

# Zarządzanie złożonością i niepewnością dotyczącą zapotrzebowania na energię, wytwarzania energii i rynku w planowaniu rozwoju systemu elektroenergetycznego w świetle analiz CIGRE

Specjaliści zajmujący się badaniami systemowymi, w tym planowaniem rozwoju systemów elektroenergetycznych, stoją dziś w obliczu niespotykanych do tej pory wyzwań. Zachodzące w obszarze energetyki, z dużą dynamiką zmiany – szybsze niż możliwości inwestycyjnego reagowania na nie – dotyczące prawa, organizacji, ekologii, cen surowców energetycznych i technologii na rynkach lokalnych i rynku globalnym spowodowały, że Komitet Studiów C1 CIGRE dostrzegł ten problem.

Kilka grup roboczych zajmowało się zagadnieniem metod planowania systemów elektroenergetycznych w świetle wzrostu niepewności wynikającego z ewolucji rynku. Grupa robocza C1-2 skupiła się na metodach utrzymania akceptowalnej niezawodności, grupa C1-5 na sposobie uwzględniania niepewności w analizach ekonomicznych planów przesyłu/dystrybucji/wytwarzania energii, zaś grupa C1-7 na ocenie metod aktualnie stosowanych do rozwiązywania problemu nowych niepewności związanych z rynkiem, zapotrzebowaniem i wytwarzaniem energii oraz opracowaniu planów systemowych pozwalających uzyskać równowagę między niezawodnością, względami ekonomicznymi i ryzykiem. Grupa Robocza C1-7 opracowała kwestionariusz, dzięki któremu zostały zbadane podobieństwa i różnice w zakresie takich niepewności w różnych krajach i systemach elektroenergetycznych. Oprócz tego przedstawiono także konkretne przykłady ilustrujące niektóre z metod stosowanych przez planistów na całym świecie. Zajęto się przeanalizowaniem trzech głównych niepewności związanych z: rynkiem, zapotrzebowaniem i wytwarzaniem.

W celu udokumentowania praktyk stosowanych przez wiele różnych podmiotów zajmujących się operatorstwem i planowaniem, sformułowano w kwestionariuszu pytania, które miały na celu uzyskanie informacji na temat rodzajów niepewności i ich dotkliwości, przyczyn niepewności i ich oddziaływania na plany, odpowiedzi na takie oddziaływania oraz metod prognostycznych.

W niniejszym artykule omówione zostały wyniki pracy Grupy Roboczej C1-7 związane z niepewnościami w procesie planowania rozwoju systemów elektroenergetycznych przedstawione w raporcie z prac.

## Niepewności związane z rynkiem

Pojęcie „rynek” w opracowaniu przygotowanym przez Grupę Roboczą C1-7 odnosi się do struktury organizacyjnej regionalnego systemu elektroenergetycznego i sposobu jego funkcjonowania.

Można wyróżnić dwa tak zdefiniowane podstawowe modele rynku energii elektrycznej. Są to:

- tradycyjny model przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo,
- konkurencyjny model rynku oparty na różnych założeniach, ale bez integracji pionowej.

W modelu z integracją pionową przedsiębiorstwo energetyczne odpowiedzialne jest za całość działalności wytwórczej, przesyłowej i dystrybucyjnej na danym obszarze geograficznym. W jej zakres wchodzi także operatorstwo istniejącej sieci i jednostek wytwórczych oraz planowanie rozwoju systemu. W rezultacie przedsiębiorstwo takie może wdrożyć jeden wspólny proces planowania wytwarzania i przesyłu, mając na względzie opracowanie w pełni skoordynowanych planów uruchamiania nowych mocy wytwórczych w systemie i wycofywania przestarzałych elektrowni z eksploatacji. Dodatkowo takie przedsiębiorstwo energetyczne może opracowywać plany ruchu sieci bazując na posiadanej pełnej wiedzy na temat zasad pracy elektrowni przyłączonych do systemu.

W modelu tym występują jednak zauważalne braki efektywności wynikające z nieobecności konkurencji. Są to:

- brak presji komercyjnej w zakresie prowadzenia elektrowni,
- brak bodźców zachęcających do wprowadzania innowacyjnych lub pozatechnicznych rozwiązań problemów technicznych,
- jednolite podejście do zaspokajania potrzeb odbiorców.

W modelu konkurencyjnym wspomniane braki nie istnieją, ale za to regulatorzy konsekwentnie dążą do zwiększenia presji konkurencyjnej i uzyskiwania korzyści dla konsumentów. Zmiany rynkowe zwiększyły niepewność w planowaniu systemu w takim modelu. Dwa najbardziej istotne rodzaje niepewności to niepewność wprowadzana przez zmiany regulacyjne oraz trudności z uwzględnianiem przepływów transgranicznych. Oba wiążą się bezpośrednio z poziomem nakładów inwestycyjnych.

Kolejny spośród najbardziej istotnych rodzajów niepewności związany jest z poziomem cen paliw w przyszłości. Wynika to z niezdolności planistów do przewidywania przyszłych ekonomicznych modeli dysponowania wytwarzaniem przy różnym poziomie zapotrzebowania w systemie. Najczęściej przyczyną takiej niepewności bywa restrukturyzacja rynku, co współgra z wyrażanym poglądem, że obecnie rynki w wielu regionach przechodzą zmiany. Do najważniejszych skutków takiej niepewności należą: zmniejszenie dostępnej zdolności przesyłowej, zmniejszenie bezpieczeństwa systemu, ograniczenie możliwości odstawień remontowych oraz nieuchronny efekt, jakim jest niewystarczalność zdolności przesyłowej.

Przy postępującym rozwoju rynków oraz rosnącym nacisku na koszty jednostkowe dostarczonej energii elektrycznej, większość regulatorów rynku dąży do wprowadzania większej przejrzystości i konkurencji w systemie zaopatrywania w energię elektryczną. Typowym przykładem takiego działania jest rozdział funkcji działalności przesyłowej i wytwórczej przedsiębiorstwa. Wraz z utworzeniem oddzielnych przedsiębiorstw planowanie przesyłu i wytwarzania nie stanowi już elementów jednego procesu wewnętrznego. Procesami planowania wytwarzania i przesyłu sterują natomiast rynkowe procesy i procedury, na które oddziaływać może wielu niezależnych uczestników rynku.

Istnieją jednak pewne niezbędne strukturalne elementy rynku, których określenie w warunkach konkurencji jest konieczne do bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz po to, by wszyscy uczestnicy wiedzieli, w jaki sposób działać na rynku. Do takich elementów strukturalnych zaliczyć można:

- zasady przyłączenia,
- zasady opłat,
- przepisy dotyczące własności,
- zasady dysponowania.

Oprócz tego występują jeszcze zasady obrotu, które określają, w jaki sposób rynek funkcjonuje z dnia na dzień oraz w jaki sposób rozdzielana jest zdolność przesyłu energii w przypadku wystąpienia ograniczeń sieciowych.

Do niestrukturalnych elementów rynku należą: liczba uczestników rynku, wzajemne oddziaływanie z innymi rynkami – paliwa, handel emisjami.

System przesyłowy musi więc zostać zaplanowany w taki sposób, aby zagwarantować wystarczającą zdolność przesyłową do prowadzenia ruchu systemu zgodnie z określonymi standardami w przypadku różnych scenariuszy działania, nie zaś tylko tych scenariuszy, które uzgodniono w ramach skoordynowanego planowania wytwarzania i przesyłu.

Mówiąc o oddziaływaniu rynku energii elektrycznej na planowanie systemu przesyłowego mamy na myśli wpływ regulacji, procesów i procedur takiego rynku na tworzone plany rozwoju. W szczególności ważne jest to, w jaki sposób procedury takie powodują powstanie niepewności oraz w jaki sposób problem takiej niepewności jest rozwiązywany.

Poniżej opisano rodzaje niepewności, jaką tworzą nowe rynki, oraz jej nieuchronne skutki dla procesu planowania rozwoju.

## Struktura rynku

### Regulacje

Podstawowa struktura rynku odnosi się do sposobu, w jaki zorganizowany jest rynek. Nawet w przypadku modeli opartych

na podobnych założeniach występują rozbieżności co do dokładnej realizacji takiej struktury. Na inwestycje rynkowe wpływ mają dwie kwestie:

- czy operatorem systemu przesyłowego jest jedno przedsiębiorstwo,
- czy za zatwierdzanie planów inwestycji odpowiada jeden regulator czy więcej organów regulacyjnych.

W przypadku, gdy wymagane jest uzyskanie wielu zewnętrznych zezwoleń niepewność dotycząca procesu inwestycyjnego jest większa ze względu na większy czas uzgadniania. Większa niepewność oznacza większy wysiłek, jaki wymagany jest do uzgodnienia właściwej opcji wzmocnienia infrastruktury przesyłowej, częściowo z powodu czasu, jaki zajmuje nawiązanie współpracy z podmiotami zewnętrznymi. W przypadku bardziej złożonych schematów zarządzania proces wymaga czasu. Planowanie obejmujące trzy państwa wymagać będzie uzyskania w procesie planowania trzech oddzielnych zestawów uzgodnień.

### Liczba uczestników rynku

W przypadku, gdy rynek ma wielu uczestników liczba możliwych scenariuszy znacznie się zwiększa. Jeżeli na przykład działa na nim wiele niezależnych spółek wytwórczych występuje większa niepewność co do opcji dostępnych dla indywidualnych wytwórców. W takich przypadkach większa jest niepewność co do tego, jak zamierzają prowadzić swe elektrownie oraz – w efekcie – co do skutków dla pracy systemu przesyłowego.

Analogicznie, mniejsza niepewność występuje, gdy zarówno właścicielem, jak i operatorem infrastruktury przesyłowej jest jedno przedsiębiorstwo, niż gdy jej właścicielem jest jedna, a operatorem inna spółka.

Inne rodzaje niepewności dotyczącej rynku wynikają z poniżej wymienionych czynników.

- *Zasady obrotu.* Struktura rynku może mieć skutki również pod względem rozwiązań, jakie może zaoferować właściciel/operator infrastruktury przesyłowej.
- *Usługi systemowe.* Kolejnym istotnym czynnikiem wpływającym na niepewność rynkową jest to, jaki podmiot odpowiedzialny jest za rozwiązywanie problemu kosztów ograniczeń. Może wystąpić sytuacja, w której potencjalny koszt likwidacji ograniczeń uzasadniać będzie inwestycje zwiększające zdolność przesyłową, nawet wówczas, gdy wielkość zdolności przesyłowej spełnia standardy niezawodnościowe.
- *Rozwiązania problemów natury technicznej.* Niektórzy niezależni operatorzy systemu uwzględniają różne opcje rozwiązań problemów natury technicznej. Do opcji takich należy wzmocnienie lub rozbudowa infrastruktury przesyłowej, a ponadto także wytwarzanie rozproszone oraz sterowanie popytem.

### Połączenie z zewnętrznymi systemami/rynkami

Połączenie z zewnętrznym systemem może być realizowane poprzez fizyczne łącze przemiennie- (AC) lub stałoprądowe (DC). W obu przypadkach występują jednak ograniczenia przepustowości. Są one bowiem przewidziane do przesyłania określonej ilości energii, nie zaś przepływu mocy, jaki powstałby między dwoma sieciami w przypadku, gdyby całością mocy wytwórczej w obu systemach dysponowano według zasad obowiązujących dla pojedynczego systemu.

Poziom, na jakim w danej chwili będzie pracować połączenie międzysystemowe jest trudny do przewidzenia. Będzie on między innymi uzależniony od obowiązujących dla danego połączenia rozwiązań handlowych. W przypadku wielu systemów takie rozwiązania handlowe obejmują element aukcyjny, na który mogą składać się przetargi na długo- i krótkoterminowe rezerwy mocy.

Ponieważ połączenia międzysystemowe funkcjonują pomiędzy rynkami, nie można ich charakteryzować posługując się równoważnymi charakterystykami jednostek wytwórczych. Przepływy energii przez połączenia międzysystemowe wynikają raczej z kombinacji czynników, takich jak: względne ceny produkcji energii, względne poziomy zapotrzebowania w każdym z systemów. Niepewność taka utrudnia dokładne przewidywanie poziomu przepływu przez połączenie dla danego scenariusza planowania. Oprócz tego, zważywszy, że większość połączeń działa w obu kierunkach, pełen zakres przepływów jest zwykle większy niż przepustowość połączenia. Przykładowo, łącze stałoprądowe między Wielką Brytanią i Francją jest w stanie obsłużyć przepływy 2000 MW w obu kierunkach.

Dodatkowa komplikacja pojawia się, kiedy dany system zostaje połączony z systemem posiadającym też inne połączenia międzysystemowe. W takich przypadkach na poziom przepływów przez system posiadający wiele połączeń mogą mieć wpływ systemy niepołączone bezpośrednio z nowo przyłączonym systemem.

