

Możliwości tworzenia zasobów sterowania popytem na poziomie niskiego napięcia przy wykorzystaniu inteligentnego opomiarowania

Jerzy ANDRUSZKIEWICZ, Józef LORENC

Politechnika Poznańska, Enea S.A.,

Artur MICHALSKI

Enea S.A,

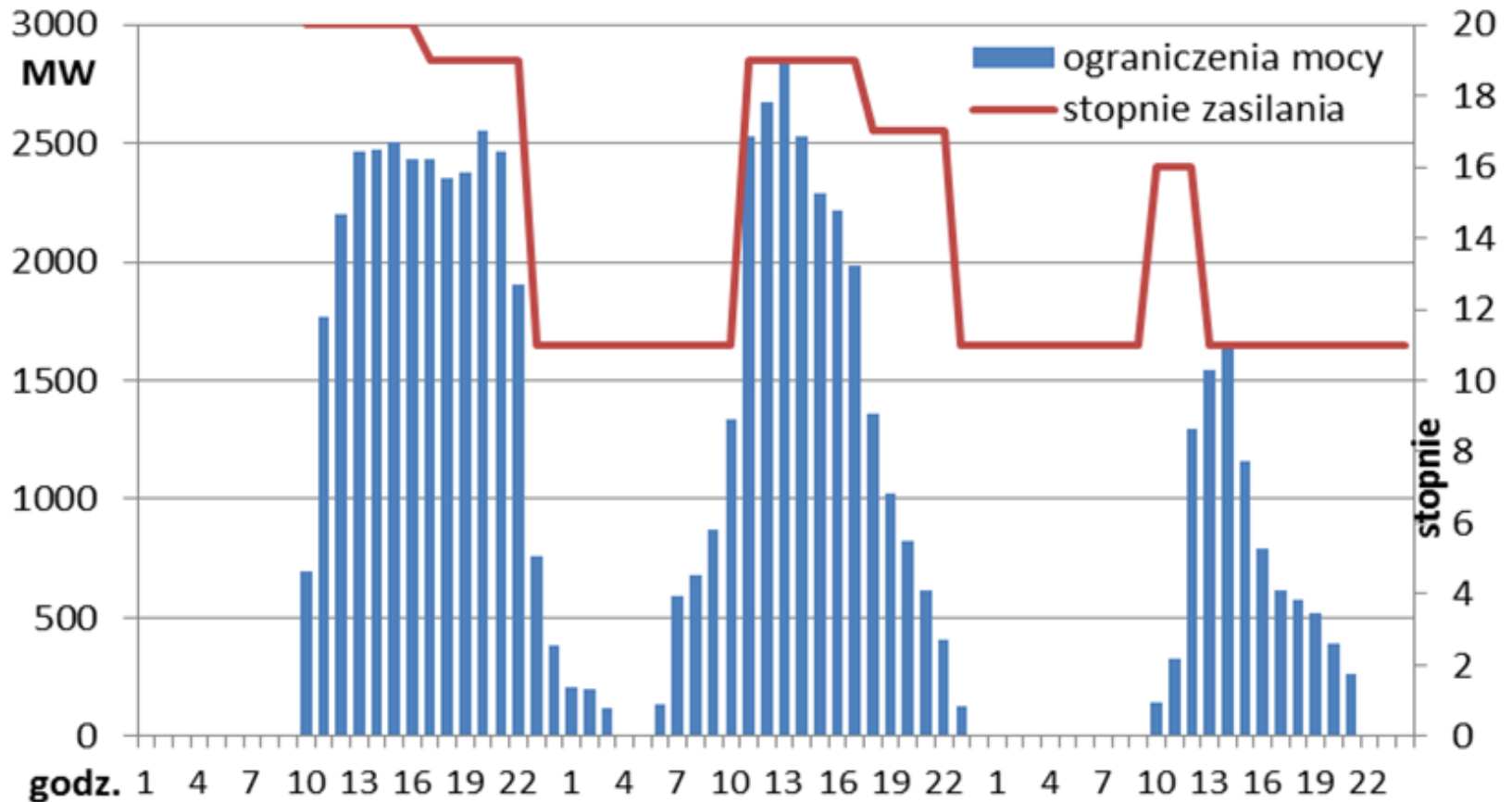
Waldemar BOROWIAK

Enea Operator Sp. z o.o.

