pewnych drobnych korekt ankiet przeprowadzono badania na większej, choć nadal niedostatecznej próbie odbiorców.

Niestety, wobec braku zainteresowania ze strony przedsiębiorstw elektroenergetycznych oraz organu regulacyjnego, szerzej zakrojone badania dotyczące kosztów strat z tytułu przerw w zasilaniu energią elektryczną, w aktualnych realiach funkcjonowania polskiej elektroenergetyki i całej gospodarki, nie zostały jeszcze przeprowadzone.

## 5. Podsumowanie

Niezawodność system elektroenergetycznego decyduje o jakości zasilania odbiorców w energię elektryczną oraz o ich zaufaniu, że otrzymują energię elektryczną zgodnie z wymaganiami. Nawet, a może szczególnie, obecnie, przy liberalizacji rynków energii elektrycznej, organizacyjnym rozdzieleniu wytwarzania, przesyłu i dystrybucji, występują zagadnienia aktualnego i przyszłego poziomu niezawodności systemu elektroenergetycznego, a zapotrzebowanie na szczegółowe analizy, w szczególności dotyczące całego systemu, rośnie. Rzeczywiste problemy optymalizacji systemu elektroenergetycznego należą do klasy niepewnych (rzadko probabilistycznych), wielowymiarowych i złożonych, dynamicznych i wielokryterialnych. Ich praktyczne rozwiązywanie wymaga przyjęcia wielu założeń upraszczających.

Uczestnicy współczesnych rynków energii elektrycznej (na ogół) postrzegają procesy ekonomiczne w krótkim horyzoncie czasowym. Tymczasem zapewnienie odpowiedniego poziomu niezawodności zasilania odbiorców w energię elektryczną i niezawodności systemu elektroenergetycznego oznacza zarządzanie długoterminowym ryzykiem finansowym i/lub fizycznym, co z kolei wymaga działań długofalowych. Mogą być one podejmowane jedynie w oparciu o wyniki analiz niezawodności typu „koszty-korzyści” – wyniki optymalizacji niezawodności.

## Literatura

- [1] Assessment of the Value of Customer Reliability. CRA International, 12 August 2008.
- [2] Billinton R, Allan RN. Reliability Evaluation of Power Systems, second ed. New York: Plenum Press, 1996.
- [3] Billinton R, Salvaderi L, McCalley JD, Chao H, Seitz Th, Allan RN, Odom J, Fallon C. Reliability issues in today's electric power utility environment. IEEE Transactions on Power Systems 1997; 12: 1708-1714.
- [4] Burns S, Gross G. Value of service reliability. IEEE Transactions on Power Systems 1990; 5: 825-834.

- [5] Cost-Benefit Analysis of Power System Reliability: Determination of Interruption Costs. TR-2878. Palo Alto: EPRI, 1990.
- [6] Cost of Power Interruptions to Electricity Consumers in the United States (U.S.). Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-58164, February 2006.
- [7] Estimated Value of Service Reliability for Electric Utility Customers in the United States. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, LBNL-2132E, June 2009.
- [8] Investigation into the value of lost load in New Zealand – Summary of findings. Electricity Authority, 13 January 2012.
- [9] Kariuki KK, Allan RN. Evaluation of reliability worth and value of lost load. IEE Proc. – Generation, Transmission, Distribution 1996; 143: 171-180.
- [10] Methods to Consider Interruption Costs in Power System Analysis. Report No. 191, Task Force 38.06.01, CIGRE, August 2001.
- [11] Outage Cost Estimation Guidebook. TR-106082. Palo Alto: EPRI, 1995.
- [12] Paska J. Niezawodność systemów elektroenergetycznych. Warszawa: Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, 2005.
- [13] Paska J, Bargiel J, Bartczak J, Goc W, Kłos A, Momot A, Nowakowska E, Sowa P, Teichman B. Application of TRELSS and Implementation of Value-Based Transmission Reliability Approach at Polish Power Grid Company. TR-114816. Palo Alto: EPRI, March 2000.
- [14] 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.
- [15] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Dz. U. 2007 r. Nr 93, poz. 957; 2008 r. Nr 30, poz. 178; 2008 r. Nr 162, poz. 1005.
- [16] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Dz. U. Nr 189, poz. 1126.
- [17] Sozański J. Niezawodność i jakość pracy systemu elektroenergetycznego. Warszawa: WNT, 1990.
- [18] Statystyka elektroenergetyki polskiej 2010. Warszawa: Agencja Rynku Energii, 2011.
- [19] Value-Based Transmission Resource Analysis. Research Project 2878-02. Palo Alto: EPRI, April 1994.
- [20] Zasady działania systemowego rynku ofertowego – pool'u. Warszawa: Energoprojekt-Consulting S.A., 1997.