

# Planowane zmiany w systemach regulacji i sterowania JWCD

Jerzy Rychlak, Witold Smolik – PSE

## Streszczenie

Referat przedstawia planowane do wdrożenia zmiany w układach regulacji i sterowania na jednostkach wytwórczych, obecnie zwanych JWCD, które na dzień dzisiejszy są jedynymi dostawcami usług w zakresie regulacji mocy i częstotliwości w systemie elektroenergetycznym. Nowe regulacje europejskie i zawarte w nich mechanizmy wymiany rezerw na poziomie platform europejskich w ramach jednolitego rynku energii elektrycznej spowodowały konieczność zmian w obszarze zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce oraz rynku usług technicznych. Wprowadzenie nowych rozwiązań na poziomie rynkowym i technicznym nie jest wyłącznie wymogiem formalnym, ale przede wszystkim wychodzi naprzeciw nowym wyzwaniom przed którymi stoi energetyka polska i szerzej europejska, związanymi ze zwiększonym udziałem generacji energii odnawialnej w strukturze generacji energii, oraz zmiana struktury wytwarzania w Krajowym Systemie Energetycznym.

## 1. Wstęp

Proponowane zmiany w wymaganiach dla układów regulacji zostaną wprowadzone w trybie zatwierdzenia przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki projektu karty aktualizacji IRIESP – Korzystanie opracowanej, po przepracowaniu procesu publicznych konsultacji i spotkań z przedstawicielami sektora wytwarzania, przez PSE SA. Przedłożony do zatwierdzenia dokument, zawiera propozycję zmian w zakresie:

- przejścia, w planowaniu oraz prowadzeniu ruchu, z wartości brutto (na poziomie generatora jednostki wytwórczej) na wartości netto (na poziomie miejsca przyłączenia jednostki wytwórczej albo w innym miejscu, określonym w umowie o przyłączenie do sieci lub umowie o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej),
- zmiany sposobu definiowania Bieżącego Punktu Pracy (BPP),
- skrócenia okresu planowania BPP z 15 minut do 5 minut,
- skrócenia czasu wyprzedzenia przesyłania planów pracy (wartości BPP i planów regulacji),
- zmiany w układach regulacji pierwotnej i wtórnej.

W wyniku wprowadzenia tych zmian konieczne będzie także dostosowanie centralnego systemu automatycznej regulacji mocy i częstotliwości (LFC) zarówno po stronie węzła centralnego (WC) jak i węzłów lokalnych (WL) zainstalowanych u Wytwórców, zgodnie z dokumentem „Standardy dla węzłów lokalnych systemu LFC” [4], które zostały opublikowane na stronie [www.pse.pl](http://www.pse.pl).

## 2. Uwarunkowania formalno-prawne

Zaproponowane zmiany wynikają z nowych regulacji unijnych w obszarze funkcjonowania rynku energii elektrycznej i usług systemowych, tj. postanowień:

- dokumentów wchodzących w skład pakietu regulacji „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (Clean Energy for All Europeans Package - CEP), tj.:
  - Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (dalej: Rozporządzenie (UE) 2019/943),
  - Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającej dyrektywę 2012/27/UE;
- Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania (Dz. Urz. UE L 312 z 28.11.2017, str. 6; dalej „EB GL”);
- Decyzji notyfikacyjnej KE z dnia 7 lutego 2018 r. (State aid No. SA.46100 (2017/N)), nakładającej zobowiązanie dla Polski do wdrożenia rynku mocy.

Wejście w życie i wdrażanie Kodeksów Sieci, tj. rozporządzeń, wydanych na podstawie art. 6 lub 18 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz. Urz. UE L 211 z 14.08.2009, str. 15, z późn. zm.), których głównym celem jest harmonizacja, integracja i poprawa efektywności europejskiego rynku energii elektrycznej

i rezerw, skutkuje koniecznością wprowadzania zmian w wybranych obszarach funkcjonowania rynku krajowego. Jedną z takich zmian jest przejście w planowaniu i prowadzeniu ruchu jednostek wytwórczych uczestniczących aktywnie w bilansowaniu Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), z wielkości brutto na wielkości netto.