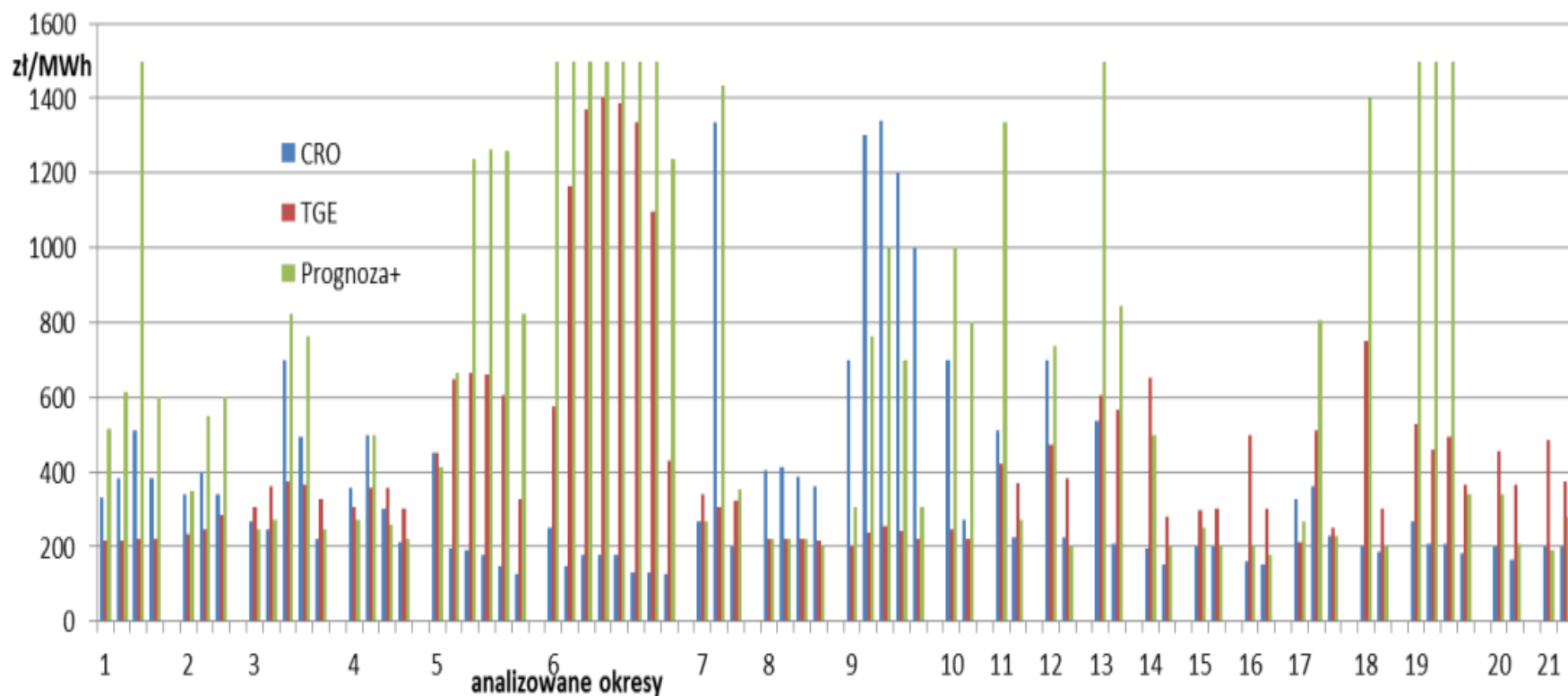
Ocena poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce

- starzejąca się infrastruktura wytwórcza i sieciowa,
- ograniczone plany rozwojowe w zakresie budowy nowych mocy wytwórczych,
- 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%; oznacza to, że 93.7-98.9% wiatru powinno być traktowane jako moc niedostępną dla OSP,
- ograniczenie technologiczne produkcji elektrociepłowni (w sezonie letnim),
- ograniczenia ze względu na temperaturę wody chłodzącej w niektórych elektrowniach ciepłych (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.