Dlatego też planowanie uwzględniające oddziaływanie połączeń międzysystemowych jest trudne i, w zależności od stopnia wzajemnego połączenia, może wymagać koordynacji obejmującej wiele systemów zarówno pod względem planowania, jak i działania. Przykładowo, eksploatacja nowego połączenia między Holandią i Danią spowoduje istotne zmiany w przepływach w innych przyłączonych krajach (Belgii, Niemczech i Francji), podczas gdy systemy tych krajów być może nie planowano z uwzględnieniem wszystkich scenariuszy, jakie obecnie mogą wystąpić.

Jeżeli systemy połączone są bezpośrednio łączami przemiennoprądowymi pojawia się potencjalne ryzyko, że awarie w jednym z połączonych systemów będą oddziaływać także na inne połączone systemy poprzez zapady napięcia, utratę stabilności systemu czy kaskadowe wypadnięcia połączeń liniowych. Tak więc, chociaż połączenie systemów może przynosić korzyści, na przykład w postaci możliwości wzajemnego udostępniania rezerw, dostępu do taniej produkcji energii czy zwiększenia dostępu wytwórców do rynków, wprowadza ono także element niepewności dla planowania rozwoju. Potencjał takich skutków można ograniczyć dzięki stosowaniu połączeń stałoprądowych.

### **Powiększenie rynku/systemu**

W ostatnim czasie w operatorstwie i planowaniu systemów przesyłowych występuje tendencja do powiększania systemu przesyłowego w taki sposób, by w jego skład wchodziły sieci przesyłowe dotychczas traktowane jako część połączonych systemów.

Zaletą tego jest pewna redukcja złożoności, ponieważ:

- alokacja dostępu do systemu przesyłowego odbywa się w spójny sposób;
- dysponowanie wytwarzaniem odbywa się w spójny sposób w całym systemie, a w rezultacie prościej jest określać spójne scenariusze planistyczne;

- dawna granica połączenia traktowana jest obecnie tak samo jak każda inna wewnętrzna granica w obrębie systemu, czyli w całej sieci obowiązują jednolite standardy bezpieczeństwa;
- możliwe jest wzajemne udostępnianie rezerw operacyjnych na większym obszarze sieci.

Jeżeli granica między dwoma oddzielnymi, ale połączonymi ze sobą systemami zostanie przekształcona w wewnętrzną granicę w ramach większej, połączonej sieci, pojawi się wówczas potencjał nieograniczonych przepływów przez tę granicę. Zwykle sytuacja taka spowoduje wzrost przepływów, ponieważ taniej wyprodukowana energia po jednej stronie granicy będzie w nieograniczony sposób dostępna dla odbiorców po drugiej stronie. Wymaga to zazwyczaj wybudowania infrastruktury zwiększającej zdolność przesyłową, która musi obsłużyć przyszłe wielkości przepływów. Koszty utworzenia takiej dodatkowej infrastruktury jednak zwykle zwracają się z nawiązką dzięki oszczędnościom wynikającym z możliwości oferowania odbiorcom najbardziej konkurencyjnie wytworzonej energii.

Niepewność wprowadzana przez powiększenie systemu wiąże się z tym, że sieć, w której przychodzi działać jest większa, obciążona jest większą liczbą niewiadomych oraz występują w niej większe przepływy mocy. Ponadto we wczesnej fazie po połączeniu rynków jest pewna ilość czasu wymaganego, by planiści zaznajomili się z głównymi problemami właściwymi dla nowego, większego systemu.

### **Narzędzia i techniki minimalizacji oddziaływania niepewności rynku**

Jedną z najbardziej skutecznych metod radzenia sobie z niepewnością dotyczącą rynku jest zadbanie o to, by reguły i procedury wykorzystywane do kierowania funkcjonowaniem rynku były dobrze przemyślane, niezawodne i jasno określone.

Większość rynków konstruowana jest na podstawie kodeksu sieciowego określającego minimalne wymagania techniczne, które muszą być spełnione przez wytwórców i odbiorców przyłączonych do systemu przesyłowego, na przykład minimalną moc bierną, jaką musi zapewnić wytwórca.

Oprócz tego system przesyłowy projektowany jest zazwyczaj zgodnie z ustalonym zbiorem standardów bezpieczeństwa. Standardy takie określają poziom zdolności przesyłowej na potrzeby rynku wynikające z założeń dotyczących technicznych parametrów przyłączeń do systemu przesyłowego.

Niezbędne jest, aby na bieżąco przeglądać te reguły i je aktualizować, dzięki czemu pozostaną one aktualne w warunkach zmian zapotrzebowania na rynku, których przykładem jest przyłączanie coraz większych mocy wytwórczych energetyki odnawialnej.

### **Przykłady**

#### *Prywatyzacja brytyjskiego systemu elektroenergetycznego*

W roku 1990 rozpoczęto prywatyzację systemu elektroenergetycznego Anglii i Walii. Przedsiębiorstwo *Central Electricity Generating Board*, dotychczas odpowiedzialne za wytwarzanie i przesył, zostało podzielone na niezależne spółki. Wyłączną odpowiedzialność za własność, prowadzenie ruchu i planowanie systemu przesyłowego przejęła spółka *National Grid Company*.

Oddzielne spółki wytwórcze przejęły natomiast kontrolę nad wszystkimi elektrowniami. Zadanie dostaw i dystrybucji energii sieciami o napięciu 132 kV i niższym powierzono dwunastu regionalnym spółkom energetycznym.

Zaprzestano centralnego planowania infrastruktury wytwórczej i przesyłowej. Zamiast niego wprowadzono skodyfikowany system zarządzania przyłączaniem i składania wniosków o przyłączenie do systemu przesyłowego. Planiści systemu przesyłowego opracowali plany rozwoju systemu przesyłowego oraz przyłączenia konkurencyjnych inwestycji wytwórczych według o uzgodnień umownych z niezależnymi spółkami wytwórczymi.

Do bilansowania wielkości dostaw i zapotrzebowania przewidziano pool. W ramach poolu wytwórcy przedstawiali swą ofertę cenową na MWh, a następnie zawierano z nimi transakcje na okresy półgodzinne, przy kryterium pierwszeństwa dla najniższej ceny oferowanej. Systemowa cena krańcowa (System Marginal Price) za każdy okres półgodzinny ustalana była według oferty cenowej jednostki krańcowej (marginal generator), przy czym wszyscy wytwórcy produkujący energię w ciągu tego okresu półgodzinnego otrzymywali tak określoną systemową cenę krańcową.

Regulacja oraz funkcjonowanie rynku i nowy proces przyłączania do systemu ewoluowały na przestrzeni lat 1990–2007. W miejsce pierwotnego poolowego systemu dysponowania wytwarzaniem pojawił się dwustronny rynek bilansujący, obejmujący obecnie także Szkocję.

Nie ustawał także proces przyłączania nowych mocy wytwórczych – od pierwotnej tendencji do uruchamiania elektrowni gazowych na początku lat 90, do obecnego trendu przyłączania do systemu siłowni wiatrowych, lądowych i przybrzeżnych. W każdym wypadku przyłączenie nowych mocy wytwórczych wymaga zmiany konfiguracji systemu tak, by mógł on przyjąć znaczne przepływy energii z obszarów sieci, których pierwotnie ani nie planowano, ani nie budowano pod kątem ułatwienia takich przepływów.

Początkowo w ramach regularnego przeglądu regulacyjnego (Price Control Review) ustalano pułap nakładów inwestycyjnych obowiązujący przez trzy lata okresu regulacji cenowej, później okres ten wydłużono do lat sześciu. Jedną z wad dłuższego okresu regulacji jest to, że występuje większe ryzyko różnicy między rzeczywistymi wynikami a założeniami planistycznymi na początku okresu przeglądu. W rezultacie *National Grid* może w okresie przeglądu mieć deficyt lub nadmiar środków. W celu rozwiązania tego problemu regulator w przeglądzie regulacyjnym w 2007 r. wprowadził mechanizm bodźcowy, tzw. Revenue Drivers. Bodźce takie zmniejszają niepewność co do ilości środków, różnicując dozwolony poziom dochodów *National Grid* w zależności od rzeczywistego poziomu przyłączenia nowych jednostek do systemu przesyłowego bez stosowania pełnej procedury przeglądu cenowego.

### Projekt NorNed

Połączenie NorNed tworzy podmorskie stałoprądowe łącze kablowe wysokiego napięcia (HVDC) między Holandią i Norwegią. Projekt realizuje dwóch krajowych Operatorów Sieci Przesyłowych, *TenneT* i *Statnett*, jako równi partnerzy.

Decyzje o budowie połączenia podjęto w grudniu 2004 r., a inwestycja została zakończona w 2007 roku. NorNed jest najdłuższym na świecie podmorskim połączeniem kablowym

w technologii HVDC. NorNed stanowi priorytetowy projekt infrastrukturalny w ramach unijnego programu sieci transeuropejskich, TEN (Trans European Networks).

- Długość kabla: 580 km
- Łączne koszty projektu: ok. 495 mln euro
- Przepustowość kabla: 700 MW
- Końcówki łącza zlokalizowane są w miejscowościach Fedaa (Norwegia) i Eemshaven (Holandia)
- Masa: kabel jednożyłowy = 37,5 kg/m; kabel dwużyłowy = 85 kg/m
- Poziom napięcia: +/- 450 kV
- Maksymalne zanurzenie w morzu: 410 m

Połączenie NorNed ma charakter otwarty, a korzystanie z niego odbywać się będzie poprzez sprzężenie rynków holenderskiego i nordyckiego. Czasowo, tj. do 01.01.2009 r., moc połączenia oferowana będzie na aukcji typu explicit. Rozwiązaniem długoterminowym jest natomiast sprzężenie rynków w oparciu o aukcję implicit. Połączenie rynków obsługiwać będzie giełda energii APX (w Holandii) oraz NordPool w Norwegii (w krajach skandynawskich). Wartość wykorzystania mocy ustalana będzie następnie na podstawie różnic cenowych na rynku dnia następnego.

Kabel NorNed łączy holenderski system elektroenergetyczny (przewaga elektrowni ciepłych) z systemem norweskim, w którym dominuje hydroenergetyka. Oba rynki mają bardzo różną charakterystykę, a co za tym idzie, struktury cenowe (doba/sezon/rok). Może występować znaczna różnica cen w ciągu godziny. Dzięki takim różnicom cenowym możliwe jest uzyskanie dużych dochodów z obrotu energią, który, jak się ocenia, może zapewniać akceptowalną wielkość zwrotu z inwestycji. Połączenie będzie podlegać regulacji, co oznacza, że koszty i przychody związane z projektem będą przenoszone na odbiorców sieciowych.

### Połączenie międzysystemowe Neptune Cable

Budowa nowych połączeń HVDC (łącze stałoprądowe wysokiego napięcia) między rynkami, które wcześniej w ogóle nie były połączone lub były połączone jedynie w słabym stopniu, pozwala bez ponoszenia większego ryzyka osłabiać skutki niepewności dotyczącej dostępu do rynku i dostępności mocy wytwórczych. Połączenia stałoprądowe można kontrolować, a operatorzy systemowi mogą wedle uznania określać poziom wymiany międzysystemowej. Zróźnicowanie sąsiednich rynków pod względem obciążenia i przerw w ruchu powoduje, że w przypadku awarii na rynku znajdującym się po jednej stronie połączenia może zostać udzielona pomoc z rynku po drugiej stronie.

Jednym z takich połączeń w Stanach Zjednoczonych jest Neptune Cable między systemem Northeast New Jersey oraz Long Island w Nowym Jorku. Ponieważ istnieje już podwodne łącze stałoprądowe między Long Island a Nową Anglią, nowy kabel Neptune pomaga w rzeczywistości w połączeniu trzech oddzielnych rynków: PJM RTO, NYISO oraz ISO-New England.

Linia przesyłowa 500 kV Neptune została scharakteryzowana przez Long Island Power Authority (LIPA) w następujący sposób: *Kosztująca ponad 600 milionów dolarów 65-milowa linia przesyłowa Neptune Regional Transmission System to podmorskie i podziemne stałoprądowe łącze wysokiego napięcia (HVDC), w skład którego wchodzi kabel energetyczny biegnący od Sayreville w stanie New Jersey do New Cassel w Town of North*

*Hempstead w Nassau Count. Przesyła ono 660 MW, co wystarcza do zaspokojenia zapotrzebowania na elektryczność ok. 600 tys. średniej wielkości gospodarstw domowych.*

23 stycznia 2004 r., połączenie Neptune otrzymało Certificate of Environmental Compatibility and Public Need – certyfikat zgodności ekologicznej i spełniania potrzeb społecznych, wydany przez stanową komisję New York Public Service Commission. Inwestycja została ukończona przed planowanym terminem realizacji, a w czerwcu 2007 r. przyłączona do sieci, jeszcze przed letnim szczytem obciążenia.

Po zsumowaniu 660 MW mocy połączenia Neptune z 330 MW łącza DC "Cross-Sound" między Long Island a Connecticut, LIPA dysponuje 990 MW przepustowości stałoprądowych połączeń z sąsiednimi rynkami. Jest to pozytywna zmiana w stosunku do dawnej sytuacji, kiedy to odbiorców na Long Island zasilac musiały źródła zlokalizowane na wyspie oraz dwa niewielkie łącza między wyspą a NYISO w kierunku północnym. Zważywszy, że obecnie moc wytwórcza na Long Island wynosi około 5000 MW, dzięki nowym połączeniom z PJM i Nową Anglią możliwy staje się import prawie 1000 MW dodatkowej mocy w okresie, gdy produkcja energii na wyspie będzie droższa lub tamtejsze źródła nie będą dyspozycyjne.

