

INTESYFIKACJA WYDOLNOŚCI INFRASTRUKTURY TECHNICZNEJ WSCHODZĄCEGO MONO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ OZE ZA POMOCĄ UKŁADÓW ENERGOELEKTRONICZNYCH, W ŚRODOWISKU NOWYCH USŁUG ENERGETYCZNYCH¹

Jarosław Michalak²

Układy energoelektroniczne na wschodzącym mono rynku energii elektrycznej OZE, to nic innego jak „silnoprądowy” segment inteligentnej infrastruktury służący do jej „równoległej” integracji z KSE na osłonach OK1 do OK5 za pomocą hardwarowych terminali sieciowych ZOS(I,U) oraz ZOK(E,P).

To ten segment inteligentnej infrastruktury umożliwi wycinkową konwersję jednolitego systemu elektroenergetycznego WEK (system AC) w hybrydową (AC-DC) elektryczną infrastrukturę energetyki EP-NI, o całkowicie nowym potencjale dynamicznego zarządzania procesami rynkowymi.

Jan Popczyk

Punkt wyjścia do przedstawienia w Raporcie tytułowej intensyfikacji wydolności infrastruktury technicznej wschodzącego mono rynku energii elektrycznej OZE stanowią: osadzenie transformacji energetyki w globalnych uwarunkowaniach [1], koncepcja powiązania mono rynku energii elektrycznej OZE z rynkami energii użytecznej [2], trajektoria transformacyjna zapotrzebowania na energię elektryczną 2018-2050 i struktura bilansu wytwórczego OZE 2050 [3,4], nowa architektura rynku energii elektrycznej [5], w tym ekwiwalentowanie techniczno-ekonomiczne osłon kontrolnych OK1-OK5 na mono rynku energii elektrycznej OZE [6], kierunki rewitalizacji technologiczno-systemowej sieci elektroenergetycznych [7], ekonomika prosumenckiej partycypacji w osłonach kontrolnych OK1-OK3 na rynku wschodzącym energii elektrycznej [8] oraz koncepcja elektrowni EW+ (elektrowni rozproszonej bilansującej popyt i podaż z dokładnością do regulacji pierwotnej, działającej z uwzględnieniem istniejących ograniczeń systemowo-sieciowych) [9].

Układy energoelektroniczne są wykorzystywane powszechnie w odbiornikach energii elektrycznej w segmencie ludnościowym (np. AGD, oświetlenie) jak i przemyśle (np. napędy, grzejnictwo elektryczne, układy zasilania gwarantowanego). Główną ich rolą jest sterowanie parametrami odbiorników energii (np. regulacja prędkości obrotowej czy momentu

¹ W Raporcie autor wykorzystał opracowania związane z realizacją projektu REWIPROMIEN [14] oraz zasoby biblioteki BŻEP (<http://klaster3x20.pl>), bez szczegółowego powoływania się na nie. Bezpośrednie powołania na źródła literaturowe ze spisu zamieszczonego na końcu Raportu odnoszą się do dwóch charakterystycznych sytuacji. Po pierwsze, są to odwołania do wcześniejszych dziewięciu Raportów Cyklu – w tym wypadku chodzi o potwierdzenie spójności danych we wszystkich Raportach. Po drugie, są to powołania na dane źródłowe wykorzystane przez autora w badaniach z zakresu tematyki Raportu – w tym wypadku chodzi o ochronę praw innych autorów. Za cały Raport wyłączną odpowiedzialność ponosi autor.

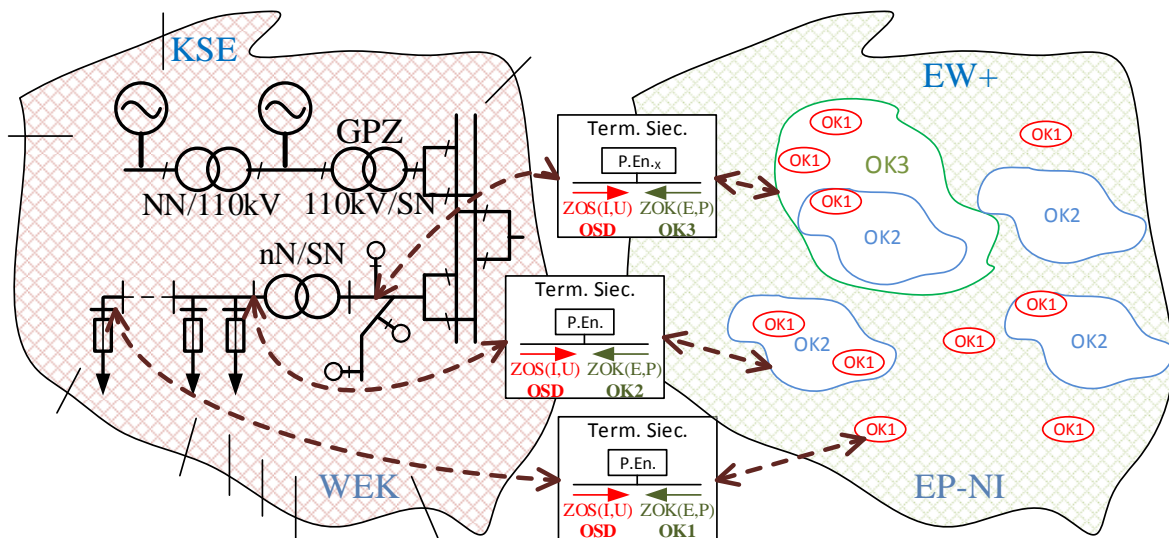
² Dr inż. Jarosław Michalak – Katedra Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki, Wydział Elektryczny Politechniki Śląskiej.

elektromagnetycznego w napędach) oraz dopasowywanie parametrów zasilania odbiorników do sieci zasilającej (np. zasilacze). Są one również niezbędne (instalacje PV) lub przydatne (elektrownie wiatrowe, mikroelektrownie i elektrownie biogazowe) przy integracji źródeł OZE z sieciami rozdzielczymi nN-SN.

Rozważając transformację schodzącego rynku WEK we wschodzący mono rynek energii elektrycznej OZE nieodzownym jest uwzględnienie układów energoelektronicznych jako podstawowych elementów wykonawczych warstwy technicznej inteligentnej infrastruktury (sieciowej). Stosowalność rozwiązań energoelektronicznych w sieciach (nN-SN oraz 110-220-400 kV) jest relatywnie wysoka dla świata i zależna od kraju [10, 11], jednak w Polsce jej poziom jest na razie marginalny. Niemniej transformacja w mono rynek energii elektrycznej OZE będzie powiązana ze znaczącym rozwojem aplikacyjności układów energoelektronicznych. Będzie to związane głównie z wysycaniem elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej w układy energoelektroniczne w celu realizacji wymagań regulacyjnych, zapewnienia dynamicznej przepustowości elementów sieci oraz tworzeniu zaawansowanych mechanizmów konkurencji na rynku energii elektrycznej.

Jednym z problemów związanych ze podłączaniem do sieci rozdzielczych coraz większej liczby źródeł odnawialnych (co leży u podstaw mono rynku energii elektrycznej OZE) jest wpływ tych źródeł na sieć. Duży współczynnik jednoczesności w działaniu źródeł OZE o produkcji wymuszonej jest często traktowany jako wyznacznik do intensyfikacji inwestycji w celu zwiększenia zdolności przesyłowych infrastruktury sieciowej (nN-SN). Wprowadzenie osłon kontrolnych OK1– OK5 (przedstawione w Raportach Cyklu [1-9] w różnych aspektach) pozwala na ograniczanie przepływów mocy przez osłony, a więc lokalne (np. w sprzedaży sąsiedzkiej dla OK2) wykorzystanie energii źródeł OZE, co w konsekwencji prowadzi do lepszego wykorzystania istniejącej infrastruktury sieci bez potrzeby jej rozbudowy. Tematyka omawiana w Raporcie pozwoli na sprzężenie istniejącej infrastruktury sieciowej (przynależnej WEK), poprzez sieciowe terminale ZOS(I,U) i ZOK(E,P) z nową inteligentną infrastrukturą (przynależną NI i EP) [9] – rys. 1, co w konsekwencji doprowadzi do intensyfikacji wydolności infrastruktury docelowej. Należy zaznaczyć, że nie oznacza to braku potrzeby jakichkolwiek nakładów związanych z infrastrukturą sieciową, ale ograniczenie i racjonalizację inwestycji. W Raporcie autor stawia hipotezę roboczą, że nakłady inwestycyjne powinny być kierowane głównie na doposażanie infrastruktury technicznej (jej rewitalizację) w układy które wspomogą intensyfikację wydolności rozwiązań istniejących oraz rozbudowę jej, np. w celu zamykania sieci SN i tworzenia korytarzy I-U (infrastrukturalno - urbanistycznych). Korytarze I-U pozwolą na przesył energii z miejsc o zwiększonej produkcji OZE (np. wiatrowych farm morskich) do miejsc dużym zagęszczeniu ludności, charakteryzujących się o deficytowym bilansem produkcji w lokalnych źródłach OZE. Pokazane na rys. 1 terminale sieciowe ZOS(U,I) odpowiadają za ograniczenia sieciowe (wyznaczone przez operatora OSD) w ramach struktury sieciowej KSE obejmującej sieci nN-SN oraz 110-220-400 kV. Podstawową rolę będą pełniły tu strażniki mocy w których progi zadziałania będą mogły być dynamicznie dostosowywane do wyników pomiarów w newralgicznych fragmentach sieci. Terminale ZOS(U,I) te stanowią punkty przyłączeniowe podmiotów EP (osłon kontrolnych) do poszczególnych elementów sieci. Osłony kontrolne wyposażone są w terminale ZOK(E,P) związane z zarządzaniem profilami mocy i bilansowaniem energii. Przekształtniki energoelektroniczne PE odpowiadają za realizację funkcji terminala ZOK (E,P) osłony, przy

uwzględnieniu ograniczeń sieciowych terminala ZOS(I,U). Terminale wraz z przekształtnikami stanowią inteligentną infrastrukturę techniczną.

