

TRANSFORMACJA ELEKTROCIĘPŁOWNI NA TLE ZMIAN I WYMOGÓW RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Elżbieta KOWALEWSKA¹, Grzegorz WILCZEWSKI²

Elektrociepłownie Wybrzeże S.A.

1. tel. +(48 58) 347 44 01 fax. +(48 58) 347 44 03 e-mail: elzbieta_kowalewska@ecwybrzeze.pl
2. tel. +(48 58) 347 44 82 fax. +(48 58) 347 44 03 e-mail: grzegorz_wilczewski@ecwybrzeze.pl

Streszczenie: Elektrociepłownie (EC) przeszły w ostatnich 10-ciu latach znaczącą transformację prawną i organizacyjną. Na rynku energii elektrycznej zostały zmuszone do konkurowania z elektrowniami systemowymi, które z natury nie są narażone na zmienność pogodową. Definicja wysokosprawnej kogeneracji oraz Krajowe Plany Rozdziału Uprawnień do emisji dwutlenku węgla ograniczyły EC możliwość korzystania z przywileju „obowiązku zakupu” i wymusiły dyscyplinę efektywnościową. Na technicznym rynku energii elektrycznej rola EC w utrzymaniu bezpieczeństwa energetycznego zwiększa się znacząco, szczególnie w obrębie aglomeracji miejsko-przemysłowych. Możliwości istotnego wpływu EC na kształtowanie się profilu napięciowego i rozplywu mocy biernej w sieciach 110 kV nie są dostatecznie wykorzystywane.

Słowa kluczowe: dyscyplina efektywnościowa, grafiki dobowo-godzinowe, rynek techniczny

Wprowadzenie zasad rynkowych do sektora energetycznego nastąpiło z chwilą wejścia w życie ustawy Prawo energetyczne z 10 kwietnia 1997r. Jest to więc stosunkowo młody rynek, na którym ciepło, energia elektryczna i gaz stały się towarami konsumpcyjnymi. Na dostawców nałożono szereg obowiązków (np. koncesje, taryfy), a odbiorcom nadano prawa (np. standardy obsługi, zasada TPA). Strażnikiem równoważenia interesów Klienta i firm energetycznych został Urząd Regulacji Energetyki.

1. PRYWILEJE ELEKTROCIĘPŁOWNI NA RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Szybko dostrzeżono, iż jednym z najbardziej efektywnych sposobów wykorzystywania energii pierwotnej jest jednoczesne (skojarzone) wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowniach, czyli tzw. kogeneracja i wprowadzono obowiązek zakupu energii pochodzącej z gospodarki skojarzonej.

Art. 9a ust. 2. Prawa energetycznego:

„Przedsiębiorstwa energetyczne będące jednocześnie operatorami systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego są obowiązane do zakupu oferowanej im energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, ze źródeł znajdujących się na obszarze kraju określonym w koncesji, przyłączonych bezpośrednio lub pośrednio do sieci należącej do tych przedsiębiorstw.”

Nie cała energia wytwarzana w elektrociepłowniach korzystała z tego przywileju i podlegała obowiązkowi zakupu. Kryterium była η -sprawność przetwarzania energii chemicznej paliwa na energię użyteczną, początkowo $\eta \geq 65\%$, następnie $\eta \geq 70\%$, aż do implementacji do prawa polskiego Dyrektywy 2004/8/EC Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie promocji kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użyteczne na wewnętrznym rynku energii.

Dyrektywa wprowadziła pojęcie wysokosprawnej kogeneracji, jako technologii dającej, co najmniej 10% oszczędności energii pierwotnej PES w stosunku do produkcji rozdzielonej i określiła minimalną wartość η na poziomie:

- 75% dla turbin parowych przeciwpłynnych,
- 80% dla turbin kondensacyjnych oraz gazowo-parowych.