Według prezesa LIPA, Kevina Lawa: *dzięki połączeniu kablowemu Neptune, Long Island wkracza w nową erę. Neptune daje LIPA możliwość kupowania tańszej energii na pokrycie zapotrzebowania odbiorców, a jednocześnie większą elastyczność wyboru rynków, na których energia taka jest kupowana. Jest to istotna korzyść dla Long Island.*

## Niepewność dotycząca zapotrzebowania

### Rodzaje niepewności

#### *Przewidywanie wzrostu zapotrzebowania*

Przewidywanie wzrostu poboru energii przez odbiorców ma zasadnicze znaczenie dla zapewnienia dostępności niezawodnego i ekonomicznego zaopatrzenia w energię elektryczną, zaspokajającego przyszłe potrzeby. Jeżeli tempo wzrostu obciążenia jest wolne do umiarkowanego, a jego rozmieszczenie geograficzne – jednolite, można wówczas zwykle opracować i wdrożyć plan stabilnej i przewidywalnej rozbudowy sieci. Jeżeli spodziewany jest znaczny wzrost obciążenia, „optymalna” rozbudowa sieci może trwać zbyt długo i konieczne mogą okazać się różne działania redukujące. Jeżeli przewidywany jest zerowy lub ujemny wzrost obciążenia, pojawić się mogą inne problemy, takie jak brak motywacji do wymiany lub modernizacji starzejącej się infrastruktury sieciowej.

Zmiany wzrostu obciążenia w skali kraju lub systemu mogą wynikać ze zmian:

- średniej wielkości zużycia przypadającej na odbiorcę,
- liczby odbiorców,
- obydwu czynników jednocześnie.

Na przykład szybki rozwój gospodarczy lub wzrost majątności odbiorców prawie zawsze idzie w parze ze znacznym wzrostem zużycia energii elektrycznej. Taki wzrost obciążenia można przewidzieć na podstawie informacji makroekonomicznych, statystycznych, gospodarczych, rządowych i fizycznych.

Do korelowania wzrostu zużycia energii elektrycznej z historycznymi seriami danych wykorzystuje się od dawna modele statystyczne. W takich analizach kluczową zmienną niezależną jest zawsze wzrost gospodarczy kraju lub regionu. Ważne inicjatywy krajowe mogą mieć również wpływ na przyszłe zapotrzebowanie na energię w określonych regionach. Średni wzrost całkowitego obciążenia systemu nie jest zwykle wystarczającym wskaźnikiem niepewności rzutuującej na potrzeby w zakresie przesyłu. Powodem jest to, że na potrzeby przesyłowe wpływ mają wszelkie zmiany w zakresie lokalizacji wytwarzania i lokalizacji zużycia energii.

#### *Lokalizacja przyrostu obciążenia*

Oprócz wartości całkowitego obciążenia, największa niepewność w planowaniu infrastruktury sieciowej związana jest z jego lokalizacją. Nawet w przypadku zerowej sumarycznej wielkości wzrostu obciążenia znaczne przesunięcie obciążenia z lokalizacji A do lokalizacji B może stanowić istotny problem dla planistów sieci. Przewidywanie takich zmian wymaga takiego samego rodzaju narzędzi i informacji, jakie wykorzystuje się w przypadku systemu jako całości, przy czym czasem nie ma odpowiedniej infrastruktury do gromadzenia danych dla określonego obszaru geograficznego, w którym występuje taki nagły wzrost. W takich przypadkach, kiedy nie ma możliwości wystarczająco szybkiego zbudowania odpowiedniej infrastruktury przesyłowej, wymagane może być zastosowanie innych działań po stronie popytowej.

#### *Przewidywanie wytwarzania rozproszonego*

Jeżeli w pobliżu odbioru dostępna jest duża moc wytwarzania rozproszonego, wówczas można znacząco ograniczyć lub nawet zupełnie wyeliminować potrzebę przesyłu energii. Fizyczna obecność i praca takich źródeł wytwórczych może skutecznie „anulować” oddziaływanie lokalnego obciążenia na regionalny system przesyłowy. W tym celu jednak lokalni wytwórcy muszą być zobowiązani do obsługi takiego obciążenia. Wymaga to zazwyczaj wystarczającej mocy rezerwowej oraz zawarcia umowy lub kontraktu na świadczenie usługi. Jeżeli właścicielem i operatorem takich źródeł jest przedsiębiorstwo publiczne, realizacja takiego zobowiązania jest zagwarantowana. Jeżeli właścicielem jest podmiot prywatny sugerowane jest zawarcie zobowiązania umownego.

### Przyczyny niepewności

Najczęściej przytaczaną przyczyną niepewności dotyczącej obciążenia są przyszłe wskaźniki makroekonomiczne w danym regionie oraz zmiany technologiczne oraz elektryfikacja. Oczywiście ostatnie dwa czynniki często powiązane są ze zmianami w gospodarce na poziomie regionalnym lub krajowym oraz zmianami w polityce energetycznej.

### Metody rozwiązywania problemu niepewności

Należy do nich najbardziej oczywisty środek, jakim jest prognozowanie obciążenia w systemie oraz różne inne metody stosowane do oceny skutków, jakie zmiana obciążenia będzie wywoływać dla samego systemu. Prawie 80% ośrodków zajmujących się planowaniem korzysta z rocznych prognoz obciążenia

systemu, zaś pozostałe 20% stosuje prognozy dwuletnie. Ponad połowa tych prognoz obejmuje horyzont 10 lat, a jedna trzecia – 15 lat. Niektóre przedsiębiorstwa stosują prognozy o horyzoncie pięcio- oraz dwudziestoletnim. Źródła prognoz obciążenia są podobne. Prawie 80% planistów wykorzystuje prognozy swoich grup dystrybucyjnych, a pozostali pozyskują prognozy od przedsiębiorstw zajmujących się dostawami hurtowymi energii. Uzupełniająco wykorzystywane są także prognozy opracowane przez organizacje rządowe. Wykorzystywane są także źródła operatorów rynku, badania konsumentów, instytutów ekonomicznych oraz badania w sektorze.

Większość planistów wykorzystuje do prognozowania przyszłego wzrostu obciążenia wskaźnik makroekonomiczny. Do często stosowanych metod należą prognozy zapotrzebowania szczytowego oraz ekstrapolacja historycznych przepływów mocy. Prawie wszyscy korzystają z różnych form metody scenariuszowej. Stosuje się metodę ogólną, która polega na zbadaniu efektów systemowych wynikających z zaistnienia wielu różnych możliwych scenariuszy określonych na podstawie wiarygodnych kombinacji założeń parametrów kluczowych, takich jak wzrost gospodarczy, ceny paliw, lokalizacje mocy wytwórczych, rozwiązania typu DSM oraz obciążenia linii.

Część planistów korzysta z metod probabilistycznych. Jeśli kluczowym parametrem modelu zostaną przypisane wartości liczbowe prawdopodobieństwa, to prawdopodobieństwa takie pozwalają określić wiarygodność tezy, że w określonych scenariuszach uzasadniona będzie rozbudowa i wzmocnienie systemu.

Do rozwiązywania problemów wynikających z niepewności obciążenia wykorzystuje się także procesy oparte na współpracy. Metody takie różnią się znacznie, niemniej w większości przypadków przewidują one opracowanie przez właściciela majątku przesyłowego projektu planu oraz późniejszą weryfikację takiego planu przez różnych interesariuszy, do których często należą regulatorzy, odbiorcy, samorząd lokalny, organizacje ekologiczne i inni. Ich uwagi zostają następnie przekazane i poddane dyskusji, a w efekcie pierwotny plan może zostać zmieniony. Po jednym lub dwóch powtórzeniach takiego cyklu wytwarza się zwykle poczucie wspólnej własności i odpowiedzialności za ostateczną wersję planu. Ponieważ pod uwagę brane jest wiele poglądów, z podejściem tym wiąże się zwiększone prawdopodobieństwo, że wysłuchane i uwzględnione zostaną poglądy różniące się.

## Przykłady

### *Podejście Kansai do niepewności dotyczącej popytu*

#### Koncepcje zawarte w planie generalnym (Master Plan) Kansai

W celu poradzenia sobie z problemem wzrostu zapotrzebowania przedsiębiorstwo Kansai przystąpiło do pracy nad nowym planem generalnym (master plan) bazującym na scenariuszach. Przyjęto następujące cele:

- system elastyczny wobec przyszłych wahań zapotrzebowania, uwzględniający nie tylko mały bądź duży, lecz również ujemny przyrost zapotrzebowania,
- system elastyczny wobec niedającego się przewidzieć nagłego wzrostu zapotrzebowania,

- poprawa obsługi odbiorcy poprzez utrzymanie dużej niezawodności bez podnoszenia taryf przesyłowych w perspektywie długookresowej.

#### Uwarunkowania obecne oraz przyszłe trendy

Liczba ludności Japonii maleje w związku z coraz niższą liczbą urodzeń. Przewiduje się, że liczba gospodarstw domowych, z którą silnie skorelowane jest zapotrzebowanie na energię elektryczną, znacznie maleć po osiągnięciu wartości maksymalnej w 2015 r. Dodatkowo dążność do redukcji kosztów oraz zainteresowanie ochroną globalnego środowiska przyspiesza rozwój technologii energooszczędnych. Z drugiej zaś strony postępuje elektryfikacja, ponieważ energia elektryczna jest bardzo wygodna w użyciu. Wreszcie ostatnio, w związku z astronomicznymi wzrostami cen paliw, odbiorcy posiadający własne układy wytwórcze często przestają z nich korzystać i z powrotem pobierają energię z systemu. W związku z budową olbrzymich zakładów przemysłowych wystąpiły także przypadki bardzo dużego miejscowego wzrostu zapotrzebowania.

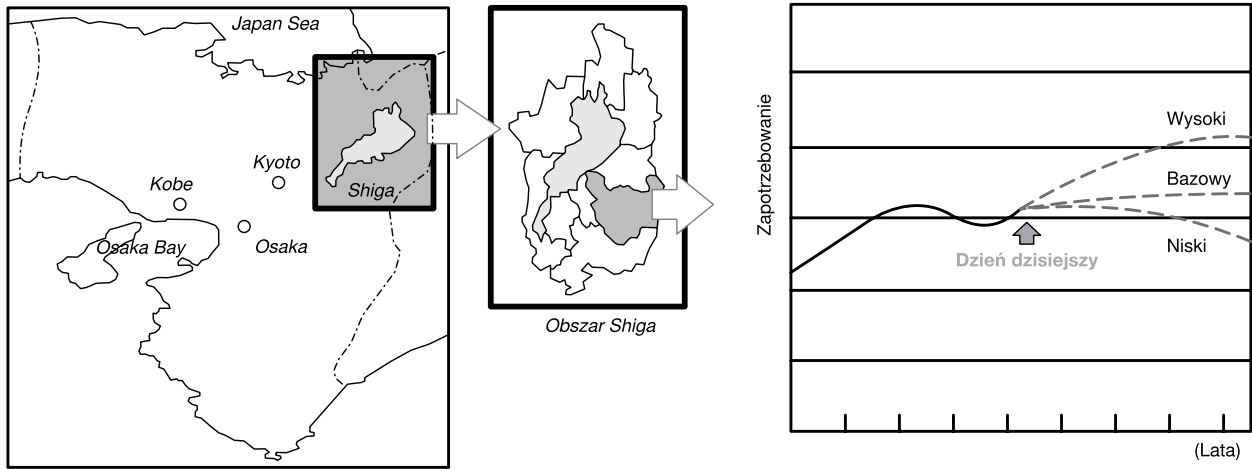
Uwzględnienie wspomnianych czynników powoduje, że przewiduje się bardzo łagodny lub ujemny przyrost przyszłego zapotrzebowania w całym systemie, z elementami niepewności w pobliżu punktów dużego zapotrzebowania.

#### Metodologia opracowania planu generalnego

W celu osiągnięcia wyżej opisanych celów konieczna jest jak największa minimalizacja ryzyka wzrostu i spadku zapotrzebowania, a więc odpowiednie jego prognozowanie. Obszar dostaw podzielony jest na mniejsze podobszary, dzięki czemu zmiana uwarunkowań w każdym mniejszym obszarze jest ściśle analizowana i w większym stopniu odzwierciedlana w prognozach zapotrzebowania. Najbardziej prawdopodobnym scenariuszem przyszłego trendu zapotrzebowania jest przypadek środkowy – przypadek bazowy. Uwzględniając indywidualne uwarunkowania regionalne, za scenariusze ryzyka przyjmuje się: przypadek wysoki, w którym zapotrzebowanie wzrasta oraz przypadek niski, w którym zapotrzebowanie maleje.

