

Maciej SOŁTYSIK

Everen sp. z o.o., 44-200 Rybnik, ul. Podmiejska, e-mail: maciej.soltysik@everen.pl

Artur WILCZYŃSKI

Instytut Energoelektryki Politechniki Wrocławskiej 50-370 Wrocław, ul. Wybrzeże Wyspiańskiego 27, e-mail: artur.wilczynski@pwr.wroc.pl

WARUNKI OPTIMALNEGO DOBORU UCZESTNIKÓW GRUP BILANSUJĄCYCH

Obowiązujące przepisy prawne dopuszczają tworzenie grup bilansujących składających się ze wszystkich podmiotów rynku energii. Istota takich grup polega na możliwości wzajemnego bilansowania odchyleń poboru energii od wartości zaplanowanych pomiędzy ich uczestnikami poprzez efekt zarówno samokompensacji, jak i wymuszony proces bilansowania nadążnego. Wykorzystanie pełnych możliwości samokompensacji odchyleń wraz z użyciem potencjału regulacyjnego grupy uzależnione jest jednak silnie od optymalnego doboru jej uczestników. W pracy przedstawiono koncepcję kryteriów doboru uczestników grup.

1. WPROWADZENIE

Momentem, który rozpoczął rozwój mechanizmów rynkowych w sektorze energetycznym w Polsce, był dzień wejścia w życie ustawy Prawo energetyczne. Jej pierwotna wersja określała ramy funkcjonowania rynku m.in. przez utworzenie niezależnego organu regulacji i określenie jego kompetencji, sprecyzowanie obowiązków przedsiębiorstw energetycznych, wprowadzenie obowiązku sporządzania i przedstawiania do zatwierdzenia taryf, wprowadzenie obowiązku świadczenia usług przesyłowych przez przedsiębiorstwa sieciowe oraz dała początek prawu wyboru sprzedawcy. Począwszy od 4 września 1998 r. poszczególne grupy klientów uzyskiwały sukcesywnie prawo wyboru sprzedawcy wg. klucza rocznego zużycia energii. Uspółcześiony dobowo-godzinowy charakter, rynek uzyskał dopiero w 2001 r. Było to następstwem przyjętego w kwietniu 1999 r. harmonogramu działań dla liberalizacji rynku i prywatyzacji sektora energetycznego. Przyjęty wówczas dokument, precyzował mechanizmy działania rynku oraz relacje między jego uczestnikami.

Koncepcja rynku bilansującego

Idea rynku energii wynikająca z przedstawionych planów zakładała stworzenie kilku kluczowych obszarów: segmentu umów bilateralnych, giełdy energii oraz mechanizmu bilansującego. Z punktu widzenia treści niniejszego referatu najistotniejszym elementem jest obszar rynku bilansującego, któremu należy poświęcić więcej uwagi.

Podstawową rolą Rynku Bilansującego (RB), uruchomionego z dniem 1 września 2001 r., miało być zapewnienie zbilansowania handlowego wszystkich jego uczestników w obszarze krajowego rynku energii elektrycznej. W proces jego tworzenia zaangażowane były wszystkie podmioty, których działalność handlowo-techniczna miała zawierać się w jego ramach. Wypracowana wówczas koncepcja nie była wolna od wad, jednakże jak na ówczesny czas stanowiła pionierskie rozwiązanie na skalę światową.

Geneza powstania RB bazowała na tzw. modelu rozliczeń „netto”, uwzględniającym salda wymiany energii między siecią rozdzielczą, a przesyłową, salda wymiany między sieciami rozdzielczymi sąsiednich spółek dystrybucyjnych oraz poziom energii pochodzącej z generacji lokalnej w sieci 110kV. Poczynione przez uczestników rynku działania dostosowawcze polegały zatem przede wszystkim na modernizacji systemów pomiarowo-rozliczeniowych, dostosowaniu infrastruktury teleinformatycznej (IT) niezbędnej dla wymiany danych z węzłem centralnym oraz opracowywania optymalnych metod prognozowania dobowo-godzinowego poziomu zapotrzebowania na energię. Kilkunastomiesięczny etap funkcjonowania rynku bilansującego w tym kształcie, dał obraz wielu niedociągnięć i uwypuklił błędne założenia koncepcyjne, przyjęte na etapie jego wdrażania.

Segment będący z definicji jedynie mechanizmem bilansowania handlowego uczestników rynku, stał się segmentem spekulacyjnym, zagrażającym kryteriom bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) oraz zasadom rynkowej konkurencji.

