Europejski Instytut Miedzi
Copper Alliance

Leonardo ENERGY

Jakość energii

Ograniczanie obciążeń szczytowych systemu elektroenergetycznego przy wykorzystaniu zasobów popytowych sterowanych strefami cenowymi

Jerzy Andruszkiewicz
Józef Lorenc

Instytut Elektroenergetyki Politechniki Poznańskiej

Nr ref EIM: EIM01110

Streszczenie

Autorzy publikacji podejmują zagadnienie wspomagania bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego przy wykorzystaniu odpowiedzi strony popytowej na sygnały dotyczące opłat za usługi przesyłowe i dystrybucyjne przenoszonych przez stawki jednostkowe za świadczenie usług. W okresie lata 2015 roku operator systemu przesyłowego w Polsce został zmuszony do wprowadzenia ograniczeń w poborze energii elektrycznej poprzez zastosowanie stopni zasilania, będących awaryjnym rozwiązaniem służącym do ograniczania poboru mocy przez dużych odbiorców, dla uniknięcia poważnej awarii systemowej. W związku z brakiem wystarczających rezerw wytwórczych w systemie podjęto analizę możliwości wdrożenia programu sterowania popytem opartego o wprowadzenie krytycznej stawki usług przesyłowych dla odbiorców z sektora gospodarstw domowych. Wykorzystując typowe obciążenia godzinowe tej grupy odbiorców przedstawiono zależności pozwalające na zaprojektowanie właściwych bonifikat dla uczestników programu pozwalających na efektywną rekrutację uczestników programu. W ten sposób neutralny dla całości systemu opłat taryfowych, można wykreować zmienność obciążeń godzinowych analizowanej grupy odbiorców. Zwrócono uwagę na synergie celów operatorów sieciowych i sprzedawców energii w realizacji programu prowadzącą do osiągania obopólnych korzyści.

Bezpieczeństwo pracy KSE w nadchodzących latach

Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce jest oceniany jako raczej niski co wynika z następujących przyczyn:

- starzejąca się infrastruktura wytwórcza i sieciowa,
- ograniczone plany rozwojowe w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych.

Oceny poziomu bezpieczeństwa dostaw w poszczególnych krajach pracujących w europejskim systemie elektroenergetycznym dokonuje organizacja ENTSO-E w ramach swoich zobowiązań wynikających z rozporządzenia [1] do przygotowywania co dwa lata analizy bezpieczeństwa systemowego i prognozy wystarczalności SO&AF [2]. Istotną częścią wymienionego raportu jest bilans mocy w systemie elektroenergetycznym w perspektywie dziesięciu lat w ujęciu europejskim, regionalnym oraz dla poszczególnych krajów członkowskich. Dane do analiz przygotowywane są przez krajowych operatorów sieci przesyłowych (OSP). Bilans jest prowadzony dla zapotrzebowania szczytowego każdego miesiąca. Ocenę opiera się na porównywaniu następujących wartości:

- mocy wytwórczej pozostałej „RCpeak" występującej w chwili miesięcznego obciążenia szczytowego, wyznaczanej z uwzględnieniem dostępności generacji wiatrowej i słonecznej dla czynników klimatycznych opracowanych na podstawie bazy danych klimatycznych z lat 2000-2013, po odjęciu od mocy zainstalowanych mocy niedostępnych dla OSP oraz wartości obciążenia w punkcie referencyjnym,
- marginesu wystarczalności w punkcie referencyjnym „ARM" uwzględniającego możliwe obciążenie szczytowe w miesiącu ponad obciążenie w punkcie referencyjnym oraz moc zapasową „SC" przewidywaną dla pokrycia wzrostu zapotrzebowania na skutek wydarzeń nadzwyczajnych,
- równocześnie dostępnych zdolności przesyłowych transgranicznych importowych „SIC".

W przypadku zagrożeń wynikających z ujemnych wartości (RCpeak – ARM) ocena bezpieczeństwa wypada pozytywnie gdy spełnione jest poniższe równanie:

$$\left| RCpeak - ARM \right| < SIC \tag{1}$$

Rozważane są dwa scenariusze dostępności źródeł wytwórczych po stronie wytwarzania:

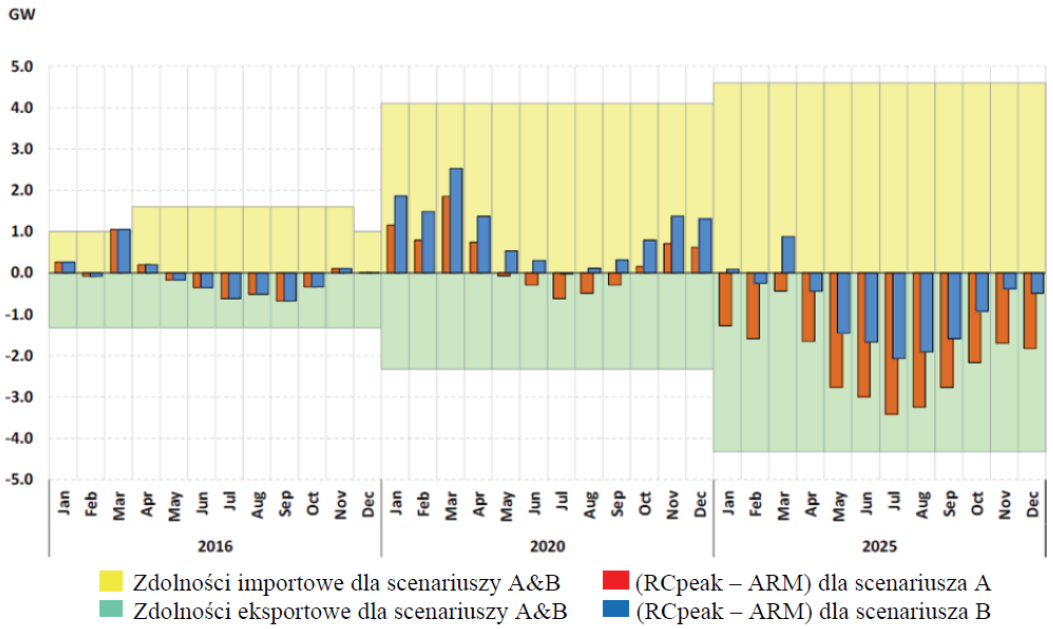
- A. konserwatywny obejmujący tylko inwestycje potwierdzone kontraktami na wykonanie,
- B. spodziewanych inwestycji przez krajowego OSP.