#### Przykłady przyjętych czynników

Przyjęty czynnik	Przypadek wysoki	Przypadek bazowy	Przypadek niski
Liczba ludności	+5%	wartość prognozowana według rządu lokalnego	-5%
Poprawa oszczędności energii	bez poprawy	cel krajowy	+5%
Wzrost wytwarzania rozproszonego		trend historyczny	cel krajowy
Zmiana o dużej skali	zmiana niepewna	zmiana prawie pewna	



### Podejście do opracowania planu głównego

Przygotowywana jest większa liczba scenariuszy, łącząca indywidualne scenariusze prognozy zapotrzebowania oraz każdy indywidualny scenariusz rozwoju wytwarzania, dla każdej linii przesyłowej, transformatora itd. Jakkolwiek każdy scenariusz wytwarzania jest czasem oceniany na podstawie podejścia probabilistycznego, projekty bazują zasadniczo poniżej podanym podejściu dotyczącym stosowania scenariuszy w rozwiązywaniu problemu niepewności co do obciążenia.

- **Przypadek średni (scenariusz bazowy)**

Przyjmowana jest najbardziej możliwa sytuacja, a scenariusz stosowany jest następnie do mocy każdego zainstalowanego urządzenia, m.in. linii przesyłowych, mocy transformatorów itd. W ten sposób określany jest przypadek bazowy dla planu.

- **Przypadek wysoki (scenariusz ryzyka)**

Już po wybudowaniu infrastruktury nie ma możliwości łatwej modyfikacji np. stacji czy słupów. Dlatego też stosowany jest w odniesieniu do nich scenariusz przypadku wysokiego.

Kiedy wzrost zapotrzebowania jest większy niż przewidywany w przypadku bazowym lub kiedy do systemu przesyłowego przyłączona zostaje elektrownia o dużej mocy, stosowany jest scenariusz przypadku wysokiego, mający zabezpieczyć moc w przyszłości. Czynnikiem bardzo istotnym dla uzyskania bezpiecznego i efektywnego planowania jest to, na jak duże obciążenie się przygotowujemy.

- **Przypadek niski (scenariusz ryzyka)**

Efektywność aktywów spadnie, jeżeli wzrost zapotrzebowania będzie niższy niż w przypadku bazowym. Dlatego konieczna jest ocena czy efektywność aktywów można utrzymać dzięki wymianie urządzeń.

### *Sterowanie popytem (DSM)*

Programy sterowania popytem (DSM) obejmują działania realizowane po stronie odbiorcy, których celem oraz efektem jest zmniejszenie zapotrzebowania na energię w szczycie obciążenia. Programy DSM obejmują zazwyczaj zachęty bodźcowe ze strony przedsiębiorstw energetycznych. Zachęty te mają skłonić odbiorców do ograniczenia poboru energii w określonych porach (zwykle w porach szczytu w systemie, ale również mogą być one stosowane w przypadku lokalnego szczytu obciążenia). Uczestnikom progra-

mu oferowane są oraz wznawiane najczęściej co roku zachęty w zakresie zarządzania obciążeniem i reakcji strony popytowej.

Niektóre przedsiębiorstwa energetyczne wykorzystują zasoby DSM w ramach zintegrowanych planów zasobów. Największą część potencjalnych korzyści uzyskanych dzięki DSM wiąże się z unikniętymi kosztami wytwarzania. Pozostałe uniknięte koszty, tj. koszty przesyłu i dystrybucji, są zwykle znacznie mniejsze. Zazwyczaj trudno jest uzasadnić zasób DSM wyłącznie na podstawie unikniętych kosztów przesyłu/dystrybucji.

Krótkookresowe wielkości redukcji mocy w wyniku działań DSM nie są imponujące. Na przykład w ciągu pierwszego roku obowiązywania programu DSM w Teksasie przyjęto cel wynoszący jedynie 10% wielkości przewidywanego wzrostu obciążenia. W innym przypadku, w Illinois na podpis gubernatora oczekują przepisy określające roczny cel DSM na poziomie 0,2% dostaw energii, który ma wzrosnąć do 2% dostaw energii w ósmym roku. W perspektywie wielu lat jednak nie ulega wątpliwości, że DSM może istotnie wpłynąć na zmniejszenie potrzeby rozbudowy systemu przesyłowego.

Typowy proces oceny potencjalnego oddziaływania zasobów popytowych obejmuje kompleksowe badanie potencjału rynkowego analizujące strukturę odbiorców (np. gospodarstwa domowe, odbiorcy komercyjni i przemysłowi) i profil zużycia końcowego energii (np. oświetlenie, silniki, klimatyzacja) oraz potencjalne obciążenie, które można zredukować.

Badania takie identyfikują możliwości uzyskania oszczędności po stronie popytowej. Na podstawie badania potencjału rynkowego określone są najbardziej atrakcyjne rodzaje zużycia końcowego oraz najbardziej atrakcyjne segmenty odbiorców jako docelowe dla opracowania programu. Następnie identyfikowane i projektowane są programy, obejmujące m.in. teorię, zachęty bodźcowe, kanały oraz plany marketingowe. Przed wdrożeniem programów można przeprowadzić ich test. Realizacja może być powierzona własnemu personelowi przedsiębiorstwa energetycznego lub wykwalifikowanym podmiotom zewnętrznym. W zależności od tolerancji ryzyka, pilności i udziału podmiotów zewnętrznych opracowanie programu może zająć 3–15 miesięcy od momentu zatwierdzenia budżetu przez kierownictwo do wprowadzenia programu na rynek. W Stanach Zjednoczonych programy o wielkiej skali najczęściej finansowane i zarządzane są przez przedsiębiorstwa energetyczne, agencje stanowe lub strony trzecie, które odpowiadają przed władzami stanowymi.

## Niepewność dotycząca wytwarzania

W tradycyjnym planowaniu sieci przesyłowych nie było konieczności uwzględniania takich rodzajów niepewności związanej z wytwarzaniem, jakie występują obecnie. Można wskazać dwie główne przyczyny, które spowodowały, że niepewność związana z przyłączaniem jednostek wytwórczych do systemu przesyłowego rodzi takie problemy dla planistów.

1. *Po pierwsze*, zaczynając od Stanów Zjednoczonych i Europy Zachodniej – zwłaszcza Wielkiej Brytanii i krajów skandynawskich – dokonano restrukturyzacji całego sektora, która doprowadziła do rozdzielenia pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych na niezależne spółki przesyłowe i wytwórcze. W rezultacie tego podziału, planowaniem sieci zajmują się obecnie niezależni operatorzy systemowi lub spółki sieciowe, które muszą zagwarantować niedyskryminacyjny dostęp do sieci dla wszystkich zainteresowanych stron, a w związku z tym nie mogą być w sposób szczególny powiązani ze sobą, ani też nie może między nimi dochodzić do wymiany informacji wewnętrznych w zakresie nowych inwestycji elektrowni.
2. *Po drugie*, wzrost zainteresowania oddziaływaniem na środowisko i świadomość problemów ekologicznych na całym świecie powodem rozwoju energetyki zdecentralizowanej i rozproszonej, w której jednostki wytwórcze cechuje wysoka sprawność oraz odchodzenia od dużych, centralnych elektrowni. Do przykładów tego zjawiska należy rozwój produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu oraz większy udział produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

Oprócz niepewności związanej z przyłączaniem nowych mocy wytwórczych pojawia się także niepewność związana z przewidywaniem codziennej pracy działających już jednostek wytwórczych w obliczu konkurencji ze strony nowych elektrowni. Obowiązująca w wielu krajach polityka regulacyjna dąży do intensyfikacji konkurencji w dziedzinie wytwarzania i dostaw energii elektrycznej dając nowym uczestnikom rynku zachęty bodźcowe do budowania nowych elektrowni oraz służące zwiększeniu liczby konkurencyjnych podmiotów na rynku energii.

Zachęty takie zakładają istnienie obowiązku właścicieli systemów przesyłowych do rozbudowy sieci w sposób, który minimalizuje prawdopodobieństwo wystąpienia ograniczeń przesyłowych lub nawet do udzielania priorytetowego dostępu nowo budowanym elektrowniom. Natomiast nawet bez takich regulacji i bodźców, funkcjonowanie rynku energii uzależnione jest od zdolności operatorów sieci do przyłączania mocy wytwórczych w akceptowalnym okresie, jako że koszty ograniczeń przesyłowych zwykle znacznie przewyższają koszty rozbudowy sieci.

### Rodzaje niepewności dotyczącej wytwarzania

W toku analizy wpływu niepewności na proces rozwoju systemu zidentyfikowano **pięć** różnych typów niepewności związanej z wytwarzaniem, istotnych w przedmiotowym kontekście.

#### *Lokalizacja i rozmiar nowych jednostek wytwórczych*

Na proces planowania systemu niewątpliwie wpływa lokalizacja i rozmiar nowych jednostek wytwórczych. W przeszłości decyzja o lokalizacji nowej elektrowni oczywiście uzależniona była w dużym stopniu od czynników ekonomicznych, niemniej

brano jednak pod uwagę także uwarunkowania sieciowe. Oznaczało to, że elektrownie budowano przede wszystkim w pobliżu centrów obciążenia, w obszarach o dużym zagęszczeniu oczek sieci zamkniętej oraz z wystarczającą zdolnością przesyłową w pobliżu.

Obecnie spółki wytwórcze nie biorą pod uwagę ograniczeń sieciowych, a elektrownie budują w lokalizacjach, które wydają się najbardziej korzystne pod względem ekonomicznym, np. bezpośredni dostęp do morza oznacza niski koszt transportu paliw. W konsekwencji można zaobserwować stosunkowo dużą koncentrację elektrowni w korzystnych lokalizacjach, które mogą być znacznie oddalone od centrów obciążenia, a nawet jeśli centra obciążenia zlokalizowane są w pobliżu, całkowita ilość zainstalowanej mocy znacznie przekracza wielkość szczytowego obciążenia w regionie.

Lokalizacja nowych jednostek wytwórczych staje się poważnym problemem ze względu na typową znamionową moc jednostek przyłączanych do sieci przesyłowych, mieszczącą się w przedziale od ok. 100 MW do 1600 MW na blok (nowa elektrownia jądrowa powstająca w Finlandii), a nawet 1 000 MW (przybrzeżne farmy wiatrowe). Rozmiar elektrowni może wymuszać znaczne wzmocnienie sieci zważywszy na to, że typowe moce wyprowadzane z nowych elektrowni są rzędu typowej przepustowości linii przesyłowych. Natomiast skuteczna i wydajna realizacja takich wzmocnień wymaga wcześniejszej wiedzy na temat punktów przyłączenia przyszłych elektrowni do sieci.

#### *Czas uruchomienia*

Operatorzy systemów przesyłowych w coraz większym stopniu zobowiązani są do zagwarantowania rozbudowy sieci stosownie do potrzeb uczestników rynku. Istotną przeszkodą w realizacji tego obowiązku jest różny czas budowy nowych elektrowni i nowych linii przesyłowych. O ile nowoczesne elektrownie gazowe mogą być gotowe do eksploatacji w ciągu dwóch lat od momentu rozpoczęcia ich budowy, typowy horyzont czasowy dla planowania i uruchomienia nowej linii przesyłowej (przynajmniej w Europie Zachodniej) wynosi ok. dziesięciu lat. Wynika to z trudności w pokonywaniu sprzeciwu organizacji ekologicznych, problemu służebności gruntowej, odszkodowań dla właścicieli nieruchomości i niezbędnych w wielu przypadkach procesów wyłączeniowych. W rezultacie wzmocnienie sieci, które rozpoczyna się jednocześnie z decyzją o budowie nowej elektrowni, najprawdopodobniej nie będzie jeszcze gotowe w momencie uruchomienia takiej elektrowni.

Z drugiej strony, celowe i skuteczne prewencyjne wzmocnienie sieci wydaje się celem trudnym do zrealizowania ze względu na niepewność co do lokalizacji i czasu uruchamiania nowych jednostek. Do tego w podlegającym regulacji otoczeniu operatorzy mają bardzo słabą motywację do ponoszenia ryzyka potencjalnie nieefektywnych inwestycji.

#### *Źródła odnawialne energii*

Konsekwencją coraz większego zainteresowania oddziaływaniem na środowisko naturalne oraz dyskusji na temat potencjalnego globalnego ocieplenia jest większy udział produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Trend ten ma tło głównie polityczne, ponieważ obecnie większość jednostek wytwórczych opartych



na źródłach odnawialnych nie byłoby w stanie wytrzymać na całkowicie zliberalizowanym rynku energii konkurencji ze strony jednostek ciepłych i jądrowych. Natomiast dzięki pomocy w postaci różnych mechanizmów zachętowych, np. gwarantowanych opłat za wprowadzenie energii do sieci oraz priorytetowego dostępu do sieci, inwestycje w energetykę odnawialną w ciągu ostatnich kilkunastu lat stały się bardzo atrakcyjne.

Produkcja energii w źródłach odnawialnych nie ma większego wpływu na system przesyłowy dopóki łączna zainstalowana moc w danym regionie lub obszarze jest niewielka w porównaniu z wielkością obciążenia w tym regionie. Natomiast w niektórych regionach, np. w Danii, Hiszpanii i Niemczech, moc zainstalowana elektrowni wiatrowych osiągnęła poziom znacznie przewyższający wielkość regionalnego obciążenia, co powoduje poważne problemy w systemie przesyłowym i zdecydowanie rzutuje na planowanie sieci także systemów sąsiednich.