Występujące wówczas i nasilające się z czasem niepożądane zjawiska w postaci pokrywania dużego niezbilansowania handlowego spółek dystrybucyjnych po atrakcyjnych względem pozostałych segmentów cenach oraz zwiększające się tym samym koszty bilansowania KSE po stronie OSP (nie mające pokrycia w kosztach uwzględnionych w taryfie PSE), stały się przyczynkiem zmiany regulaminu funkcjonowania RB.

Wprowadzone kolejno w lipcu 2002 r. oraz lipcu 2003 r. modyfikacje, dotyczyły zmiany jednolitej ceny rozliczeniowej na pakiet trzech cen, tzw. cen rozchylonych oraz korekt rozwiązań w zakresie zarządzania ograniczeniami, w tym zmian algorytmu cen dla generacji wymuszonej i energii niezbilansowania wytwórców. Wprowadzenie rozchylenia cen rozliczeniowych miało bardzo bolesne przełożenie kosztowe na niezbilansowanych uczestników rynku, wymuszające bezzwłoczną i diametralną zmianę strategii rynkowej na rzecz dokładniejszego prognozowania zapotrzebowania i aktywniejszego uczestnictwa we właściwych dla handlu segmentach rynku. Zmiany te były niezbędne w celu przywrócenia pierwotnego charakteru RB.

W pierwszej połowie 2004 r. została przygotowana kolejna koncepcja zmian o zdecydowanie głębszym charakterze niż korekty dotychczasowe. Nowelizacje dotyczyły zagadnień związanych ze skróceniem czasu między zgłoszeniem, a realizacją umów, wprowadzeniem cen krańcowych do algorytmów rozliczeniowych, czy modyfikacji rozliczeń energii regulacyjnej. Długi proces konsultacji powyższych propozycji zmian, prowadzony w kręgu zainteresowanych stron, nie przyniósł oczekiwanych rezultatów. W drodze kompromisu udało się jedynie zaimplementować, począwszy od maja 2004 r., poszerzenie reguł RB o możliwość sprzedaży energii w obrocie międzynarodowym oraz poszerzyć kompetencje spółek obrotu i giełdy energii.

Kolejne prace nad propozycjami zmian zasad funkcjonowania mechanizmu bilansującego i rozwoju rynku energii, zostały podjęte przez powołany zespół roboczy składający się z przedstawicieli Urzędu Regulacji Energetyki, Urzędu Ochrony Konkurencji i Konsumenta, Ministerstwa Gospodarki, Urzędu Komitetu Integracji Europejskiej, OSP i towarzystw branżowych. Wynikiem prac były koncepcje zmian w horyzoncie krótko- i długoterminowym. Nowelizacje te miały na celu przede wszystkim modernizację zasad bilansowania KSE w segmencie hurtowego obrotu energią oraz zaprojektowanie algorytmu wzajemnych relacji między odbiorcami korzystającymi z zasady TPA (Third Party Access), a Operatorami Sieci Dystrybucyjnych (OSD). Efektem doraźnym, jednakże bardzo istotnym, implementującym w życie wypracowane koncepcje zmian, była przygotowana we wrześniu 2005 r. nowa Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP). Najistotniejsze zmiany, w zatwierdzonym przez Prezesa URE i obowiązującym od 1 czerwca 2006 r. dokumencie, stymulować miały proces rozwoju zasady TPA. Na proces ten składać się miało wiele czynników. Jednym z podstawowych była korekta algorytmu generacji cen rozliczeniowych niezbilansowania i skorelowane z tym ograniczenie możliwości prowadzenia spekulacji rynkowych w obszarze ograniczeń technicznych pracy sieci oraz jednostek wytwórczych czy zastosowanie jednolitej ceny zakupu energii z generacji wymuszonej. Algorytm ten w rzeczywistości spowodował jednocześnie obniżenie i podwyższenie poziomów cen

odpowiednio zakupu i sprzedaży energii bilansującej, powodując tym samym ograniczenie łącznych kosztów bilansowania. Prócz zmienionego mechanizmu cenotwórczego, stworzono warunki kompensowania odchyłeń prognostycznych, przez wprowadzenie możliwości tworzenia grup bilansujących odbiorców zlokalizowanych poza obszarem RB oraz zwiększono rozdzielczość zgłaszania umów sprzedaży energii (USE) do 1 kWh. Już w pierwszym miesiącu obowiązywania zmian, uzyskano wymierny efekt w postaci kilkunastokrotnego zmniejszenia kosztów działań dostosowawczych podejmowanych przez OSP w ramach bilansowania systemu [4] względem okresu poprzedniego. Dodatkowo około 10% uczestników rynku skorzystało z możliwości dokładniejszego określania dobowo-godzinowych prognoz wytwarzania i poboru [4].