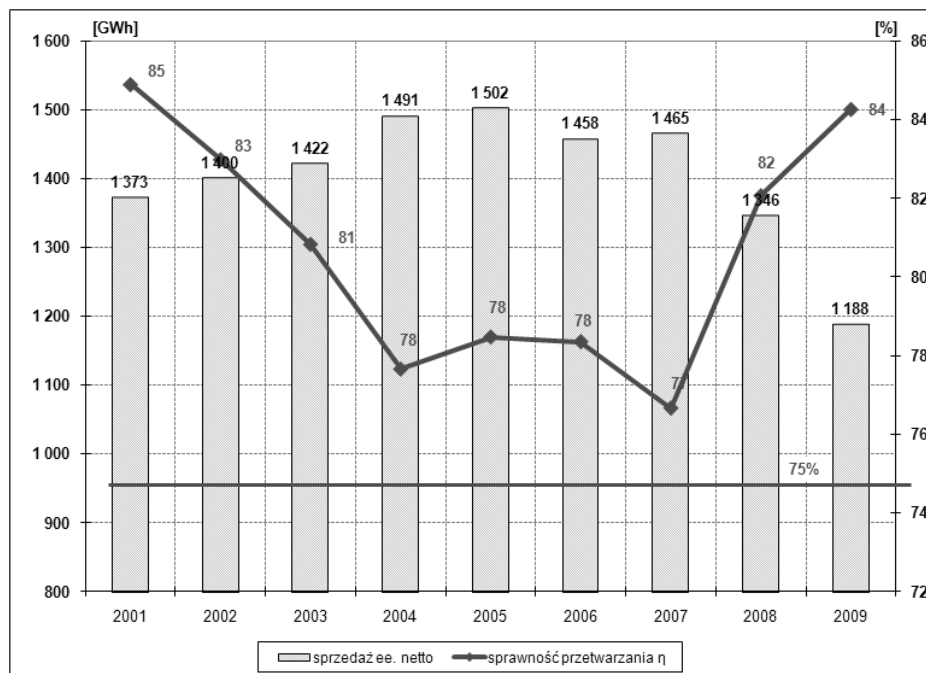
Definicja wysokosprawnej kogeneracji ograniczyła elektrociepłowniom możliwość korzystania z przywileju „obowiązku zakupu” i wymusiła dyscyplinę efektywnościową.

Na przykładzie sprzedaży energii elektrycznej w Elektrociepłowniach Wybrzeże S.A. za lata 2000 – 2009, patrz rysunek 1, widać wyraźny wzrost sprzedaży w okresie wprowadzenia „obowiązku zakupu”, a następnie jej spadek i konsekwentną dyscyplinę efektywnościową, szczególnie od 2007 r., w którym wprowadzono prawa majątkowe „czerwone” promujące wysokosprawną kogenerację.

Aktualnie każdy wytwórca spełniający określone warunki może wystąpić do Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z wnioskiem o wydanie świadectw pochodzenia od wytworzonej przez siebie energii w kogeneracji i/lub w odnawialnych źródłach energii.

Ze świadectw pochodzenia wynikają prawa majątkowe, które stanowią towar giełdowy. Do każdej wyprodukowanej jednostki energii przyporządkowane jest prawo majątkowe. Obrót prawami majątkowymi odbywa się każdorazowo poprzez Towarową Giełdę Energii S.A., gdzie funkcjonują specjalne rejestry dla: kogeneracji węglowej, gazowej i energii odnawialnej. Rozróżniamy:

1. świadectwa „czerwone”
wartość rynkowa = 22,35 zł/MWh/08.2010 r.
2. świadectwa „żółte”
wartość rynkowa = 123,68 zł/MWh/08.2010 r.



Rys. 1. Sprzedaż energii elektrycznej i sprawność przetwarzania η w Elektrociepłowniach Wybrzeże S.A. w latach 2001 – 2009

3. świadectwa „zielone”

wartość rynkowa = 274,50 zł/MWh/08.2010 r

Świadectwo czerwone to świadectwo pochodzenia potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej w Kogeneracji innej niż opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej źródła powyżej 1 MW. Świadectwa te wydawane są na podstawie wniosku złożonego przez wytwórcę do Prezesa URE za pośrednictwem lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego.

Świadectwo żółte to świadectwo pochodzenia potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej w kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej źródła poniżej 1 MW.

Świadectwo zielone to świadectwo pochodzenia energii z odnawialnego źródła energii potwierdzające wytworzenie energii elektrycznej w źródle wykorzystującym w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu z odprowadzania lub oczyszczania ścieków.