Na chwilę obecną pozostałe technologie, takie jak ogniwa fotowoltaiczne, siłownie słoneczne lub jednostki opalane biomasą oddziałują w znikomym stopniu lub w ogóle nie oddziałują na system przesyłowy. Natomiast w świetle rosnącej potrzeby zastąpienia konwencjonalnych technologii wytwarzania technologiami nieemitującymi CO<sub>2</sub>, również one mogą skutkować problemami dla planowania systemu przesyłowego.

#### *Technologie stosowane w elektrowniach w przyszłości*

Technologie, jakie w przyszłości wykorzystywane będą w elektrowniach stanowią dodatkowy element niepewności, blisko związany z niepewnością co do lokalizacji i czasu uruchamiania nowych jednostek wytwórczych.

Po latach jedynie niewielkich inwestycji w energetykę jądrową wiele krajów na całym świecie ogłosiło zamiar zwiększenia udziału elektrowni jądrowych w krajowej produkcji energii. Jednocześnie kraje takie jak Niemcy zdecydowały się na stopniową likwidację energetyki jądrowej. Występuje ponadto niepewność co do znaczenia, jakie dla produkcji energii będą w przyszłości mieć jednostki kogeneracyjne. Elektrownie takie są zwykle przyłączone do regionalnych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Jeżeli ich udział w łącznej produkcji energii bardzo wzrośnie, świadczenie usług systemowych na potrzeby sieci przesyłowej może stać się problematyczne.

#### *Dysponowanie i wycofywanie istniejących jednostek wytwórczych z eksploatacji*

Opisane rodzaje niepewności wynikają głównie z braku wiedzy na temat przyszłego rozwoju podsektora wytwarzania. Natomiast element niepewności do procesu planowania sieci mogą wprowadzać także istniejące jednostki wytwórcze.

- Ponieważ dysponowanie jednostkami wytwórczymi uzależnione jest od różnych szybko zmieniających się czynników, które są poza kontrolą operatorów systemów przesyłowych i trudno je przewidywać, coraz mniej realna jest precyzyjna węzłowa prognoza wielkości wprowadzonej energii w sytuacjach krytycznych dla sieci.
- Oprócz tego, z powodów natury ekonomicznej elektrownie mogą być wycofywane z eksploatacji zanim dobiegnie końca ich techniczny okres eksploatacji. Problem ten może jeszcze

nasilić się w związku z rosnącym znaczeniem certyfikatów emisji, które mogą spowodować, że starsze elektrownie staną się nieatrakcyjne pod względem ekonomicznym lub ekologicznym.

Tak więc, również działanie istniejących jednostek wytwórczych stanowi istotny element niepewności z punktu widzenia operatorów systemu.

#### **Problemy dla operatorów sieci**

Opisane rodzaje niepewności oznaczają dla operatorów systemów przesyłowych niepewność techniczną, a także ekonomiczną i organizacyjną, która w różny sposób oddziałuje na planowanie systemu.

Trudne staje się przewidywanie przyszłych potrzeb w zakresie zdolności przesyłowych, a także identyfikacja wystarczających i uzasadnionych inwestycji w rozbudowę sieci.

W związku z tym, patrząc z perspektywy ex post, efektywność działań ukierunkowanych na rozbudowę sieci nie jest pewna, co w regulowanym otoczeniu może oznaczać ryzyko ekonomiczne.

Ponieważ zmiany strukturalne w zakresie wytwarzania energii elektrycznej mogą zachodzić w czasie znacznie krótszym niż czas wymagany zwykle do planowania i budowy infrastruktury przesyłowej, wzmocnienie sieci stosownie do potrzeb w danej chwili nie jest realne. Oznacza to, że operatorzy systemów przesyłowych w większym niż obecnie stopniu będą mierzyć się z problemami ograniczeń sieciowych oraz większego zagrożenia dla bezpieczeństwa sieci.

Ponadto, jeżeli udział elektrowni konwencjonalnych w produkcji energii spadnie poniżej pewnego progu, dużo bardziej kluczowego znaczenia mogą nabrać usługi systemowe.

Rozpatrując dwa rodzaje niepewności o największym stopniu oddziaływania na planowanie systemu, tj. lokalizację i czas uruchamiania nowych jednostek wytwórczych oraz przyłączanie źródeł odnawialnych do sieci, można wyciągnąć kilka wniosków.

1. *Po pierwsze*, na niepewność wytwarzania olbrzymi wpływ wydają się mieć decyzje rządowe zważywszy, że politykę rządową wskazuje się jako najbardziej istotny czynnik obydwu rozpatrywanych rodzajów niepewności. Wniosek ten nie jest zbyt zaskakujący, jako że ekonomiczne warunki brzegowe są szczególnie ważne dla konkurencyjnej gałęzi przemysłu takiej jak wytwarzanie i obrót energią elektryczną, a także zważywszy na to, że rosnący udział źródeł odnawialnych w produkcji energii wynika z bodźców natury politycznej.
2. *Po drugie*, istotne przyczyny niepewności związanej z energetyką odnawialną można zidentyfikować w sposób jednoznaczny. Oprócz wyżej wymienionej polityki rządowej istotną rolę odgrywają tu czynniki ochrony środowiska. Za istotny element niepewności uznała je m.in. Korea Południowa i Chiny. Dowodzi to globalnego znaczenia takich czynników.
3. *Po trzecie*, przyczyn niepewności dotyczącej lokalizacji i czasu uruchamiania nowych jednostek wytwórczych nie da się zidentyfikować w tak jednoznaczny sposób. Nachodzą tu na siebie wzajemnie różne czynniki, jakkolwiek na pewno bardzo istotna jest polityka rządu i restrukturyzacja sektora. Przyczyny nie wydają się jednak równie oczywiste, jak w przypadku energetyki odnawialnej.

Wpływ niepewności co do lokalizacji i czasu uruchomienia nowych jednostek wytwórczych na obciążenie linii jest oczywisty, podobnie jak i fakt, że przeciążenie powodować mogą skoncentrowane lokalnie źródła odnawialne (np. przybrzeżne elektrownie wiatrowe, które do jednego węzła sieci przesyłowej mogą wprowadzić nawet 10 GW mocy).

Szczególnie interesujące wydają się przyczyny problemów ze stabilnością napięciową – głównie źródeł odnawialnych, ale także wycofywanie istniejących elektrowni z eksploatacji. Zważywszy, że energetyka odnawialna nie zapewnia obecnie mocy biernej, a w miejsce zamykanych elektrowni często nie uruchamia się nowych w tej samej lokalizacji, miejscowy brak mocy biernej będzie oczekiwaną przyczyną problemów ze stabilnością napięciową. Oznacza to, że brak wystarczającej dostępności usług systemowych, jakkolwiek nie mówi się dzisiaj o tym, w przyszłości może stanowić ważny problem.

## Narzędzia i techniki minimalizacji niepewności

### Prognozowanie

Zważywszy na fakt, że różne rodzaje niepewności mają wpływ na planowanie sieci oraz że niepewność stale rośnie, niezbędne jest opracowanie narzędzi i metod uwzględniania ich w procesie planistycznym. Pierwszym ważnym krokiem jest uświadomienie sobie wszystkich możliwych uwarunkowań mogących oddziaływać na proces planowania. Oznacza to przede wszystkim, że ważne jest prognozowanie niepewnych kierunków rozwoju. Duże znaczenie prognozowania niepewności dotyczącej wytwarzania potwierdza to, że większość planistów deklaruje, że wykonują prognozy takiej niepewności. Natomiast różny w zależności od kraju jest horyzont prognozy oraz jej rodzaj.

#### Pierwsza różnica dotyczy tego, kto wykonuje prognozę.

Jako że obszar wytwarzania energii elektrycznej nie musi wchodzić w zakres właściwości operatorów systemów przesyłowych, zasadne może być zlecenie podmiotom zewnętrznym przynajmniej prognozowania szczególnych aspektów niepewności związanej z wytwarzaniem. Wykorzystuje się w szczególności wiedzę agencji rządowych oraz podobnych instytucji, szczególnie w zakresie kwestii ogólnego zainteresowania, takich jak np. rozwój produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Tak więc, większość przedsiębiorstw do uzyskania właściwych scenariuszy dla planowania systemu wykorzystuje kombinację prognoz zewnętrznych i prognoz własnych.

Oprócz tego, kto wykonuje prognozy, **istotne wydają się także rodzaje wykorzystywanych prognoz.** Występuje tu kilka możliwości.

- Najprostszą metodą prognostyczną jest *prognozowanie wartości typowej lub oczekiwanej danej zmiany*. Na korzyść tej metody przemawia łatwość uzyskania prognozy oraz możliwość porównania z innymi prognozami. Z drugiej strony nie uwzględnia ona wszystkich innych możliwych kierunków rozwoju, a tym samym ogranicza elastyczność planowania systemu.
- Druga możliwość to *prognozowanie górnej i dolnej granicy niepewności*, tj. wartości ekstremalnych. Wadą planowania systemu na podstawie wartości ekstremalnych jest tendencja do przewymiarowania go, ponieważ układ systemu ukierunkowany jest na jedną, potencjalnie bardzo nieprawdopodobną

ścieżkę rozwoju i dlatego ostatecznie jest znacznie bardziej kosztowne niż w przypadku przypisania wyższej wagi bardziej prawdopodobnym ścieżkom rozwoju.

- Dość popularne w planowaniu rozwoju sieci są *metody scenariuszowe*, polegające na porównaniu różnych strategii rozbudowy systemu i jego wystarczalności dla możliwych wariantów rozwoju niepewnych warunków brzegowych. Jedną realizacją wszystkich niepewnych warunków brzegowych określana jest mianem scenariusza. Metody scenariuszowe wymagają odpowiedniego prognozowania nie tylko wartości typowych lub skrajnych, lecz także możliwych ścieżek rozwoju oraz relacji między różnymi warunkami brzegowymi. Bez dodatkowych informacji o prawdopodobieństwie wystąpienia różnych scenariuszy metoda scenariuszowa weryfikuje głównie decyzję opartą na innych metodach prognostycznych, np. wartości typowej lub oczekiwanej, natomiast mało przydatna jest, kiedy trzeba podjąć decyzję bez dodatkowych danych.
- W celu rozwiązania tego problemu można zastosować probabilistyczną metodę scenariuszową, która umożliwia operatorowi planowanie systemu z uwzględnieniem prawdopodobieństwa różnych ścieżek rozwoju, oraz stochastyczną optymalizację procesu planowania. Podejście to wydaje się optymalne z punktu widzenia teorii, natomiast problem tkwi w tym, że często nie daje ono możliwości przypisania prawdopodobieństwa do niepewnych ścieżek rozwoju, co w tym wypadku jest warunkiem koniecznym.

#### Kolejnym problemem w prognozowaniu jest horyzont

**czasowy.** Z uwagi na długą trwałość eksploatacyjną urządzeń oraz na długie okresy planowania i realizacji inwestycji, w planowaniu rozwoju sieci przesyłowej konieczny jest horyzont prognozy od kilku do kilkudziesięciu lat. Natomiast im dłuższy horyzont, tym mniejsza jest dokładność prognozy niepewności. W związku z tym, większość wykonuje prognozy dla horyzontu jednego roku, czego efektem może być niewielki wpływ na planowanie rozwoju systemu. Kolejny typowy horyzont prognozowania obejmuje 5 i 10 lat. Dłuższe okresy prognozowania, wynoszące 15 lub 20 lat, są raczej rzadkie. Wprawdzie takie długie horyzonty są korzystne z perspektywy planowania sieci, wydaje się, że większość operatorów systemu przesyłowego nie uważa ich za przydatne, a nawet wykonalne w kontekście rozwoju sytuacji w podsektorze wytwarzania. Można jednak dyskutować czy planowanie długookresowe oparte na niedokładnych założeniach nie jest aby lepsze niż brak jakiegokolwiek planowania długookresowego, wynikający z braku założeń co do długofalowego rozwoju sytuacji.

**Wreszcie istotne jest to, jakie rodzaje niepewności są przedmiotem prognozy.** Stosownie do znaczenia dla planowania systemu, większość przedsiębiorstw wykonuje prognozy dotyczące lokalizacji i czasu uruchamiania nowych mocy wytwórczych, wycofywania istniejących jednostek wytwórczych z eksploatacji oraz rozwoju produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

### Środki planistyczne

Dla potrzeb zarządzania lub minimalizowania skutków niepewności co do wytwarzania, oprócz lepszej wiedzy na temat przyszłego rozwoju sytuacji, niezbędne są także środki planistyczne.

Można określić zestaw środków, które mogą znaleźć zastosowanie w tym przypadku.

