XVII Międzynarodowa Konferencja Naukowa

AKTUALNE PROBLEMY W ELEKTROENERGETYCE APE'15

Jastrzębia Góra, 17–19 czerwca 2015

ZARZĄDZANIE RYZYKIEM TECHNICZNYM W PROCESIE PLANOWANIA ROZWOJU SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Bogdan CZARNECKI[1], Piotr ZIELIŃSKI[2]

1. Instytut Energetyki Instytut Badawczy Oddział Gdańsk
   tel.: 58 349 82 20; fax: 58 341 76 85; e-mail: b.czarnecki@ien.gda.pl
2. ENERGA-OPERATOR SA
   tel. 58 778 81 63; e-mail: piotr.zielinski@energa.pl

Streszczenie: Zarządzanie ryzykiem wymaga kwantyfikacji zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn zagrożenia, oraz konsekwencji wynikających z zaistnienia krytycznych zdarzeń. Największe zagrożenie stwarzają zdarzenia o dużym prawdopodobieństwie i co najmniej znacznych skutkach, oraz zdarzenia o dużych konsekwencjach i co najmniej znacznym prawdopodobieństwie. W tym kontekście zarządzanie ryzykiem polega na podejmowaniu działań mających na celu obniżenie prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn powodujących zagrożenia i/lub minimalizację skutków wystąpienia zagrożeń.
W przypadku zarządzania ryzykiem związanym z planowaniem rozwoju sieci WN, podstawowym zagrożeniem są przeciążenia sieci. Planowanie rozwoju sieci ma za zadanie między innymi zagwarantowanie niezawodności i minimalizację kosztów dostaw energii. Realizacja tych dwóch sprzecznych funkcji celu wymaga optymalizacji alokacji środków inwestycyjnych.

Słowa kluczowe: planowanie rozwoju systemu, analiza stochastyczna, zarządzanie ryzykiem

1. WSTĘP

Operatorzy funkcjonują w warunkach ograniczonych zasobów inwestycyjnych, co z kolei wymusza optymalizację alokacji środków inwestycyjnych. W związku z tym, że ilość środków którymi dysponują Operatorzy na modernizację sieci może być niewystarczająca w stosunku do potrzeb, nieoptymalna ich alokacja wiąże się z ryzykiem pogorszenia jakości i niezawodności oferowanych usług.

Zarządzanie ryzykiem wymaga kwantyfikacji zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn, oraz konsekwencji (kosztów) zaistnienia krytycznych zdarzeń.

Największe zagrożenie stwarzają zdarzenia o dużym prawdopodobieństwie wystąpienia i co najmniej znacznych skutkach, oraz zdarzenia o dużych konsekwencjach i co najmniej znacznym prawdopodobieństwie zaistnienia (macierz ryzyka).

W tym kontekście zarządzanie ryzykiem polega na podejmowaniu działań mających na celu obniżenie prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn powodujących zagrożenia lub zapobieganiu/minimalizacji skutków wystąpienia zagrożeń.

W przypadku zarządzania ryzykiem związanym z planowaniem rozwoju sieci WN, podstawowym zagrożeniem są przeciążenia sieci. Planowanie rozwoju sieci ma za zadanie między innymi równoczesne zagwarantowanie niezawodności i minimalizację kosztów dostaw energii. Realizacja tych dwóch sprzecznych funkcji celu wymaga:

1. optymalizacji zakresu inwestycji. Celem optymalizacji jest maksymalizacja korzyści z wydatkowania ograniczonych zasobów finansowych.
2. planowania rozwoju systemu oraz planowania i prowadzenia ruchu jako powiązanych, ze względu na fakt że optymalizacja decyzji inwestycyjnych na etapie planowania rozwoju będzie skutkowała ograniczeniami (uwarunkowaniami) prowadzenia ruchu sieci.

Zapewnienie niezawodności pracy sieci w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc odbiorców i mocy przyłączanych źródeł OZE, można zrealizować alternatywnie w oparciu o eliminację skutków wystąpienia zagrożeń na etapie planowanie rozwoju systemu dzięki prowadzeniu inwestycji sieciowych lub minimalizację prawdopodobieństwa wystąpienia zdarzeń krytycznych na etapie planowania i prowadzenia ruchu systemu poprzez identyfikację i unikanie zagrożeń dla pracy systemu.