2. ELEKTROCIĘPŁOWNIE NA RYNKU DOBOWO-GODZINOWYM

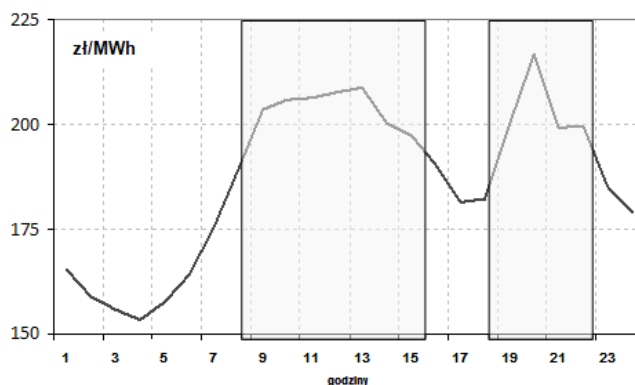
Aby korzystać z przywilejów na rynku energii elektrycznej elektrociepłownie musiały stać się pełnoprawnymi uczestnikami tego rynku i poddać się jego regułom. Trudnym wyzwaniem okazał się Rynek Dobowo-Godzinowy wprowadzony w lipcu 2001 r., a szczególnie grafikowanie/planowanie sprzedaży energii elektrycznej skojarzonej z produkcją ciepła z dokładnością do każdej godziny doby dnia okresu kontraktowego, który dla umów dwustronnych (bilateralnych) najczęściej obejmuje rok.

W procesie przystosowywania się do zmian na rynku energii elektrycznej dla elektrociepłowni najtrudniejszym elementem była konieczność zawierania kontraktów bilateralnych na zasadach równych z elektrowniami systemowymi. Kontrakty bilateralne, najbardziej pożądane, z zasady są

zawierane w celu zmniejszenia poziomu ryzyka związanego z dużą fluktuacją cen oraz wielkościami zapotrzebowania.

Ze względu na dobową zmienność temperatury, nasłonecznienia i działania wiatru dokładne zaplanowanie sprzedaży na każdą godzinę doby roku n-1 było niemożliwe. W związku z powyższym kontrakty bilateralne zawierane są przez elektrociepłownię na 80% potencjału handlowego, a w okresach przejściowych tzn. wiosną i jesienią nawet tylko na 50%.

Pozostała energia sprzedawana jest w transakcjach typu SPOT kontraktów „krótkich” deklarowanych w dobie poprzedzającej dobę realizacji. Realizując transakcje SPOT wykorzystano zmienność cen występującą na Towarowej Giełdzie Energii. Ceny TGE stanowią wyznacznik cenowy dla kontraktów SPOT.

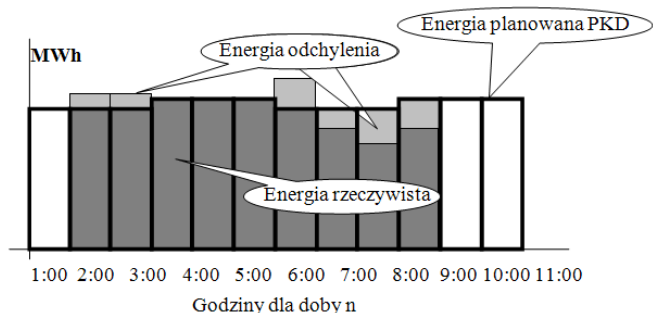


Rys. 2. Ceny dla przykładowej doby handlowej

Wykorzystywanie nadarżających się szans rynkowych pozwala na generowanie wyższych przychodów z energii elektrycznej, które zgodnie z kosztową formułą regulacji cen ciepła dla gospodarki skojarzonej obniżają koszty wytworzenia ciepła. W każdym przypadku przywileje z rynku energii elektrycznej konsumowane są na lokalnych rynkach ciepła i to właśnie klienci korzystający z ciepła wytwarzanego w technologii kogeneracyjnej są jej beneficjentami.

Sprzedż w transakcjach SPOT wymaga cięglej analizy rynku, obserwacji i umiejętności przewidywania cen. Wymienione powyżej czynności realizowane sę najpóźniej w dobie n-1 (poprzedzającej dobę realizacji). Realizacja jednak niejednokrotnie z różnych przyczyn różni się od zgłoszonego planu (pozycji kontraktowej).

Odchylenie od kontraktu w godzinie realizacji skutkuje koniecznością zakupu bądź sprzedaży energii elektrycznej na Rynku Bilansującym.



Rys. 3. Schemat odchylen od pozycji kontraktowej

Dodajmy, że transakcje sprzedaży bądź zakupu na Rynku Bilansującym w większości nie sę dla wytwórcy opłacalne. Fakt ten jest elementem dyscyplinującym i zapobiegającym celowym spekulacjom na Rynku Bilansującym. Minimalizacja kosztów odchylen wymagała od elektrociepłowni zmian organizacyjnych oraz wdrożenia procedur wewnętrznych w zakresie obiegu informacji handlowej i technicznej.