Powyższe wynika z faktu, iż Kodeksy Sieci ustalają wspólne zasady planowania i prowadzenia ruchu dla systemu wzajemnie połączonego, oraz dla zakupu rezerw. Operatorzy systemów przesyłowych elektroenergetycznych (OSP), zrzeszeni w ENTSO-E, prowadzą lub planują prowadzenie ruchu systemów elektroenergetycznych w wartościach netto. Ponadto również w wartościach netto realizowana jest wymiana rezerw pomiędzy OSP. Dodatkowo w ramach wdrażanego w kraju rynku mocy, nabywany przez OSP i wynagradzany obowiązek mocy wyrażany jest w wielkościach netto. W wielkościach netto kalkulowane jest również zapotrzebowanie sieci na potrzeby rynku mocy. Przejście z wartości brutto na netto wynika również z potrzeby zapewnienia spójności pomiędzy mocą pochodzącą od uczestników rynku posiadających jednostki świadczące usługi bilansujące, tj. Dostawców Usług Bilansujących, a energią rozliczaną na Rynku Bilansującym. Ponadto aktualnie sygnały regulacyjne jednostek wytwórczych określone są w wielkościach brutto, a energia na Rynku Bilansującym rozliczana jest w wielkościach netto i z tego względu zasadne jest wprowadzenie zmian i zapewnienie spójności. Należy również wskazać, iż zgodnie z wdrażanym kodeksem sieciowym EB GL [3], w ramach europejskich platform wymiany energii bilansującej:

- TERRE - platformy wymiany energii bilansującej z rezerw zastępczych,
- MARI - platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją nieautomatyczną,
- PICASSO - platformy wymiany energii bilansującej z rezerw odbudowy częstotliwości z aktywacją automatyczną,
- IGCC – europejskiej platformy dla procesu kompensowania niebilansowań,

aktywacja ofert bilansujących dokonuje się w dziedzinie mocy, a nie energii (średniego obciążenia). Dodatkowo aktywowane, w ramach odpowiednich rezerw, moce powinny zachować ściśle określony profil aktywacji, w związku z czym zachodzi konieczność zmiany sposobu definiowania Bieżących Punktów Pracy i ich określanie jako wartości chwilowe.

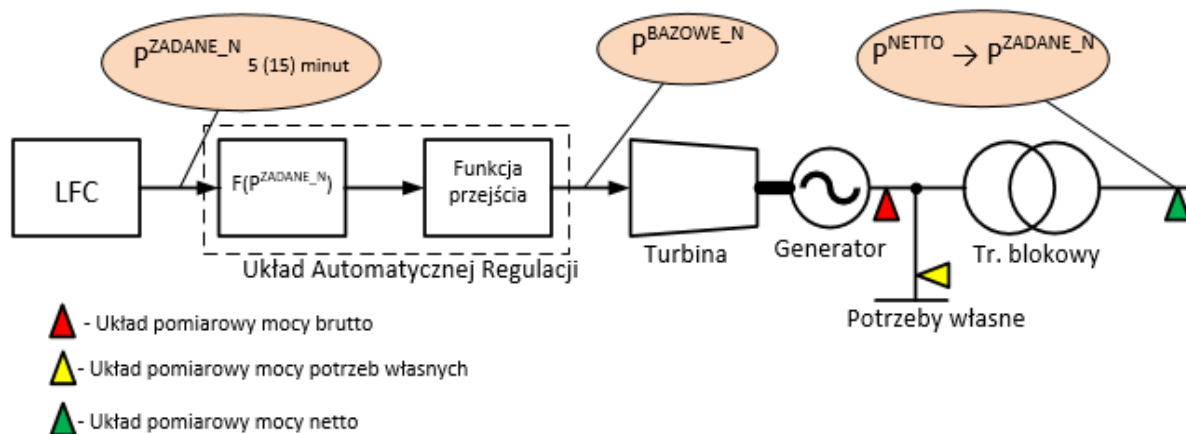
W związku z koniecznością zachowania możliwości przeprowadzenia dostaw energii zgodnie z ustaloną charakterystyką produktów na europejskich platformach wymiany energii bilansującej, konieczne jest skrócenie okresu planowania BPP do 5 minut. Współpraca z europejskimi platformami wymiany energii bilansującej wymaga również skrócenia czasu wyprzedzania przesyłania planów pracy tak, aby plany te mogły uwzględniać wielkości będące wynikiem działania tych platform. W związku z powyższym interwał czasu pomiędzy otrzymaniem przez OSP wyników w postaci poleceń regulacyjnych z platformy MARI, a rozpoczęciem ich aktywacji przez Dostawców Usług Bilansujących, został ustalony na 3 minuty. Zmiany w układach regulacji wynikają bezpośrednio z postanowień art. 6 ust. 9 Rozporządzenia (UE) 2019/943 i art. 32 ust. 3 EB GL [3], gdzie wprost określono, że zakupu mocy bilansującej dokonuje się osobno dla kierunku „w górę” i dla kierunku „w dół”. Wymagane zmiany w tym zakresie są jednakowe dla wszystkich JWCD, oraz zostały określone w sposób elastyczny i dostosowany do ogólnego poziomu rozwiązań technicznych po stronie wytwórców tak, aby zapewnić wymaganą funkcjonalność, przy uwzględnieniu różnych rozwiązań technicznych, optymalnych dla obecnie wykorzystywanych na danej jednostce systemów regulacji i nie generować nadmiernych kosztów związanych z wdrożeniem wymaganych zmian.