1. Sieci można przystosować do nowych wyzwań i wykorzystania poprzez odpowiednią rozbudowę. Oznacza to przede wszystkim uruchomienie nowych aktywów. Środek ten powinien sprawdzać się w większości przypadków, natomiast jest on zwykle bardziej kosztowny od środków alternatywnych.
2. Alternatywnie, w miarę możliwości można wzmocnić istniejące już urządzenia. Często niezbędne bywa połączenie wzmocnienia i rozbudowy sieci.
3. Ponieważ zarówno rozbudowa, jak i wzmocnienie sieci może trwać kilka lat, przydatna może być szybsza reakcja na zmianę warunków brzegowych. W niektórych przypadkach można ten cel uzyskać wydłużając okres eksploatacji istniejącego majątku. Takie wydłużenie okresu eksploatacji jest możliwe na kilka lat, natomiast w przypadku regularnego stosowania tego środka występuje ryzyko zbyt dużej przestarzałości aktywów.
4. Ponieważ ruch sieciowy zależy nie tylko od infrastruktury, ale także od usług systemowych, konieczne może być zakontraktowanie dodatkowych usług. Przykładem tego może być zakup dodatkowych rezerw mocy.
5. Ponieważ elastyczność w pracy sieci może być niezbędna w obecnym, błyskawicznie zmieniającym się otoczeniu, skuteczną metodą minimalizacji skutków może być instalacja specjalnych urządzeń do regulacji przepływów mocy, jak np. przesuwniki fazowe czy FACTS.
6. Z niektórymi problemami związanymi z niepewnością co do wytwarzania można sobie radzić wprowadzając ulepszenia w monitorowaniu i sterowaniu systemem, np. dzięki rozległym układom pomiarowym, przy pomocy których można dokonywać między innymi jednoczesnego pomiaru kąta fazowego prądu w różnych, odległych miejscach.
7. Niektóre nowe rodzaje niepewności wymagają aktualizacji i dostosowania standardów bezpieczeństwa systemu.

Zazwyczaj nie jeden, lecz kombinacja kilku lub wszystkich wyżej wymienionych środków będzie wystarczać do poradzenia sobie z różnymi rodzajami niepewności.

Dlatego w praktyce operatorzy systemu przesyłowego wykorzystują kilka z opisanych środków. Jak można się spodziewać, najczęściej stosowanym środkiem jest rozbudowa oraz wzmocnienie sieci. Niemniej wielu operatorów sieci przesyłowej uważa, że niezbędna jest także potrzeba dodatkowych usług systemowych oraz ulepszenia monitorowania i sterowania systemem. Zazwyczaj środki te stosowane są do minimalizacji oddziaływania wszystkich rodzajów niepewności związanej z wytwarzaniem. Jedynym znaczącym wyjątkiem jest świadczenie dodatkowych usług systemowych, ściśle skorelowane z problemami związanymi z energią odnawialną. Wydaje się to racjonalne, zważywszy np. na problemy związane z produkcją energii w elektrowniach wiatrowych, której nie da się dokładnie przewidzieć (potrzeba większej mocy rezerwowej), która powoduje większe obciążenie linii (potrzeba większej mocy biernej), a źródła wiatrowe zastępują elektrownie ciepłe będące tradycyjnym źródłem mocy biernej w prowadzeniu ruchu sieci.

### Przykłady

W dyskusjach między reprezentantami sektora określono różne metody stosowane do minimalizacji oddziaływania szczególnych rodzajów niepewności dotyczącej wytwarzania, złasz-

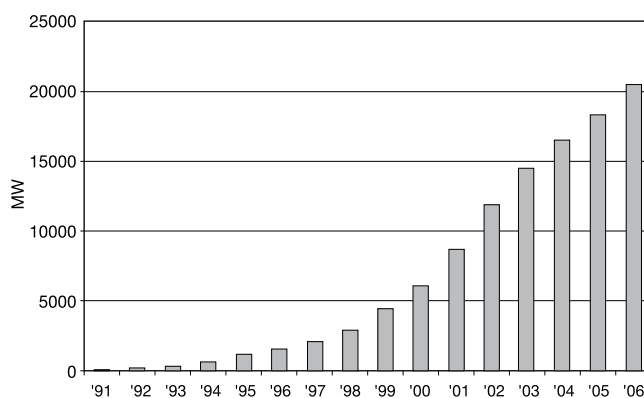
cza wytwarzania ze źródeł odnawialnych, oraz lokalizacji nowych jednostek wytwórczych.

### Zasady przyłączania generatorów elektrowni wiatrowych w Niemczech

Od początku lat 90. produkcja energii elektrycznej przy pomocy generatorów energii wiatrowej zyskała na znaczeniu na całym świecie, zaś w szczególności w państwach europejskich, takich jak Dania, Hiszpania i Niemcy.

Na chwilę obecną Niemcy mają największą na świecie łączną moc zainstalowaną źródeł wiatrowych, która w grudniu 2007 r. wynosiła 22,4 GW.

Bardzo szybki wzrost mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych na przestrzeni zaledwie kilkunastu lat w Niemczech od 1990 roku pokazano na poniższym rysunku.



W ciągu tego okresu wraz ze wzrostem udziału źródeł wiatrowych w strukturze wytwarzania energii zmieniała się skala problemu integracji z niemieckimi sieciami elektroenergetycznymi. Na początku wielkość wpływu na system przesyłowy była mniej lub bardziej pomijalna. Elektrownie wiatrowe przyłączano wtedy do sieci dystrybucyjnych. Zasady przyłączania i eksploatacji określano głównie z punktu widzenia operatorów systemu dystrybucyjnego, którzy chcieli uniknąć kłopotów wynikających z przyłączenia do ich sieci urządzeń wytwórczych, w szczególności w przypadku niedających się przewidzieć zdarzeń i awarii.

W świetle takiej motywacji, zasady przyłączania wymagały, by elektrownie wiatrowe odłączano od sieci np. po wystąpieniu zwarcia z przysiadem napięcia poniżej 80% napięcia znamionowego. Zasady takie przyjęto w celu uproszczenia ruchu sieci i zabezpieczenia samych elektrowni wiatrowych przed potencjalnym uszkodzeniem wynikającym z nadzwyczajnych warunków pracy.

Jakkolwiek reguły te były pomocne w prowadzeniu ruchu sieci dystrybucyjnych, ich stosowanie powodowało poważne problemy, odkąd łączna moc źródeł wiatrowych wzrosła do tego stopnia, że pojawiła się realna możliwość wywoływania poważnych skutków dla systemu przesyłowego.

Elektrownie wiatrowe w Niemczech nie są rozmieszczone równomiernie w całym kraju, ale skupione głównie na północy, w pobliżu morza, gdzie średnia prędkość wiatru jest znacznie większa niż na południu kraju. Przy takiej lokalnej koncentracji źródeł wiatrowych, po wystąpieniu zwarcia w sieci najwyższych

napięć nieuchronny zapad napięcia w sieciach niższego napięcia w obszarze mógl – w związku z obowiązkiem odłączenia nakładanym przez operatorów systemu dystrybucyjnego przy napięciu mniejszym lub równym 80% napięcia znamionowego – prowadzić do nieselektywnego odłączania elektrowni wiatrowych o łącznej wielkości mocy wprowadzanej do sieci rzędu wielu tysięcy MW. Mogło to stanowić poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa sieci, ponieważ całkowita rezerwa pierwotna w europejskim systemie UCTE wynosi 3 000 MW. Wypadnięcie jednostek wiatrowych o wielkości wprowadzanej do sieci mocy przekraczającej 3000 MW skutkowałoby spadkiem częstotliwości, z którym można by sobie poradzić jedynie poprzez zrzut obciążenia.

W ramach opracowania wspólnej analizy niemieckich Operatorów Systemów Przesyłowych, instytucji badawczych, sektora energetyki wiatrowej oraz instytucji rządowych odpowiedzialnych za integrację energetyki wiatrowej z sieciami elektroenergetycznymi – wykonano obliczenia, które pokazały, że nawet wówczas, w szczególnych, jednak realnych warunkach (duża moc wprowadzana do sieci z jednostek wiatrowych, zwarcie na określonych liniach najwyższych napięć na północy Niemiec) możliwe było wypadnięcie do 4000 MW mocy wiatrowej. Ponieważ tego rodzaju zachowanie nie byłoby zgodne z wytycznymi kodeksu sieciowego UCTE (UCTE Operation Handbook - kodeksu sieciowego obowiązującego wszystkie systemy przyłączone do połączonego systemu UCTE), przed kilku laty zmieniono zasady przyłączania elektrowni wiatrowych.

Nowe zasady przyjęte w niemieckim kodeksie sieciowym stanowiły, że zakłócenia pracy sieci likwidowane w sposób konwencjonalny przez automatykę zabezpieczeniową nie mogą prowadzić do odłączania urządzeń wytwórczych. W ramach poprawki do obowiązującego wówczas kodeksu sieciowego, pod nazwą *Instalacje wytwarzania ze źródeł odnawialnych energii przyłączone do sieci wysokich i najwyższych napięć*, w roku 2003 reguły te zostały określone w bardziej precyzyjny sposób, a ponownie zrewidowano je w roku 2007. Odłączenie przy napięciu poniżej 80% napięcia znamionowego dozwolone jest teraz jedynie przy przerwie trwającej 1,5 sekundy i dłużej, natomiast w zakresie normalnego czasu likwidacji zakłóceń w systemie przesyłowym wymagana jest zdolność do pracy w stanach zakłóceńowych nawet przy napięciu wynoszącym 45% napięcia znamionowego do czasu likwidacji zakłócenia, przy czym powinno to być możliwe do czasu wzrostu napięcia wynoszącego 15% napięcia znamionowego.

Dodatkowo określono, że urządzenia wytwórcze bazujące na źródłach odnawialnych muszą również brać udział w regulacji napięcia w przypadku wystąpienia zakłóceń, poprzez uruchomienie określonego układu regulacji napięcia i dostarczenie dodatkowego prądu biernego na poziomie do 100% prądu znamionowego.

Dzięki takiemu dostosowaniu reguł można ograniczyć problemy wynikające z integracji z siecią dużych mocy wiatrowych. Należy jednak zauważyć, że zasady te obowiązują wyłącznie nowo wybudowane lub zmodernizowane jednostki wiatrowe. Ponieważ w systemie działa wciąż dużo starego typu generatorów, do których nie można zastosować nowych zasad przyłączania, przewiduje się, że poprawa sytuacji będzie powolna. Jak dowodzi opisany przykład, nowo zaistniałe uwarunkowania mogą spowodować, że konieczne będzie zupełne zrewidowanie wspólnych zasad przyłączania urządzeń wytwórczych do sieci.

Wiele przedsiębiorstw energetycznych i część regionalnych organizacji przesyłowych w Stanach Zjednoczonych publikuje zapytania ofertowe dotyczące nowej infrastruktury wytwórczej, która ma obsługiwać prognozowane wielkości obciążenia.

Praktyka ta, zapoczątkowana w latach 90. w celu zachęcania do korzystania z zasobów zarówno strony popytowej, jak i podażowej, stosowana jest w dalszym ciągu jako sposób stymulowania procesu otwartego i konkurencyjnego planowania zasobów. Dzięki zapytaniom ofertowym możliwe jest zmniejszenie niepewności dotyczącej wytwarzania, ponieważ potencjalni dostawcy zostają poinformowani o lokalnym zapotrzebowaniu na energię oraz o ograniczeniach występujących w systemie, np. ograniczeniach przesyłowych, co może być czynnikiem istotnym przy wyborze zasobów służących zaspokojeniu tego zapotrzebowania.

I tak na przykład, przedsiębiorstwo *Tri-State Generation and Transmission Association (Tri-State)* na początku 2007 r. opublikowało zapytanie ofertowe dotyczące „do 250 MW pośrednich dostaw energii na potrzeby rosnącego zapotrzebowania w Colorado”. Opisując zamówienie wiceprezes *Tri-State* ds. wytwarzania (Senior Vice President of Generation), Ken Anderson powiedział: *Tri-State potrzebuje dodatkowych zasobów, które można uruchomić w celu zaspokojenia potrzeb energetycznych naszych odbiorców i ułatwienia integracji źródeł odnawialnych energii z naszym systemem (...). W ciągu roku opublikujemy dodatkowe zamówienie dotyczące konkretnie źródeł odnawialnych, przy czym musimy rozpocząć prace nad zasobami, które w sposób uzasadniony ekonomicznie będą w stanie obsłużyć nieciągłe dostawy energii wytwarzanej w źródłach odnawialnych.*

Jak pokazuje przykład *Tri-State*, zapytania ofertowe dają planistom możliwość zachęcania do określonego typu wytwarzania, a po wyborze odpowiedniego dostawcy może zostać przedstawiona oferta umów na zakup energii, które znacząco zmniejszają ryzyko finansowe inwestorów w podsektorze wytwarzania.