Szczególnie istotnym elementem z punktu widzenia możliwości dodatkowego ograniczenia kosztów bilansowania była koncepcja bilansowania grupowego. Niestety zachowawcza postawa spółek dystrybucyjnych nie pozwoliła w pełni na przeniesienie zapisów IRiESP do instrukcji poszczególnych dystrybutorów. W okresie od 1 czerwca 2006 r. do 1 lipca 2007 r. realnie, możliwe były do stworzenia jedynie grupy złożone z odbiorców zlokalizowanych geograficznie na terenie jednej spółki dystrybucyjnej. Powyższe okazało się szczególnie niekorzystne dla odbiorców rozproszonych, czy spółek obrotu dostarczających energię klientom na terenie całego kraju.

Dostosowanie prawa polskiego do dyrektyw unijnych, szczególnie w zakresie rozdzielenia działań dystrybucyjnych od handlu energią oraz wprowadzenie pełnej liberalizacji rynku, spowodowało rzeczywistą możliwość kreowania grup składających się zarówno z odbiorców, jak i wytwórców energii. Zapisy [3] wskazują na możliwość tworzenia takich grup, co stanowi jedno z podstawowych założeń dalszej analizy zaprezentowanej w niniejszej pracy.

Koncepcja swobodnej zmiany sprzedawcy

Rozważania dotyczące decentralizacji i liberalizacji rynków energii były już w latach 80-tych omawiane i szeroko analizowane w ramach wewnętrznych polityk energetycznych krajów zachodniej Europy i świata. Pionierami przemian europejskiej energetyki były Wielka Brytania i kraje skandynawskie, które podobnie jak Chile i Stany Zjednoczone skutecznie przeprowadziły procesy decentralizacji, stawiając na rozwój wolnego rynku i osłabiając pozycję regulatorów [14]. Obniżenie się konkurencyjności przedsiębiorstw energetycznych, pozostałych krajów wspólnoty stało się bodźcem dla Komisji Europejskiej do prac nad wizją wewnętrznych rynków energii. W ramach tych prac stworzony został w 1988 r. raport o wewnętrznym rynku energii w krajach UE. Dokument ten demaskował główne przeszkody hamujące rozwój struktur wolnego handlu energią elektryczną i gazem. Jednym z kluczowych aktów prawnych będących następstwem raportu, była Dyrektywa 96/92/EC Parlamentu Europejskiego i Rady z 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad wewnętrznego rynku energii elektrycznej [2]. Dokument ten narzucał krajom członkowskim wprowadzenie, wg. ściśle określonego harmonogramu, stopniowej liberalizacji rynku w jednym z trzech możliwych wariantów.

Propozycja pierwsza dotyczyła implementacji tzw. negocjowanej zasady TPA, w której dostęp do sieci udzielany byłby w drodze negocjacji. Stronami negocjacji byłyby OSP, lub OSD oraz odbiorca. Operator z uzasadnionych przyczyn technicznych mógłby odmówić zainteresowanej stronie prawa dostępu, licząc się jednak z konsekwencjami, które narzuca dyrektywa, w postaci rozstrzygnięcia powstałego sporu przez niezależne i kompetentne władze powołane do tego celu przez kraje UE. Zachowanie transparentności, miałyby w tym przypadku zapewnić obowiązek publikowania przez Operatora cen wskaźnikowych za korzystanie z sieci.

Druga z propozycji bazowała na pojęciu systemu jedyne kupca (single-buyer), czyli podmiotu z osobowością prawną odpowiedzialnego za zarządzanie systemem przesyłowym. Podmiotowi temu, mogłaby również być powierzona rola instytucji odpowiedzialnej za zcentralizowany handel energią. Dyrektywa, w celu zapewnienia odpowiedniej przejrzystości, dodatkowo narzucała na instytucje jedyne kupca obowiązek publikowania taryf za korzystanie z sieci przesyłowych i dystrybucyjnych czy dopuszczała prawo do zawierania między wytwórcami, a

upoważnionymi odbiorcami kontraktów na dostawy energii w celu pokrycia własnych potrzeb, zarówno w obszarze działania jedyne kupca, jak i poza nim. Zasada single-buyer mogła być łączona z zasadą negocjowanej lub regulowanej TPA w przypadku nie powierzenia jednemu kupcowi odpowiedzialności za handel energią.