W zakresie wzrostu obciążenia zwraca uwagę przyjęty na podstawie dotychczasowych trendów szybszy roczny wzrost obciążenia szczytowego w miesiącach letnich, wynoszący 2,3%, w stosunku do miesięcy zimowych, dla których przyjęto 1,6%. W polskim systemie elektroenergetycznym przewiduje się wycofanie jednostek wytwórczych na poziomie 3,2 GW do roku 2020 oraz dodatkowo 2,0 GW do roku 2030. Do roku 2020 zakłada się oddanie do eksploatacji ponad 5,8 GW w blokach na węgiel kamienny, brunatny oraz parowo-gazowych. Zakłada się dalszy rozwój źródeł energii odnawialnej (OZE), których moc zgodnie ze scenariuszem A do roku 2020 wyniesie 8,9 GW a zgodnie ze scenariuszem B ma osiągnąć w roku 2025 wartość 11,8 GW. W scenariuszu B zakłada się dodatkowo w okresie do roku 2025 budowę źródeł gazowych o mocy sumarycznej 1337 MW. Wyniki oceny ENTSO-E SO&AF 2015 bezpieczeństwa elektroenergetycznego dla naszego kraju przedstawiono na ryc. 1.

W przypadku Polski, pomimo że zdolności importowe zapewniają pokrycie braków wystarczalności generacji w latach 2016, 2020 oraz 2025, które występują zasadniczo w sezonie letnim, należy zwrócić uwagę na następujące zagrożenia ograniczające dostępność mocy wytwórczych zainstalowanych w systemie do wykorzystania przez OSP:

- współczynnik obciążenia energią z wiatru i słoneczną, obrazujący poziom dostępności takich źródeł przez 90% godzin w roku, zaproponowane przez ENTSO-E, wynosi od 1,1% a 6,3% (w zależności od miesiąca i godziny); oznacza to, że 93.7-98.9% wiatru jest traktowane jako moc niedostępna dla OSP,
- ograniczenia technologiczne produkcji elektrociepłowni (w sezonie letnim),
- ograniczenia ze względu na temperaturę wody chłodzącej w niektórych elektrowniach cieplnych (w sezonie letnim),
- ograniczenia ze względu na przepustowości sieci przesyłowych spowodowanych wysoką temperaturą (w sezonie letnim),
- zwiększenie produkcji ciepła w skojarzeniu w elektrociepłowniach (sezon zimowy),

- część (około 40%) mocy elektrowni szczytowo-pompowych jest traktowana jako niedostępna.



Ryc. 1 Najniższe poziomy wystarczalności wytwarzania ponad zapotrzebowanie w okresach szczytowych dla Polski wg metodyki ENTSO-E [2]

Ponadto wartości zdolności przesyłowych transgranicznych, przedstawione na ryc. 1, nie są równocześnie dostępnymi lecz sumą zdolności przesyłowych netto (NTC) na poszczególnych przekrojach przesyłowych w okresie szczytu obciążenia w dniach roboczych.

Wydarzenia w polskim systemie elektroenergetycznym, które zaszły w sierpniu 2015 pokazały, że narażenia omówione powyżej mogą stanowić realne zagrożenia dla bezpiecznego pokrycia występującego zapotrzebowania na moc.

Zagrożenia związane z pracą źródeł energii o produkcji zależnej od czynników klimatycznych

Poza zagrożeniami związanymi z wystarczalnością generacji we współczesnych systemach elektroenergetycznych występują również problemy bezpieczeństwa pracy związane ze zmiennością wytwarzania w źródłach zasilanych energią wiatru i słońca. W raporcie [2] w celu oceny zagrożeń wywołanych pracą źródeł wiatrowych oraz fotowoltaicznych, których generacja zależy w dużym stopniu od czynników klimatycznych, przeanalizowano warunki klimatyczne jakie panowały w latach 2000-2013 bazując na paneuropejskiej bazie danych klimatycznych. Na tej podstawie wygenerowano istotny statystycznie zestaw danych klimatycznych dla modelownia zmienności pracy źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Zestaw ten wykorzystano dla opracowania możliwych do wystąpienia godzinowych wahań wytwarzania wymienionych źródeł dla scenariusza B w roku 2020. Oceniano możliwą do wystąpienia zmienność godzinową obciążenia rezydualnego RL(h) definiowanego następująco [2]:

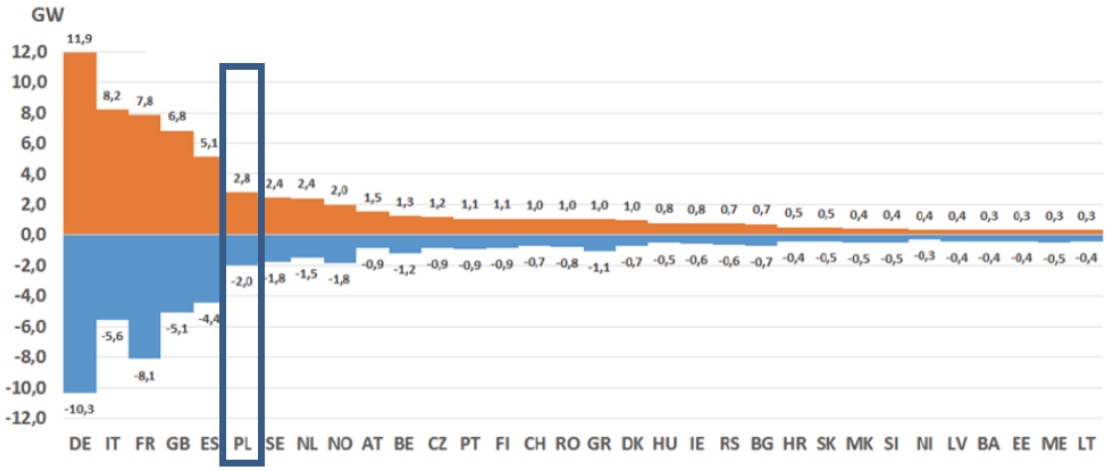
$$RL(h) = L(h) - W(h) - S(h) - must_run(h) \quad (2)$$

$$L(h) = Lnorm(h) \pm \Delta L(t^oC, h) \quad (3)$$

gdzie: Lnorm – obciążenie godzinowe znormalizowane, ΔL(t^oC, h) – zmiany obciążenia wywołane odchyleniami temperatury, W(h), S(h) – godzinowa generacja elektrowni wiatrowych i słonecznych, must_run (h) – generacja źródeł, których praca jest wymuszona czynnikami zewnętrznymi.