W celu ciągłego monitoringu odchylen w Elektrociepłowni Wybrzeże S.A. opracowano wskaźnik jakości wykonania (JW) określający stosunek sumy odchylen do planu zgłaszanego na kolejne doby. Rozliczenie wskaźnika odbywa się po zakończeniu każdego miesiąca. Określono kryteria JW: do 1% - jakość bardzo dobra, 1% ÷ 3% - jakość dobra, 3% ÷ 5% - dopuszczalna. Wielkość wskaźnika jakości wykonania planowanej sprzedaży kształtowała się w ostatnich latach na poziomie równym 1,03%.

3. WPLYW LIMITU UPRAWNIEN DO EMISJI CO₂ NA ZACHOWANIA ELEKTROCIĘPŁOWNI

Kolejnym wyzwaniem, które dotknęło energetykę, w tym również elektrociepłownie stała się Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie. A w ślad za nią prawo polskie w tym zakresie, tj. ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. z 2004 r. Nr 281, poz. 2784) oraz Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 1 lipca 2008 r. w sprawie Krajowego Planu Rozdziału Upwawnień do emisji dwutlenku węgla na lata 2008 – 2012 dla wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. z 2008 r. Nr 202, poz. 1248).

Każda z instalacji otrzymała określone limity upwawnień do emisji:

- Krajowy Plan Rozdziału Upwawnień na lata 2005 – 2007 (KPRU1),
- Krajowy Plan Rozdziału Upwawnień na lata 2008 – 2013 (KPRU2).

W przypadku Elektrociepłowni Wybrzeże S.A. KPRU2 ograniczył upwawnienia emisyjne o 15%, co w znaczący sposób wpłynęło na optymalizację sprzedaży energii elektrycznej, szczególnie na rynku SPOT.

Reakcją naszej firmy była budowa w 2008r. instalacji do współspalania biomasy z węglem w obu źródłach wytwórczych w Gdańsku i w Gdyni. Wdrożenie projektu o wartości 22 mln PLN umożliwia Elektrociepłowniom Wybrzeże S.A. produkcję ok. 110.000 MWh rocznie energii ze źródeł odnawialnych oraz zmniejszenie ilości spalane go węgla kamiennego (paliwo kopalne) o ok. 90.000 ton rocznie, co przekłada się ograniczeniem emisji CO₂ z węgla o ok. 190.000 ton rocznie.

Wykorzystanie dużych ilości biomasy wpływa na:

- zmniejszenie uciążliwości środowiskowej efektów spalania węgla,
- wykreowanie rynku biomasy niezbędnego do rozwoju energetyki opartej o to paliwo,
- rozwój przedsiębiorczości, powstawanie nowych miejsc pracy związanych z rozwojem przetwórstwa biomasy na potrzeby energetyczne.



Rys. 4. Instalacja do współspalania biomasy z węglem w Elektrociepłowni Gdyńskiej



Rys. 5. Magazyn biomasy w Elektrociepłowni Gdyńskiej

4. UDZIAŁ I ROLA ELEKTROCIĘPŁOWNI NA RYNKU TECHNICZNYM

4.1. Możliwości świadczenia usług systemowych przez elektrociepłownię

Rynek techniczny obejmuje:

- obrót rezerwami mocy, np. rezerwa sekundowa, minutowa, godzinowa, trwała,
- regulacyjne usługi systemowe RUS, np. praca z zaniżeniem/przeciążeniem, zdolność do odbudowy zasilania KSE,
- generację wymuszoną względami sieciowymi GWS.

Zapotrzebowanie na usługi tego typu wynika przede wszystkim z konieczności zapewnienia odpowiednich standardów pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, dotyczących w szczególności:

- stabilnej i bezpiecznej pracy systemu,
- utrzymania i odpowiedniego poziomu rezerw mocy i możliwości regulacyjnych,
- zachowania pewności zasilania odbiorców i odpowiedniej jakości dostarczanej energii.