Trzecim wariantem liberalizacji rynku była zasada regulowanej TPA, w której wytwórcy i odbiorcy mieli prawo do zawierania kontraktów dwustronnych bezpośrednio między sobą. W tym wariantcie ceny za przesył energii, zarówno w sieciach przesyłowych, jak i dystrybucyjnych nie podlegały negocjacom i wynikały wprost z obowiązujących taryf.

Powyższe koncepcje, zostały zachowane w nowej Dyrektywie 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad dla wewnętrznego rynku energii elektrycznej uchylającej Dyrektywę 96/92/WE [1]. Przyjęty na łamach tego dokumentu harmonogram liberalizacji rynku zakładał począwszy od 1 lipca 2004 r. możliwość skorzystania ze zmiany sprzedawcy dla wszystkich odbiorców komercyjnych, a od 1 lipca 2007 r. także dla gospodarstw domowych.

W polskiej energetyce już od 1998 r. następowały zmiany wyprzedzające formalne zapisy w zakresie swobodnej zmiany sprzedawcy, nieobowiązujących jeszcze w kraju dyrektyw. Przyjęty wówczas klucz zmiany sprzedawcy bazował na średniorocznej wielkości zużycia energii [5]. Wejście Polski do Unii Europejskiej wymusiło zmianę dotychczas obowiązującego prawodawstwa, w tym również wybranie modelu liberalizacji rynku. Polska podobnie jak większość krajów UE, rozpoczęła implementację wariantu regulowanej zasady TPA [6], [13].

Czteropoziomowy system prawny obowiązujący w Polsce, tj. ustawa nadrzędna Prawo energetyczne, rozporządzenia wykonawcze, opinie i decyzje Prezesa URE oraz zapisy IRiESP i IRiESD, ukierunkowane zostały na pełne wdrożenie mechanizmów wolnorynkowych zgodnie z wytycznymi z Dyrektywy. Niestety wprowadzone z mocą obowiązywania począwszy od 1 lipca 2004 r. nowelizacje prawne, nie pozwoliły w sposób płynny zaistnieć zasadzie TPA i wpłynąć na jej szerokie wdrożenie. Było to wypadkową wielu czynników leżących głównie we wzajemnych relacjach typu spółka dystrybucyjna – odbiorca i spółka dystrybucyjna – nowy sprzedawca. Ostatecznie, zarówno przeszkody techniczne, koszty bilansowania, problemy natury formalno-prawnej, jak i wynikający m.in. ze zjawiska subsydiowania niski poziom cen taryfowych, wpłynęły na wyraźną stagnację korzystania z TPA [9], [7]. W wielu przypadkach, głównie ze względu na ostatni z wymienionych czynników, zachodziła relacja odwrotna do pożądanej, czyli powrót klientów TPA do pozycji odbiorcy taryfowego spółek dystrybucyjnych.

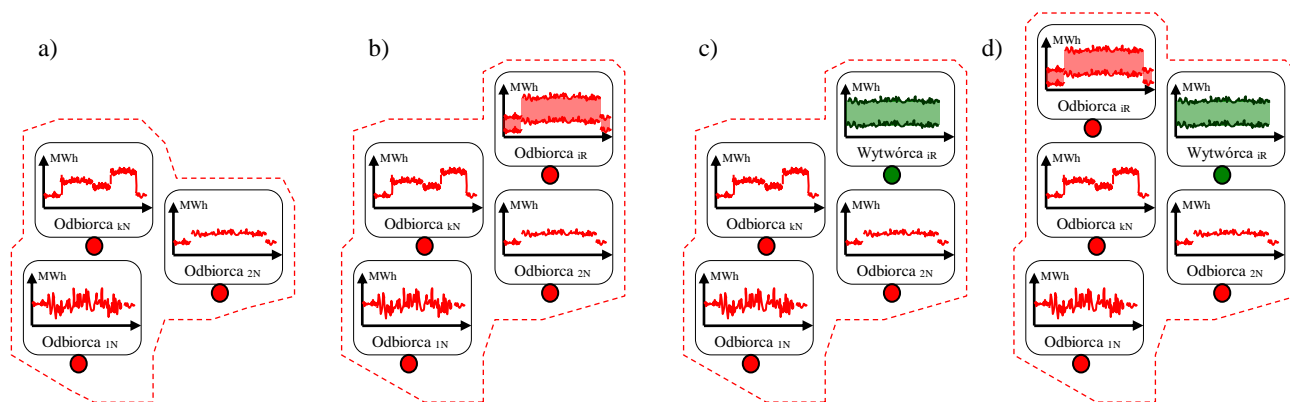
Otwarcie rynku energii z dniem 1 lipca 2007 r. pozwoliło, lecz niestety w dalszym ciągu tylko teoretycznie, na swobodną zmianę sprzedawcy przez każdego z odbiorców. W praktyce, zarówno względy natury prawnej m.in. długi czas zawarcia umowy z nowym sprzedawcą, jak i w dalszym ciągu małe zróżnicowanie między stawkami w taryfach i cennikach, a rynkiem hurtowym oraz wzrost udziału obowiązków certyfikacji energii, wpływają niekorzystnie na rozwój TPA. W świetle powyższego pewne jest, iż jednym z katalizatorów odwrócenia tej niekorzystnej sytuacji jest obniżenie strony kosztowej uczestnictwa w RB, które możliwe jest poprzez tworzenie grup bilansujących.