### **3. Propozycje zmian w obiektowych układach regulacji i sterowania JWCD**

Przedstawione zmiany dotyczą jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych, które obecnie dostarczają usługi w zakresie regulacji mocy i częstotliwości w KSE. Natomiast należy zaznaczyć, że zasady te będą dotyczyć wszystkich źródeł wytwórczych, które chciałaby w ramach otwartego rynku usług systemowych świadczyć usługi systemowe operatorowi systemu przesyłowemu.

#### **3.1. Zmiana wartości zadanych z brutto na netto**

Planowanie i prowadzenie ruchu jednostek wytwórczych aktywnie uczestniczących w bilansowaniu KSE będzie odbywało się w wielkościach netto. Zadane obciążenia bazowe BPP w kolejnych planach koordynacyjnych DayAhead, IntraDay, RealTime będą wartościami chwilowymi obciążenia netto. Rozróżnienie pomiędzy wartościami netto i brutto dla klasycznego przypadku zostało przedstawione na rysunku 1.



Rys. 1. Schemat sterowania pracą jednostki wytwórczej

Jednostki wytwórcze uczestniczące aktywnie w bilansowaniu KSE powinny tak zoptymalizować układy regulacji, by móc realizować wartość zadaną w wielkościach netto. Wielkość mocy netto dla takiej jednostki wytwórczej będzie określana dla jej miejsca przyłączenia do sieci Operatora Systemu.

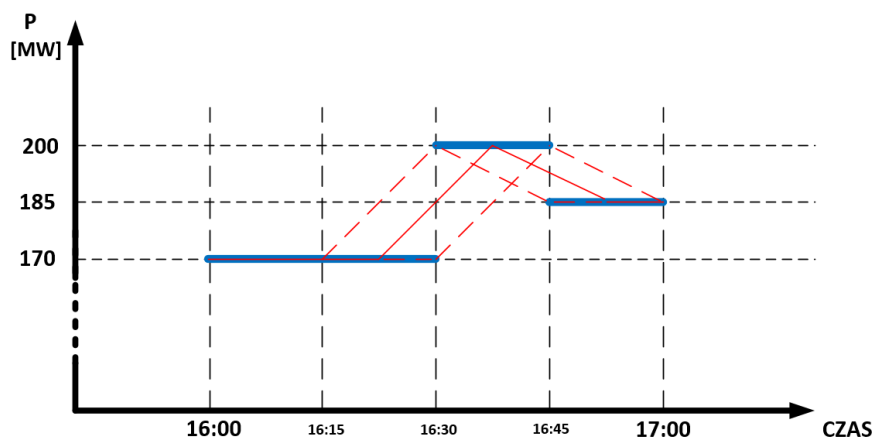
Miejsce przyłączenia, określone w Umowie o świadczenie usług przesyłania, będzie punktem, dla którego określana jest moc w wartościach netto na potrzeby planowania i prowadzenia ruchu jednostki wytwórczej uczestniczącej aktywnie w bilansowaniu KSE. W związku z powyższym, miejsce przyłączenia będzie punktem referencyjnym dla układów regulacji pracą bloku, gdyż dla tego punktu będzie określana wartość zadana (wartość bazowa) mocy w wielkościach netto (odpowiadająca BPP). Zakłada się, że pomiary mocy netto na potrzeby układów regulacji pracą jednostki wytwórczej będą zapewniane przez Wytwórców we własnym zakresie. Możliwe są następujące podejścia:

- pomiar bezpośredni mocy netto w polu linii blokowej w rozdzielni stacji elektroenergetycznej należącej do Operatora Systemu – jest to rozwiązanie rekomendowane dla przypadku, gdy miejscem przyłączenia jest rozdzielnia w stacji Operatora Systemu,
- pomiar bezpośredni mocy netto po górnej stronie transformatora blokowego – jest to rozwiązanie rekomendowane dla przypadku, gdy miejscem przyłączenia jest miejsce rozgraniczenia własności znajdujące się po górnej stronie transformatora blokowego,
- inny pomiar pośredni mocy netto,
- bazowanie na pomiarze brutto, przy zastosowaniu algorytmu korygującego.