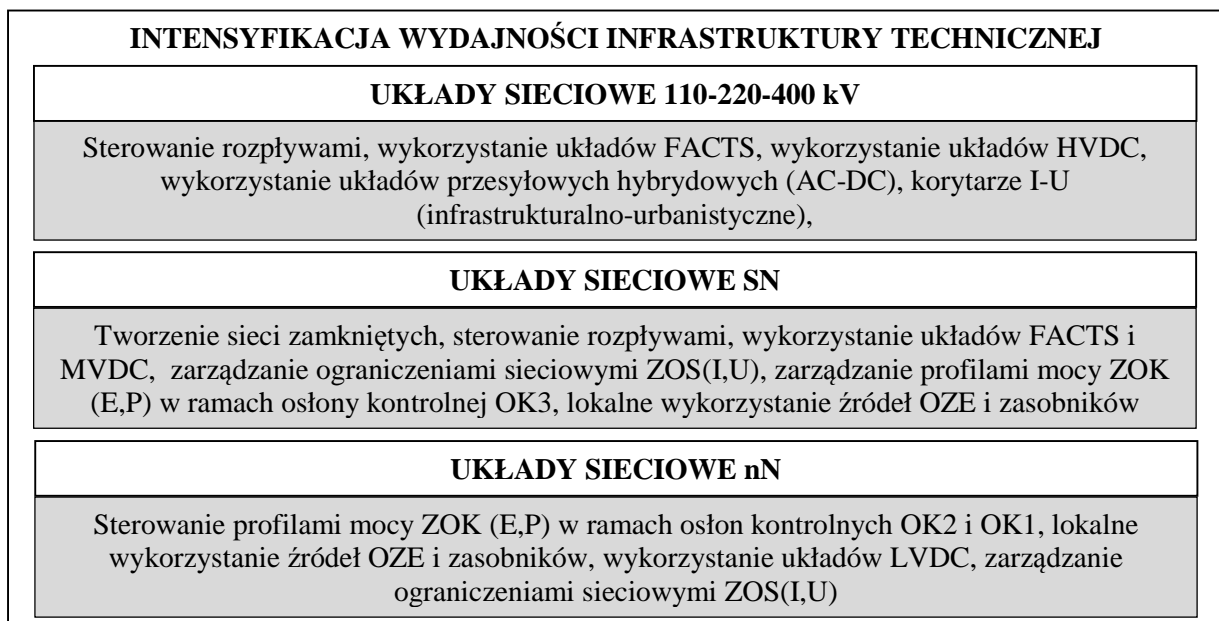


Rys. 1. Terminale sieciowe ZOS (U,I) i ZOK(E,P) łączące osłony kontrolne z systemem KSE

Aby umożliwić intensyfikację wydolności istniejącej infrastruktury sieciowej (bez ponoszenia znaczących kosztów budowy nowych sieci) nieodzowne jest stosowanie układów energoelektronicznych, jako podstawowych układów wykonawczych infrastruktury technicznej. Do ich zadań należeć będzie przede wszystkim kontrolowanie profili mocy dla wszystkich osłon kontrolnych OK - terminale ZOK(E,P) oraz sterowanie rozpiętami w sieciach – układy typu FACTS [11, 12]. Zarządzanie profilami mocy wraz z wydajnym bilansowaniem energii, w odróżnieniu od sterowania rozpiętami, wymaga współpracy z zasobnikami energii. Lokalne wykorzystanie zasobów ze źródeł OZE (*self-dispatching*) ogranicza przesył energii z KSE, co wspomaga wydolność infrastruktury sieciowej. Sterowanie przepływami pozwala na realizację intensyfikacji wydolności infrastruktury np. kształtowanie dynamicznej przepustowości linii, w zależności od warunków i wprowadzenie interakcji między przepustowością a ograniczeniami w terminalach sieciowych ZOS (I,U). Pozwala też na minimalizację strat mocy, np. zastosowanie układów HVDC [10, 13] i hybrydyzację [9]. Układy przekształtnikowe pozwalają na realizację funkcjonalności dodatkowych (np. poprawę współczynnika mocy czy redukcję harmonicznych), które pośrednio również wpływają na zwiększenie wydolności infrastruktury sieciowej. Aspekty intensyfikacji wydajności infrastruktury technicznej rynku energii elektrycznej OZE przedstawia rys. 2.

Przy rozważaniu związanych z zastosowaniem układów energoelektronicznych do zwiększania wydajności infrastruktury należy pamiętać o: opomiarowaniu wybranych punktów sieci (wraz z telemetrią) oraz tworzeniu sygnałów cenotwórczości czasu rzeczywistego CCR. Zwiększona liczba punktów pomiarowych w sieciach pozwala na lepszą kontrolę rozpięć jak i na możliwość sterowania nimi. Dostarcza też informacji niezbędnych operatorom OSD (OK4) i OHT (OK3) do podejmowania decyzji co do sterowania rozproszonymi regulacyjno-

bilansującymi źródłami OZE (np. mikroelektrowniami biogazowym z zasobnikami). Nadto wspomaga tworzenia ograniczeń prądowo - napięciowych dla sieciowych terminali ZOS (U,I) oraz sygnałów rynkowych, stymulujących zachowania (pośrednie wpływanie na profile mocy) prosumentów. Do wyżej wymienionych sygnałów rynkowych zaliczyć można współczynnik *net-meteringu* WNM, taryfę dynamiczną TD (cenotwórstwo czasu rzeczywistego CCR) oraz cenę energii elektrycznej CE. Przekształtniki energoelektroniczne, będące elementami wykonawczymi w infrastrukturze technicznej, pozwolą z jednej strony na przesyłanie informacji o pomiarach w miejscu ich zainstalowania jak również będą umożliwiły reagowanie na sygnały pochodzące od OSD, OHT lub sterowników nadrzędnych OK2 oraz strażników mocy. Zapewnia to równoczesną realizację ograniczeń terminali ZOS(I,U), jak i zarządzania profilem mocy terminali ZOK(E,P).

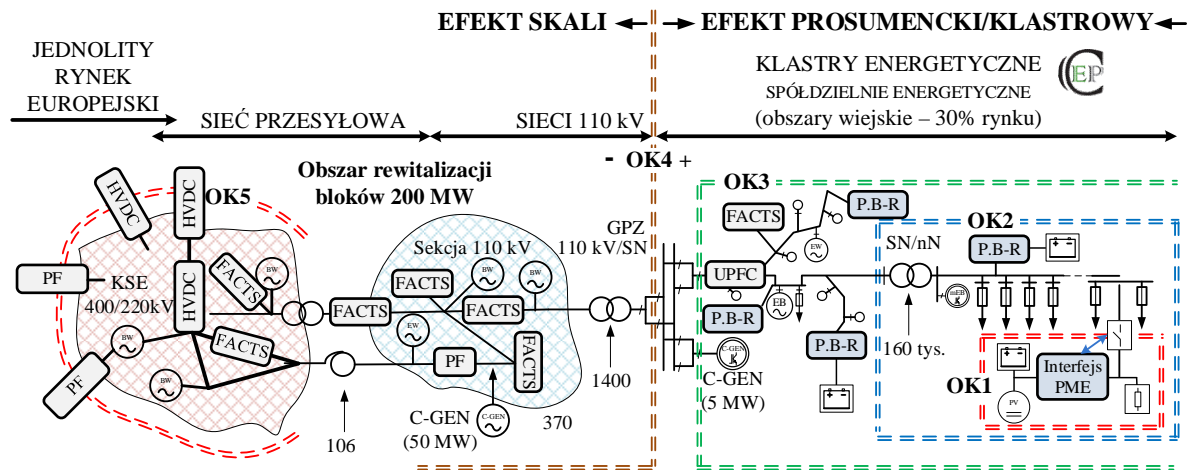


Rys. 2. Aspekty intensyfikacji wydajności infrastruktury technicznej mono rynku energii elektrycznej OZE

Raport dotyczy intensyfikacji wydolności infrastruktury mono rynku energii elektrycznej OZE poprzez zastosowanie przekształtników energoelektronicznych na wszystkich osłonach kontrolnych OK1-OK5 (w tym w sygnalnie elektrowni wirtualnej plus EW+), w szczególności do zarządzania mocą oraz sterowania rozpiętymi. Oprócz tych funkcji podstawowych, przedstawia się dostępne funkcjonalności dodatkowe, takiej jak na przykład możliwość pracy wyspowej. Schemat ideowy integracji infrastruktury sieciowej z układami energoelektronicznymi w poszczególnych osłonach pokazano na rys. 3. Stosowano tu akronimy takie jak w dalszej części Raportu. Z rys. 3 wiążą się role układów energoelektronicznych w osłonach OK, uzyskiwane funkcjonalności wraz z sygnałami rynkowymi w postaci cen energii CE i cenotwórstwa czasu rzeczywistego CCR, co przedstawia syntetycznie na rys. 4.

Przy analizie rozwiązań najszerzej opisano zarządzanie mocą na osłonie OK1, ze względu na doświadczenie zdobyte przy realizacji projektu REWIPROMIEN [14]. W tym zakresie zaprezentowano m. in. praktyczne wyniki badań interfejsu PME, prosumenckiej mikroinfrastruktury energetycznej. Dla pozostałych osłon przedstawiono koncepcje i analizę

możliwości, oparte głównie o literaturę tematu. Dla osłony OK1 główne role przekształtników to zwiększenie zużycia energii ze źródeł OZE na potrzebny własne, kształtowanie profili mocy w punkcie przyłączenia jako reakcji na sygnały CCR (ewentualnie ograniczenia terminala sieciowego) oraz zwiększenie pewności zasilania poprzez możliwość pracy wyspowej.

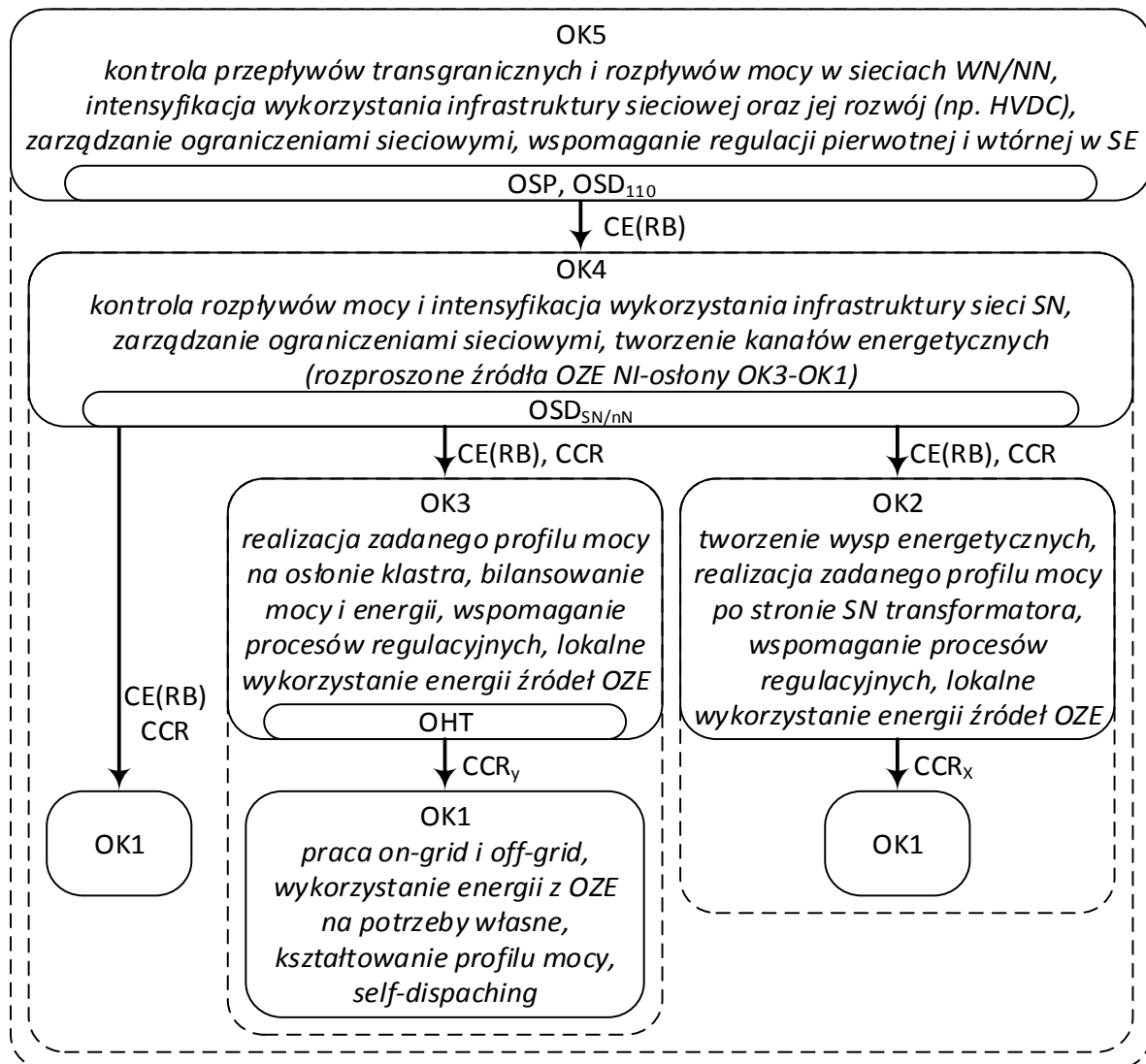


Rys. 3. Schemat ideowy integracji infrastruktury sieciowej z układami energoelektronicznymi na osłonach OK1-OK5