Wyniki zmienności godzinowej obciążenia rezydualnego mogące wystąpić dla najbardziej niekorzystnych 9 godzin w roku przedstawiono zgodnie ze scenariuszem B dla roku 2020 dla poszczególnych krajów członkowskich za [2] na ryc. 2. Spodziewane zmienności godzinowe obciążenia w tym okresie dla Polski są zna-

czące i wynoszą +2,8 GW oraz –2,0 GW. Zrównoważenie takich wahań wymaga dostępności źródeł wytwórczych o dużej zmienności generacji a wspomaganie ich pracy dostępnymi zasobami oferującymi zmienność obciążenia będzie z pewnością pożądane.



Ryc. 2. Wartości bezwzględne zmienności godzinowego obciążenia rezydualnego mogące wystąpić zgodnie ze scenariuszem B dla roku 2020 w najtrudniejszych 9 godzinach roku [2] dla krajów członkowskich ENTSO-E

Dotychczasowe doświadczenia w obszarze zapewnienia bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego w Polsce

W pracy polskiego systemu elektroenergetycznego w dwudziestym pierwszym wieku odnotowano dwie sytuacje awaryjne wymagające od operatora systemu przesyłowego zastosowania wyłączeń odbiorców dla ratowania stabilnej pracy systemu:

- awaria w lecie roku 2006 polegająca na załamaniu się poziomu napięcia w systemie przy czym braki po stronie generacji mocy czynnej oceniano na 1000 MW,
- awaria roku 2015 polegająca na braku wystarczalności generacji w sezonie letnim, która wymagała ograniczenia dopuszczalnego poboru mocy przez odbiorców w wyniku wprowadzenia stopni zasilania.

Pierwsza z wymienionych awarii została szczegółowo przeanalizowana w [3]. Poniżej przestawiono pokrótce przyczyny awarii z roku 2015, działania podjęte dla jej opanowania oraz skutki awarii dla odbiorców.

W Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) [4] operatora systemu przesyłowego przewidziano określone działania dla ratowania bezpieczeństwa pracy systemu w sytuacjach poważnych zagrożeń. Do działań zapobiegających awarii systemowej typu blackout zaliczamy:

- wprowadzenie stopni zasilania,
- awaryjną redukcję obciążenia,
- autonomiczną redukcję obciążenia sterowaną poziomem częstotliwości ,
- redukcję obciążenia poprzez obniżenie poziomu napięcia w sieciach średniego napięcia.

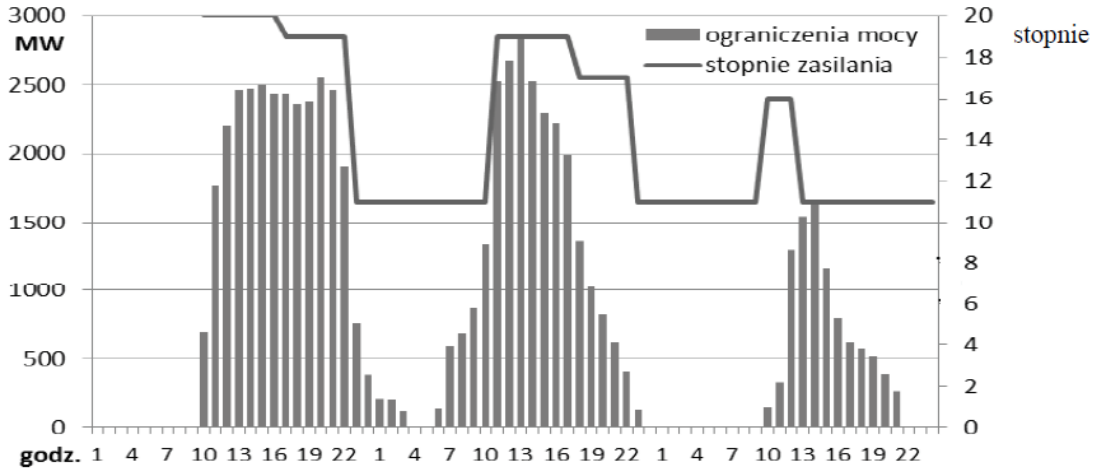
Pierwsze z wymienionych działań może być wprowadzone w wyniku stopniowego narastania zagrożeń dla bezpieczeństwa pracy systemu jako sposób zapobiegania awarii systemowej z wyprzedzeniem przez rząd lub jako działanie przeciwdziałające awarii systemowej w wyniku nagłego rozwoju pewnych zagrożeń na bieżąco przez OSP. Pozostałe działania są wprowadzane pod nadzorem OSP jako działania bieżące ratujące przed wystąpieniem awarii systemowej.

Plany wprowadzania ograniczeń polegających na wprowadzeniu stopni zasilania opracowuje OSP we współpracy z OSD wyznaczając wielkości maksymalnego poboru mocy dla poszczególnych odbiorców przy określonych stopniach zasilania obowiązujących w danym czasie. Ograniczenia w dostarczaniu i poborze mocy dotyczą tych jej odbiorców, dla których wielkość mocy umownej jest równa lub większa od 300 kW – są to zatem fabryki, huty, duże energochłonne zakłady przemysłowe. Wielkości planowanych ograniczeń w poborze mocy elektrycznej, ujęte w planie ograniczeń, określa się w stopniach zasilania od 11 do 20, przy czym: 11

stopień zasilania określa, że odbiorca może pobierać moc do wysokości mocy umownej, stopnie zasilania od 12 do 19 powinny zapewniać równomierne obniżanie mocy elektrycznej pobieranej przez odbiorcę. Wprowadzenie natomiast 20-tego stopnia zasilania oznacza, że odbiorca może pobierać moc do wysokości ustalonego minimum, zapewniającego zachowanie bezpieczeństwa ludzi oraz zapobiegnie uszkodzeniu lub zniszczeniu obiektów technologicznych. Wynikowe ograniczenie poboru mocy powinno wynosić do 25% szczytowego obciążenia systemu elektroenergetycznego.

Sytuacja zmuszająca OSP do wprowadzenia stopni zasilania dla ratowania polskiego systemu elektroenergetycznego przed awarią katastrofalną wystąpiła w dniu 10 sierpnia 2015 roku. Było to następstwem załamania w produkcji energii elektrycznej spowodowanego m.in. wysokimi temperaturami oraz niskimi stanami wód w zbiornikach wodnych. Obniżony poziom wody uniemożliwia skuteczne chłodzenie bloków energetycznych. Doszło do utraty zdolności wytwórczych na poziomie ponad 5 tysięcy MW. Okazało się, że w jedynym wyjściem z sytuacji jest wprowadzenie ograniczenia poboru mocy przez odbiorców. Od 11 sierpnia 2015 do końca miesiąca wprowadzone ograniczenia uzyskały jako podstawę prawną rozporządzenie wydane przez rząd. Ograniczenia objęły ponad 1,6 tys. przedsiębiorstw.