Ograniczenia poboru mocy dużych odbiorców wprowadzone w okresie 10 -12. 08. 2015

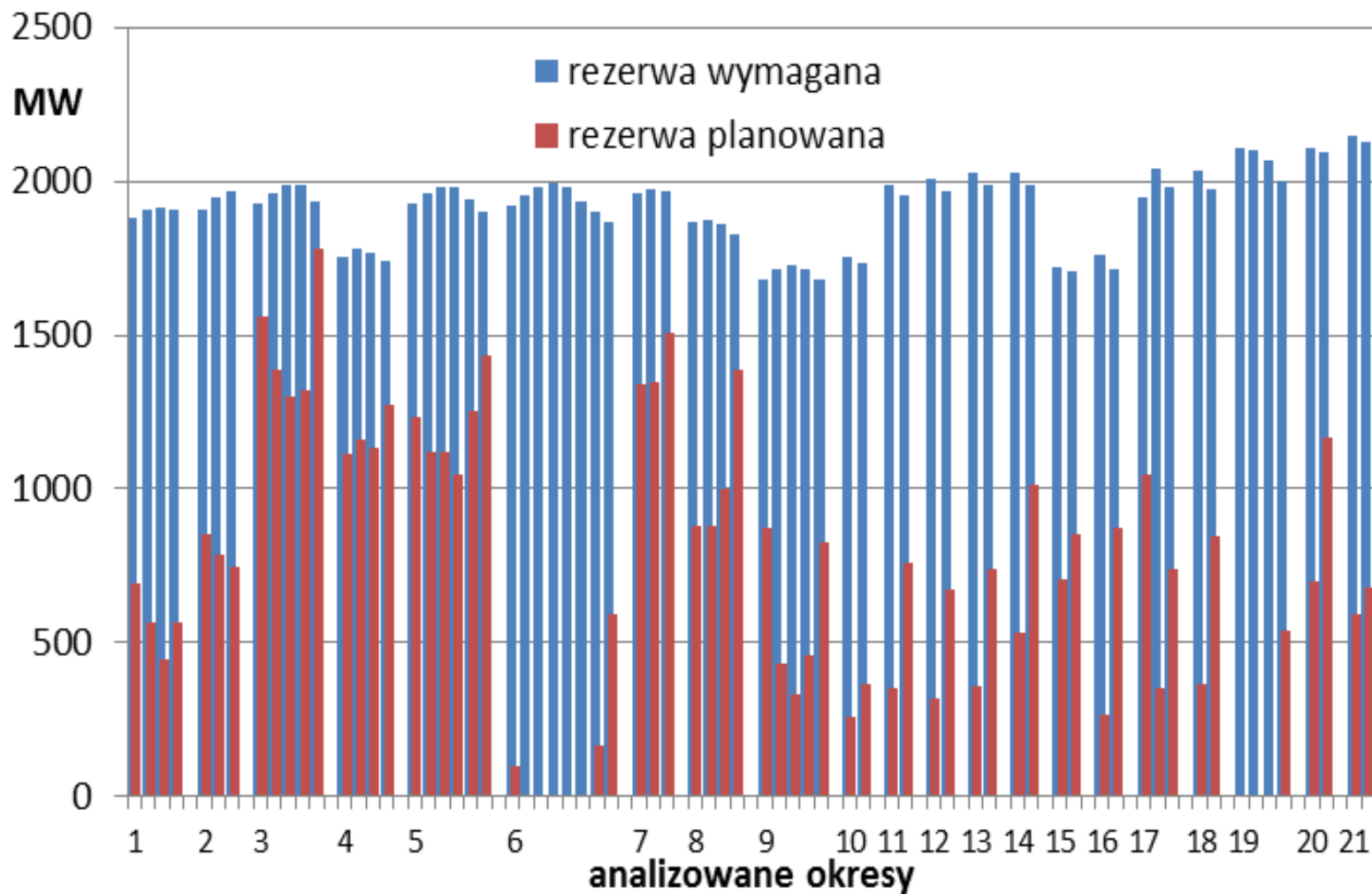


Okresy wysokich cen energii elektrycznej w Polsce w roku 2015



Ceny TGE lub CRO ≥ 300 zł/MWh

Rezerwy mocy jednostek ciepłych JWCD w okresach zagrożenia bezpieczeństwa pracy KSE