Przy obecnych zasadach funkcjonowania rynku energii w Polsce nabywcą usług regulacji pierwotnej i wtórnej jest OSP. W ramach tej regulacji wytwórcy udostępniają pasmo +/- 5% mocy nominalnej bloku (łącznie 10%) dla potrzeb każdej regulacji. W przypadku EC Wybrzeże oznaczałoby to po 5 MW dla każdego typu regulacji z pojedynczego bloku wytwarzającego energię elektryczną – niezależnie od chwilowego zapotrzebowania na ciepło. W regulacji pierwotnej i wtórnej wytwórca nie ma wpływu na zakres wykorzystywanego pasma regulacji.

Pełnienie RUS wiąże się z wejściem na obszar Rynku Bilansującego i uzyskaniem statusu JWCD (jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej) dla wszystkich jednostek wytwórczych, jako oddzielnych Jednostek Grafikowych. EC Wybrzeże nie podjęło takiej decyzji i pozostało JGwp (jednostką grafikową wytwórczą pasywną), bo obecnie wykorzystuje możliwość „przerzucania” obciążenia zarówno pomiędzy poszczególnymi blokami jak i pomiędzy Elektrociepłownią Gdańską i Elektrociepłownią Gdyńską. Daje to wymierne korzyści minimalizowania kosztów odchyłek. W przypadku uczestnictwa w RB możliwe byłoby, co najwyżej przenoszenie obciążeń pomiędzy poszczególnymi blokami w obrębie EC, a w przypadku świadczenia usług rezerw mocy wymagane byłoby zgłaszanie grafików pracy poszczególnych bloków. Nie wydaje się to celowe z uwagi na reżim pracy elektrociepłowni. Zdecydowała o tym dyscyplina efektywnościowa. Produkcja energii elektrycznej odbywa się w skojarzeniu z produkcją ciepła i wielkość generacji jest w dużym stopniu zdeterminowana bieżącym zapotrzebowaniem na ciepło w miejskiej sieci ciepłowniczej. Konieczność utrzymania współczynnika skojarzenia na wysokim poziomie (min 75%), umożliwiającym otrzymanie praw majątkowych „czerwonych” sprawia, że możliwości regulacji mocy czynnej oddawanej do sieci, ograniczone są do poziomu wielkości rezerwy wirującej na bloku ciepłowniczym dopełniającym krzywą zapotrzebowania na ciepło.

W związku z powyższym możliwości świadczenia przez elektrociepłownię usług systemowych są ograniczone i wynikają z faktu, iż priorytetem tego wytwórcy jest niezawodna i elastyczna dostawa ciepła do odbiorcy lokalnego.

4.2. Wpływ elektrociepłowni na poziom niezawodności działania systemu elektroenergetycznego – generacja wymuszona względami sieciowymi – GWS

Problem generacji wymuszonej względami sieciowymi rozwiązany jest w następujący sposób. OSP na podstawie rocznego planu ograniczeń sieciowych określa dla każdego punktu zasilania sieci (PZS) minimalną ilość jednostek wytwórczych niezbędnych dla zapewnienia wymaganego poziomu niezawodności pracy KSE. Następnie spośród nich, na podstawie procedury zamówień publicznych, wyznacza jednostki wytwórcze, z właścicielami których zawiera standardowe kontrakty GWS mające na celu zapewnienie dyspozycyjności jednostek wytwórczych koniecznych dla prawidłowego działania KSE. Przedmiot umowy stanowi usługa polegająca na utrzymaniu długoterminowej rezerwy mocy pozwalającej na usunięcie ograniczeń węzłowych w PZS.

Ze względu na rosnący popyt na energię elektryczną, fakt koncentracji wytwórców w południowej części kraju oraz opóźnienia w modernizacji sieci przesyłowych jak i rozdzielczych wpływ elektrociepłowni na bezpieczeństwo energetyczne zwiększa się znacząco. Szczególnie w okolicach dużych aglomeracji: Warszawy, Poznania, Wrocławia, a także w Polsce Północnej rola elektrociepłowni wzrasta.

EC Wybrzeże również od 2009 r. świadczy całoroczną usługę GWS na rzecz PSE Operator S.A. oddając do dyspozycji OSP cały swój potencjał wytwórczy. Szczególnie podczas kampanii remontowej, w okresie letnim, wymaga to od nas dyscypliny organizacyjnej. Kluczowym elementem w realizacji kontraktu GWS jest polecenie wytwarzania energii elektrycznej wydawane przez OSP, które z chwilą przyjęcia obliguje wytwórcę do jego realizacji.