Wartości oraz okresy obowiązywania wprowadzonych ograniczeń w dostawach mocy elektrycznej w Polsce w dniach 10, 11 oraz 12 sierpnia 2015 przedstawiono na ryc. 3.



Ryc. 3. Ograniczenia w poborze mocy przez przedsiębiorstwa o mocy umownej Pu ≥ 300 kW w Polsce w dniach od 10 do 12 sierpnia 2015 w wyniku wprowadzenia stopni zasilania przez OSP – opracowanie własne na podstawie danych systemowych ze strony www.pse.pl

Wartości prognozowane szczytowego zapotrzebowania na moc w tych dniach szacowane były na poziomie 22000-22200 MW. Moc osiągalna cieplnych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) wynosiła 25099 MW lecz na bieżąco stwierdzone ubytki mocy sięgały powyżej 4000 MW. Wyznaczone ograniczenia w dostawach energii elektrycznej w poszczególnych godzinach P_{ogr} wyznaczono z danych publikowanych przez OSP podających wartości obciążeń planowanych zgodnie z procedurami tworzenia planu koordynacyjnego dobowego P_{PKD} oraz obciążenia rzeczywiste podawane jako wykonanie dobowych dostaw energii elektrycznej P_{WYK} zgodnie z poniższym wzorem:

$$P_{ogr} = P_{PKD} - P_{WYK} \quad (4)$$

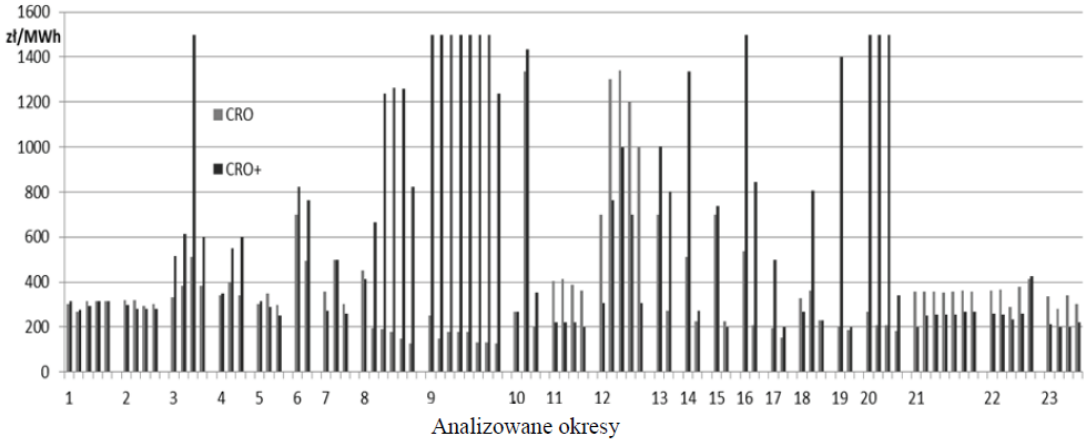
Należy zwrócić uwagę, że moce brakujące w polskim systemie elektroenergetycznym nie ograniczały się do wartości podanych wzorem (4). Do pełnej oceny szacunkowej brakujących mocy wytwórczych należy doliczyć poziom wymaganych rezerw a także być może poziom importu energii, który nie zawsze będzie możliwy w wykorzystywanej w tych okresach skali.

Rynkowe skutki zagrożeń bezpieczeństwa pracy systemu

Dostawy energii elektrycznej oparte na strukturze rynku energii elektrycznej realizowane są w oparciu o ceny wynikające z dostępnych ofert na energię elektryczną, które kształtowane są na rynku w oparciu o kontrakty giełdowe i dwustronne a ostatecznie na rynku dnia następnego prowadzonego przez Towarową Giełdę Energii (TGE). Jako kolejny czynnik cenotwórczy może być traktowany mechanizm bilansowania, prowadzony przez OSP, umożliwiający rozliczenia nadmiaru bądź niedoboru energii rzeczywiście skonsumowanej lub wytworzonej w stosunku do wcześniej zgłoszonych do OSP, zakontraktowanych ilości energii. Sprzedawcy energii elektrycznej kupują energię na rynku hurtowym przy zmiennych godzinowo cenach a sprzedają ją swoim klientom po cenach wynikających z zawartych kontraktów indywidualnych, będących kontraktami długoterminowymi. W warunkach rynku polskiego, w przypadku gospodarstw domowych, ceny zatwierdzane są przez organa regulacyjne. Sprzedawcy ponoszą zatem określone ryzyko związane ze zmiennością cen hurtowych w stosunku do cen kontraktowych długoterminowych ze swoimi klientami detalicznymi. Występujące ryzyko dotyczy niewielkiej liczby godzin, dla których ceny rosną na skutek przewidywanych trudności w wykorzystaniu źródeł energii elektrycznej o umiarkowanych cenach dla porycia występującego zapotrzebowania w określonej godzinie. Średnie ceny rynkowe kwartalne ogłaszane przez organa regulacyjne w roku 2015 zawierały się w granicach 170-173 zł/MWh. Na polskim rynku energii obowiązuje ograniczenie cen rozliczeniowych odchyleń rynku bilansującego CRO $\epsilon \leq 70$; $1500 \geq$ zł/MWh co skutkuje ograniczeniem cen rynkowych do podanych wartości granicznych. Wysokie ceny rynkowe na TGE i rozliczeniowe odchyleń (CRO) są następstwem pokrywania obciążeń poprzez drogie źródła wykorzystywane przy braku dostatecznych rezerw mocy w systemie.

Dane przedstawione na ryc. 4 obrazują, dla wybranych okresów, ceny rozliczeniowe odchyleń (CRO) godzinowe wynikające z mechanizmu bilansowania prowadzonego przez OSP oraz prognozowane przez OSP ceny rozliczeniowe odchyleń (CRO+) przy założeniu prognozy obciążenia o 5% wyższej niż przyjmowana dla wyznaczenia ceny CRO, która to cena jest ogłaszana dzień przed realizacją transakcji rynkowych i może mieć wpływ na poziom cen na rynku dnia następnego TGE. Przedstawione okresy cen charakteryzują się następującymi cechami:

- są cenami w okresach o czasie trwania co najmniej 2 godzin następujących po sobie,
- jedna z cen CRO lub CRO+ okresu przekracza 300 zł/MWh.