Rezerwa wymagana $0,09 P_{hPKD}$

Inteligentne opomiarowanie

Zobowiązania inwestycyjne państw członkowskich UE związane z wdrażaniem na szeroką skalę inteligentnych systemów pomiarowych do roku 2020 sięgają 35 mld €. **Planowane inwestycje przewidują instalację prawie 200 mln inteligentnych liczników energii elektrycznej (dla około 72% europejskich konsumentów, biorąc pod uwagę UE-27).**

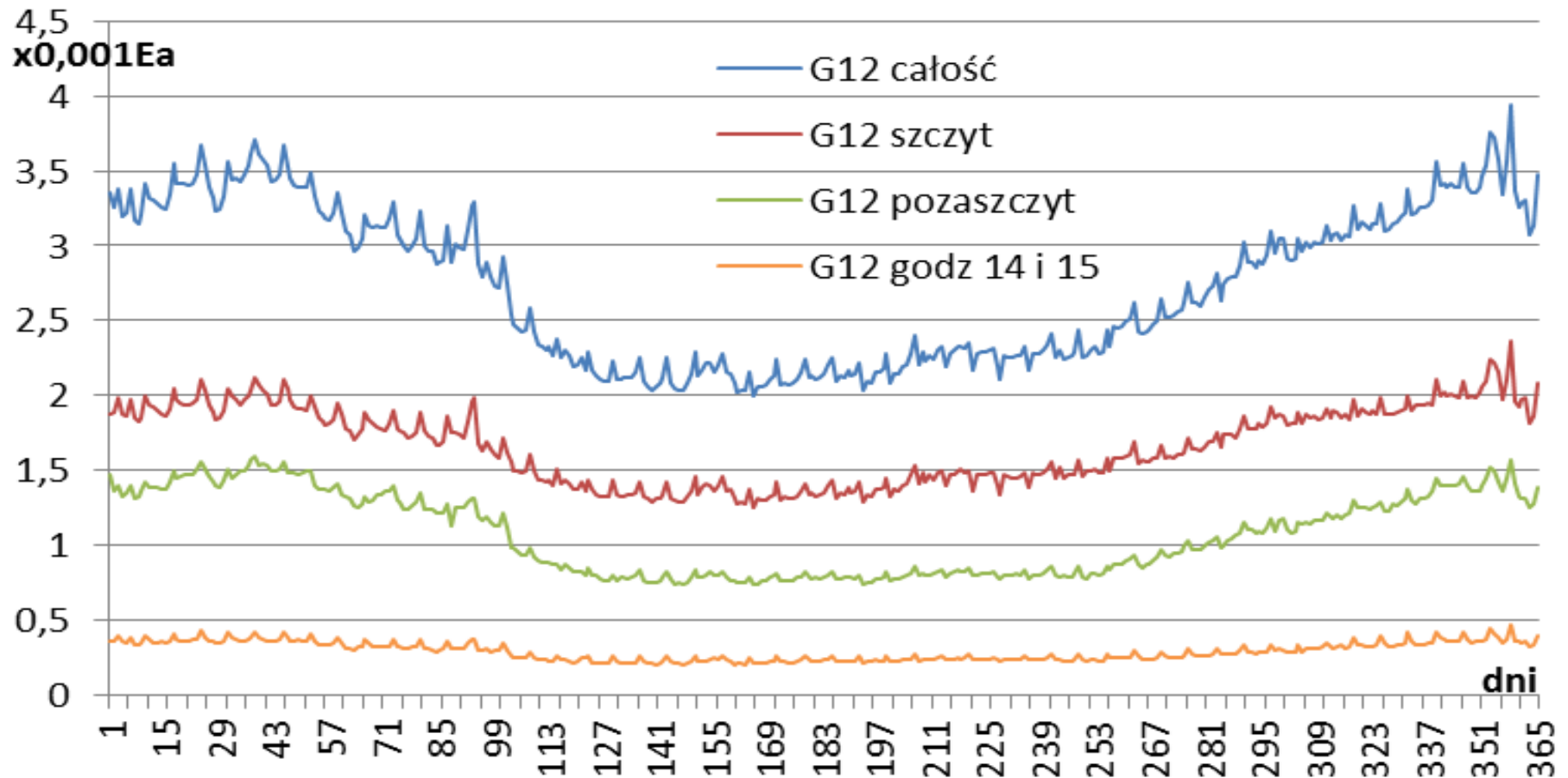
Średnie koszty związane z instalacją systemu wynoszą na odbiorcę 223 € (± 143 €) natomiast korzyści odbiorcy oceniane są na 309 € (± 170 €). Dzięki takim instalacjom możliwe staje się oddziaływanie na odbiorcę poprzez sterowanie zużyciem energii w sposób celowy i akceptowany przez odbiorcę.