Przekształtniki stosowane na osłonie OK2 mają wspomagać proces zarządzania profilem mocy (po stronie SN transformatora) - terminal ZOK(E,P), uwzględniając ograniczenia sieciowe - terminal ZOS(U,I). Dodatkowo umożliwiają tworzenie w ramach OK2 wysp energetycznych. Na osłonie kontrolnej OK3 zadaniem przekształtników jest wspomaganie procesów regulacyjnych przy sterowaniu mocą (w stanach dynamicznych/przejściowych), tak aby utrzymywać zadane profile mocy (i wynikające z tego bilanse energii). Aby zapewnić lepsze właściwości źródeł OZE wyposaża się je w dodatkowe przekształtniki jednak te rodzaje przekształtników nie są omawiane. Reasumując, z punktu widzenia intensyfikacji wydolności infrastruktury sieciowej role przekształtników dla osłon OK1-OK3 sprowadzają się do tego aby jak najlepiej wykorzystać energię z zainstalowanych w nich źródeł OZE na potrzeby „lokalne”, np. klastra, przez co ogranicza się przepływy przez poszczególne osłony (poza sytuacjami gdy jest to pożądane). To z kolei prowadzi np. do redukcji kosztów przesyłu energii i ogranicza wymagania co do potrzeby bilansowania mocy po stronie WEK.

W sieciach SN (obszar OK4⁺) zadaniem przekształtników jest zapewnienie lepszej kontroli przepływów mocy, poprawa stopnia wykorzystania istniejącej infrastruktury sieciowej do przesyłu energii i zarządzanie ograniczeniami sieciowymi ZOS (U,I). Pozwoli to na kontrolowane tworzenie kanałów energetycznych między rozproszonymi źródłami (OZE) będącymi własnością NI a odbiorcami objętymi osłonami OK3-OK2 (przy lokalnym deficycie energii). Przekształtniki instalowane w sieciach 110-220-400 V (obszar OK4⁺) pozwolą na ograniczenie strat przesyłu (np. nowe układy HVDC), lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury sieciowej, tworzenie kanałów energetycznych do przesyłu energii oraz umożliwią wspomaganie procesów regulacyjnych w ramach regulacji pierwotnej i wtórnej (co jest istotne przy intensywnej generacji rozproszonej). Przekształtniki instalowane na osłonie kontrolnej OK5 mają natomiast za zadanie zapewniać lepszą kontrolę przepływów

transgranicznych, co pozwoli na lepsze wykorzystanie kupowanej/sprzedawanej energii na rynku europejskim i dopasowanie do rzeczywistego zapotrzebowania na moc.



Rys. 4. Rola układów energoelektronicznych na poszczególnych osłonach OK oraz umiejscowienie sygnałów rynkowych sterujących ich pracą

INTENSYFIKACJA WYDOLNOŚCI INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ nN-SN ZA POMOCĄ ROZWIĄZAŃ STOSOWANYCH W OSŁONACH OK1 - OK3

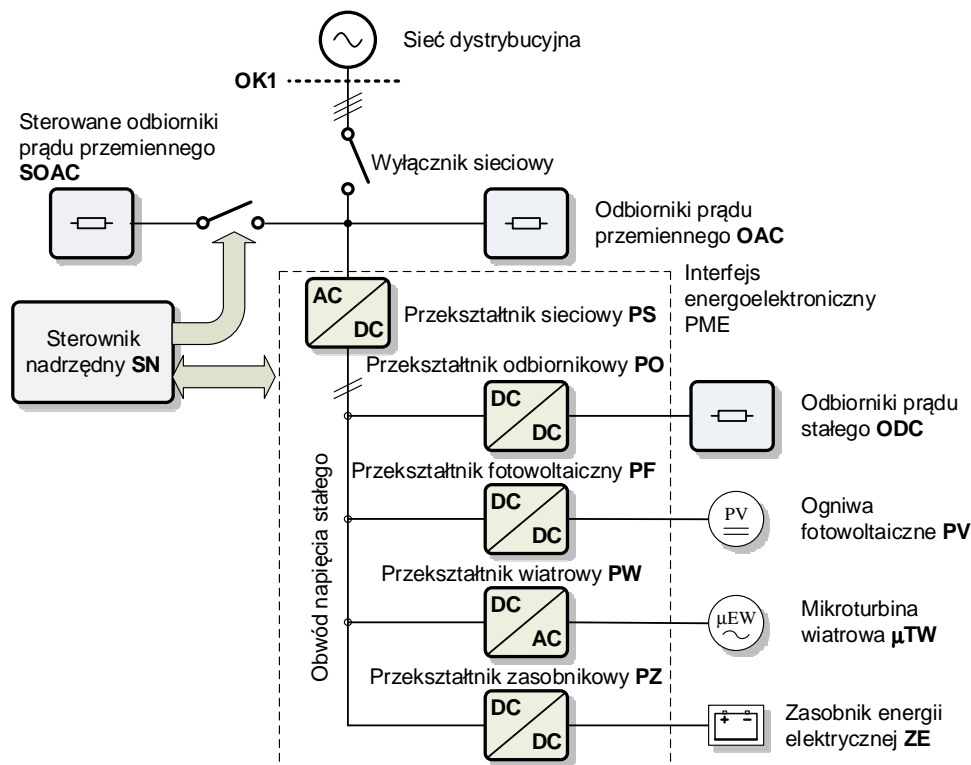
Na przestrzeni ostatnich kilku lat wzrasta liczba instalowanych w KSE źródeł rozproszonych OZE o produkcji wymuszonej. Ze względu na moc, zauważalny jest głównie wzrost produkcji energii w elektrowniach wiatrowych (instalowanych najczęściej przez niezależnych inwestorów NI), niemniej w segmencie ludnościowym wzrasta liczba instalacji fotowoltaicznych PV (relatywnie małej mocy). Ze względu na zmienny (zależny od warunków pogodowych) charakter pracy źródeł OZE o produkcji wymuszonej niezbędne jest ich łączenie (w ramach wybranych osłon OK1-OK2-OK3) ze źródłami regulacyjno-bilansującymi (np. generatory Diesla czy mikroelektrownie biogazowe). Pozwoli to na lokalne wykorzystanie energii (bez potrzeby jej przesyłania) przy ograniczonym wpływie warunków pogodowych

i zmniejszy obciążenia infrastruktury sieciowej. Wzrost liczby i mocy rozproszonych źródeł OZE stawia jednak wyższe wymagania związane z utrzymaniem parametrów energii elektrycznej (częstotliwości/dopuszczalnych zakresów wartości napięć) układom regulacji pierwotnej i wtórnej systemu KSE oraz, przy relatywnie wysokiej mocy źródła OZE, może prowadzić do nadmiernego wzrostu napięcia w przypadku rozdzielni z transformatorami bez dodatkowych odczepów (zagadnienia poruszone w Raporcie 7 [7]). Z tego względu zwiększa się rola układów energoelektronicznych wspomagających procesy regulacyjne (układy FACTS) oraz następuje ciągły rozwój rozwiązań przekształtnikowych dla źródeł OZE. W przypadku układów mikrogeneracyjnych współpracujących ze źródłami OZE wymaga się od nich spełnienia m. in. normy PN-EN 50438 (*Wymagania dla instalacji mikrogeneracyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia*) [15]. Norma ta określa m.in. potrzebę redukcji mocy układów mikrogeneracyjnych przy zmianach częstotliwości oraz wymagania dotyczące możliwości wpływania na wartość współczynnika mocy przez operatora, co jest w pełni realizowalne w typowych rozwiązaniach *on-grid*. Aczkolwiek w urządzeniach współpracujących ze źródłami OZE, przeznaczonymi dla instalacji domowych widoczny jest rozwój obejmujący integrację z zasobnikami energii, wzrost liczby tzw. przekształtników hybrydowych (umożliwiających pracę *off-grid* i *on-grid*) oraz wzrost liczby systemów pozwalających na zarządzanie pracą wybranych odbiorników energii (np. router OZE czy kontroler mocy zwrotnej). Systemy zarządzania pracą odbiorników, zintegrowane z układami energoelektronicznymi, umożliwiają lepsze wykorzystanie energii ze źródeł OZE na potrzeby własne, bez potrzeby instalacji u prosumenta drogiego zasobnika o relatywnie dużej pojemności. Uzyskuje się poprzez to lepszy efekt ekonomiczny z instalacji fotowoltaicznej oraz spłaszczenia profili mocy na przyłączy do sieci, co z kolei zwiększa wydolność danej instalacji nN. Przykładem takiego rozwiązania może być SMA FLEXIBLE STORAGE SYSTEM [16], który integruje w instalacji prosumenckiej przekształtniki współpracujące ze źródłami OZE, przekształtniki współpracujące z zasobnikami, system zarządzający energią i odbiornikami oraz elementy wykonawcze sterujące odbiornikami. Innym rozwiązaniem tego typu może być omówiony dalej interfejs PME.

Interfejs PME jako przykład rozwiązania dla osłony OK1. Interfejs energoelektroniczny PME powstał w ramach realizacji projektu REWIPROMIEN [14] i stanowi układ energoelektroniczny integrujący po stronie DC źródła OZE i zasobnik energii połączony wraz ze sterownikiem, który pozwala na zarządzanie pracą odbiorników w zależności od produkcji energii w źródłach OZE oraz zadanego profilu mocy. Budowę interfejsu energoelektronicznego PME przedstawia rys. 5, a funkcje poszczególnych przekształtników - tab. 1. Interfejs PME stanowi zespół przekształtników połączonych wspólną szyną DC, co zapewnia minimalną liczbę konwersji energii i niższy koszt. Dodatkowo możliwa jest integracja interfejsu z typowymi przekształtnikami współpracującymi ze źródłami OZE, czy agregatami prądotwórczymi poprzez objęcie ich w bilansie mocy PME.