2. GRUPY BILANSUJĄCE, WARUNKI OPTIMALNEGO DOBORU UCZESTNIKÓW

Jak wspomniano we wstępie koszty uczestnictwa w segmencie bilansującym wynikające z odchyień prognoz zapotrzebowania od wartości empirycznych można ograniczać m.in. poprzez agregowanie uczestników rynku w tzw. grupy bilansujące (pozytywny wpływ grupowania został wykazany w pracach [8], [10], [12]). Wykorzystuje się wówczas głównie efekt samokompensacji odchyień poszczególnych uczestników w myśl zasady, że im liczniejsza grupa tym odchylenie od założonego poziomu jest mniejsze. Wynika to z ogólnej definicji odchylenia standardowego, które maleje względem wartości średniej, odwrotnie proporcjonalnie do pierwiastka z liczebności grupy.

Możliwe jest również ograniczenie kosztów bilansowania poprzez monitorowanie w czasie rzeczywistym bieżącego poziomu poboru energii oraz wykorzystanie potencjału regulacyjnego w grupie, co zostało szczegółowo opisane w [12].

Ze względu na różne kryteria możliwych jest zatem co najmniej kilka scenariuszy strategii tworzenia grup bilansujących, których poglądowe schematy zostały zilustrowane na rys.2.1.



Rys. 2.1. Scenariusze tworzenia grup bilansujących a) grupa odbiorcza, b) grupa odbiorcza z regulacyjnością popytową, c) grupa odbiorczo-wytwórcza z regulacyjnością podażową, d) grupa odbiorczo-wytwórcza z regulacyjnością popytowo-podażową

Prócz zapewnienia odpowiedniej liczebności grupy, która jest kryterium nadrzędnym, kluczowym z punktu widzenia poprawnego działania mechanizmu bilansowania, jest dobór poszczególnych uczestników w zakresie założeń zarówno profilowych, jak i charakteru poboru energii, jego poziomu oraz weryfikacji założeń o składniku losowym prognozy zapotrzebowania. W każdej konfiguracji grupy bilansującej, uwidacznia się zatem problem estymacji zapotrzebowania na energię, który może być realizowany łącznie dla wszystkich uczestników grupy, bądź dla każdego z osobna. W hierarchii ważności kryteria dotyczące ogólnie składnika losowego można uplasować zaraz po warunku liczebności. Ogólny schemat wszystkich cech optymalności grupy przedstawiony został na rys. 2.2.



Rys. 2.2. Podstawowe kryteria optymalnego doboru uczestników grupy bilansującej

Mając na uwadze powyższe, celowe wydaje się grupowanie takich uczestników rynku, dla których stworzone modele prognostyczne możliwie wiernie odzwierciedlają rzeczywistość, określają właściwy kierunek i siłę oddziaływania zbioru zmiennych objaśniających na zmienną estymowaną oraz spełniają założenia o składniku losowym i o stabilności struktury modelu. Tak

dobrane modele prognostyczne są gwarantem uzyskania optymalnego efektu samokompensacji oraz stanowią stabilną podstawę do stosowania regulacyjności czasu rzeczywistego.