Najczęściej przywoływanymi korzyściami do osiągnięcia dzięki wykorzystaniu takich systemów to umożliwienie odbiorcom zarządzania własnym zużyciem energii prowadzące do:

- zmniejszenia zużycia energii średnio o 2,6% ($\pm 1,4\%$) oraz
- ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię w ciągu doby oceniane wartościowo w granicach do 9,9 % .

Korzyści takie są proporcjonalne do wartości zużycia energii przez odbiorców – im większe zużycie tym większe spodziewane zyski.

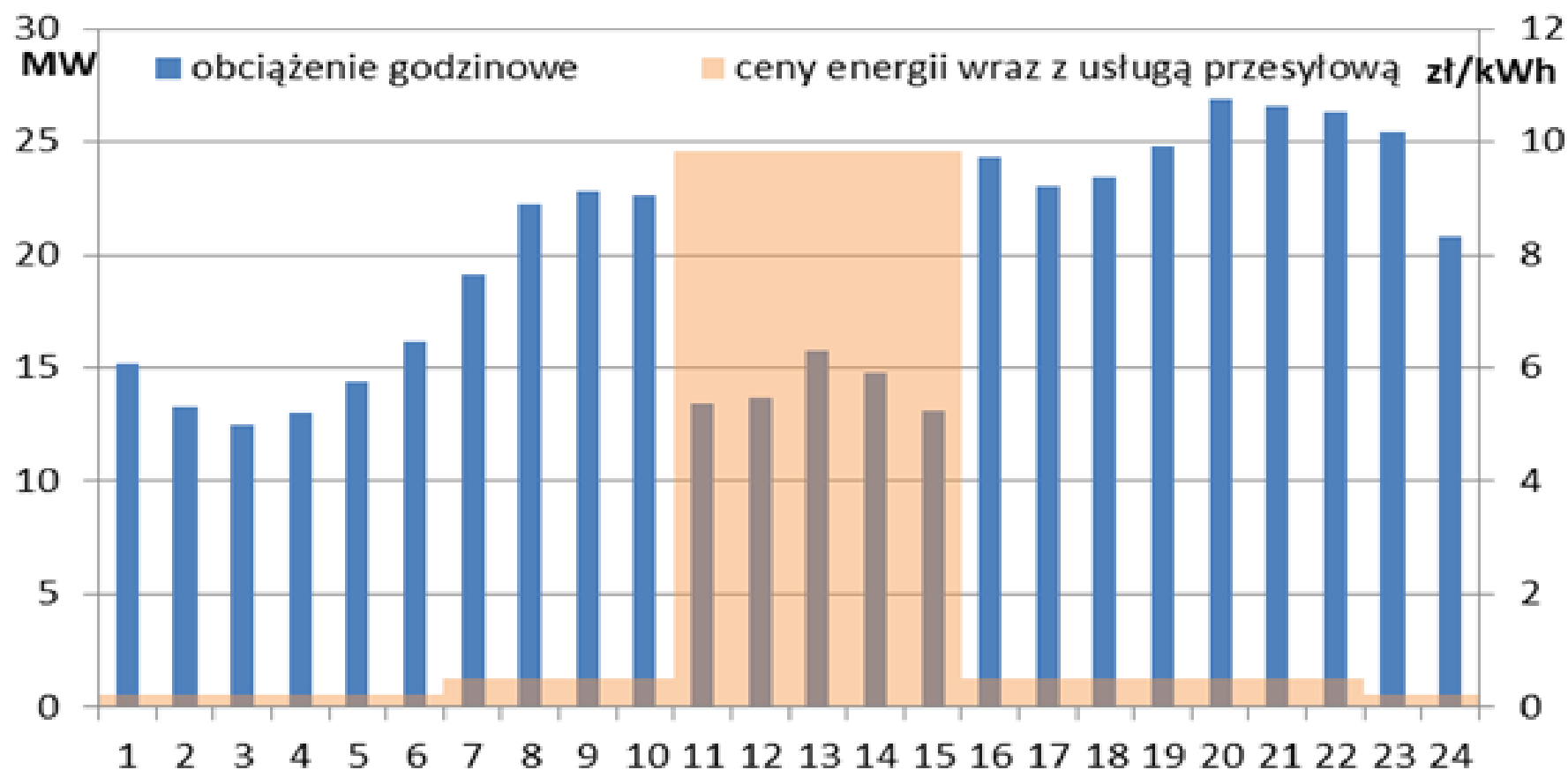
Sezonowa zmienność dobowego obciążenia odbiorców grupy taryfowej G12
jako całości oraz w podziale na obciążenia szczytowe, pozaszczytowe i
pozaszczytowe w ciągu dnia (2 godziny)
na podstawie profilu standardowego G12 w roku 2015 Enea Operator