W innym przypadku miejski zakład energetyczny *City Light Department (City Light)* w Seattle opublikował zapytanie ofertowe, w którym zadeklarował: *City Light jest zainteresowany zakupem do 100 MW mocy i energii ze źródeł odnawialnych na okres 1 – 20 lat w ramach umowy na zakup energii lub na zasadach częściowej własności. City Light weźmie pod uwagę szeroką gamę ofert i technologii.*

Zapytania ofertowe mogą dostarczać ważnych informacji technicznych, które zachęcają oferentów do rozważenia wpływu proponowanych przez nich zasobów na regionalną sieć elektroenergetyczną. Zapytanie ofertowe *City Light* zawiera postanowienie, zgodnie z którym, *wszystkie oferty muszą spełniać wymagania określone w niniejszym zapytaniu ofertowym. Kryterium wyboru będzie spełnienie takich wymagań oraz korzyści, jakie odniesie City Light (...).* Oferenci muszą ustosunkować się do takich wymagań w swej ofercie technicznej, przedstawiając obszernie informacje m.in. o rodzaju zasobu, lokalizacji, charakterystyki produkcji, informacje o postojach, rozwiązaniach finansowych oraz emisjach.

Dodatkowo zapytanie ofertowe *City Light* wyszczególnia wymagane informacje dotyczące przesyłu:

- opis połączenia z siecią *BPA Grid* lub z systemem *City Light*;
- opis punktu dostaw energii;
- opis założeń przesyłowych oraz informacje potwierdzające zdolność respondenta do spełnienia takich założeń; czy do przyłączenia wymagane są nowe urządzenia; czy taryfy obejmują wszystkie koszty przesyłowe.

Oczywiście zapytanie ofertowe może mieć różne formy. W Stanach Zjednoczonych nadzór nad nimi sprawują często regulatorzy stanowi oraz/lub regionalne organy ds. planowania. W przypadku korzystania z tego środka zredukowana zostaje niepewność co do wytwarzania w przypadku planistów stanowych i lokalnych, planistów sieci przesyłowych oraz inwestorów.

## Przykłady

### Procesy planowania oparte na współpracy

W wielu przypadkach niepewność jest skutkiem wzrostu liczby podmiotów w systemie elektroenergetycznym oraz braku informacji wymaganych przez przedsiębiorstwa energetyczne biorące udział w procesie planowania przesyłu. Można przypomnieć niektóre z przyczyn:

- rozwój rynków energii elektrycznej,
- wzrost wielkości wymiany energii elektrycznej na połączeniach międzysystemowych oraz
- rozdział pionowo zintegrowanych przedsiębiorstw energetycznych na niezależne spółki przesyłowe i wytwórcze.

Jeżeli uwzględnić jedynie punkt widzenia przedsiębiorstwa odpowiedzialnego za proces planowania przesyłu, w sytuacji idealnej (a zarazem bardzo teoretycznej) ma ono informacje i możliwość kontrolowania wszystkich zdarzeń mogących mieć wpływ na jego inwestycje. Jednym z rozwiązań jest tu stosowanie opartego na współpracy procesu planowania przesyłu.

Jego założeniem jest nawiązanie współpracy przez poszczególne przedsiębiorstwa działające w systemie w celu zwiększenia dostępności informacji i podejmowania decyzji maksymalizujących poziom zaspokojenia potrzeb oraz obniżających koszty.

W przypadku takiego procesu obowiązki dzielone są między poszczególnych uczestników.

#### *Współpraca w Europie Środkowozachodniej*

W dniu 6 czerwca 2007 r. ministrowie, przedstawiciele organów regulacyjnych, operatorów systemów przesyłowych, giełd energii oraz platforma stron rynku regionu Europy Środkowozachodniej (Francja, Belgia, Niemcy, Luksemburg i Holandia) podpisały protokół ustaleń, w którym potwierdzono konieczność współpracy wymienionych pięciu krajów.

Jednym z celów współpracy jest ocena bezpieczeństwa dostaw w regionie, polegająca na opracowaniu ulepszonej prognozy wystarczalności systemu w regionie na lata 2008–2015. Jedną z interesujących cech tej prognozy jest to, że będzie ona uwzględniać planowanie rozbudowy sieci, planowanie wytwarzania oraz prognozy obciążenia według wspólnie zdefiniowanych scenariuszy. Dlatego powstałe w wyniku współpracy opracowanie da dostęp do informacji wszystkim stronom, w tym poszczególnym Operatorom Sieci Przesyłowych.

Należy zauważyć, że każde państwo europejskie już jest zobowiązane do opracowania, co dwa lata, krajowej prognozy wystarczalności systemu. Natomiast w tego rodzaju opracowaniu uwzględnione są założenia na temat ewoluowania innych państw w przyszłości oraz tego, jak wyglądać może wymiana i warunki rynkowe. Zawiera ono również założenia dotyczące nowych połączeń międzysystemowych. To, że założenia te nie są potwierdzane przez inne kraje, jest w niektórych przypadkach niezadawalające.

Uczestniczący w porozumieniu przedstawiciele instytucji przyjęli wspólnie, poniżej wymienione.

#### *„Dane wymagane do prognozy wystarczalności systemu w państwach Europy Środkowozachodniej*

*Naszym zamiarem jest przede wszystkim przedstawienie obciążenia, wytwarzania i połączeń międzysystemowych. Nie uwzględniamy sieci wewnętrznych. Niezbędna będzie duża dokładność danych, np. w przypadku opisu obciążenia:*

- roczne zapotrzebowanie krajowe (TWh)
- wielkość zapotrzebowania krajowego wrażliwego na temperaturę zewnętrzną (TWh)
- szacowana wielkość szczytowa mocy w temperaturze normalnej (MW)
- szacowana wielkość minimalna mocy w temperaturze normalnej (MW)

*Poniższe elementy stanowią zbiory 8760 wartości godzinowych:*

- zapotrzebowanie na energię (MW)
- średnia temperatura zewnętrzna w °C
- temperatura zewnętrzna, powyżej której nie jest stosowane ogrzewanie elektryczne (a)
- temperatura zewnętrzna, poniżej której nie jest stosowana klimatyzacja (b)
- gradient mocy w MW / °C dla temperatur poniżej (a)
- gradient mocy w MW / °C dla temperatur powyżej (b)

*Ten sam stopień dokładności wymagany będzie dla wytwarzania w źródłach cieplnych, hydroelektrowniach, źródłach wiatrowych, sterowania popytem, rezerw operacyjnych, zdolności przesyłowych netto itd.*

#### *Przewidywane korzyści wynikające ze studium*

*Jesteśmy zdania, że wystarczalność obliczona w ramach niniejszego studium będzie bardziej dokładna niż zagregowane wskaźniki wystarczalności obliczane oddzielnie przez każde z państw. Scenariusze są bardziej realistyczne i dają lepsze wyobrażenie na temat tego, w jaki sposób kraje mogą sobie nawzajem pomagać w przypadku wystąpienia w którymś z nich w ciągu roku deficytu mocy.*

#### *Potencjalne rozszerzenie studium*

*W celu obliczenia wystarczalności konieczne jest wykonanie pewnego rodzaju symulacji rynkowej pozwalającej otrzymać schemat wytwarzania energii. W rezultacie powinniśmy być w stanie stwierdzić, w jaki sposób ograniczenia w zakresie wzajemnego połączenia systemów uniemożliwiają osiągnięcie „doskonałego” rynku, a także powinniśmy uzyskać wskaźniki techniczne i ekonomiczne:*

- ile MW zdolności przesyłowej potrzeba dla powstania jednolitego rynku?
- znając różnice cen rynkowych, co powinniśmy uzyskać dzięki wzmocnieniu połączenia międzysystemowego?

Konkludując, oczekujemy, że niniejsze studium pięciostronne pozwoli, w oparciu o pięć krajów, uzyskać dobry obraz wystarczalności, a prawdopodobnie także ideę, co do najlepszych (w sensie technicznym i ekonomicznym) projektów połączeń międzysystemowych. Kwestią, na którą chcemy zwrócić uwagę tym przykładem, nie jest sama z siebie realizacja studium prognozy wystarczalności systemu, lecz rosnące znaczenie współpracy między Operatorami Sieci Przesyłowych w Europie, co najmniej w zakresie wzajemnej wymiany informacji”.

#### Wspólne planowanie w USA

W dniu 16 lutego 2007 r. Federalna Komisja Regulacji Energetyki (FERC) wydała zarządzenie nr 890 wymagające, by: *podmioty świadczące usługi przesyłu wdrożyły skoordynowany, przejrzysty i oparty na uczestnictwie proces planowania działalności przesyłowej, jako sposób na zmniejszenie stwierdzonych możliwości nieuzasadnionej dyskryminacji.*

FERC traktuje postanowienia jako poprawkę do poprzednich regulacji oraz otwartej taryfy przesyłowej – Open Access Transmission Tariff), przyjętych w uprzednich zarządzeniach o numerach 888 i 889. Według FERC zarządzenia te *zachęcały przedsiębiorstwa energetyczne do wspólnego planowania z innymi przedsiębiorstwami i odbiorcami oraz do umożliwiania zainteresowanym odbiorcom udziału w analizach dotyczących infrastruktury, w wykonalnym zakresie.* Natomiast te wcześniejsze zarządzenia *nie wymagały, by przedsiębiorstwa przesyłowe koordynowały ze swymi odbiorcami sieciowymi lub odbiorcami obsługiwanymi na zasadzie „punkt-punkt” planowanie przesyłu, ani też by publikowały kryteria, założenia oraz dane, na których opierają się ich plany przesyłowe.* Komisja nie wymagała także wspólnego planowania przedsiębiorstw przesyłowych i ich odbiorców, ani też między przedsiębiorstwami przesyłowymi w danym regionie.

Jeżeli funkcjonuje ISO i RTO, wymagany jest także ich udział w takich procesach, przy czym FERC w sposób wyraźny stwierdza, że *odbiorcy usług przesyłu i zainteresowane strony muszą mieć możliwość udziału w każdym procesie planowania właściciela majątku przesyłowego.* FERC wyraźnie zwróciła na tę kwestię uwagę, ponieważ jej zdaniem procesy planowania RTO w większym stopniu zwracały uwagę na regionalne niż na lokalne problemy i rozwiązania.

Oprócz tego FERC zauważyła, że, zdaniem niektórych komentatorów biorących udział w procesie ustanawiania reguł, RTO i ISO nie przeanalizowali skrupulatnie planów właścicieli majątku przesyłowego przed włączeniem ich do planu regionalnego.

Nowy, oparty na współpracy proces planowania przesyłu, wprowadzony przez FERC na mocy zarządzenia nr 890, przyczyni się do zmniejszenia niepewności pod wieloma względami. W szczególności, jeżeli faktem stanie się aktywne uczestnictwo, rezultatem takiego procesu powinny być:

- większe gremium zwolenników planu, zgadzających się z jego przesłankami,
- większe zrozumienie potrzeby alternatywnych rozwiązań przesyłowych, ich kosztów i wynikających z nich korzyści,
- wiedza na temat potencjalnych ram czasowych realizacji nowych jednostek wytwórczych,
- jasna i przystępna dokumentacja dotycząca przyjętych założeń i kryteriów.

Wreszcie, zarządzenie wydane przez FERC zachęca do bezpośredniego udziału przedstawicieli stanowych organów regulacyjnych. Zakłada się, że ich udział ułatwi późniejszy proces uzgadniania potrzebnej nowej infrastruktury.

#### Metody scenariuszowe i probabilistyczne

Ogólne rozwiązanie dla problemów wiążących się z występowaniem niepewności polega na zastosowaniu metod uwzględniających olbrzymi zbiór możliwych przyszłych scenariuszy. Ich celem jest ustalenie – dla każdego ze scenariuszy – efektywności proponowanych inwestycji oraz prawdopodobieństwa wystąpienia danego scenariusza.

Teoretycznie ryzyko inwestycyjne można zminimalizować, jeżeli przeanalizowane zostaną wszystkie możliwe scenariusze. W praktyce, przedsiębiorstwa energetyczne uczestniczące w procesie planowania przesyłu przed podjęciem decyzji inwestycyjnych badają możliwie jak najwięcej prawdopodobnych scenariuszy.

Metody scenariuszowe i probabilistyczne obejmują zakres od prostych studiów uwzględniających ograniczoną liczbę scenariuszy po bardziej kompleksowe analizy, jak np. metody Monte Carlo, oparte na mniej lub bardziej zaawansowanym automatycznym generowaniu scenariuszy.

Do typowo modelowanych rodzajów niepewności można zaliczyć:

- wahania w produkcji poszczególnych jednostek wytwórczych (modelowanie rynków, braku dyspozycyjności itd.)
- wahania w poziomie obciążenia,
- wahania przepływów przez połączenia międzysystemowe,
- wahania stanu sieci (remontowe odstawienia urządzeń, układ stacji itd.)

#### Studia rozwoju sieci 400 kV we Francji

Wraz ze wzrostem niepewności (co do cen, lokalizacji produkcji itd.) coraz bardziej złożonym problemem staje się ocena bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Oprócz tego, w związku z bardziej rynkowym ukierunkowaniem sektora, poddyktowane względami bezpieczeństwa systemu limity postrzegane są jako ograniczenia uniemożliwiające funkcjonowanie rynku wyłącznie na zasadach ekonomii. Dlatego konieczne jest przeanalizowanie wystarczająco dużego zbioru scenariuszy, by możliwe było uwzględnienie niepewności, oceny z wystarczającym stopniem pewności poziomu bezpieczeństwa oraz uzyskanie niezawodnych i zrozumiałych wyników.