Zatem jedne z podstawowych kryteriów dotyczą składnika losowego prognozy. W modelowaniu dąży się do tego, by reszty z prognoz zapotrzebowania charakteryzowały się symetrią (rysunki 2.3a, 2.3b), która świadczy o poprawności rozkładu i jest rozumiana jako równość prawdopodobieństw występowania reszt dodatnich i ujemnych. W wyniku powyższego, uzyskuje się optymalny efekt samokompensacji i symetryczność obszaru regulacji. Sprawdzenia hipotezy $H_0: \{P(e_t > 0) = P(e_t < 0)\}$ względem $H_1: \{P(e_t > 0) \neq P(e_t < 0)\}$ dokonuje się poprzez analizę statystyki (2.1)

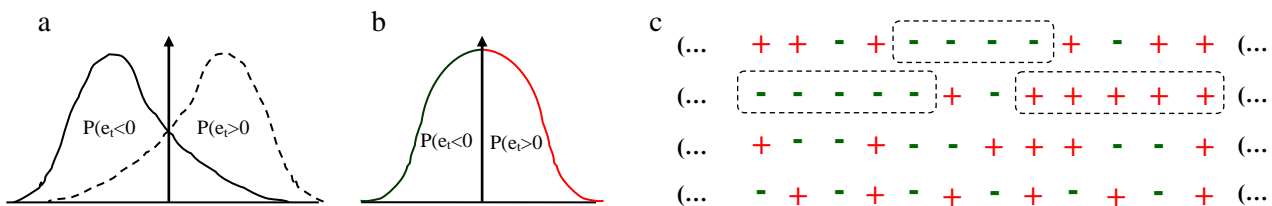
$$t = \sqrt{\frac{\frac{m-1}{n-2}}{\frac{m}{n} \left(1 - \frac{m}{n}\right)}} \quad (2.1)$$

gdzie:

m - liczbą reszt dodatnich,

n - liczebność próby

Dla dużej próby, rozkład statystyki t jest zbliżony do rozkładu normalnego. Symetryczność rozkładu, jest spełniona, gdy zachodzi nierówność $t \leq t^*$, przy czym t^* jest wartością statystyki odczytaną z tablic rozkładu normalnego. Dodatkowo pożądaną cechą rozkładu składnika losowego jest normalność, którą można zweryfikować stosując np. jeden z testów: zgodności χ^2 , Shapiro-Wilka, Jargue-Bera.



Rys. 2.3. Ilustracja symetryczności i losowości składnika losowego, a) niepożądany rozkład asymetryczny, b) oczekiwany rozkład symetryczny, normalny, c) brak losowości – wyróżnione obszary

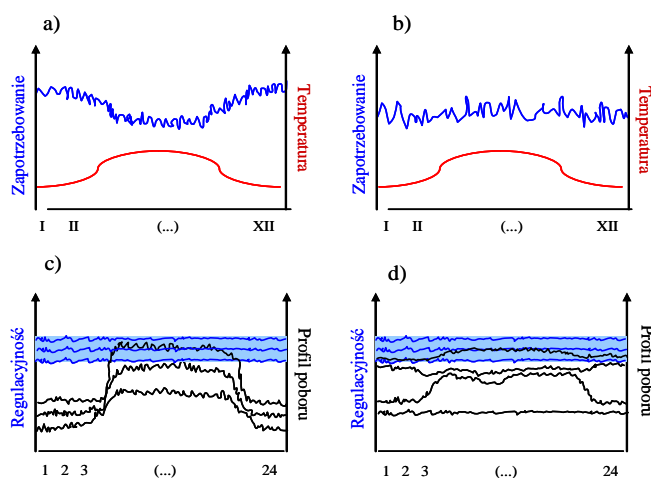
Kolejną cechą jaką powinny posiadać reszty z prognoz zapotrzebowania jest losowość, czyli brak występowania w zbyt długich seriach, reszt o takich samych znakach (rys. 2.3c). Cecha ta jest istotna, gdyż jej brak w sposób istotny będzie zaburzał efekt samokompensacji. Weryfikacji losowości próby dokonuje się poprzez analizę testu serii Walda-Wolfowitza.

Ponadto reszty z prognoz zapotrzebowania powinny charakteryzować się stacjonarnością, której weryfikacja jest jednocześnie sprawdzeniem założenia o stałości wariancji. Stacjonarność rozumiana jest jako brak statystycznie istotnego związku szeregu reszt z czasem, zatem weryfikacja polegać będzie na udzieleniu odpowiedzi na pytanie o miarę takiego powiązania, czyli czy współczynnik korelacji różni się istotnie od zera. Negatywny wynik weryfikacji mówiący o braku stacjonarności, powinien być przyczynkiem do reestymacji modelu, gdyż w horyzoncie długookresowym prognozy byłyby obarczone coraz większymi niepewnościami.