Krytyczne ceny energii

- Zasada działania programu taryfowego z krytyczną stawką cenową polega na wprowadzeniu bardzo wysokich cen energii w pewnych blokach godzinowych, po uprzednim zawiadomieniu odbiorcy z ustalonym wyprzedzeniem czasowym, by dać mu szansę na ograniczenie swojego zużycia energii w tych okresach i na otrzymanie gratyfikacji finansowej zależnej od dokonanych rzeczywiście redukcji obciążeń
- Celem programu jest wypracowanie, dla określonej grupy taryfowej odbiorców, mechanizmu kształtowania cen mobilizującego tę grupę dla zaoferowania zmienności obciążenia w odpowiedzi na określone sygnały cenowe
- Wprowadzenie cen krytycznych dla okresów w których cena rynkowa energii jest wysoka (np. $> 300 \text{ zł/MWh}$) pozwala na częściowe ograniczenie wydatków sprzedawcy na zakup energii w tych okresach.

Taryfa z krytyczną stawką cenową jako jeden ze sposobów zapewnienia zasobów po stronie popytowej



Finasowanie programu z krytyczną stawką cenową organizowanych przez spółki sprzedające energię

- Ustalenie stawki cenowej krytycznej powodującej ryzyko finansowe dla odbiorcy uczestnika programu dla planowanej liczby godzin obowiązywania cen krytycznych na podstawie symulacji finansowej obejmującej:
 - koszt nabycia energii planowanej dla odbiorców przy zakładanej liczbie godzin krytycznych,
 - sprzedaż nadmiaru energii powstałego w wyniku redukcji zapotrzebowania odbiorców w reakcji na wysokie ceny,
 - rozliczenie kosztu i przychodu związanego z wykorzystaniem części energii zredukowanej w godzinach krytycznych i wykorzystanego w godzinach pozakrytycznych,
 - wypłata bonusu pieniężnego dla przyjętej liczby uczestników programu,
 - uzyskanie dodatkowych przychodów z zaoferowanie redukcji obciążenia w godzinach krytycznych np. w programie awaryjnej redukcji obciążenia na polecenie OSP.
- Minimalne podniesienie cen za energię dla grupy taryfowej dla której program jest oferowany celem sfinansowania możliwej straty w wyniku wypłacenia bonusów dla uczestników programu.