2. ZARZĄDZANIE RYZYKIEM TECHNICZNYM

Planowanie rozwoju ma za zadanie m.in. zagwarantowanie niezawodności pracy sieci oraz optymalizację alokacji środków inwestycyjnych. Zapobieganie przyczynom obniżenia niezawodności pracy sieci w miarę wzrostu zapotrzebowania na moc odbiorców i mocy przyłączanych źródeł OZE, można zrealizować poprzez:

A. inwestycje sieciowe i rozbudowę systemu (ryzyko zawyżenia lub zaniżenia zakresu inwestycji w stosunku do rzeczywistych potrzeb)
B. minimalizowanie ryzyka wystąpienia zdarzeń krytycznych lub ich skutków realizowane poprzez identyfikację czynników zewnętrznych, stwarzających zagrożenia dla bezpieczeństwa pracy sieci lub identyfikację bezinwestycyjnych metod unikania zagrożeń lub Identyfikacja działań alternatywnych dla modernizacji systemu, niwelujących zewnętrzne czynniki ryzyka.

Traktowanie procesów planowania rozwoju sieci oraz planowania i prowadzenia ruchu w sposób zintegrowany pozwala na alokację środków inwestycyjnych w obszarach gdzie nie są dostępne alternatywne środki unikania ryzyka.

Zarządzanie ryzykiem inwestycji sieciowych (określenie optymalnego zakresu i hierarchizacja ważności) wymaga ilościowego opisu zagrożeń - prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn oraz wielkości zagrożeń dla niezawodnej pracy systemu. W wyniku uzyskujemy: wybór inwestycji „odsuniętych w czasie" i hierarchizacja inwestycji „do zrealizowania" w oparciu o wskaźniki efektywności

Narzędziem dla ilościowej oceny zagrożeń niezawodności jest metodyka probabilistyczna (*probabilistic power flow*).

3. MIARY RYZYKA

Wzajemna koordynacja i skorelowanie włączeń planowanych z innymi czynnikami sprzyjającymi wystąpieniu przeciążeń pozwoli skutecznie zniwelować ryzyko zagrożeń pracy sieci. Poniżej zestawiono krytyczne zdaniem autora cechy pozwalające na ocenę możliwości skoordynowania wyłączeń z warunkami pracy sieci w celu unikania przeciążeń oraz oceny celowości i zakresu niezbędnych modernizacji i rozbudowy sieci:

1. Średnia roczna ilość energii zagrożonej nieprzesłaniem ze względu na przeciążenia,
2. Średni roczny czas trwania przeciążeń elementu sieci,
3. Średni czas trwania pojedynczego przeciążenia elementu sieci,
4. Ilość elementów sieci, wyłączenie których powoduje powstawanie przeciążeń badanej linii,
5. Poziom węzłowego i/lub obszarowego zapotrzebowania na moc odbiorców, przy którym występują przeciążenia badanego elementu sieci,
6. Poziom węzłowej i/lub obszarowej generacji lokalnej, przy którym występują przeciążenia badanego elementu sieci.

4. NARZĘDZIA ANALIZY RYZYKA

Prowadząc deterministyczne analizy rozwoju sieci elektroenergetycznej, w pierwszej kolejności bierze się pod uwagę przeciążające się elementy sieci. Decyzje o modernizacji podejmowane są na podstawie maksymalnych zarejestrowanych przeciążeń w stanach N-1 lub N-2, bez uwzględnienia oczekiwanego średniego rocznego czasu trwania przeciążeń oraz stanu otoczenia warunkującego pracę systemu (zapotrzebowanie na moc, pogoda) etc.

W analizach ryzyka prowadzonych za pomocą metod probabilistycznych proponuje się w pierwszej kolejności przeprowadzenie badań elementów których wyłączenia powodują przeciążanie się innych elementów sieci. Przykład zestawienia linii ulegających przeciążeniom ze względu na poziom lokalnej generacji w warunkach wyłączenia badanego elementu sieci przedstawiono w tablicy 1.