Cechą charakterystyczną interfejsu PME jest modułowość, co pozwala to na dopasowanie do indywidualnych potrzeb prosumenta. Interfejs umożliwia pracę w dwóch trybach (*on-grid* i *off-grid*) z trzema strategiami sterowania (dla trybu *on-grid* możliwa jest praca z dwoma strategiami sterowania w zależności od stanu pracy przekształtnika zasobnikowego PZ). Aby umożliwić współpracę przekształtników w interfejsie w sposób autonomiczny (jedynie

przy przekazywaniu do przekształtnika sieciowego PS informacji o trybie i stanie pracy przekształtnika zasobnikowego PZ) opracowano odpowiednie algorytmy sterowania dla każdego z podukładów. Przekształtnik odbiornikowy PO służy do zapewnienia odpowiedniego napięcia na odbiorników DC i stanowi rodzaj zmiennego „obciążenia” dla wspólnej szyny DC interfejsu. Przekształtniki: fotowoltaiczny PF i wiatrowy PW przekazują energię ze źródeł OZE do wspólnej szyny DC (algorytmy MPPT) i uruchamiane są po osiągnięciu określonej wartości napięcia źródła OZE. Przy analizie działania interfejsu można je traktować jako źródła prądowe, o zmiennej wartości, podłączone do wspólnej szyny DC. Warunkiem poprawnej pracy interfejsu jest zapewnienie w każdych warunkach układu regulującego wartość napięcia szyny DC i zapewnienie bilansowania mocy w obwodach interfejsu. Rolę tę pełni w interfejsie przekształtnik sieciowy PS lub zasobnikowy PZ. W przypadku występowania obu przekształtników możliwa jest kontrola przepływu mocy między układami prądu przemiennego a zasobnikiem, co umożliwia zarządzania profilem mocy na osłonie kontrolnej OK1.



Rys. 5. Budowa interfejsu energoelektronicznego PME

Przekształtnik zasobnikowy pracuje głównie w trybie regulacji napięcia, co zapewnia bilans mocy, przy wykorzystaniu zmian energii zasobnika, niezależnie od tego czy interfejs pracuje jako układ *on-grid*, czy *off-grid*. Dzięki temu sterowanie związane z realizacją zadań istotnych dla osłony kontrolnej OK1 jest realizowane jedynie poprzez zmienną strategię sterowania w przekształtniku sieciowym PS, przy czym wybór strategii sterowania bazuje na informacji o trybie i stanie pracy przekształtnika zasobnikowego PZ.

Aby zapewnić optymalną pracę interfejsu wymagane jest zastosowanie odpowiedniego sterownika nadrzędnego, który odpowiada za kontrolę pracy odbiorników sterowanych SOAC oraz za generację newralgicznych sygnałów zadanych. Sterownik nadrzędny jest systemem zarządczo-sterowniczym dla infrastruktury PME i bazuje na pomiarach uzyskiwanych

z przekształtników (mocach źródeł OZE, stanie naładowania zasobnika oraz mocach odbiorników). Dodatkowo możliwe jest wykorzystanie sygnałów rynkowych (CCR) technologicznych do kształtowania zadanego profilu mocy – terminal ZOK(E,P). Ponieważ przekształtnik sieciowy PS autonomicznie dostosowuje swój tryb pracy do warunków w sieci i stanu pracy przekształtnika PZ, sterownik nadrzędny generuje sygnały zadane dla przekształtnika PS zależne od trybu pracy. Są to: profil mocy czynnej i/lub biernej, dla trybu *on-grid* lub napięcie odbiorników (w niewielkim zakresie) dla pracy *off-grid*. W dalszej części przedstawia się analizę pracy przekształtnika sieciowego PS, decydującego o realizacji określonych funkcji interfejsu.

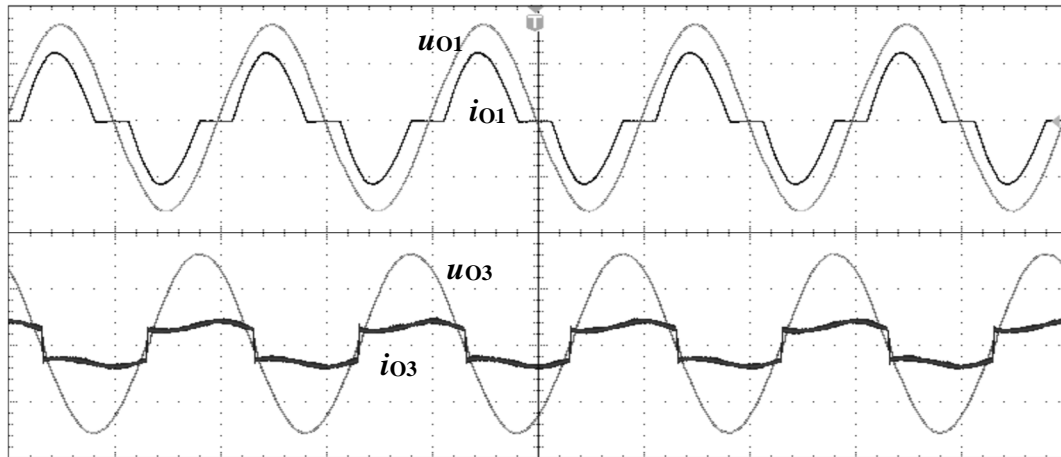
Tab. 1. Opis funkcji i zadań realizowanych przez przekształtniki w interfejsie PME

Nazwa przekształtnika	Tryb <i>off-grid</i>	Tryb <i>on-grid</i>
Przekształtnik sieciowy PS	Funkcja: integracja wspólnej szyny DC z siecią dystrybucyjną i odbiornikami, bilansowanie mocy w węźle przyłączeniowym	
	Zadania: zasilanie odbiorników w instalacji prosumenta, regulacja napięcia odbiorników	Zadania: kontrola mocy czynnej/kontrola napięcia szyny DC, kontrola mocy biernej w węźle przyłączeniowym (granica OK1)
Przekształtniki fotowoltaiczny PF i wiatrowy PW	Funkcja: dostarczanie energii ze źródeł OZE do wspólnej szyny DC	
	Zadania: śledzenie punktu mocy maksymalnej źródła OZE (algorytm MPPT)/praca na ograniczeniu prądowym	
Przekształtnik zasobnikowy PZ	Funkcja: integracja wspólnej szyny DC z zasobnikiem akumulatorowym, bilansowanie mocy w interfejsie energoelektronicznym IE	
	Zadania: kontrola napięcia szyny DC	Zadania: kontrola napięcia szyny DC/ kontrola mocy czynnej zasobnika energii/ładowanie zasobnika energii
Przekształtnik odbiornikowy PO¹ (opcjonalny)	Funkcja: stabilizacja napięcia na zaciskach odbiorników prądu stałego	
	Zadania: zasilanie odbiorników prądu stałego o określonej wartości napięcia	

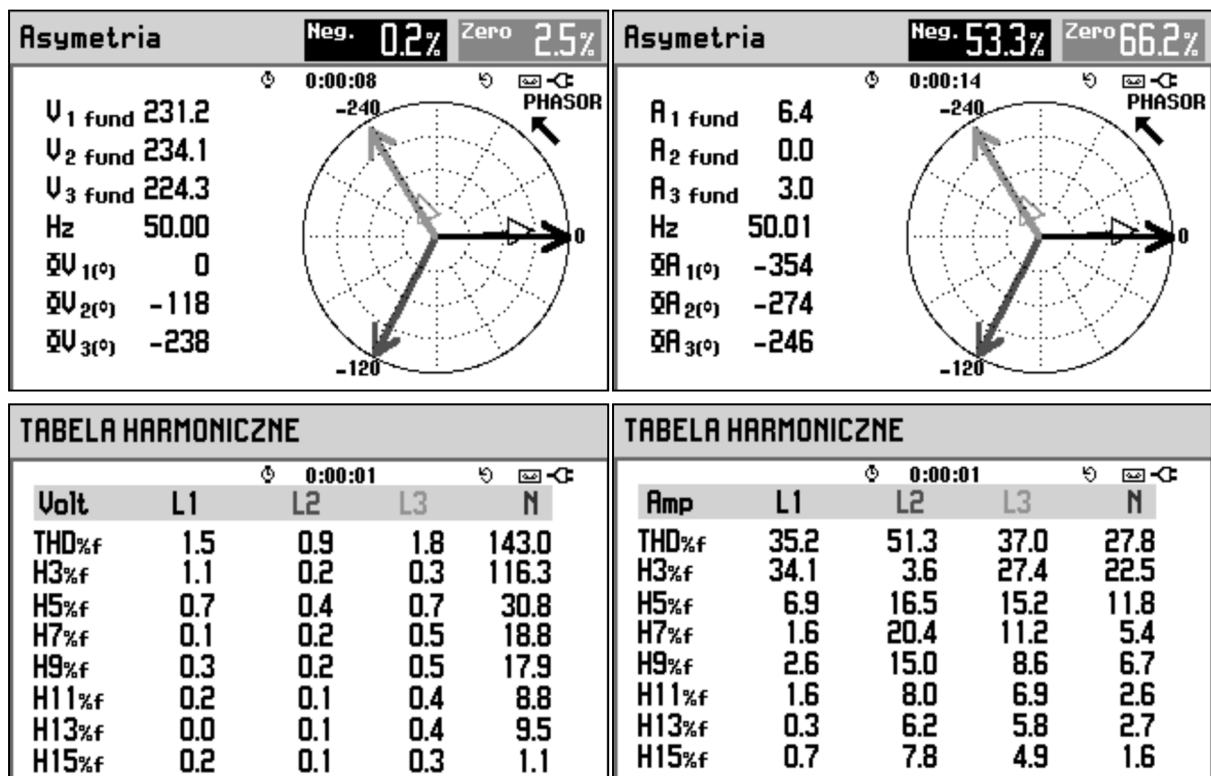
¹Przekształtnik PO został uwzględniony z uwagi na jego potencjał aplikacyjny w przyszłości (do bezpośredniego zasilania napięciem DC typowych odbiorników domowych, takich jak np. nowoczesne oświetlenie, komputery, sprzęt RTV, sprzęt AGD).

W strategii sterowania I (tryb *off-grid*) mikroinstalacja prosumencka PME jest odłączona od sieci (przez wyłącznik sieciowy). Przekształtnik PZ utrzymuje stałe napięcie w obwodzie DC. Przekształtnik PS zapewnia odpowiednie napięcie na zaciskach odbiorników i dostarcza do wymaganej moc czynną i bierną oraz generuje harmoniczne prądu wynikające z nieliniowości odbiorników. W rozwiązaniu trójfazowym czteroprzewodowym możliwe jest niezależne zasilanie różnych odbiorników w różnych fazach. Moc zasilająca odbiorniki w tej strategii jest generowana w źródłach OZE (i dostarczana do obwodu DC przez przekształtniki PF i PW), a pozostała część pochodzi z zasobnika lub jest w nim akumulowana (w zależności od bilansu).