W zakresie koniecznych zmian w układach regulacji bloków zostawia się swobodę wyboru w zakresie koncepcji modernizacji i dostawców usług, w tym w szczególności wyboru miejsca, gdzie byłby dokonywany pomiar mocy netto na potrzeby układów regulacji bloku, sposobu pomiaru (bezpośredni czy pośredni), sposobu i formatu transmisji sygnałów pomiarowych, algorytmów wyznaczania mocy regulacyjnej (mocy dla regulatora turbiny), jak również algorytmów substytucji brakujących danych pomiarowych.

### 3.2. Zmiana interpretacji Bieżącego Punktu Pracy (BPP)

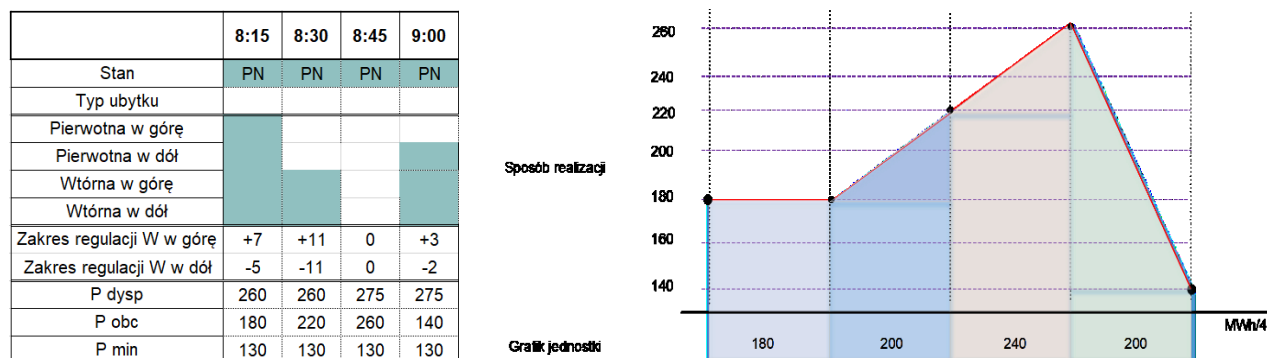
Obecnie, zaplanowane wartości obciążenia JWCD, tzw. Bieżące Punkty Pracy, zgodnie z definicją IRiESP, wyznaczają średnie obciążenie bazowe brutto danej JWCD na każde 15 minut (linia ciągła na rysunku 2). Nie narzuca się konkretnego sposobu realizacji funkcji przejścia pomiędzy kolejnymi wartościami zadanymi BPP. W związku z tym elektrownie w praktyce posiadają dowolność w zakresie sposobu realizacji zmian obciążeń bazowych BPP. Z obserwacji pracy JWCD oraz informacji zebranych od Wytwórców wynika, że większość jednostek wytwórczych realizuje zmianę mocy bazowej liniowo lub quasiliniowo, starając się jak najbardziej zbliżyć do linii będącej wypadkowym gradientem realizacji BPP, przy czym różnice najczęściej polegają na różnym doborze czasu wyprzedzenia rozpoczęcia realizacji zmiany BPP (linie przerywane na rysunku 2).



Rys. 2. Graficzne przedstawienie możliwych sposobów realizacji zadanych obciążeń bazowych

W ramach nowego rozwiązania, zgodnie z nową koncepcją, wartość BPP nie jest wartością średnią mocy w okresie planowania, lecz chwilową wartością mocy obowiązującą na koniec danego okresu planowania (przedstawionego na rysunku 3 dla 15 min. okresu planowania). Zawartość planu koordynacyjnego w zakresie BPP (rysunek 3) oraz sposób jego przesyłania nie ulega zmianie, zmienia się wyłącznie sposób interpretacji wartości obciążeń BPP, przesyłanych w planie. Dotychczas znacznik czasu oznaczał przedział czasowy (znakowany jego końcem), w którym obowiązywała wartość średnia BPP. W nowym rozwiązaniu, znacznik czasu oznacza punkt czasowy w którym podana wartość chwilowa mocy BPP ma zostać uzyskana. Zmiana mocy czynnej wynikająca ze zmiany BPP ma rozpocząć się na początku okresu planowania, dla którego obowiązuje nowa wartość BPP.