Tabela 1. Zestawienie przeciążeń elementów sieci związanych z wyłączeniem elementu

Element przeciążający się	Energia zagrożona nieprzesłaniem [MWh/a]	Czas trwania przeciążeń w roku [h/a]	Obszarowy poziom generacji lokalnej										
			0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
L^P_1	2,9	13	-	-	-	-	-	-	-	-	10	3	0
L^P_2	4,4	32	-	-	-	-	-	-	-	6	11	4	1
L^P_3	2	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	2
L^P_4	5,4	41	-	-	-	-	-	-	-	7	14	5	1
....													
L^P_i		60	30	20	10	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma		152											

Wyznaczenie obszarowej generacji lokalnej wymaga określenia obszaru na którym przyłączone są źródła. Proponuje się przyjąć, że obszar powiązany z wyłączanym elementem obejmuje węzły sieci, w których zmiana generacji (lub obciążenia) powoduje adekwatne zmiany przepływu mocy przez badany element. Przez obszarowy poziom generacji lokalnej rozumiana jest moc oddawana do sieci przez źródła (farmy wiatrowe) przyłączone do tych węzłów sieci, wyrażona jako procent mocy zainstalowanej tych źródeł. **Błąd! Nie można odnaleźć źródła odwołania.** zawiera czasy [h/a] przez który występowało przeciążenie linii przy zadanym wyłączanym elemencie sieci i poziomie generacji obszarowej. Wielkość przeciążenia nie ma w tym przypadku znaczenia, ponieważ przekroczenie dopuszczalnego obciążenia linii ma charakter dwustanowy (0/1) i jest nieakceptowalne.

Przy wyłączeniu elementu sieci L^W_n, linie L^P_1 do L^P_4 przeciążają się wyłącznie w warunkach generacji wiatrowej, większej niż 70% mocy zainstalowanej. Skorelowanie planowanych wyłączeń elementu z prognozowaną na dzień następny generacją pozwoli na uniknięcie modernizacji linii L^P_1 do L^P_4 (pod warunkiem że odstawienie linii L^W_n jest jedynym powodem przeciążeń).

Równocześnie niezbędna może się okazać modernizacja linii L^P_i, jeżeli (na skutek koordynacji) wyłączenia L^W_n będą miały miejsce w czasie gdy generacja wiatrowa będzie mniejsza od 40% mocy zainstalowanej farm w obszarze. Modernizacja ta jest tym bardziej uzasadniona, ponieważ wynika z niedostatecznych zdolności przesyłowych dedykowanych potrzebom odbiorców energii (przeciążenia elementu spowodowane są brakiem lokalnej generacji, prawdopodobnie w warunkach wysokiego zapotrzebowania na moc).

Jeżeli przeciążenia występują w pełnym zakresie generacji obszarowej od 0% do 100%, oznacza to że ich występowanie nie zależy od generacji obszarowej i nie ma potrzeby koordynacji wyłączeń ze względu na warunki meteorologiczne.

Na podstawie statystyk pracy grupy farm wiatrowych możliwe jest określenie przez ile godzin w roku, w podziale na sezony i godziny doby, generacja wiatrowa przekracza dopuszczalny poziom ze względu na przeciążenia linii L^P_1 do L^P_4 oraz na określenie jak bardzo może to zakłócić proces planowania wyłączeń, w szczególności:

1. przez jaki procent czasu pracy służb zajmujących się pracami sieciowymi, nie będzie możliwe prowadzenie prac związanych z linią L^W_n, oraz
2. w jakiej relacji pozostają : skrócony czas dostępny dla wyłączeń elementu L^W_n i łączny roczny czas wyłączeń L^W_n, wymagany ze względu na normalną eksploatację.