Ryc. 4. Okresy wysokich cen rozliczeniowych mechanizmu bilansowania rzeczywistych (CRO) oraz prognozowanych (CRO+) w Polsce w roku 2015 – opracowanie własne na podstawie danych systemowych ze strony www.pse.pl

Okresy ograniczeń w poborze energii przez dużych odbiorców wprowadzone w sierpniu 2015 zobrazowane są poprzez okresy 8, 9 oraz 10 (10, 11 oraz 12 sierpnia). Zwiastunem wystąpienia zagrożeń były okresy 6 oraz 7 przypadające na 7 oraz 8 sierpnia. Analizowane okresy przypadają w miesiącach od czerwca do połowy grudnia 2015 a zatem wystąpiły zasadniczo w okresie letnim oraz w okresie przejściowym pomiędzy sezonem letnim, w godzinach szczytu południowego i zimowym, w godzinach szczytu wieczornego.

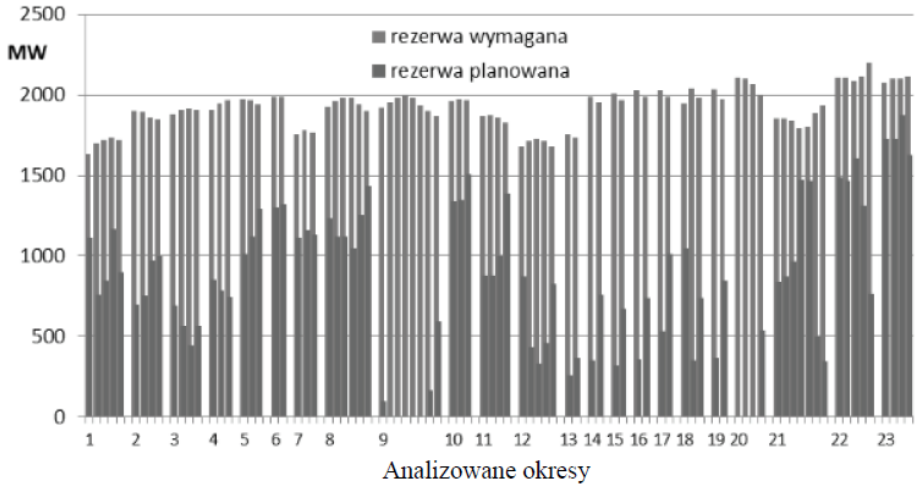
W przypadku wysokich cen rozliczeniowych rynku bilansującego (CRO) mamy do czynienia z niskim poziomem rezerw regulowanych cieplnych jednostek wytwórczych JWCD co zwiększa ryzyko braku równowagi pomiędzy wytwarzaniem a konsumpcją energii elektrycznej w przypadku wystąpienia znaczącej awarii w systemie elektroenergetycznym. Unikaniem takich sytuacji zbyt niskich rezerw powinien być zainteresowany operator systemu przesyłowego.

Jednym ze sposobów pozwalających ograniczyć ryzyko cenowe sprzedawców oraz zwiększających poziom rezerw dostępnych w systemie elektroenergetycznym są programy sterowania popytem. Dla reagowania na okresowe wydarzenia wzrostu cen w systemie elektroenergetycznym oraz okresowych zagrożeń bezpieczeństwa pracy systemu w wyniku niskich rezerw mocy wytwórczych nadaje się w szczególności program wprowadzający w tych okresach, dla wymuszenia redukcji obciążenia, krytyczną stawkę cenową.

Ocena wartości zasobów po stronie popytowej dla ograniczenia ryzyka wysokich cen

Działania realizowane po stronie popytowej jak i podażowej mogą być skuteczne jeżeli istnieją zasoby, których wprowadzenie pozwala na wywołanie odczuwalnych zmian w systemie elektroenergetycznym. Strona popytowa ma szanse na efektywne wykorzystanie w szczególności w okresach szczytowych gdy brakuje źródeł wytwórczych i występują uzasadnione wątpliwości co do ekonomiki ich działania.

Z drugiej strony tworzenie zasobów po stronie popytowej nie jest łatwe i wymaga wyposażenia odbiorców w odpowiednie opomiarowanie i kanały komunikacji wykorzystywane w przypadku działań okresowych jak i nieregularnych. Długotrwały proces tworzenia zasobów po stronie popytowej obrazują między innymi wyniki przetargów na awaryjną redukcję obciążenia organizowane przez polskiego OSP, przy warunku minimalnej redukcji wynoszącej 10 MW, które w latach 2012-2015 przyniosły wyniki w postaci zasobu tylko o mocy 155 MW.



Ryc. 5. Rezerwa planowana dostępna dla OSP na etapie Planu Koordynacyjnego Dobowego oraz wymagana zgodnie z postanowieniami IRiESP – opracowanie własne na podstawie danych systemowych ze strony www.pse.pl

Można uznać, że wysokie ceny CRO są wynikiem braku wystarczających rezerw po stronie wytwarzania dla zbilansowania systemu po umiarkowanych kosztach. Potrzeby w zakresie zasobów po stronie popytowej dla polskiego systemu elektroenergetycznego w roku 2012 powodujące ograniczenie cen CRO przeanalizowano w pracach [5] oraz [6] otrzymując wartość około 1000 MW. Aby ocenić występujące potrzeby w zakresie zasobów redukcji obciążenia po stronie popytowej, mogące usunąć występujące zagrożenia w roku 2015, przeanalizowano rezerwy mocy wytwórczych dostępne ponad zapotrzebowanie w analizowanych okresach wysokich rozliczeniowych rynku bilansującego i zestawiono je z rezerwami wymaganymi na podstawie IRiESP wynoszącymi dla planowania dobowego 9% godzinowego zapotrzebowania planowanego na dzień następny. Wyniki takiej analizy przedstawiono na ryc. 5.

Jak widać poziom rezerw, obejmujący cieplne jednostki wytwórcze centralnie dysponowane oraz źródła niesterowane przez OSP, jest w pewnych godzinach pracy systemu równy 0 a zatem pożądana wartość zasobu po stronie popytowej wynosiłaby aż 2000 MW. Trzeba jednak wziąć pod uwagę inne możliwości zapewnienia rezerw przez OSP takie jak wykorzystanie elektrowni szczytowo pompowych czy zakupy interwencyjne energii za granicą. Wydaje się jednak, że poziom zasobu po stronie popytowej wynoszący 1000 MW znajduje uzasadnienie ekonomiczne pod warunkiem stworzenia podstaw opłacalnego utrzymywania takiego zasobu do działania operacyjnego poprzez odpowiednie regulacje.