Ostatnią z cech, jaką muszą spełniać reszty optymalnie dobranego modelu prognostycznego, jest brak autokorelacji. Jest to cecha bardzo istotna, gdyż jej zbagatelizowanie w sposób istotny zaburzy dokładność modelu prognostycznego. Autokorelacja wystąpić może szczególnie w przebiegach, w których obserwuje się powolne wygasanie pewnych tendencji mających wpływ na poziom prognozy oraz przy przyjęciu błędnych założeń przy tworzeniu modelu, jak np. pominięcie

zmiennych objaśniających czy zmiennych opóźnionych w czasie. Weryfikację hipotezy o braku autokorelacji można dokonać w oparciu o testy Durбина-Watsona, h-Durбина, czy Godfrey'a.

Reasumując powyższe, najlepszy efekt samokompensacji odchyłeń prognoz od wartości rzeczywistego poboru uzyska się dla uczestników rynku, dla których można zbudować modele prognostyczne cechujące się wyżej wymienionymi kryteriami. Uzyskany w wyniku samokompensacji poziom niezbilansowania można dodatkowo obniżyć poprzez wykorzystanie technik regulacyjnych czasu rzeczywistego zarówno dzięki obecności w grupie bilansującej wytwórców ze zdolnościami regulacyjnymi, jak i odbiorców świadczących usługi typu DSM.

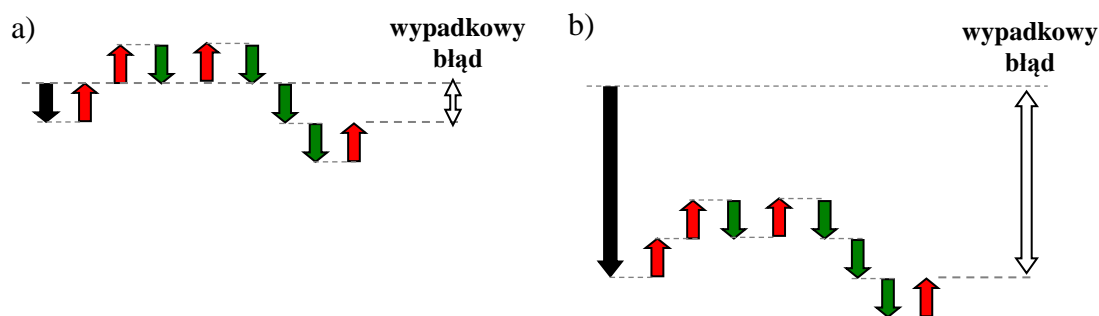


Rys. 2.4 Wpływ czynników zewnętrznych na profil a) niepożądany, b) pożądany; wypadkowy profil zapotrzebowania c) niepożądany i d) pożądany

Kolejna grupa cech jest ściśle związana z optymalnym wykorzystaniem potencjału regulacyjnego i z indywidualnym poziomem zapotrzebowania na energię uczestników grupy bilansującej. Jednym z warunków właściwego procesu regulacji jest uniezależnienie profilu poboru i generacji podmiotów świadczących usługi regulacyjne, od czynników sezonowych i korelacji z czynnikami niezależnymi (np. temperatura, zachmurzenie) (rys.2.4a, 2.4b). Spełnienie tego kryterium gwarantować będzie większą elastyczność i niezawodność regulacji. Równie ważne jest zapewnienie odpowiedniego, wypadkowego i jednocześnie symetrycznego poziomu

regulacyjności, który powinien pokrywać w całości obszar niepewności prognostycznej (rys. 2.4c, 2.4d). Można tego dokonać zarówno poprzez dobór zakresu regulacyjności do profilu grupy, jak i przez dopasowanie wypadkowego kształtu obwiedni zapotrzebowania do istniejącego obszaru regulacyjności. Ściśle związane z powyższym jest zapewnienie odpowiedniej elastyczności regulacji, która nadążałaby za gwałtownymi, krótkotrwałymi zmianami poziomu zapotrzebowania. Można tego dokonać poprzez ocenę statystyczną błędów ex-post dobranych modeli prognostycznych.

Ostatnim, lecz równie istotnym czynnikiem oceny optymalności doboru uczestników grupy bilansującej jest kryterium związane z poziomem zapotrzebowania na energię. Zdecydowanie najlepsza samokompensacja odchyłeń prognoz występuje w momencie, gdy są one co do modułu na mniej więcej jednakowym poziomie. Zważywszy na fakt, iż przy konstruowaniu modeli prognostycznych zakłada się dla każdego prognozowanego obiektu mniej więcej jednakowy maksymalny, dopuszczalny poziom niepewności, wartości zapotrzebowania na energię w prognozowanej jednostce czasu powinny być podobne. Opisaną sytuację ilustruje rys. 2.5.