Działaniem komplementarnym dla koordynacji wyłączeń elementu L^W_n może być również decyzja o zaniżaniu mocy farm wiatrowych. Dla oceny zasadności zaniżeń należało by odnieść wartość produkcji utraconej grupy farm wiatrowych w okresie wieloletnim (czas na jaki modernizacja sieci została odroczona) do kosztów uniknięcia modernizacji linii L^P_1do L^P_4. Ilościowo roczną produkcję utraconą *FW* jest stosunkowo łatwo określić. Ze względu na fakt, że produkcja *FW* w obszarze jest silnie skorelowana, należy wybrać największy czas trwania przeciążenia wszystkich linii w kolejnych przedziałach mocy oddawanej do systemu przez *FW*, pomnożyć przez moc zainstalowaną *FW* w obszarze oraz różnicę {przedział mocy *FW* – 60% (brak przeciążeń)}. W rozpatrywanym przykładzie będzie to rocznie :

$$E_U = P_{INST} \times \sum_{i=1}^{n} \big[(70\% - 60\%) \times 7 + (80\% - 60\%) \times 14 + \\ + (90\% - 60\%) \times 5 + (100\% - 60\%) \times 2\big] \quad (1)$$

gdzie: P_{INST} – obszarowa moc zainstalowana farm wiatrowych

W wyniku otrzymujemy 5,8 P_{INST} [MWh]. Jak widać na powyższym przykładzie, nie będzie to suma energii zagrożonej nieprzesłaniem wszystkimi liniami L^P_1 do L^P_4, ponieważ redukcja generacji do poziomu 60% zlikwiduje przecią-

żenia na wszystkich liniach. Uzgodniony zakres koordynacji wyłączeń elementu L^W_n znoszący przeciążenia linii L^P_1 do L^P_4 zostanie uwzględniony w analizie kolejności wykonywania modernizacji sieciowych.

Analogiczne rozważania należy przeprowadzić dla przeciążeń wynikających z zapotrzebowania na moc odbiorców. W tym przypadku działaniami komplementarnymi do koordynacji wyłączeń będą programy zarządzania obciążeniem (redukcja zapotrzebowania na żądanie Operatora Systemu).

W efekcie otrzymuje się uzgodnioną listę wyłączeń elementu L^W_n, skoordynowaną pomiędzy sobą oraz z warunkami pracy sieci niezależnymi o Operatora (warunki meteo i zapotrzebowanie na moc).

Jeżeli dla elementu L^W_n nie udało się uzgodnić skoordynowanej listy wyłączeń, należy rozważyć opcję budowy równoległego do L^W_n ciągu liniowego $L^W_{n'}$. Zakłada się przy tym, że co najmniej z ciągów będzie załączony. Kryterium wyboru pomiędzy nowym ciągiem liniowym $L^W_{n'}$ (jeżeli istnieje techniczna możliwość budowy) i modernizacją wszystkich elementów L^P_1 do L^P_i, jest koszt inwestycyjny. Należy przy tym uwzględnić, że algorytm wyboru zakresu modernizacji L^P_1 do L^P_i dopuszcza warianty niecałkowitej liwidacji przeciążeń, podczas gdy budowa nowego ciągu liniowego znosi je całkowicie.

Analogicznej analizie powinny zostać poddane wszystkie elementy L^W_n, których wyłączenia powodują powstawanie przeciążeń innych elementów sieci.

Jeżeli dla przeciążającego się elementu L^P_i udało się uzgodnić koordynację wszystkich wyłączeń L^W_n, powodujących przeciążenia, to jego modernizację można odsunąć w czasie. Pozostałe elementy przeciążające się, dla których nie zdołano uzgodnić koordynacji wszystkich wyłączeń, należy uszeregować pod względem ważności przeprowadzenia inwestycji w taki sposób, by inwestowane środki były wydatkowane w sposób najbardziej efektywny. Przykład danych do analizy zestawiono w tabela 2.

Tabela 2. Zestawienie przeciążeń elementu sieci związanych z wyłączeniami innych elementów sieci

Element przeciążający się	Energia zagrożona nieprzesłaniem [MWh/h]	Łączny czas przeciążeń w roku [h/a]	Energia zagrożona nieprzesłaniem w zależności od wielkości przeciążeń										
			0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
L^W_1	2,9	13	47 %	24 %	20 %	6 %	3 %	1 %					
L^W_2	4,4	32	56 %	27 %	13 %	3 %	1 %						
L^W_3	2	6	63 %	26 %	5 %	5 %							
L^W_4	5,4	41	32 %	25 %	17 %	11 %	6 %	5 %	3 %	1 %			

L^W_n		60											
SUMA		152	44 %	25 %	16 %	7 %	4 %	2 %	1 %	0 %			

Tabela 2 zawiera między innymi procentowy podział energii zagrożonej nieprzesłaniem pomiędzy przedziały określone wielkościami przeciążeń. Możliwe zakresy modernizacji są wielkościami dyskretnymi wynikającymi ze zmiany temperatury pracy lub przekroju przewodów.