Poniżej pokazano na przykładzie obecną i nową interpretację znacznika czasu w planie koordynacyjnym.



Rys. 3. Przykładowy fragment planu koordynacyjnego dla 15 min. okresu planowania – nowa interpretacja wartości BPP

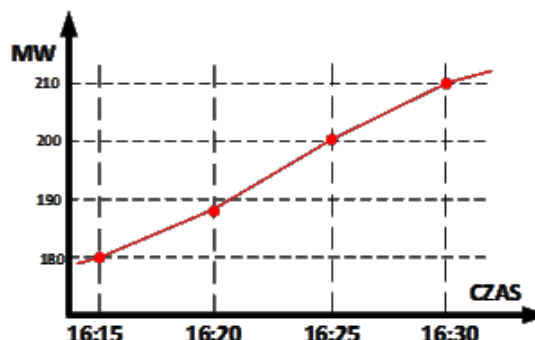
Zmiana mocy czynnej wynikająca ze zmiany BPP ma rozpocząć się na początku okresu planowania (kwadransa dla planu IntraDay, oraz 5 min dla planu RealTime), dla którego obowiązuje nowa wartość BPP.

Wartości w planie	Aktualne zasady	Nowe zasady dla 15 minutowego okresu planowania
8:15 – 180 MW 8:30 – 220 MW	Od godziny 8:15:01 do 8:30:00 jednostka będzie realizować średnie obciążenie w wysokości 220 MW	<ul style="list-style-type: none"> <li>O godz. 8:15 jednostka ma mieć obciążenie w wysokości 180 MW</li> <li>Od godziny 8:15:01 do 8:30:00 jednostka będzie wykonywać zmianę obciążenia ze 180 MW na 220 MW, liniowo, z gradientem wypadkowym 40 MW/15 min tj. 2,67 MW/min</li> </ul>

Tab. 1. Porównanie obecnej i nowej interpretacji BPP

Poniżej na rysunku 4 pokazano na przykładzie obecną i nową interpretację znacznika czasu w planie koordynacyjnym 5 minutowym.

okres	czas	plan
1	2013-09-13 16:10:00	170
2	2013-09-13 16:15:00	180
3	2013-09-13 16:20:00	188
4	2013-09-13 16:25:00	200
5	2013-09-13 16:30:00	210
6	2013-09-13 16:35:00	220



Rys. 4. Przykładowy fragment planu RealTime

Układy automatycznej regulacji JWCD, oraz systemy teleinformatyczne po stronie elektrowni (węzeł lokalny LFC) zostaną przystosowane do odbioru i realizacji przez JWCD planów z okresem planowania 5 min. Z punktu widzenia procesu planowania pracy KSE w nowym rozwiązaniu w celu sprawnego i skutecznego jego przeprowadzenia wymagane jest, aby poszczególne punkty w tym procesie (odpowiadające wartościom BPP) były na etapie przetwarzania optymalizacyjnego łączone liniami prostymi. Po stronie elektrowni i poszczególnych JWCD skutkuje to tym, iż realizacja przejścia pomiędzy kolejnymi wartościami BPP powinna być realizowana liniowo wraz z początkiem okresu planowania, z wypadkowym gradientem odpowiadającym różnicy pomiędzy kolejnymi wartościami BPP, z gradientem wypadkowym. Przyjęcie innego niż liniowy sposób realizacji poszczególnych BPP może skutkować różnicą pomiędzy wartościami przyjętymi w procesie planowania pracy KSE, a przyjętymi do realizacji przez JWCD. W skali KSE może to skutkować niezbilansowaniem, koniecznym do pokrycia w ramach rynku bilansującego np. przez aktywację mocy w ramach regulacji wtórnej.

### 3.3. Zmiany w układach regulacji pierwotnej i wtórnej

Obecnie regulacje pierwotna i wtórna jest regulacją symetryczną, bez możliwości załączenia regulacji wyłącznie „w górę” lub wyłącznie „w dół”. Zakres regulacji wtórnej jest parametrem stałym i nie ma możliwości załączenia i wykorzystania węższego zakresu regulacji niż wartość określona podczas odbioru technicznego układu regulacji. Nie ma możliwości odrębnego parametryzowania regulacji „w górę” i regulacji „w dół”, w tym w szczególności statyzmu, strefy martwej czy też gradientu zmian mocy. Obowiązuje jeden zakres regulacji i jeden gradient zmian mocy, co nie pozwala na optymalne wykorzystanie właściwości regulacyjnych jednostki wytwórczej.