Aby zapewnić racjonalne wykorzystanie energii, niezbędne jest wpływanie na pracę odbiorników poprzez sterownik nadrzędny. Wykorzystuje on informacje o poziomie naładowania zasobnika SOC, mocy generowanej przez źródła OZE oraz mocy czynnej pobieranej przez odbiorniki prądu przemiennego. Sterownik może dodatkowo ograniczać moc pobieraną ze źródeł OZE przez przekształtniki generatorowe (PF i PW) w przypadku braku możliwości jej zużycowania lub gromadzenia.



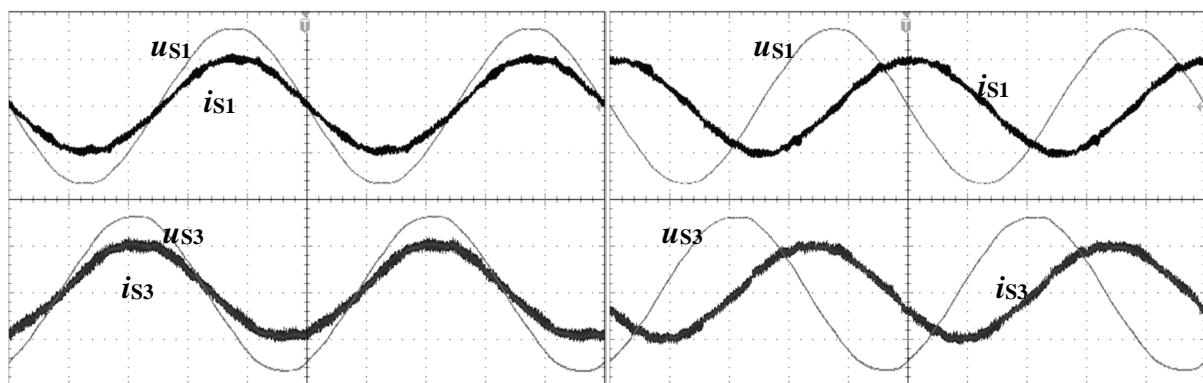
Rys. 6. Badania laboratoryjne w trybie *off-grid* (strategia sterowania I). Przebiegi napięć (200 V/dz.) i prądów odbiorników (10A/dz.).



Rys. 7. Badania laboratoryjne w trybie *off-grid* (strategia sterowania I). Składowe symetryczne napięć i prądów (u góry) i zawartości harmoniczných (na dole)

Na rys. 6 i 7 pokazano pracę interfejsu w strategii I (*off-grid*), przy zasilaniu dwóch nieliniowych odbiorników (układ niesymetryczny). Na rys. 6 pokazano przebiegi napięć i prądów odbiornika w dwóch fazach. Mimo zasilania odbiornika nieliniowego, niesymetrycznego napięcia zasilające odbiorniki charakteryzują się znikomym odkształceniem, dzięki dużej dynamice kształtowania prądu. Na rys. 7 pokazano wartości składowej przeciwnej i zerowej napięć i prądów odbiorników oraz zawartości harmoniczných napięć i prądów odbiorników. Niewielka zawartość składowej przeciwnej, zerowej oraz harmoniczných napięcia (w stosunku do prądów) potwierdza poprawność działania interfejsu. Przejście do pracy w trybie *off-grid* może następować w przypadku wystąpienia problemów z zasilaniem (zwiększenie pewności zasilania) jak również może być reakcją na sygnały CCR lub techniczne generowane przez operatora OSD/OHT, np. w celu ograniczenia przepływu mocy w linii nN.

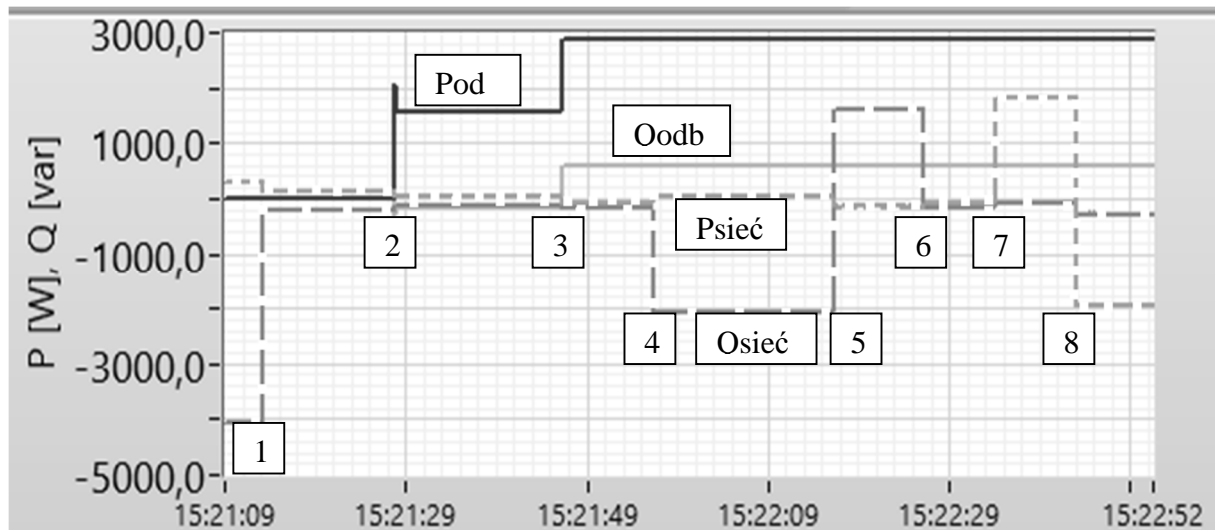
W strategii sterowania II (tryb *on-grid*, pracujący przekształtnik zasobnikowy PZ) mikroinstalacja prosumencka PME podłączona jest do sieci, a przekształtnik PZ kontroluje napięcie szyny DC. Przekształtnik sieciowy PS realizuje zadane w sterowniku nadrzędnym profile mocy czynnej i biernej w punkcie przyłączenia do sieci. Jednocześnie dostarczana jest moc do odbiorników AC. Uwzględnienie w algorytmie sterowania przekształtnika PS prądów odbiorników zapewnia dodatkowo ograniczanie wpływu tych odbiorników na sieć (moc bierna, harmoniczne w prądach, asymetria obciążenia). Aby zasobnik energii nie był nadmiernie rozładowywany przy realizacji zadanego profilu mocy sterownik nadrzędny dopasowuje pracę odbiorników sterowanych do aktualnej produkcji w źródłach OZE. W tej strategii możliwa jest praca *semi off-grid* (moc w punkcie przyłączenia do sieci jest równa 0) należy taktować jako szczególny przypadek pracy ze strategią sterowania II. Na rys. 8 do 10 pokazano pracę interfejsu IE w trybie II (*on-grid*) uzyskane w trakcie badań laboratoryjnych.



Rys. 8. Badania laboratoryjne przekształtnika w trybie *on-grid* (strategia sterowania II). Napięcie i prąd sieci przy zadanej mocy czynnej (po lewej) i mocy biernej (po prawej)

Rys. 8 przedstawia przebiegi napięć i prądów dwóch faz przy realizacji zadanej mocy czynnej i biernej na osłonie OK1. Jak można zauważyć prądy sieci mają kształt quasi-sinusoidalny, charakteryzują się niewielką zawartością harmoniczných ($THD_I < 5\%$) i dużą symetrią. Funkcjonalność polegającą na realizacji zadanego profilu mocy czynnej i biernej na osłonie OK1 (niezależnie od zmian mocy odbiornika) pokazuje rys. 9, gdzie przedstawiono moce czynne i bierne odbiorników oraz sieci, dla różnych stanów pracy (cyframi zostały oznaczone chwile zmian warunków pracy). W chwili 1 następuje przełączenie zadanej mocy Q sieci z wartości $-3,5$ kVAr na 0 kVAr, następnie aż do chwili 4 następuje zadawanie

zerowej mocy czynnej i biernej na osłonie OK1. W chwilach 2 i 3 następuje załączenie kolejnych odbiorników, co zmienia moc czynną i bierną odbiorników, ale moce sieci praktycznie nie zmieniają się. W chwilach 5, 6 i 7 następują zmiany mocy biernej zadanej, natomiast w chwilach 7 i 8 zmiany mocy czynnej zadanej. Uzyskane wyniki potwierdzają niezależną kontrolę mocy czynnej i biernej oraz brak wpływu na te moce zmian obciążenia.

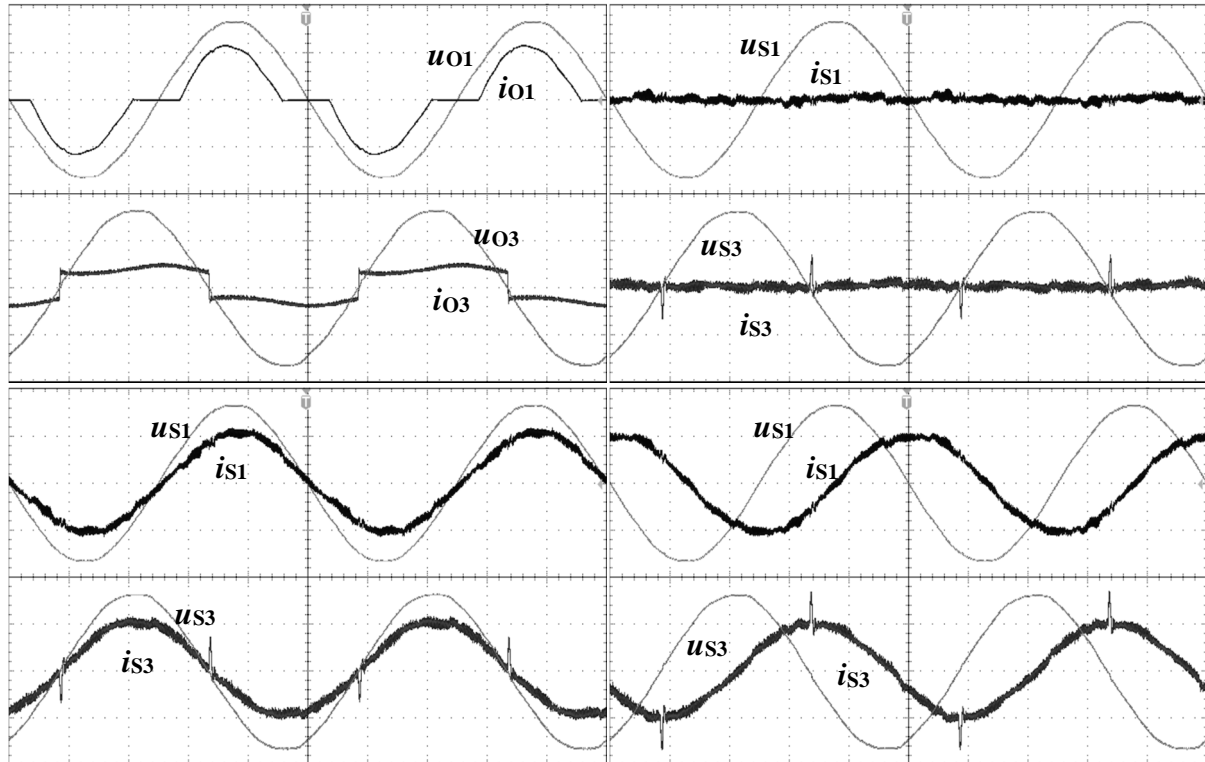


Rys. 9. Praca przekształtnika w trybie *on-grid* (strategia sterowania II). Profile mocy czynnej i biernej odbiorników oraz osłony OK1 dla zmianach wartości zadanych i mocach odbiorników

Rys. 10 prezentuje pracę z różną mocą zadaną, przy równoczesnym zasilaniu odbiorników. W teście zasilane były dwa nieliniowe odbiorniki tworzące układ niesymetryczny. Pokazane zostały prądy i napięcia sieci dla zerowej mocy zadanej (tryb *semi off-grid*), zadanej mocy czynnej i biernej. Jak można zauważyć w strategii sterowania II możliwa jest kontrola mocy w punkcie przyłączenia do sieci, niezależnie od zmian mocy obciążenia – realizacja terminala ZOK(E,P). Dodatkowo interfejs realizuje funkcjonalności związane z redukcją negatywnego wpływu odbiorników na sieć w postaci redukcji harmonicznych oraz symetryzacji prądów. Funkcjonalności te realizowane są autonomicznie, niezależnie od kształtowania profili zadanych dla osłony OK1. Efekt niedoskonałej redukcji harmonicznych widoczny jest w postaci impulsu prądu związany z dużą dynamiką zmian prądu odbiornika i ograniczoną dynamiką przekształtnika PS.