Miarą efektywności inwestycji jest wskaźnik wyznaczany jako stosunek łącznych kosztów: modernizacji i zaniechania modernizacji, do energii „odzyskanej" (zagrożonej nieprzesłaniem w wariancie bezinwestycyjnym, którą uda się przesłać po wykonaniu inwestycji)

$$w_i^k = \frac{Km_i^k + c \times Kz_i^{k+}}{c \times \sum_n \sum_k E_{P,i}^{n,k}} \tag{2}$$

gdzie: w_i^k – wskaźnik efektywności inwestycji pole-gającej na modernizacji linii i w wariancie k[1)]

Km_i^k – koszt modernizacji linii i w wariancie k

Kz_i^{k+} – koszt zaniechania modernizacji linii i powyżej w wariantu k (koszt nieprzesłania wymaganej ilości energii)

$E_{P,i}^{n,k}$ – energia zagrożona nieprzesłaniem liną i przy wyłączeniu elementu n, której przesłanie będzie możliwe po zrealizowaniu wariantu modernizacji k

i – numer przeciążającej się linii

n – numer wyłączanego elementu sieci

k – wariant modernizacji linii i gwarantujący wzrost zdolności przesyłowych o określoną wartość

c – czas życia inwestycji sieciowej [lata]

Koszt Kz_i^{k+} zaniechania modernizacji linii i powyżej w wariantu k jest związany z energią zagrożoną nieprzesłaniem (w przypadku gdy wariant modernizacji k nie zapewnia całkowitej likwidacji przeciążeń linii i), i jest rodzajem kary dla Operatora Systemu za nieprzesłanie wymaganej ilości energii. Suma kosztów nakładów inwestycyjnych i kosztów zaniechań inwestycji konstytuują łączny koszt poniesiony przez Operatora Systemu. Energia „odzyskana" (przesyłna) $E_{P,i}^{n,k}$ stanowi korzyść.

Wskaźnik w_i^k obrazuje efektywność wydatkowania środków inwestycyjnych w horyzoncie czasowym c. Proponuje się, by koszt zaniechania modernizacji linii i powyżej w wariantu k był wyznaczany jako funkcja

$$Kz_i^{k+} = \mathrm{f}(E_{N,i}^{n,k}, C_K) \tag{2}$$

gdzie: $E_{N,i}^{n,k}$ – ilość nieprzesłanej energii liną i przy wyłączeniu elementu n, ze względu na niedostateczny zakres modernizacji k,

$$E_{N,i}^{n,k} \le E_{P,i}^{n,k}$$

C_K – kara na nieprzesłanie energii.

Rodzaj funkcji opisującej zależność kosztów niedostarczenia energii powinien zostać dobrany empirycznie. Wzrost zakresu inwestycji spowoduje wzrost Km_i^k, i w konsekwencji spadek Kz_i^{k+}, przy równoczesnym wzroście $E_{P,i}^{n,k}$ (wzór (1)). Jeżeli jednak funkcja wyznaczenia Kz_i^{k+} będzie preferowała głęboki zakres inwestycji (znaczna wartość Kz_i^{k+} przy stosunkowo niewielkiej $E_{N,i}^{n,k}$), może to prowadzić do znacznego wzrostu kosztów inwestycyjnych przy nieznacznym przyroście energii „odzyskanej" $E_{P,i}^{n,k}$. W efekcie możliwe jest doprowadzenie do sytuacji, w której wzrostowi zdolności przesyłowych nie towarzyszy prognozowany wzrost zapotrzebowania na moc (ze względu na wzrost cen energii zawierających koszty rozbudowy systemu), co w efekcie może prowadzić do przewymiarowania inwestycji w stosunku do rzeczywistych (prognozowanych na etapie analiz rozwoju systemu) potrzeb.