W zakresie planowania systemu (tj. planowania inwestycji i wzmocnień) alternatywne układy systemu muszą być przeanalizowane pod kątem zbioru różnej struktury wytwarzania i obciążenia oraz dużej liczby stanów awaryjnych, tak by inwestycje były trafione, a ryzyko skwantyfikowane. Konieczność inwestowania we wzmocnienie sieci oraz wynikająca z niego rzeczywista wartość są możliwe do określenia.

Od lat 70. RTE prowadzi probabilistyczne analizy rozwoju francuskiej sieci 400 kV. W ostatnich latach metoda została ulepszona, dzięki początkowej współpracy z Université de Liège, a następnie współpracy z NGC.

Metoda obejmuje następujące trzy kroki.

### Krok 1. Utworzenie zbioru wielu tysięcy sytuacji modelujących przyszłe stany sieci

Stosowane są reguły doboru losowego, a celem jest uzyskanie, z jednej strony, możliwych rzadkich, lecz niebezpiecznych sytuacji, z drugiej zaś strony wizji sytuacji bardziej prawdopodobnych. W związku z tym, ograniczenia sieciowe oraz efektywność poszczególnych możliwych modyfikacji struktury sieci można oceniać z tych dwóch perspektyw. Oznacza to wygenerowanie i analizę wielu tysięcy sytuacji.

Dla studiów dotyczących francuskiej sieci 400 kV modelowane są następujące rodzaje niepewności:

- struktura produkcji energii we Francji (produkcja w jednostkach ciepłych, wodnych, wiatrowych itd. z uwzględnieniem dyspozycyjności tych jednostek, koszty z uwzględnieniem reguł rynku, warunków atmosferycznych),
- poziom zapotrzebowania we Francji,
- struktura produkcji i obciążenia w innych krajach UCTE o bezpośrednim wpływie na przepływy energii przez połączenia międzysystemowe.

### Krok 2. Symulacja każdej sytuacji

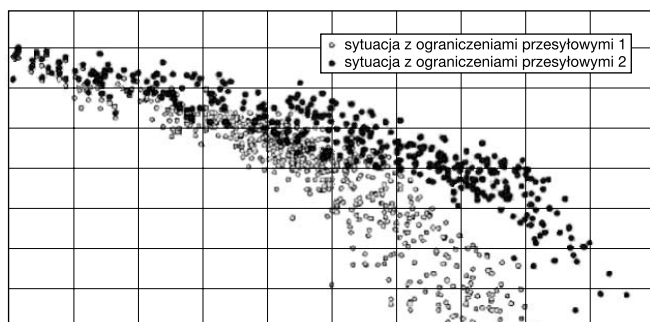
Dla każdej losowanej sytuacji wykonywane są symulacje statyczne z wykorzystaniem metody OPF w celu ustalenia ewentualnych ograniczeń występujących w takiej sytuacji oraz powiązanych kosztów systemowych.

### Krok 3. Analiza wyników

Analiza końcowa polega na porównaniu różnych strategii wzmocnienia/rozwoju sieci 400 kV (w tym strategii nieprzewidującej żadnych działań) pod względem kosztów projektu zestawionych z szacowanymi unikniętymi kosztami systemowymi. Wszystkie takie koszty szacowane są dla pełnego zbioru sytuacji, a to pozwala stworzyć ranking proponowanych inwestycji.

Dodatkowo, przy pomocy klasycznych funkcji statystycznych i pozyskiwania danych, uzyskiwane są przydatne informacje na temat zachowania systemu i ograniczeń. Rysunek ilustruje porównanie dwóch strategii wzmocnienia pod względem możliwości wymiany międzysystemowej.

Wymiana Francja – Belgia



Wymiana Francja – Niemcy

Wymiana Francja-Belgia, wymiana Francja-Niemcy

W obliczu warunków eksploatacji, które charakteryzuje coraz większa zmienność i niepewność, które czasem są zaskakujące, nawet w perspektywie krótkookresowej, RTE stara się udoskonalać swe techniki, metody i procesy w celu wzmocnienia systemu i późniejszego bezpiecznego ruchu sieci. W takim zakresie metody statystyczne/probabilistyczne mają zastosowanie w minimalizacji oddziaływania niepewności, ponieważ pozwalają one na ocenę decyzji inwestycyjnych opartej na bardziej wyczerpującej ocenie potencjalnych sytuacji.

Decyzje takie oparte są na procesie obejmującym analizę ryzyka oraz ważenie kosztów i powiązanego ryzyka. Proces ten może ewoluować wraz ze zmianami w ekonomicznym, technicznym czy politycznym otoczeniu operatora sieci. Zaletą analiz scenariuszowych jest ich skuteczność pod względem poprawy niezawodności procesu inwestycyjnego oraz to, że ich wyniki są bardziej zrozumiałe zarówno dla zainteresowanych stron, jak i dla organów regulacyjnych.

## Wnioski

Na podstawie odpowiedzi na pytania we wspomnianym kwestionariuszu, udzielone przez dużą liczbę przedsiębiorstw przesyłowych działających w ramach różnych struktur sektora energetycznego, a także o własne doświadczenia członków grupy roboczej, można stwierdzić, co następuje.

### Niepewność dotycząca obciążenia nie jest niepewnością dominującą

Rozpatrując niepewność dotyczącą rynku, wytwarzania oraz obciążeń wydaje się, że operatorów systemów przesyłowych bardziej niepokoi niepewność co do rynku i wytwarzania niż co do obciążenia. Fakt ten ma różne przyczyny. *Po pierwsze*, w stosunkowo niewielu krajach występują przypadki znacznego przyrostu obciążenia. *Po drugie*, operatorzy systemów przesyłowych zdobyli ogromne doświadczenie w zakresie prognozowania obciążenia i zarządzania związaną z nim niepewnością.

W krajach, w których nie przewiduje się wzrostu obciążenia, a nawet prognozowany jest spadek obciążenia szczytowego, elementy niepewności w planowaniu systemu nie wiążą się jedynie z rozbudową istniejącego systemu, lecz również z opracowaniem zoptymalizowanych strategii wymiany i modernizacji infrastruktury. W takich przypadkach planowanie rozwoju systemu ściśle powiązane jest z realizacją zadań zarządzania majątkiem.

### Zmiany rynkowe spowodowały powstanie nowych rodzajów niepewności

Niepewność dotycząca rynku ma często niejednoznaczny charakter. Dzieje się tak, ponieważ w wyniku utworzenia większych, połączonych wzajemnie systemów wzrasta bezpieczeństwo dostaw, a dzięki ich większej elastyczności i stabilności, planistom systemu przesyłowego łatwiej jest radzić sobie z niepewnymi warunkami brzegowymi. Niemniej jednak, ponieważ zachowań rynkowych nie da się kontrolować i przewidywać, z utworzeniem większych rynków wiążą się także nowe rodzaje niepewności, dotyczące np. wahań przepływów mocy lub przepływów zewnętrznych powstających w wyniku wymiany między krajami ościennymi.

Zmniejszaniu takiej niepewności służy opracowywanie i rozwój reguł rynkowych, kodeksów sieciowych i zasad prowadzenia ruchu, natomiast środki te z pewnością nie eliminują jej.

### Istotna niepewność dotyczy lokalizacji i rozmiaru nowych jednostek wytwórczych

Rozpad dawnych przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo, ruch proekologiczny oraz poparcie polityczne dla jednostek wytwórczych opartych na źródłach odnawialnych, obok obaw dotyczących globalnego ocieplenia klimatu oraz wynikającego z nich odejścia od konwencjonalnych elektrowni opalanych paliwami kopalnymi – to czynniki wywołujące znaczną niepewność w szczególności co do lokalizacji i rozmiaru nowych jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci. Parametry techniczne nowszych technologii wytwarzania energii, takich jak np. generatory energii wiatrowej, oraz ich trudna do przewidzenia charakterystyka wytwarzania, powodują powstanie nowych rodzajów niepewności, z którymi Operatorzy Systemów Przesyłowych nie są w stanie poradzić sobie samodzielnie.

### Potrzebne są nowe metody planowania

Planiści systemu wykorzystują nowe metody, które z jednej strony biorą pod uwagę nowe możliwości analityczne i techniczne oraz, z drugiej strony, uwzględniają trudniejszą strukturę sektora, w którym na przestrzeni minionych dwudziestu lat doszło do bardzo dużego wzrostu liczby zainteresowanych stron.

• **Metoda scenariuszowa.** Metoda scenariuszowa zdobyła znaczące miejsce pośród analiz planistycznych. Jedną

z przyczyn jej powodzenia jest z pewnością to, że obecnie dostępna jest wystarczająco duża moc obliczeniowa, by możliwe było uwzględnienie wszystkich istotnych scenariuszy. Inną przyczyną jest to, że analizy uwzględniające wiele scenariuszy, w związku z ich przejrzystym i ogólnym charakterem, skutecznie przekonują różne grupy interesariuszy o potrzebie podejmowania działań na rzecz rozwoju systemu.

• **Metody probabilistyczne.** Innym aspektem wzrostu niepewności jest pojawienie się sytuacji, w której tradycyjnie stosowane przez wielu operatorów systemów przesyłowych analizy oparte na wariacie pesymistycznym nie dają już zadowalających wyników i nie wystarczają do opracowania realistycznych planów rozwoju systemu. W takich przypadkach alternatywą stało się stosowanie metod probabilistycznych. Obecnie realizowane są ważne prace rozwojowe w tej dziedzinie, a w perspektywie kilku lat metody probabilistyczne mogą stać się istotnym narzędziem oceny planów rozwoju systemu.

• **Podejście oparte na współpracy.** Metody oparte na współpracy przyczyniają się do redukcji niepewności dzięki:  
– wzajemnemu przekazywaniu informacji między sąsiednimi systemami,  
– ułatwieniu różnym zainteresowanym stronom udziału w procesie planowania, co pozwala na przedstawienie różnych poglądów i wypracowanie akceptowanych przez wszystkich rozwiązań.

W rezultacie mogą one zmniejszać ryzyko ponoszone przez operatorów systemów przesyłowych.



## Energopomiar podwójnym laureatem

Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „Energopomiar” Sp. z o.o. z Gliwic są laureatem konkursu „Jakość Roku 2008”, organizowanego przez redakcję *Biznes Raportu* wspólnie z Polskim Centrum Badań i Certyfikacji SA. Tytuł został przyznany Firmie za usługi pomiarowe, badawcze i doradcze.

*Energopomiar* wdrożył system zarządzania jakością według wymagań PN-EN ISO 9001:2001. Trwa proces wdrażania systemu zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy oparty na wymaganiach PN-N-18001:2004 oraz zarządzania środowiskowego wg normy PN-EN ISO 14001:2005. Ponadto *Energopomiar* posiada dwie akredytacje PCA laboratoriów badawczych (AB 550 i AB 702), akredytację jednostki certyfikującej wyroby (AC 143) oraz uznanie II stopnia UDT. Akredytacją objęte są analizy chemiczne, fizykochemiczne, pomiary emisji i hałasu oraz badania promieniotwórczości naturalnej.

Ogólnopolski Program Promocji Jakości w Polskich Przedsiębiorstwach „Jakość Roku 2008” jest skierowany do przedsiębiorców i firm, które ze szczególną uwagą podchodzą do kwestii jakości i wysokich standardów pracy. Tytuł ten jest przyznawany w trzech kategoriach: produkt, usługa oraz innowacja.

„Energopomiar” Sp. z o.o. jest również laureatem konkursu „Innowacja Roku 2008”, organizowanego pod patronatem Ministerstwa Rozwoju Regionalnego, Centrum Innowacji FIRE oraz Ośrodka Przetwarzania Informacji OPI.

Kapituła konkursu wyróżniła opracowaną w Dziale Trawienia i Oczyszczania *Energopomiaru* technikę cichego dmuchania kotłów. Operacja dmuchania jest powszechnie stosowaną metodą czyszczenia kotłów przy pomocy pary własnej. Kłopotliwa jest jednak emisja hałasu, uciążliwego zarówno dla zakładu, jak i dla jego otoczenia.

Rozwiązanie *Energopomiaru* pozwala na redukcję hałasu dzięki zastosowaniu, poza tradycyjnymi, suchymi tłumikami na wylocie pary z rurociągu prowizorycznego, wtrysku wody chłodzącej do wydmuchiwanego strumienia pary. Stosując tę technikę można wykonać operację dmuchania czterokrotnie w ciągu doby, w tym w godzinach nocnych. Elektrownie mogą więc uzyskać wymierne korzyści finansowe.

Innowacja Roku to program adresowany do firm, instytucji i organizacji działających na polskim rynku. Jego celem jest promocja innowacyjności, nowoczesnych i oryginalnych rozwiązań, produktów i usług, nowych lub w istotny sposób zmodyfikowanych, a także projektów o charakterze innowacyjnym. Organizatorem konkursu jest redakcja *Forum Biznesu*.

Serdecznie gratulujemy *Energopomiarowi*

Miło nam poinformować, iż z Firmą – Laureatem obydwu konkursów łączą naszą redakcję ponad 55-letnia, bliska i owocna współpraca.