W ramach nowych rozwiązań sterowanie regulacji w górę i w dół traktuje się rozdzielnie. Poniżej wykazano listę odrębnych zdolności regulacyjnych, które będą pozyskiwane przez OSP, po wprowadzeniu zmian:

- regulacja pierwotna „w górę”,
- regulacja pierwotna „w dół”,
- regulacja wtórna „w górę”,
- regulacja wtórna „w dół”.

Dla regulacji pierwotnej strefa martwa ma być ustawiana w dotychczasowym zakresie 0 - 500 mHz, przy czym należy zapewnić możliwość odrębnego nastawiania tego parametru dla regulacji „w górę” i „w dół”. W przypadku jednoczesnego załączenia lub wyłączenia regulacji w obu kierunkach domyślnymi wielkościami są:

- przy załączonej regulacji w górę i w dół – strefa +10 mHz i -10 mHz,
- przy wyłączonej regulacji w górę i w dół – strefa +300 mHz i -300 mHz.

Dopuszcza się, aby statyzm regulacji pierwotnej, analogicznie jak obecnie, był wspólny dla obu kierunków aczkolwiek rekomendowane jest rozdzielenie tego parametru i traktowanie go odrębnie dla regulacji w górę i w dół. Zakres regulacji pierwotnej, jak dotychczas, będzie parametrem stałym i nie będzie podlegał zmianom w procesie planowania dobowego, w odróżnieniu do regulacji wtórnej.

Wymagania w zakresie aktywacji regulacji pierwotnej (czas reakcji, czas wymaganej odpowiedzi, nieczułość, itp) pozostają bez zmian. Zgodnie z wymaganiami Kodeksów Sieci, w tym Rozporządzeniem 2016/631 (kodeksem NC RfG), poprawność i jakość świadczenia regulacji pierwotnej jest monitorowana przez OSP w ramach systemów monitorowania odpowiedzi częstotliwościowej.

Obecnie regulacja wtórna jest realizowana jako regulacja symetryczna o stałym zakresie, który jest rezerwowany jako wielkość stała i nie ma możliwości jego zmniejszenia w stosunku do wielkości maksymalnej, przyjętej w ramach odbioru technicznego. Zakres ten, obecnie nie podlega zmianom w procesie planowania dobowego – jest on stałym parametrem technicznym i nie jest elementem gry rynkowej. Jednostka wytwórcza musi posiadać zdolność do regulacji wtórnej, w zakresie co najmniej  $\pm 5\%$  mocy osiągalnej bloku. Wielkość ta musi zostać potwierdzona testami odbiorowymi w procesie prekwifikacji.

W nowej koncepcji sterowania, zakres regulacji wtórnej będzie mógł być zmniejszany w stosunku do wielkości maksymalnej ( $P_{wmax}$ ) przyjętej w ramach odbioru technicznego. Zakres regulacji wtórnej ( $P_{w\_zakres}$ ) w danym okresie ma być parametrem nastawialnym w czasie rzeczywistym, na poziomie automatyki blokowej (operatora jednostki wytwórczej), tj. w przypadku:

- pracy regulacji w górę - zakres nastaw wynosi  $<0, +P_{wmax}>$ ,
- pracy regulacji w dół - zakres nastaw wynosi  $<-P_{wmax}, 0>$ .

Przyjęty do wykorzystania zakres regulacji będzie wynikał z potrzeb systemu i zasad pozyskiwania regulacji (mechanizmów rynkowych), a informacja o przyjętym zakresie regulacji będzie przekazywana poprzez system LFC oraz SOWE, w ramach zmodyfikowanego planu koordynacyjnego, w którym będzie określony wymagany w danym okresie planowania zakres regulacji.

#### **4. Zmiany w systemie LFC**

Obecnie eksploatowany system informatyczny PSE jest przystosowany do obsługi planów bazowych, regulacji pierwotnej i wtórnej w dotychczas obowiązującym rozwiązaniu. Zmiany w systemach informatycznych będzie również musiały przeprowadzić PSE.