W strategii sterowania III (tryb *on-grid*) mikroinstalacja PME również jest podłączona do sieci, jednak w interfejsie nie występuje (lub jest wyłączony) przekształtnik zasobnikowy PZ. Kontrolę nad napięciem szyny DC przejmuje przekształtnik sieciowy i zapewnia bilansowanie mocy w interfejsie. Strategia sterowania skutkuje brakiem możliwości sterowania mocą czynną w punkcie przyłączenia, natomiast możliwe jest realizowanie zadanego w sterowniku nadrzędnym profilu mocy biernej na osłonie kontrolnej OK1 oraz, jak dla strategii II, redukcja negatywnego wpływu odbiorników na sieć. Mimo tego, że sterownik nadrzędny nie może bezpośrednio wpływać na moc czynną w punkcie przyłączenia do sieci, możliwe jest pośrednie wpływania na tę moc poprzez sterowanie odbiornikami. Aby optymalizować realizację algorytmu sterowania odbiornikami wymagana jest informacja o mocy generowanej przez

źródła OZE i mocy czynnej pobieranej przez odbiorniki. W przypadku pracy interfejsu w trybie *on-grid* uzyskuje się zbliżone przebiegi jak na rys. 8 – 10, przy czym różnica polega na braku możliwości kontrolowania mocy czynnej na osłonie OK1 (moc ta wynika z bilansu między mocą generowaną w źródłach OZE i mocą odbiorników).



Rys. 10. Badania laboratoryjne przekształtnika w trybie *on-grid* (strategia sterowania II). Napięcie i prąd odbiornika w dwóch fazach oraz napięcie i prąd sieci w dwóch fazach dla: trybu *semi off-grid*, dla generacji mocy czynnej i dla generacji mocy biernej

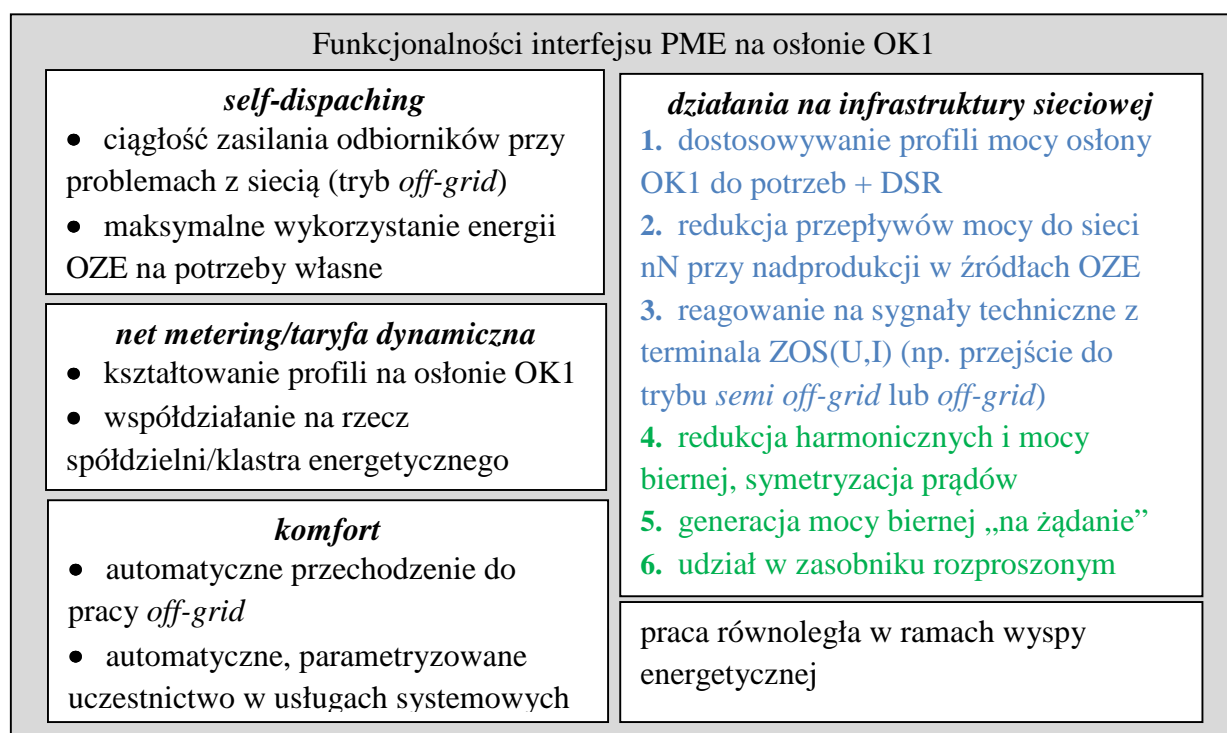
Podsumowując prezentowany interfejs PME wydaje się urządzeniem odpowiednim dla osłony OK1 w kontekście pracy w ramach mono rynku energii elektrycznej OZE. Rys. 11 przedstawia syntetycznie funkcjonalności interfejsu PME z zaznaczeniem tych które są bezpośrednio (kolor niebieski – punkty 1-3) i pośrednio (kolor zielonym – punkty 4-6) związane z możliwością zwiększania wydolności infrastruktury technicznej sieci.

W aspekcie działania na mono rynku energii elektrycznej (w kontekście *self-dispatchingu*) ważne są zdolności interfejsu PME do zarządzania odbiornikami i zasobnikiem, tak aby energia ze źródeł OZE wykorzystana została w osłonie OK1 oraz do zapewnienia ciągłości zasilania infrastruktury prosumenta przy wystąpieniu problemów z siecią (determinowane przez pojemność zasobnika i sterowanie odbiornikami). Możliwość pracy hybrydowej zwiększa komfort prosumenta, ale może być środkiem do krótkotrwałego zwiększania wydolności infrastruktury sieciowej nN. Aby racjonalizować koszty zakupu zasobnika, najlepszym rozwiązaniem jest automatyczne sterowanie wybranymi odbiornikami tak, aby odbiorniki które wymagające załączenia (w określonego okresu czasu) załączane były w chwilach generacji odpowiedniej mocy w źródłach OZE. Pozostała energia ze źródeł OZE gromadzona jest w zasobniku, a dopiero w następnej kolejności przekazywana do sieci dystrybucyjnej (z wykorzystaniem *net meteringu*). Odpowiednie planowanie pracy systemu źródła OZE –

zasobnik – odbiorniki może również chronić sieć przed powstawaniem wzrostów napięcia w liniach nN spowodowanych nadmierną generacją w słoneczne dni.

W ramach osłony OK1 możliwe jest również realizowanie wybranych usług systemowych na rzecz operatorów OSD/OHT (kosztem zmniejszenia komfortu prosumenta). Pierwszym może być funkcja rozproszonego zasobnika energii, co zmniejsza koszty inwestycyjne po stronie operatora (koszty ponoszą prosumenci, którzy wykorzystują zasobniki również do innych celów). Aktywacja niniejszej funkcji powinna odbywać się automatycznie (bez potrzeby reakcji prosumenta), poprzez odpowiednie sygnały sterujące (po wcześniejszym określeniu warunków współpracy w umowach). Kolejną funkcjonalnością może być DSR, gdzie poprzez sygnały CCR operator wpływałby na profile mocy na osłonie OK1, przy czym prosument miałby wpływ na poziom swojego „wsparcia” poprzez parametryzację priorytetu pracy w sterowniku nadrzędnym. Dalszą usługą systemową może być rozproszony układ generacji mocy biernej (lokalnie, przy zredukowanych kosztach przesyłu). Wymagałoby to wytworzenia odpowiednich sygnałów u operatora i ustalenia zasad takiego działania (podobnie jak ma to miejsce w elektrowniach wiatrowych). Interfejs umożliwi realizację profilu mocy biernej, przy istniejących ograniczeniach co do mocy pozornej przekształtnika PS. W przypadku działania w ramach osłony OK2 wpływanie na moc czynną i bierną w osłonie OK1 pozwala na równoległą pracę w ramach wyspy energetycznej co zostało omówione dalej.

Pośrednią metodą intensyfikacji wydolności infrastruktury jest realizowana w OK1 kompensacja mocy biernej, redukcja harmonicznych prądu i symetryzacja obciążeń (szczególnie znaczące z w aspekcie obciążania przewodu neutralnego przyłącza).