Wprowadzenie krytycznych stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych celem tworzenia zasobów po stronie popytowej

Wprowadzenie taryf z krytyczną stawką cenową może pozwolić na utworzenie określonego zasobu oferującego zmienność obciążenia do wykorzystania w okresach pracy systemu elektroenergetycznego przy zagrożonym bezpieczeństwie czy też przy wysokim poziomie cen rynkowych. Podmiotami zainteresowanymi usługą zmienności obciążenia powinni być sprzedawcy energii elektrycznej, by zmniejszyć pobór energii przez swoich klientów w okresie szczytów cenowych na TGE a także operator systemu przesyłowego. Obecne działania OSP po stronie popytowej polegały na organizowaniu programu awaryjnej redukcji obciążenia na polecenie OSP i dotyczyły raczej dużych odbiorców handlowo-przemysłowych. Biorąc pod uwagę potrzeby zasobów po stronie popytowej być może warto sięgnąć po inne grupy odbiorców. W miarę rozwoju systemów inteligentnego opomiarowania interesującą grupą odbiorców mogą być odbiorcy na poziomie niskiego napięcia w gospodarstwach domowych. Program taki mógłby być zorganizowany poprzez wspólne działania OSP, OSD i sprzedawców energii przy czym sygnałem wyzwalającym wprowadzenie wysokich stawek rozliczeniowych za usługi przesyłowe i dystrybucyjne byłyby wysokie ceny CRO, których zwiastunem są wysokie ceny CRO+.

Przeprowadźmy symulację działania taryfy z krytyczną stawką cenową usług przesyłowych dla określonej grupy odbiorców na przykładzie okresu istotnych wahań cen rozliczeniowych rynku bilansującego, które miały miejsce w roku 2015. Symulacja zostanie dokonana na grupie odbiorców w gospodarstwach domowych obejmującej 60 000 odbiorców grupy G12 o średniej rocznej konsumpcji energii elektrycznej wynoszącej 4,5 MWh.

Zasada działania programu taryfowego z krytyczną stawką cenową polega na wprowadzeniu bardzo wysokich cen energii lub cen usług przesyłowych w pewnych blokach godzinowych, po uprzednim zawiadomieniu odbiorcy z ustalonym wyprzedzeniem czasowym by dać mu szanse na ograniczenie swojego zużycia energii w tych okresach i otrzymanie gratyfikacji finansowej zależnej od dokonanych rzeczywiście redukcji obciążeń. Celem jest wypracowanie dla określonej grupy taryfowej odbiorców mechanizmu kształtowania cen mobilizującego tę grupę dla zaoferowania zmienności obciążenia w odpowiedzi na określone sygnały cenowe i jednocześnie będącego neutralnym jeśli chodzi o korzyści osiągane przez firmy sprzedające i dostarczające energię elektryczną do tej grupy odbiorców.

W przypadku wykorzystania programu przez operatorów sieciowych sygnałem uruchamiającym wprowadzenie wysokich stawek krytycznych może być poziom ceny CRO+ lub ceny CRO przekraczający 300 zł/MWh. Osiągnięcie takiego poziomu, co wiąże się zazwyczaj z niskim poziomem rezerw w systemie, powoduje podjęcie decyzji przez OSP o wysłaniu sygnału do sprzedawców, organizatorów programu, o wprowadzeniu stawek krytycznych przy czym długość okresu ich obowiązywania to minimum 2 godziny. Z analizy danych dotyczących cen CRO i CRO+ w roku 2015 wynika, że podwyższone ceny dla uczestników programu należy wprowadzić sumarycznie na 85 godzin w roku w 23 okresach o czasie trwania od 2 do 8 godzin. W przypadku kumulacji cen w kolejnych godzinach trwających powyżej 5 godzin w ciągu jednego dnia można rozważyć podzielenie tego okresu na dwa krótsze i umożliwienie odbiorcom wybór jednego z okresów w ciągu dnia do rozliczeń po stawkach krytycznych.

Podstawowym zagadnieniem dla utworzenia grupy odbiorców skłonnych do oferowania zmienności obciążenia w godzinach krytycznych jest pozyskanie tych odbiorców do uczestnictwa w programie na podstawie dobrowolnej umowy oferującej określone korzyści w zamian za świadczoną usługę ograniczenia zużycia energii. Najlepiej przygotowanymi podmiotami do prowadzenia naboru uczestników są firmy sprzedające energię, które mogą podjąć realizację takiego programu we współpracy z operatorami sieciowymi.

Aby redukcja obciążenia w godzinach krytycznych mogła przynieść widoczne efekty finansowe po stronie odbiorcy wymagane jest drastyczne podniesienie stawek opłat za usługę przesyłania i dystrybucji w godzi-

nach krytycznych. Załóżmy przypadek 25-krotnego podniesienia stawek w godzinach krytycznych w stosunku do stawek taryfowych [7] szczytowych $S_{tarG12s}$ grupy G12 wraz z opłatą jakościową S_j przekazywaną do OSP:

$$S_{kr\,pd} = 25 * (S_{tar\,G12s} + S_j) \tag{5}$$

Opłaty jednostkowe odbiorcy w godzinach krytycznych P_{kri} za energię, rozliczaną zgodnie z cenami taryfowymi C_{tarG12}, wraz z usługą przesyłową w godzinach krytycznych, rozliczaną po stawkach krytycznych wyniosą:

$$P_{kri} = C_{tarG12} + S_{kr\,pd} \tag{6}$$

Natomiast w pozostałych godzinach opłaty jednostkowe P_{tar} są równe taryfowym cenom za energię C_{tarG12} i taryfową usługę przesyłania S_{tarG12} powiększoną o opłatę jakościową:

$$P_{tark} = C_{tar\,G12} + S_{tarG12} + S_j \tag{7}$$

Odbiorca, który nie ograniczył swojego zużycia w godzinach krytycznych poniesie w roku dodatkowe opłaty w stosunku do braku obowiązywania stawek krytycznych wyrażone poniższą zależnością wyznaczoną przy wykorzystaniu względnych obciążeń godzinowych H_{G12i} dla profilu standardowego taryfy G12 zawartych w [8]:

$$\frac{K_{kr}}{K_{tar}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=85} P_{kri} H_{G12i} + \sum_{k=86}^{k=8760} P_{tark} H_{G12k}}{\sum_{k=1}^{k=8760} H_{G12k} P_{tark}} \tag{8}$$

Przy wprowadzeniu stawek krytycznych za usługę przesyłania i dystrybucji oraz przy zachowaniu takich samych cen za energię z zależności (8) otrzymujemy wartość 1,1251 w przypadku braku jakiejkolwiek redukcji obciążenia przez odbiorców, co daje różnicę w płatnościach rocznych za energię wraz z usługą przesyłową ΔK_{kr} w stosunku do płatności taryfowych K_{tar} wynoszącą:

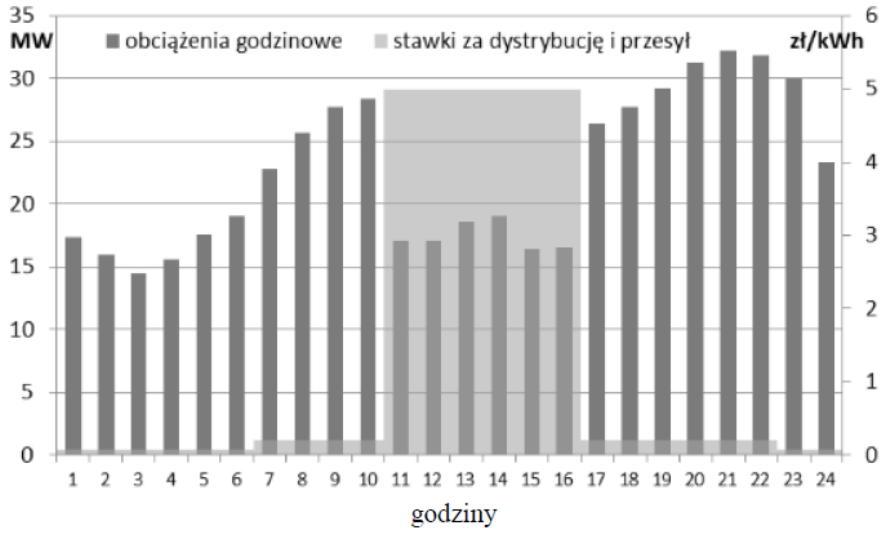
$$\Delta K_{kr} = K_{kr} - K_{tar} = 227{,}45\ zł \tag{9}$$

Podniesienie 25-krotne stawek usług taryfowych w godzinach krytycznych stwarza zatem ryzyko cenowe dla odbiorcy podane przez zależność (9) i aby zachęcić odbiorców do przystąpienia do programu należy je zniwelować proponując dla uczestników programu bonus zależy od rocznego zużycia energii indywidualnego uczestnika E_a równy:

$$B_{part} = \Delta K_{kr} / E_a \tag{10}$$

Zatem uczestnik programu, po otrzymaniu takiego bonusu, będzie chroniony przed podwyższeniem opłat za usługi przesyłania i dystrybucji w przypadku braku podjęcia efektywnych działań dla redukcji obciążenia w godzinach krytycznych. Dokonując redukcji będzie miał szanse wykorzystać bonus w stopniu zależnym od wartości dokonanej redukcji obciążenia. Przedstawione warunki powinny znacząco ułatwić rekrutację uczestników programu.

W celu oceny sprawności ekonomicznej proponowanego programu sterowania popytem przeprowadźmy ocenę przychodów i kosztów operatorów sieciowych będących organizatorem takiego programu. Dla tego celu niezbędne jest założenie średniego stopnia redukcji obciążenia odbiorców uczestników programu w godzinach krytycznych. Przyjmijmy, że odbiorcy dokonali takiej redukcji przy stopniu redukcji W_{reds} = 0,6 w okresie cen szczytowych co oznacza, że korzystali nadal z obciążenia o wartości 60% w stosunku do obciążenia przy normalnych stawkach taryfowych. Dla okresu cen pozaszczytowych przyjmijmy większy stopień redukcji wynoszący W_{redp} = 0,55. Podobny stopień redukcji uzyskano dla programu z krytyczną stawką cenową wdrożonego we Francji [9]. Zakładaną redukcję obciążeń dobowych na skutek wprowadzenia cen krytycznych przedstawiono graficznie na ryc. 6 dla rozpatrywanej grupy odbiorców dla obciążeń wynikających ze standardowego profilu G12 dnia 10 sierpnia 2015.



Ryc. 6. Symulacja obciążeń grupy odbiorców uczestników programu w wyniku wprowadzenia cen krytycznych usług przesyłania i dystrybucji w dniu 10 sierpnia 2015 roku

Rozpatrzmy poszczególne składniki kosztów i przychodów operatorów sieciowych będących inicjatorami programu. Podstawowym składnikiem przychodu operatorów pozostanie przychód ze sprzedaży usługi dostarczania energii o wartości E_{agr} dla analizowanej grupy odbiorców liczącej N_p uczestników o średniej rocznej konsumpcji energii elektrycznej E_a:

$$E_{agr} = E_a * N_p \tag{11}$$

Wprowadzenie krytycznej stawki cenowej wiąże się z dodatkowymi realnymi przychodami wymagającymi rozliczenia w celu osiągnięcia neutralności systemu opłat taryfowych odbiorców grupy taryfowej G12. Dodatkowy przychód spółki $\Delta I_{kr\ red}$ na skutek wprowadzenia stawek krytycznych P_{kr} w miejsce taryfowych obowiązujących w poszczególnych godzinach P_{tari} wyniesie:

$$\Delta I_{kr\ red} = E_{agr} * \sum_{i=1}^{i=85} W_{redi} * H_{G12i} * (P_{kr} - P_{tari}) \tag{12}$$

Należy również przeanalizować zagadnienie na ile redukcja obciążenia w godzinach krytycznych, na skutek drastycznego podwyższenia stawek, spowoduje zwiększone zużycie energii w godzinach pozakrytycznych. Jeżeli przejmiemy, że współczynnik odzysku utraconej energii na skutek wykorzystania sprzętu elektrycznego w innych okresach wynosi W_{rec} = 0,7 to wiążą się z tym przychody ze sprzedaży usług zredukowanych w godzinach krytycznych i wykorzystanych w okresach pozakrytycznych po cenach taryfowych:

$$\Delta P_{rec} = W_{rec} * P_{tar} * E_{agr} * \sum_{i=1}^{i=85} (1 - W_{redi}) * H_{G12i} \tag{13}$$

Uzyskana zmienność obciążenia może być również wykorzystana do oferowania redukcji obciążenia w awaryjnych programach redukcji obciążenia wykorzystywanych przez operatora systemu przesyłowego. W analizowanych godzinach krytycznych występują braki jeśli chodzi o wartość rezerw dostępnych ponad zapotrzebowanie systemu a zatem uzasadnione jest uruchomienie przez OSP programu awaryjnej redukcji obciążenia. Uczestnictwo analizowanej grupy odbiorców w tym programie pozwala, przy założeniu opłat jednostkowych za redukcje obciążenia na poziomie P_{jemer}, na uzyskanie przychodu ΔR_{emer} wyrażonego poniższą zależnością:

$$\Delta R_{emer} = P_{jemer} * E_{agr} * \sum_{i=1}^{i=85} (1 - W_{redi}) * H_{G11i} \tag{14}$$

Symulacje godzinowych redukcji obciążenia dla analizowanej grupy odbiorców przedstawiono na ryc. 7. Przy cenie jednostkowej 1000 zł za zredukowana MWh dodatkowy przychód do rozliczenia w bilansie programu wyniesie ponad 1160 tys. zł.