4.3. Usługi zdolności do odbudowy zasilania KSE

Przedmiotem kontraktacji w powyższym zakresie jest:

- gotowość wytwórcy do pracy w układach wydzielonych w świetle obowiązującej IRiESP rozumiana jako zdolność do awaryjnego przejścia do pracy samodzielnej, przy braku zasilania z KSE, tzw. pracy wyspowej,
- gotowość wytwórcy do samostartu – rozumiana jako zdolność do uruchomienia jednostki wytwórczej bez udziału zasilania z KSE.

Podczas obrony i odbudowy zasilania KSE duże znaczenie mają elektrociepłownie o skojarzonej produkcji ciepła i energii elektrycznej znajdujące się w obrębie aglomeracji miejsko-przemysłowych. Na nich spoczywa wówczas główny ciężar zasilania lokalnych odbiorców przyłączonych do sieci ciepłowniczej i elektrycznej w fazie odbudowy zasilania po wystąpieniu awarii systemowej typu black'out.

Nawet, gdy ich jednostki wytwórcze nie mogą pełnić funkcji rozruchowych jednostek wytwórczych samostartujących (RJWs), lub wirujących (RJWw) z przejściem tych ostatnich po zdarzeniu awaryjnym do pracy na potrzeby własne (PPW) po udanej obronie, to pełnią one po uruchomieniu z obcego źródła odbudowy ważną rolę w tworzeniu lokalnych wysp obciążeniowych przed ich ponownym integrowaniem z KSE. Wskazane do pełnienia takiej roli w aglomeracji Trójmiasta są EC Wybrzeże. Powinny być one zdolne – po wypadnięciu z pracy i utracie napięcia z KSE, a więc w stanie gorącego postoju – do uruchomienia po podaniu napięcia z ESP Żarnowiec linią rozruchową 110 kV i brać udział razem z jednym hydrozespołem RJWs w zasilaniu odbiorców Trójmiasta. Szczegóły techniczne i organizacyjne związane z odbudową systemu elektroenergetycznego po rozległej awarii typu black'out w północnej Polsce określa „Instrukcja Uruchomienia Elektrociepłowni

Gdańskiej i Elektrociepłowni Gdyńskiej z ESP Żarnowiec” – PSE Operator S.A. Departament Usług Operatorskich – KDM.

Na szczęście, informacji o stanie awarii katastrofalnej przekazywanej przez dyspozytora ODM-u do służb ruchowych OSD i Dyżurnych Inżynierów Ruchu Elektrociepłowni Wybrzeże nie odebrały.

4.4. Regulacja mocy biernej

Obecnie w systemach elektroenergetycznych duże znaczenia mają parametry jakościowe energii elektrycznej. Jednym z elementów jakościowych energii jest utrzymanie właściwego profilu napięciowego, który uzyskuje się poprzez dostarczenie do węzłów systemów odpowiedniej ilości mocy biernej. Przesył mocy biernej związany jest z dużymi stratami (na reaktancjach linii i transformatorów), które rosną proporcjonalnie do kwadratu prądu płynącego w liniach przesyłowych i transformatorach.

Przesył mocy biernej powoduje ponadto straty mocy czynnej, większe przy napięciu 220 kV niż przy napięciu 400 kV. Z powyższego wynika, że potrzebna w węzłach moc bierna powinna być generowana w miarę możliwości lokalnie, szczególnie jeśli są to węzły sieci 110 kV. Wykorzystując lokalne źródła wytwórcze energii elektrycznej do zapewnienia odpowiednich parametrów jakościowych energii, m.in. określonego poziomu dla danego węzła uzyskujemy:

- zmniejszenie strat mocy czynnej związanej z niekontrolowanym przepływem mocy biernej,
- minimalizację ilości przełączeń transformatorów sprzęgających sieć 110 kV z sieciami 220 kV i 400 kV,
- zmniejszenie ceny energii elektrycznej eliminując tzw. opłaty przesyłowe,
- zmniejszenie strat mocy w liniach przesyłowych 220 kV i 400 kV.

Biorąc pod uwagę obszar sieci 110 kV Żarnowiec – Gdynia Chylonia – Gdańsk1 – Gdańsk2 – Gdańsk Błonia jak najbardziej zasadne byłoby wykorzystanie potencjalnych możliwości lokalnych źródeł wytwórczych Elektrociepłowni Wybrzeże S.A. do utrzymania odpowiednich parametrów jakościowych energii dla tego węzła. Elektrociepłownia Gdańska i Elektrociepłownia Gdyńska posiadają możliwości istotnego wpływu na kształtowanie się profilu napięciowego i rozprzyszczenia mocy biernej w sieci 110 kV należącej do obszaru ODM Bydgoszcz.