Rys. 11. Właściwości interfejsu PME w kontekście jego stosowania na osłonie OK1

Zastosowanie rozwiązań prądu stałego do zwiększania wydolności infrastruktury. Jedną z metod redukcji strat w sieciach jest stosowanie rozwiązań prądu stałego DC. Zasadniczo

systemy DC stosuje się w sieciach przesyłowych NN (HVDC), gdzie o opłacalności ich stosowania decyduje między innymi długość linii [12]. Poniżej przedstawiono analizę możliwości zastosowania linii DC dla przypadku zasilania odbiorców z linii kablowej nN o długości 250 m. Założono, że odbiory zostały skupione do zastępczego o mocy $P_Z = 45$ kW (mały blok wielorodzinny), a zasilanie wykonane jest czterema żyłami miedzianymi o średnicy 35 mm^2 . Rezystancję żył przyjęto na poziomie $R_L = 0,6 \text{ } \Omega/\text{km}$. Schemat układu dla zasilania prądem przemiennym jak i prądem stałym pokazano na rys. 12. Do wyznaczania strat mocy przy prądzie przemiennym można posłużyć się zależnościami:

$$I_Z = \frac{P_Z}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \lambda} \quad (1)$$

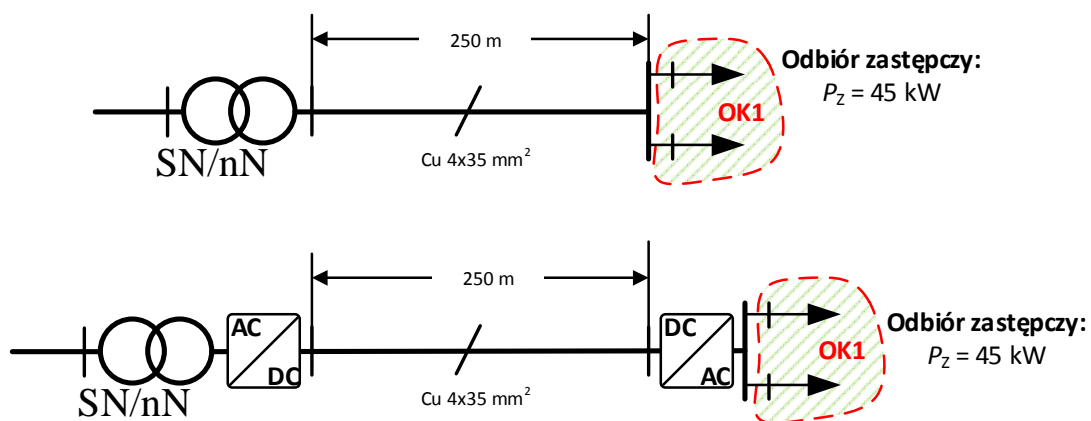
$$\Delta P = 3 \cdot I_Z^2 \cdot R_L \quad (2)$$

gdzie: I_Z – zastępczy prąd sieci o napięciu znamionowym U_n ;

λ – współczynnik mocy odbioru zastępczego;

ΔP - straty mocy w linii zasilającej

Dla zasilania prądem przemiennym wyznaczono straty mocy przy różnych wartościach współczynnika mocy (tab.2 – kolor niebieski). Ze względu na zasilanie małego bloku mieszkalnego należy liczyć się z odkształceniami prądu i wartością współczynnika mocy znacząco niższą od jedności. W takim przypadku wystąpi również generacja strat w przewodzie zerowym, ale w celu uproszczenia wpływ harmonicznych będących krotnością trzy oraz asymetria odbiorów został pominięty (straty mocy dla rozwiązania AC zostały zaniżone). Należy również pamiętać, że w przypadku prądów odkształconych dodatkowe straty pojawią się również w transformatorze w rozdzielni.



Rys. 12. Przykład zasilania linią nN prądu przemiennego i stałego

W przypadku gdy po stronie rozdzielni i po stronie odbiorników zastosowano zostaną dodatkowe przekształtniki AC/DC i DC/AC możliwe jest wykorzystanie tych samych żył w układzie prądu stałego. Przekształtnik po stronie rozdzielni stabilizuje napięcie w obwodzie DC a przemiennik DC/AC służy do wytworzenia sieci trójfazowej dla osłony OK1. Przy założeniu braku możliwości zwrotu energii z OK1 możliwe jest zastosowanie jako

przekształtnika AC/DC prostownika diodowego, natomiast alternatywą może być prostownik tranzystorowy PWM, który zapewnia dodatkowe funkcjonalności, jakimi jest, np. nadsięćna regulacja napięcia obwodu DC, quasi-sinusoidalne prądy strony wtórnej transformatora czy kompensacja mocy biernej. Przy zachowaniu odpowiedniego zapasu napięcia w obwodzie DC przekształtnik DC/AC zapewnia stałe parametry napięcia i częstotliwości dla osłony OK1, niezależnie od zmian napięcia w obwodzie DC. Obwód DC umożliwia dodatkowo prostą integrację zasobników energii oraz źródeł PV (np. z poprzez układy *power optimizer*).

W przypadku wykorzystania identycznego zestawu żył do wykonania linii kablowej możliwe jest równoległe łączenie dwóch żył dla potencjału dodatniego i ujemnego (redukcja rezystancji). Możliwe jest również stosowanie wyższych napięć niż w przypadku sieci nN, co pozwala na redukcję wartości prądu DC, który jest powiązany z mocą czynną ($I_{DC} = P_Z / U_{DC}$). Ponieważ napięcie przemiennie generowane jest na osłonie OK1 nie istnieje problem z asymetrią odbiorników i harmonicznymi prądu, która nie obciąża w tym przypadku transformatora w rozdzielni.

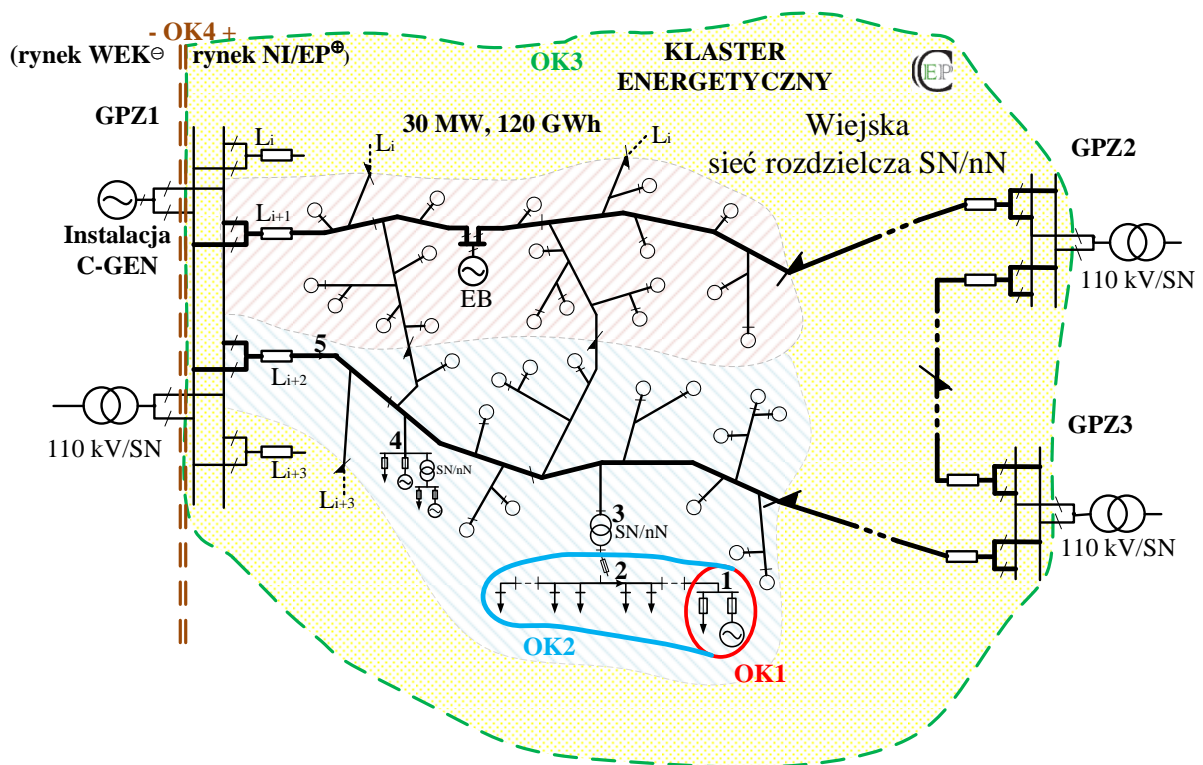
Wartości strat mocy oraz sprawności dla rozwiązania napięcia stałego (tab. 2, kolor zielony) przedstawiono przy różnych poziomach napięć w obwodzie DC. Dla każdego z poziomów napięcia DC uzyskuje się znacząco niższą moc strat ($\Delta P = 2 \cdot I_{DC}^2 \cdot R_L / 2$) niż dla rozwiązania prądu przemiennego AC i wynikającą z tego wyższą sprawność łącza DC (powyżej 98 %). Jednak przy porównaniu obu wariantów należy uwzględnić również sprawność przekształtników, którą przyjęto na 96%. Tak sprawność sumaryczna przekształtników jest wartością realną (przykładowa sprawność przekształtników solarnych z dwoma stopniami przetwarzania wynosi 98%). Ostatecznie sprawność dla toru przetwarzania od zacisków nN transformatora do wyjścia przekształtnika DC/AC przedstawiona została w ostatniej kolumnie tab. 2. Jest ona porównywalna ze sprawnością rozwiązania prądu przemiennego dla wartości współczynnika mocy $\lambda = 0,9$. W przypadku dłuższych linii kablowych oraz niższych współczynników mocy wyższe sprawności będą uzyskiwane dla rozwiązania DC. Wyniki potwierdzają, że jedną z możliwości intensyfikacji wydolności infrastruktury (co dotyczy wszystkich poziomów napięć, nie tylko WN) jest stosowanie rozwiązań prądu stałego.

Tab. 2. Porównanie rozwiązania prądu przemiennego AC i stałego DC

Rozwiązanie prądu przemiennego AC				Rozwiązanie prądu stałego DC					
λ	I_Z [A]	ΔP [kW]	η_{AC} [%]	U_{DC} [V]	I_{DC} [A]	ΔP [kW]	η_{DC} [%]	η_P [%]	η_{AC} [%]
1,0	64,9	1,90	95,8	600	75,0	0,84	98,1	96,0	94,2
0,9	72,2	2,34	94,8	650	69,2	0,72	98,4	96,0	94,5
0,8	81,2	2,97	93,4	700	64,3	0,62	98,6	96,0	94,7
0,7	92,8	3,87	91,4	750	60,0	0,54	98,8	96,0	94,8
0,6	108,3	5,27	88,3	800	56,3	0,47	98,9	96,0	95,0

Rozwiązania stosowane na osłonach kontrolnych OK2 i OK3. Osłona OK2 obejmuje sieć promieniową nN od zacisków wtórnych transformatora SN/nN. W osłonie mogą występować odbiorcy/prosumenci działający w ramach spółdzielni energetycznej lub klastra

energetycznego oraz odbiorcy pasywni, pozostający klientami sprzedawcy zobowiązanego. Osłona kontrolna OK3 klastra energetycznego obejmuje sieci SN (wraz z sieciami nN) zasilane z kilku GPZ-ów. Ze względu na brak fizycznych granic klastra mamy do czynienia z postacią wirtualną osłony. Należy zaznaczyć, że podmiotem odpowiedzialnym za sieci z których korzysta klastr jest operator OSD(nN-SN). Z tej samej sieci mogą również korzystać spółdzielnie energetyczne i odbiorcy pasywni. Przykładową sieć z naniesionymi osłonami kontrolnymi OK2 i OK3 pokazano na rys. 13.