Organizacja programu z krytyczną stawką cenową dla uzyskania zmienności obciążenia określonej grupy odbiorców

- Uzgodnienie sposobu finansowania programu z organami regulacyjnymi
- Rekrutacja uczestników spośród odbiorców wyposażonych w system inteligentnego opomiarowania i wypłacenie im bonusu gwarantującego brak obciążeń finansowych w przypadku niepowodzenia w redukcji obciążenia w godzinach krytycznych
- Zakup energii dla odbiorców uczestników programu na pokrycie ich planowanego godzinowego zapotrzebowania
- Powiadamianie odbiorców o okresie obowiązywania cen krytycznych w dniu następnym dla określonego poziomu cen na TGE
- Rozliczenie rzeczywistej redukcji obciążenia na rynku bilansującym
- Rozliczenie rzeczywistej redukcji obciążenia na podstawie pomiarów liczników inteligentnych i „normalnego” profilu obciążenia

Pytanie recenzenta:

W obliczeniach Autorzy zakładają, że całość zakupu energii odbywa się po cenach Giełdy Energii (str. 10). W rzeczywistości firma obrotu nie realizuje takiej strategii zakupowej. Spółka tworzy portfel zakupów minimalizując ryzyko cenowe. W typowej sytuacji zakupy na giełdzie są jedynie składnikiem portfela zakupu i obejmują niewielki wolumen energii. Czy Autorzy mogą oszacować, jak przyjęcie cen wynikających z typowych strategii zakupowych spółki wpłynie na opłacalność wdrożenia proponowanych artykułu działań?

Zakładana w obliczeniach sytuacja jest najmniej korzystna dla sprzedawcy - wysokie ceny nabycia energii powodujące wprowadzenie cen krytycznych. Uruchomienie programu redukcji w przypadku wysokich cen na rynku bieżącym spowoduje:

- uniknięcie zakupu po wysokich cenach lub
- możliwość odsprzedaży zakontraktowanej wcześniej energii po wysokich cenach.

W obydwu przypadkach spółka obrotu osiągnie korzyść.

Podsumowanie

- Sterowanie popytem przy wykorzystaniu taryf strefowych z ceną krytyczną może być narzędziem prowadzącym do zwiększenia bezpieczeństwa pracy systemu elektroenergetycznego oraz ograniczenia ryzyka cenowego sprzedawców w warunkach rynku energii elektrycznej.
- Projektowanie efektywnych programów taryf strefowych wymaga koordynacji działania sprzedawców i operatorów sieciowych, którzy są odpowiedzialni za warstwę techniczną wyposażenia odbiorców.
- Efekty wdrożonych taryf powinny być oceniane poprzez okresowe analizy odczytów liczników inteligentnych pozwalające na określenie elastyczności popytu analizowanej grupy klientów i wykorzystanie tej cechy dla poprawy efektywności odpowiedzi klientów przy realizacji celów sprzedawców i operatorów sieciowych.

Podsumowanie

- 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. Zasoby pozyskane w ten sposób mogą być wykorzystane przez sprzedawców i operatorów sieciowych co jest szczególnie pożądane w przypadku braku wystarczających rezerw po stronie źródeł wytwórczych.
- W miarę rozwoju systemów inteligentnego opomiarowania wzrastają możliwości wprowadzenia opisanego programu dla większych liczb uczestników. W miarę upowszechniania programu należy zmieniać podejście do udzielania bonifikat poprzez ich ograniczenie a wynagradzanie raczej rzeczywistej redukcji obciążenia w godzinach krytycznych. Stwarza to jednak większe ryzyko dla odbiorców indywidualnych, którzy powinni zostać wdrożeni do właściwego reagowania na sygnały cenowe na rynku energii przed wystawieniem ich na ryzyko z tym związane.