W celu wykorzystania opisanych powyżej nowych funkcjonalności (zadawanie wartości bazowych na okresy 5 minutowe, wykorzystanie w procesie regulacji rozdzielonych pasm regulacji pierwotnej lub wtórnej) niezbędne będzie dostosowanie obecnie wykorzystywanych narzędzi informatycznych w obszarze planowania i prowadzenia ruchu zarówno po stronie PSE, jak i Wytwórców, w zakresie funkcjonalnym i komunikacyjnym.

Na proces bilansowania polskiego systemu elektroenergetycznego składa się planowanie koordynacyjne oraz działania regulacyjne. W ramach planowania koordynacyjnego na bazie mechanizmów rynkowych wypełniana jest krzywa dobowego zapotrzebowania i dobierane (nominowane) są jednostki wytwórcze świadczące działania regulacyjne.

Działalność rynkowa w zakresie przywoływania jednostek do pracy, wyznaczanie obciążeń bazowych jednostek wytwórczych oraz doboru jednostek do regulacji prowadzona jest w systemie optymalizacji rynku bilansującego, który zapewnia podążanie obciążeń bazowych jednostek wytwórczych za krzywą zapotrzebowania, oraz uwzględnia zdarzenia, które miały miejsce w systemie polskim systemie elektroenergetycznym. Niezbilansowanie, które nie zostało pokryte w systemie optymalizacji rynku bilansującego przekłada się bezpośrednio na zapotrzebowanie na wykorzystanie regulacji pierwotnej i wtórnej, aktywowanej w ramach systemu Regulatora Centralnego LFC. Podstawową funkcją Regulatora Centralnego LFC jest zregulowywanie uchybu obszaru oraz odbudowa częstotliwości do wielkości znamionowej poprzez wypracowanie i przesłanie poleceń regulacyjnych do jednostek wytwórczych. Wykorzystanie regulacji pierwotnej jest uzależnione od zbilansowania całego obszaru synchronicznego. Niezależnie od stopnia wykorzystania usług regulacyjnych PSE, zgodnie z regulacjami europejskimi, zobowiązane jest pozyskać, odpowiednie pasma regulacji pierwotnej i wtórnej.

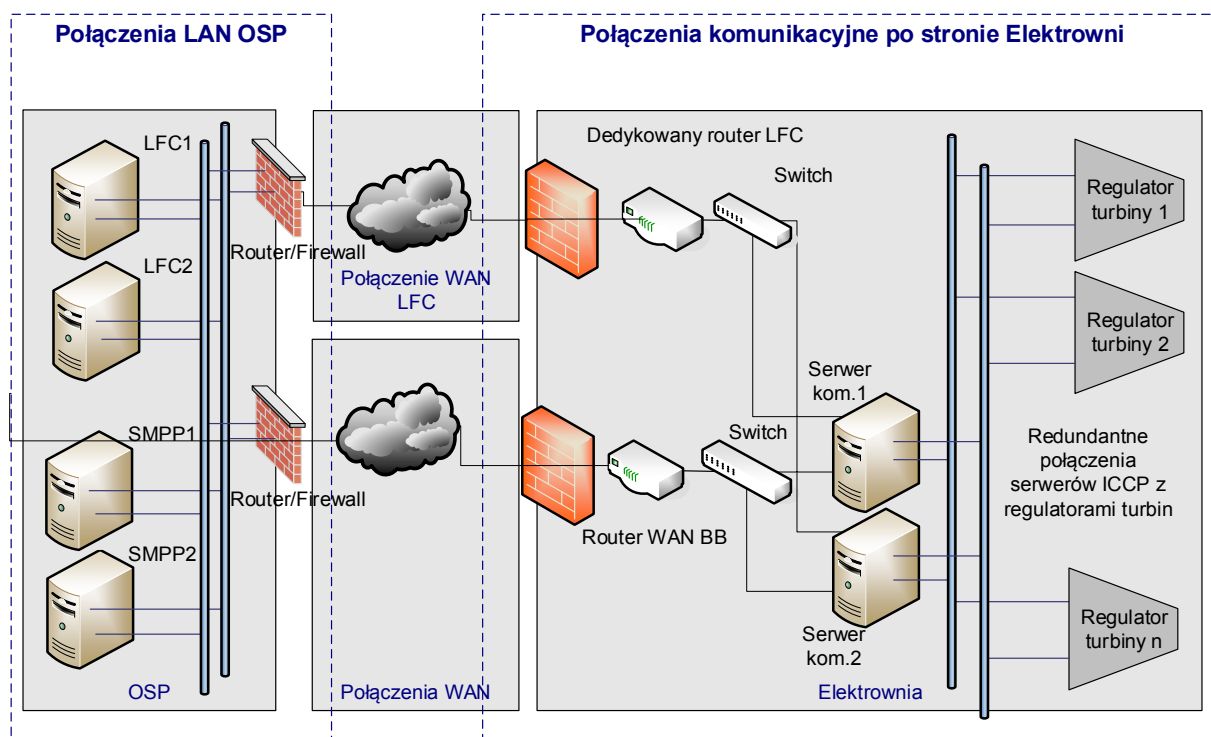
Nominacja do świadczenia pracy z załączonymi regulacjami odbywa się tj. realizowana jest na zasadach rynkowych w systemie optymalizacji rynku bilansującego. Wyniki działania tych procesów są udostępnione do systemu Regulatora Centralnego LFC w celu przesłania do elektrowni.