Aby w pełni wykorzystać te możliwości potrzebne jest wyposażenie obu elektrociepłowni w układy automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej typu ARNE. Zapewnią one optymalne wykorzystanie pracujących w danej chwili jednostek wytwórczych. Praca EC Wybrzeże z automatyką regulacyjną typu ARNE powinna być szczególnie interesująca dla OSD (eliminowanie zbędnych przepływów mocy biernej siecią 110 kV) i ewentualnie dla OSP, którzy mogliby wykorzystać obiekty te do opanowania sytuacji napięciowej.

5. MIEJSCE KOGENERACJI W UNII EUROPEJSKIEJ ORAZ W „POLITYCE ENERGETYCZNEJ POLSKI DO ROKU 2030”

Wspieranie rozwoju produkcji energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu jest obecnie celem polityki Unii Europejskiej, czego wyrazem stała się Dyrektywa 2004/8/WE. W preambule do Dyrektywy stwierdzono między innymi, że potencjał skojarzonej gospodarki ciepłno-elektrycznej jako środek służący do oszczędzania energii jest obecnie niewystarczająco wykorzystywany we Wspólnocie. Promowanie

wysokosprawnej skojarzonej gospodarki ciepłno-elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe stanowi priorytet dla Wspólnoty i niesie ze sobą potencjalne korzyści wynikające ze skojarzenia, związane z oszczędzaniem energii pierwotnej, unikaniem strat w sieci i zmniejszeniem emisji, w szczególności gazów cieplarnianych. Zwiększenie udziału energii wyprodukowanej w skojarzeniu przyczyni się do obniżenia emisji dwutlenku węgla.

Efektywne wykorzystanie energii poprzez stosowanie skojarzenia może również przyczynić się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii i konkurencyjności UE. Jest to tym bardziej istotne, że aktualnie uzależnienie krajów UE od importu paliw w wysokości 50%, może wzrosnąć w roku 2030 do 70%, jeżeli zostaną zachowane obecne tendencje. Należy, zatem podjąć odpowiednie kroki, żeby zapewnić lepsze wykorzystanie możliwości jakie stwarza kogeneracja w ramach wewnętrznego rynku energetycznego.

Zgodnie z dyrektywą, kraje UE wprowadziły na swoich rynkach mechanizmy wspierania kogeneracji. W Polsce najistotniejszym mechanizmem jest system certyfikatów, które stanowią zbywalne prawo majątkowe, połączone z nałożonym na sprzedawcę końcowego obowiązkiem posiadania, w wolumenie sprzedanej energii elektrycznej, określonego udziału energii wytworzonej w skojarzeniu. W pozostałych krajach Unii Europejskiej zidentyfikowano sześć grup mechanizmów wsparcia:

- **Taryfa FIT** – stała, preferencyjna cena transakcji zbycia ee,
- **Premia** – dodawana do ceny dla transakcji na „wolnym rynku ee”,
- **Certyfikaty** – świadectwa pochodzenia,
- **Subwencje/granty** tj. wsparcie w kosztach inwestycyjnych,
- **Obniżenie stopy/zwolnienie z części podatku** przede wszystkim z opłat za emisję CO₂, tzw. podatku CO₂ lub odpis od przychodu przedsiębiorstwa,
- **Inne** – np. preferencyjna cena gazu ziemnego, koszty przyłączenia do sieci elektroenergetycznej.

Również w Polsce dostrzeżono i stosownie umiejscowiono technologie kogeneracyjną. W dniu 10 listopada 2009 roku Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie przyjęcia „**Polityki energetycznej Polski do 2030 roku**”. Zgodnie z tym dokumentem za podstawowe zostało uznanych 6 kierunków polityki energetycznej:

1. *Poprawa efektywności energetycznej,*
2. *Wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii,*
3. *Dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej przez wprowadzenie energetyki jądrowej,*
4. *Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym biopaliw,*
5. *Rozwój konkurencyjnych rynków paliw i energii,*
6. *Ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.*

Po raz pierwszy w historii formułowania polityki państwa w obszarze energetyki przyjęty dokument nie tylko zauważa technologię skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, ale uznaje ją za jedną z najistotniejszych dla realizacji aż 4 z wymienionych powyżej 6 kierunków, wyróżnionych kursywą.