Operatorzy ponoszą również koszty udzielania bonifikaty na roczne wydatki na energię uczestników programu w liczbie N_p o następującej wartości:

$$\Delta K_{bon} = N_p * B_{part} * E_a \quad (15)$$

Bilans zysków i strat operatorów sponsorów programu przedstawia się następująco:

$$\Delta Z = \Delta I_{krred} + \Delta P_{rec} + \Delta R_{emer} - \Delta K_{bon} \quad (16)$$

Z uwagi na dokonane redukcje obciążenia przez odbiorców przedstawiony bilans jest ujemy na skutek przewagi udzielonych bonifikat, zakładających brak redukcji obciążenia odbiorców a zyskami z poboru energii po cenach krytycznych przy złożeniu redukcji obciążenia do 60% obciążenia w stosunku do obciążenia przy cenach taryfowych.

Ryc. 7. Redukcje obciążenia w godzinach krytycznych dla analizowanej grupy odbiorców

Aby zniwelować straty operatorów sponsorów programu z krytyczną stawką usług przesyłowych i bezpiecznie uzyskać cechę zmiennością obciążenia dla określonej grupy taryfowej należy rozłożyć zakładane straty na całą grupę taryfową obsługiwaną przez danego operatora co przekłada się na podwyższenie opłaty taryfowej za usługę przesyłania i dystrybucji energii. Jeżeli cala grupa odbiorców G12 liczy N odbiorców to podwyższenie jednostkowych opłat taryfowych wyniesie:

$$\Delta P_{tar} = \Delta Z / N * E_a \quad (17)$$

Przyjmując N = 210 000 odbiorców dla parametrów programu opisanego powyżej przyrost opłaty taryfowej usług przesyłania i dystrybucji wzrośnie o 1,14% co oznacza dodatkowe średnie roczne koszty dla klienta grupy taryfowej G12 na poziomie 20,73 zł.

Przedstawiona analiza obrazuje sposób tworzenia zasobów zmienności obciążenia po stronie popytowej w grupach odbiorców rozproszonych. Wdrożenie przedstawionych działań wymaga zainstalowania u odbiorców uczestniczących liczników inteligentnych i stworzenia kanału łączności z odbiorcami w celu przesyłania im informacji o nadchodzących godzinach krytycznych. Przedstawiony program stanowi więc także jeden ze sposobów wykorzystania inteligentnego opomiarowania dla uzyskania określonej funkcjonalności.

Podsumowanie

Sterowanie popytem przy wykorzystaniu taryf strefowych może być efektywnym narzędziem prowadzącym do zwiększenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego, za które odpowiadają operatorzy sieciowi oraz ograniczenia ryzyka cenowego sprzedawców w warunkach rynku energii elektrycznej. Projektowanie efektywnych programów taryf strefowych wymaga koordynacji działania sprzedawców, wyspecjalizowanych w obsłudze umów z klientami i operatorów sieciowych, którzy są odpowiedzialni za warstwę techniczną wyposażenia odbiorców. Występuje tutaj synergia działania tych podmiotów, które będą czerpały korzyści z obniżenia cen energii przy równoczesnym powiększeniu rezerw po stronie źródeł wytwórczych.

Proponowane programy sterowania popytem wymagają dokonywania przeglądów efektów wdrożonych taryf poprzez okresowe analizy odczytów liczników inteligentnych co pozwala na określenie elastyczności popytu analizowanej grupy i wykorzystanie tej cechy dla poprawy efektywności uzyskania właściwej odpowiedzi klientów dla realizacji zadań sprzedawców i operatorów sieciowych.

Przedstawiony program może być wykorzystany zasadniczo dla celów zapoczątkowania tworzenia zasobu po stronie popytowej w grupie odbiorców stanowiących gospodarstwa domowe. Charakteryzuje się on praktycznie zerowym ryzykiem cenowym dla jego uczestników. W miarę rozwoju systemów inteligentnego opomiarowania wzrastają możliwości wprowadzenia opisanego programu dla większych ilości uczestników. W miarę upowszechniania programu należy zmienić podejście do udzielania bonifikat poprzez ich ograniczenie a wynagradzanie raczej rzeczywistej redukcji obciążenia w godzinach krytycznych. Wysokie przychody sprzedawcy przy cenach krytycznych byłyby wówczas przekazywane na obniżenie cen taryfowych podstawowych. Stwarza to jednak większe ryzyko dla odbiorców indywidualnych, którzy powinni zostać wdrożeni do właściwego reagowania na sygnały cenowe przekazywane przez organizatorów programu przed wystawieniem ich na ryzyko z tym związane.

Utrzymanie zasobów sterowania popytem wymaga ich wykorzystywania w sposób zapewniający efektywność ekonomiczną programu. Prognozowane zagrożenia w bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego przedstawione powyżej powinny zapewnić taką efektywność. Z drugiej strony organa regulacyjne powinny zapewnić operatorom sieciowym odpowiednie środki na wykorzystanie zasobów po stronie popytowej przy występujących symptomach zagrożeń bezpieczeństwa pracy systemu jakim są braki wymaganych rezerw zasobów wytwórczych.

Literatura

[1] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) Nr 1228/2003.

[2] ENTSO-E “Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015”, www.entso-e.eu

[3] ENTSO-E “Technical Background and Recommendations for Defence Plans in the Continental Europe Synchronous Area” prepared by the sub group “System protection and dynamics” under - regional group Continental Europe – 26.10.2010, www.entso-e.eu

[4] Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej, www.pse.pl

[5] Andruszkiewicz J., Lorenc J., Michalski A., Efficiency Improving of Time of Use Tariffs for Residential Customer to Create More Valuable Demand Response Resource. EEM (2014).

[6] Andruszkiewicz J., Lorenc J., Application perspectives of demand side response basing on critical peak pricing to support power system balancing during critical hours. Safety of the Polish power system, Scientific Publishers OWN, Poznań (2012).

[7] Biuletyn Branżowy Urzędu Regulacji Energetyki, Energia elektryczna, Taryfy opublikowane w 2014 r, www.ure.gov.pl

[8] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, http://www. operator.enea.pl/21/INSTRUKCJE/Instrukcje-IRiESD-883.htmlr

[9] Hierzinger R., Albu M., van Elburg H., Scott A.J., Łazicki A., Penttinen L., Puente F., Sæle H.,