Regulator Centralny LFC poza podstawową funkcją prowadzenia regulacji wtórnej monitoruje poprawność realizacji przesłanych poleceń oraz przesyła polecenia regulacyjne i plany bazowe do jednostek wytwórczych.

Obowiązek monitorowania odpowiedzi regulacji pierwotnej i wtórnej został zapisany w regulacjach europejskich, w szczególności w kodeksie sieciowym znanym jako NC RfG [2] (w zakresie regulacji pierwotnej, monitorowania częstotliwościowej odpowiedzi) oraz kodeksie operacyjnym znanym jako SO GL [1], oraz kodeksie EB GL [3] (w zakresie regulacji pierwotnej i wtórnej, w tym rozdzielanie pasm regulacyjnych). Obowiązek ten jest realizowany poprzez specjalnie dedykowany do tego celu system. Wykorzystuje on dane pozyskane z elektrowni i przyrównuje do wielkości estymowane, wynikające z poleceń wysłanych przez PSE.

System komunikacyjny zbudowany na potrzeby RC LFC (wysyłanie poleceń regulacyjnych i pozyskiwanie informacji do monitorowania) został wybrany również do przesyłania planów obciążeń bazowych jednostek ze względu na jego niezawodność, bezpieczeństwo połączeń, oraz bezpośrednie włączenie w układy automatyki.

Systemem komunikacji pomiędzy PSE a elektrowniami (jednostkami wytwórczymi) jest wydzielona infrastruktura komunikacyjna systemu LFC. Architektura systemu zakłada występowanie węzła centralnego LFC (WC LFC) zlokalizowanego w PSE i instancji lokalnych w każdej elektrowni (węzłów lokalnych – WL LFC). Komunikacja ta funkcjonuje poprawnie od 2012 roku z wykorzystaniem wydzielonych łącz do każdej elektrowni. Wymagania w zakresie cyberbezpieczeństwa wymusiły na PSE modernizację protokołu telekomunikacyjnego (ICCP) na nowszy, jeszcze lepiej zabezpieczony.



Rys. 5. Schemat powiązań komunikacyjnych LFC z elektrowniami

PSE nie narzuca szczególnych wymagań na system operacyjny WL LFC z zastrzeżeniem zastosowania jeśli to możliwe najnowszych dostępnych wersji z zachowaniem możliwości cyklicznego uaktualniania i wprowadzania poprawek podnoszących bezpieczeństwo.

Wymagania postawione elektrowniom w zakresie dostosowania układów regulacji są wspólne dla wszystkich podmiotów i zostały przygotowane tak, aby ich realizacja mogła być możliwa przez dowolnego wykonawcę w oparciu o jak najbardziej standardowe metody. Jednocześnie rozwiązania zaproponowane Wytwórcom są na tyle elastyczne i dostosowane do ogólnego poziomu rozwiązań technicznych po stronie JWCD, aby zapewnić wymaganą funkcjonalność i nie generować nadmiernych kosztów implementacji interfejsu do systemu LFC.

## Literatura

- [1] ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2017/1485 z dnia 2 sierpnia 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące pracy systemu przesyłowego energii elektrycznej
- [2] ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci
- [3] ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2017/2135 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania
- [4] Standardy dla węzłów lokalnych systemu LFC, Wymagania dla WL LFC na potrzeby przyłączenia do WC LFC
- [5] Jansen K., Pfeiffer R., Rychlak J., European Network Codes for Grid Connection, 2016 CIGRÉ USNC International Colloquium Evolution of Power System Planning to Support Connection of Generation, Distributed Resources and Alternative Technologies <http://www.cigre.org>