Rys. 2.5 Kierunek i wartość błędów przy założeniu jednakowego MAPE, lecz różnych poziomów zapotrzebowania na energię; a) dla odbiorców o jednakowym poziomie zapotrzebowania, b) pierwszy odbiorca o zapotrzebowaniu wielokrotnie większym od pozostałych

3. PODSUMOWANIE

Aktywne bądź pasywne uczestnictwo w rynku energii, wiąże się wielokrotnie nie tylko z profitami, lecz przede wszystkim z dotkliwą stroną kosztową mechanizmu bilansowania. Maksymalny stopień wyrafinowania i precyzji bardzo kosztownych rozwiązań prognostycznych wydaje się, że został osiągnięty. W tym kontekście wpływ na dalsze obniżenie kosztów może mieć jedynie mechanizm bilansowania grupowego, połączony w parze z prognozowaniem i regulacyjnością nadążną. Pozornie prosty zabieg, jakim jest grupowanie uczestników rynku, wymaga jednak głębszej analizy, a optymalność uzyskanego rozwiązania zależna jest od szeregu czynników. W referacie ze względu na oczywiste ograniczenia, zostały zasygnalizowane jedynie najważniejsze kryteria, których spełnienie gwarantuje osiągnięcie najlepszych rezultatów, czyli sprowadzenie składnika losowego prognoz i kosztów bilansowania do minimum. Oczywiście przedstawione warunki, nie wyczerpują w pełni tematyki postawionego problemu i powinny stanowić przedmiot dalszych analiz.

LITERATURA

- [1] Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca dyrektywę 96/92/WE
- [2] Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej
- [3] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, część szczegółowa 1, Regulamin Rynku Bilansującego Energii Elektrycznej w Polsce.
- [4] Kasprzyk S.: „Rozwój rynku bilansującego. Infrastruktura – Środowisko – Energia. Dodatek do „Rzeczpospolitej” 11 września 2006 r.
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 6 sierpnia 1998 r. w sprawie harmonogramu uzyskiwania przez poszczególne grupy odbiorców prawa do korzystania z usług przesyłowych. Dz. U. Nr 107, poz. 671
- [6] Silvennoinen A.: Praktyczne aspekty działania rynków energii w krajach europejskich. Materiały konferencji nt. Rynek Energii Elektrycznej, Kazimierz Dolny 13-15 maja 2002 r. Tom I str. 157-176.
- [7] Skobel T., Szyke J.: „Odbiorcy przemysłowi na rynku energii elektrycznej”. Materiały konferencji nt. Rynek Energii Elektrycznej, Kazimierz Dolny 13-15 maja 2002 r. Tom I str. 91-112.
- [8] Sołtysik M., Adamczyk M.: „Bilansowanie grupowe jednostek odbiorczych”. Materiały konferencji nt. Aktualne Problemy w Elektroenergetyce, Wisła 1-2 czerwca 2006 r. str. 67-72
- [9] Sołtysik M., Bogacz J., Piotrowski R., Adamczyk M.: „Analiza opłacalności wyboru dostawcy na przykładzie klienta z grupy taryfowej B23”. Materiały konferencji nt. Optymalizacja w Elektroenergetyce, Jachranka 29-30 września 2005 r. str. 297-307

- [10] Sołtysik M., Bogacz J.: „Wpływ procesu konsolidacji spółek dystrybucyjnych na obniżenie kosztów bilansowania”. Materiały konferencji nt. Optymalizacja w elektroenergetyce, Jachranka 29-30 września 2005 r. str. 77-87
- [11] Sołtysik M., Lebek W.: „Perspektywy rozwoju segmentu odbiorców korzystających z zasady TPA w przeddzień pełnego otwarcia rynku energii elektrycznej”. Materiały konferencji nt. Rynek Energii Elektrycznej, Kazimierz Dolny 7-10 maja 2008 r. str.127-133
- [12] Sołtysik M., Wilczyński A.: „Nadążne prognozowanie zapotrzebowania na moc i energię elektryczną w grupie bilansującej wytwórczo-odbiorczej”. Materiały konferencji nt. „Rynek Energii Elektrycznej”, Kazimierz Dolny 7-9 maja 2003 r. str. 69-76
- [13] Theobald Ch., Schroeder-Czaja H.: Reforma zasady TPA w świetle nowej dyrektywy. Materiały konferencji Rynek Energii Elektrycznej 7-9 maja 2003 r. str. 95-102
- [14] Wolak F.: “Lessons from International Experience with Electricity Market Monitoring”. University of California Energy Institute, June 2004