W celu poprawy efektywności energetycznej zapowiedziana została realizacja celu szczegółowego związanego z kogeneracją, tj.: „**Dwukrotny wzrost do roku 2020 produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu do produkcji w 2006 r.**”

Zapowiadany środek do realizacji tego celu jest działaniem: „**1.3. Stymulowanie rozwoju kogeneracji poprzez mechanizmy wsparcia, w tym w postaci świadectw pochodzenia, w szczególności dla kogeneracji ze źródeł poniżej 1 MW, oraz odpowiednią politykę gmin**”.

Istotnym załącznikiem do „Polityki...” jest „**Program działań wykonawczych na lata 2009–2012**”, który uszczegóławia zapowiadane działania. Stymulowanie rozwoju kogeneracji ma się odbywać przez:

1. *Przygotowanie i sukcesywne wdrażanie nowych zasad regulacji cen ciepła sieciowego, które zapewnią likwidację skrośnego finansowania produkcji ciepła w skojarzeniu przychodami z produkcji energii elektrycznej i certyfikatów poprzez wprowadzenie metody porównawczej (benchmarking) w zakresie sposobu ustalania cen ciepła – od 2010 roku.*
2. *Utrzymanie systemu wsparcia energii elektrycznej w technologii wysokosprawnej kogeneracji na poziomie zapewniającym opłacalność inwestowania w nowe moce oraz zapewnienie przewidywalności tego systemu w perspektywie kolejnych 10 lat – praca ciągła.*
3. *Uregulowanie rozporządzeniem procedury sporządzania przez gminy założeń i planów zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe oraz metod realizacji tych planów, w szczególności w planowaniu zostanie wprowadzony obowiązek tworzenia rankingu możliwych metod pokrycia zapotrzebowania na ciepło oraz wybór optymalnego wariantu w taki sposób, aby zapewnić realizację celów polityki energetycznej państwa oraz metod realizacji planów – w roku 2010.*
4. *Sporządzenie raportu oceniającego postęp osiągnięty w zwiększaniu udziału energii elektrycznej wytwarzanej*

w wysokosprawnej kogeneracji w całkowitej krajowej produkcji energii elektrycznej – w roku 2011.

5. *Prowadzenie oceny efektywności funkcjonującego systemu wsparcia energii z kogeneracji – praca ciągła.*
6. *Rozważenie możliwości wprowadzenia w planach zagospodarowania przestrzennego obowiązku przyłączenia się do sieci ciepłowniczej dla nowych inwestycji realizowanych na terenach, gdzie jest taka sieć – praca ciągła.*

6. BIBLIOGRAFIA

1. *Koncepcja i analiza techniczno-ekonomiczna możliwości świadczenia usług systemowych w tym regulacji mocy biernej w Elektrociepłowni Gdańskiej i Elektrociepłowni Gdyńskiej – INSTYTUT ENERGETYKI Jednostka Badawczo-Rozwojowa Oddział Gdańsk;*
2. *Instrukcja Uruchomienia Elektrociepłowni Gdańskiej i Elektrociepłowni Gdyńskiej z ESP Żarnowiec – PSE Operator S.A. Departament Usług Operatorskich – KDM;*
3. *Analiza możliwości udziału w procesie obrony i odbudowy KSE jednostek wytwórczych Elektrociepłowni Gdańskiej i Elektrociepłowni Gdyńskiej – Energopomiar Gliwice;*
4. *Opracowanie założeń i kluczowych elementów Programu Rozwoju w Polsce Kogeneracji; I etap pracy – Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska – Politechnika Warszawska.*

TRANSFORMATION OF THE HEAT AND POWER PLANTS AGAINST THE CHANGES AND REQUIREMENTS OF THE POWER MARKET

Key-words: efficiency discipline, day-hour timetables, technical market of electricity

During the last ten years heat and power plants have undergone substantial legal and organizational transformations. They have been forced to compete with system power plants on the electricity market, which are naturally not exposed to weather fluctuations. The definition of the highly efficient co-generation and the National Plans of Carbon Credits Distribution have limited the capacity of heat and power plants to use the “obligatory purchases” and enforced efficiency discipline. On the technical market of electricity, the role of heat and power plants in maintaining the energy safety has been increasing significantly, especially within urban and industrial agglomerations. The potential major impact of heat and power plants on maintaining voltage profile and the passive energy distribution in 110 kV networks has not been used sufficiently.