5. WNIOSKI

Zarządzanie ryzykiem inwestycji w oparciu o wyniki analiz stochastycznych polega w szczególności na:

[1)] przez wariant modernizacji rozumie się przyrost zdolności przesyłowych w stosunku do stanu przed modernizacją

1. identyfikacji zagrożeń, których można unikać bezinwestycyjnie, w szczególności przez zarządzanie planowymi wyłączeniami elementów sieci i odsunięcie w czasie inwestycji dla których istnieją alternatywne techniczne rozwiązania obniżenia prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń,
2. optymalizacji zakresu modernizacji sieci WN z uwzględnieniem prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń i ich potencjalnych skutków,
3. priorytetyzacji inwestycji ze względu na koszty i poprawę wskaźników funkcjonowania sieci, mogącą polegać na pierwszeństwie modernizacji linii przeciążającej się w niewielkim stopniu przez stosunkowo długi czas w roku, przed linią mogącą przeciążyć się w znacznie większym stopniu przez krótki czas w roku (niewielkie prawdopodobieństwo wystąpienia).

Proponowana metodyka pozwala na ilościową ocenę zagrożeń w kategoriach prawdopodobieństwa wystąpienia przyczyn i wielkości zagrożeń. Wynikiem analiz ryzyka zakresu inwestycji prowadzonych w oparciu o stochastyczne metody symulacji pracy sieci są:

1. Rozkłady prawdopodobieństwa obciążeń (przeciążeń) linii w kategoriach wielkości, czasu trwania i energii zagrożonej nieprzesłaniem.
2. Wytyczne dot. koordynacji planowania wyłączeń elementów sieci, pozwalające na unikanie (zmniejszenie prawdopodobieństwa wystąpienia) przeciążeń:
   a) tablica zabronionych kombinacji wyłączeń par elementów sieci,
   b) tablice dozwolonych wyłączeń w funkcji obszarowych:
      – zapotrzebowania na moc odbiorców, oraz
      – poziomu generacji lokalnej.
3. Wytyczne dotyczące działań komplementarnych dla koordynacji wyłączeń, pozwalających na unikanie przeciążeń sieci:
   a) łączny czas trwania w roku redukcji mocy oddawanej do sieci przez FW lub pobieranej przez odbiorców,
   b) jednorazowy czas ograniczeń w roku (ocena czy odbiorca zgodzi się na udział w programie ze względu na ograniczenia wynikające np. z procesu technologicznego, determinującego zapotrzebowanie na moc),
   c) wolumen energii utraconej w roku (nie oddanej przez wytwórcę lub nie pobranej przez odbiorcę). W odniesieniu do wytwórców jest to istotny element decyzji o podjęciu inwestycji,
   d) częstość występowania ograniczeń (długość przerw pomiędzy ograniczeniami, mogąca mieć wpływ na skłonność Odbiorcy do przystąpienia do programu zarządzania obciążeniem),
   e) wymagana wielkość redukcji generacji lub zapotrzebowania na moc. Kluczowy element dla wyznaczenia minimalnej wymaganej ilości pomiotów uczestniczących programie zarządzania obciążeniem.

W efekcie należy oczekiwać poprawy efektywności inwestowania w rozwój sieci WN.

TECHNICAL RISK MANAGEMENT OF GRID DEVELOPMENT PLANNING

Risk management needs to be quantified in terms of probability of events causes threads, and the consequences of the occurrence of critical events. The greatest threats are caused by events of a high probability and at least significant consequences, and events with very serious consequences, and at least a significant probability. In this context, risk management is to take actions to reduce probability of the events causing the threat or minimize the effects of hazards.
Managing the risks associated with high-voltage grid development planning, the primary threat is network congestion. Network development planning aims, i.a., ensuring reliability and minimizing the cost of energy supply. The implementation of these trade off pose to optimize the allocation of investment expenditures. Maintaining the reliability of the network in the future, with the increase in demand and power of connected renewable energy sources, can be realized alternatively based on:

- minimize the effects of threats through planning the network reinforcement.
- minimize probability of critical events while planning and operating the future system by identifying and avoiding risks.

Keywords: grid development planning, risk managemet, probabilistic power flow