Rys. 13. Osłony kontrolne OK2 i OK3 w sieciach SN i nN

Realizacja zadań klastra energetycznego (spółdzielni energetycznej) wiąże się z instalacją w osłonach OK2-OK3 źródeł OZE o produkcji wymuszonej (np. elektrownie wiatrowe) oraz źródeł regulacyjno-bilansujących (np. elektrowni biogazowych). Zarządzanie profilami mocy na osłonach OK2 i OK3 ogranicza niekontrolowane przepływy przez te osłony. Realizuje się to poprzez bilansowanie mocy źródeł rozproszonych i odbiorców, przy uwzględnieniu ograniczeń sieciowych. Przy bilansowaniu (energii) i regulacji mocy wykorzystuje się sygnały cenotwórstwa czasu rzeczywistego CCR i sygnały techniczne wewnątrzosłonowe. Za zarządzanie zadanym profilem mocy odpowiada w ramach klastra operator OHT, natomiast w ramach osłony kontrolnej OK2 (w tym spółdzielni energetycznej) sterownik nadrzędny osłony OK2. Zarządzanie profilem mocy uwzględnia ceny energii CE, np. z umów z inwestorami niezależnymi NI (z uwzględnieniem dodatkowych usług systemowych, np. DSR/DSM), prognozy produkcji (w źródłach OZE), stany naładowania zasobników oraz sygnały techniczne od operatora OSD – terminale ZOS(I,U). W dalszej części najpierw przeanalizowano osłonę OK2, a następnie pokazano różnice i podobieństwa związane

z działaniem OK3, wraz z rodzajami układów przekształtnikowych (wykonawczych) charakterystycznych dla każdej z osłon.

Za realizację profilu mocy osłony kontrolnej OK2 odpowiada nadrzędny (mikroprocesorowy) sterownik OK2. W przypadku spółdzielni energetycznej sterownik analizuje sygnały CE/CCR i na ich podstawie wyznacza zadany profil mocy OK2. Algorytm wyznaczania profilu zadanego ma na celu minimalizację kosztów energii (w oparciu o zasoby występujące na osłonie OK2), przy uwzględnieniu ograniczeń sieciowych – terminal ZOS(I,U). Zadany profil jest realizowany przez sterownik nadrzędny OK2 poprzez sygnały sterujące układami na osłonie OK2 (np. $P, Q_{\mu EB}$) i generację sygnałów CCR dla osłon OK1. Zadania sterownika OK2 dla klastra energetycznego upraszczają się realizacji zadanych profili mocy dla osłony OK2 (P, Q_{ZOK2}). Rozdzielanie przez OHT profili mocy na poszczególne osłony OK2 ma na celu wyrównywanie wykorzystania sieci w ramach OK3. Profil mocy dla osłony kontrolnej OK2 będzie składał się z profilu kontrolowanego oraz niekontrolowanego (odbiorcy pasywni). Wymagane jest więc opomiarowanie prosumentów i układów działających w ramach klastra/spółdzielni w celu wyznaczenie sumarycznego profilu OK2. Gdy wszyscy użytkownicy objęci OK2 są członkami spółdzielni/klastra wystarczające są pomiary na zaciskach strony wtórnej transformatora SN/nN. Dalsze rozważania dotyczą spółdzielni energetycznej jako przypadku ogólnego i stanowią próbę opracowania algorytmu zarządzania mocą dla OK2 .

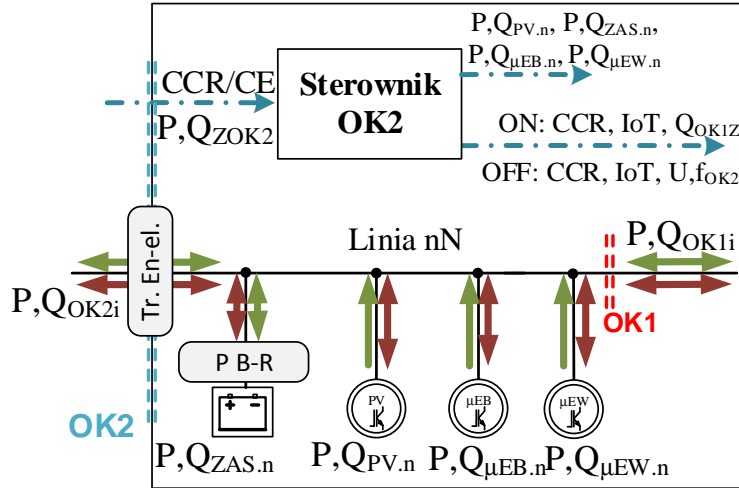
Schemat ideowy OK2, obejmujący odbiorców i źródła wytwórcze, sterownik OK2 oraz sygnały sterujące pokazano na rys. 14. W ramach osłony OK2 mogą być instalowane źródła PV, mikroelektrownie biogazowe, mikroelektrownie wiatrowe oraz przekształtnik bilansująco-regulacyjny P B-R, współpracujący z zasobnikiem energii. Przekształtnik P B-R stanowi główny element wykonawczy w ramach osłony OK2 w warstwie zarządzania mocą – terminal ZOK(E,P), natomiast przy bilansowaniu energii najważniejsza jest mikroelektrownia biogazowa (o ograniczonej dynamice) wyposażona w zasobnik. Pokazane kierunki przepływu mocy oraz sygnały sterujące obowiązują dla trybów *on-grid* i *off-grid*. W stacji transformatorowej zainstalowany jest strażnik mocy – terminal sieciowy ZOS(I,U).

Przekształtnik bilansująco-regulacyjny jest rozwiązaniem równoległym stosowanym z klasycznym transformatorem SN/nN. Możliwe są również inne rozwiązania, np. pokazany na rysunku transformator energoelektroniczny Tr. En.-el, charakteryzujący się funkcjonalnościami takimi jak: stała (niezależna od zmian po stronie SN) wartość napięcia i częstotliwości po stronie nN, jednostkowy współczynnik mocy lub generacja zadanej mocy biernej po stronie SN, niezależnie od stanu pracy odbiorników nN. Integracja transformatora energoelektronicznego z zasobnikiem energii umożliwia realizację funkcjonalności P B-R. Ze względu na umieszczenie w sieci idea pracy i działanie przekształtnika jest zbliżone do przekształtnika sieciowego interfejsu PME dla OK1 i zależy od pojemności zasobnika.

Gdy zasobnik dobrany jest jako regulacyjny (pokrycie zapotrzebowania przy skokowej zmianie obciążenia) przy każdej zmianie mocy wymagane jest przejściu mikroelektrowni biogazowej do nowego punktu pracy. Proponuje się dobierać moc przekształtnika na połowę mocy transformatora (oczekiwany maksymalny zakres zmian obciążenia), natomiast energię zasobnika na pracę przekształtnika z mocą nominalną przez 10 stałych czasowych wynikających z dynamiki źródła bilansującego. Przy większych pojemnościach zasobnika możliwe będzie jego wykorzystanie do realizacji profilu mocy w stanach statycznych i przy pracy w trybie *off-grid*. Przy bilansowaniu możliwe jest wykorzystanie wirtualnego zasobnika

tworzonego z zasobników rozproszonych w ramach osłon kontrolnych OK1.

Optymalizacja pracy przekształtnika B-R oraz zasobnika może obejmować odbiorców pasywnych w osłonie OK2. Wtedy nadwyżki energii przekazywane są do odbiorców pasywnych, zamiast zasobnika. Takie działanie może być traktowane jako pośrednia metoda intensyfikacji wydolności sieci.



Rys. 14. Sterowanie mocą na osłonie kontrolnej OK2

Profil mocy osłony OK2 opisuje zależność:

$$P_{OK2}(t) = \sum_{i=0}^k P_{OK1_i}(t) + \sum_{i=0}^l P_{OZE_i}(t) + P_{\mu EB}(t) - P_{PB-R}(t) \quad (3)$$

gdzie: $P_{OK2}(t)$ - profil mocy osłony OK2, $\sum_{i=0}^k P_{OK1_i}(t)$ – sumaryczny profil mocy osłon OK1 (działających w spółdzielni/klastrze energetycznym), $\sum_{i=0}^l P_{OZE_i}(t)$ – sumaryczny profil mocy źródeł OZE o produkcji wymuszonej, $P_{\mu EB}(t)$ - profil mocy mikroelektrowni biogazowej, $P_{PB-R}(t)$ - profil mocy przekształtnika bilansująco-regulacyjnego.

Uwzględniając odbiorców pasywnych profil mocy strony nN transformatora opisuje zależność:

$$P_{OK2'}(t) = P_{OK2}(t) - \sum_{i=0}^m P_{OP_i}(t) \quad (4)$$

gdzie: $P_{OK2'}(t)$ - profil mocy strony nN transformatora, $\sum_{i=0}^m P_{OP_i}(t)$ – sumaryczny profil mocy odbiorców pasywnych.

Minimalizacja przesyłu energii do OK2 może być realizowana poprzez ograniczanie przepływu mocy przez osłonę OK2 ($P_{OK2}(t) \approx 0$) lub ograniczanie przepływu mocy przez uzwojenia transformatora ($P_{OK2'}(t) \approx 0$).

W spółdzielni energetycznej zadany profil mocy $P_{OK2_REQ}(t)$ wyznacza algorytm sterownika OK2, który może być parametryzowany (progi dla odpowiednich reakcji) w celu optymalizacji kosztów. Możliwe jest też wpływanie na profil mocy poprzez terminal ZOS(I,U).

Z bilansem mocy wiąże się bilans energii zasobników (głównie zasobnika gazu w mikroelektrowni biogazowej oraz zasobnika rozproszonego - osłony OK1). Poziomy naładowania zasobników, prognozowane produkcje w źródłach OZE oraz prognozowane profile zużycia energii stanowią dodatkowy czynnik korygujący zadany profil mocy OK2.

Przykładowy algorytm na zadany profil mocy dla osłony OK2 opisuje zależność:

$$P_{OK2_REQ}(t) = P_U(t) + k_1 \cdot P_{CE}(CE(t)) + k_2 \cdot P_{SOC}(SOC(t)) \quad (5)$$

gdzie: $P_U(t)$ - bazowy profil mocy wynikający np. z umów z operatorami (w przypadku braku umów wynosi on 0), $P_{CE}(CE(t))$ - profil mocy zależny od cen energii, $P_{SOC}(SOC(t))$ - profil mocy wynikający ze stanu naładowania zasobników, k_1, k_2 są współczynnikami skalowania. Przykładową zależność zadanego profilu mocy od naładowania zasobników elektrycznych ($P_{SOC}(SOC)$) określa (6), gdzie założono liniowe zmiany profilu mocy przy zmianach stanu naładowania SOC (przy założonej strefie nieczułości (SOC_{LD}, SOC_{LG})). Parametry P_{SOC_MIN} , P_{SOC_MAX} oznaczają wartości minimalne i maksymalne mocy dobierane przy dostrajaniu sterownika. Podobną zależność można określić dla zadanego profilu mocy od ceny energii CE.

$$P_{SOC}(SOC) = \begin{cases} -\frac{P_{SOC_MIN}}{SOC_{LD} - SOC_{MIN}} \cdot (SOC_{LD} - SOC) & \text{dla } SOC < SOC_{LD} \\ 0 & \text{dla } SOC_{LD} \geq SOC \geq SOC_{LG} \\ \frac{P_{SOC_MAX}}{SOC_{MAX} - SOC_{LG}} \cdot (SOC - SOC_{LG}) & \text{dla } SOC > SOC_{LG} \end{cases} \quad (6)$$

Zadaną wartość profilu mocy dla przekształtnika B-R (układu wykonawczego, aktywowanego głównie w stanach dynamicznych) określa zależność:

$$P_{PB-R_REQ}(t) = P_{OK2_REQ}(t) - \sum_{i=0}^k P_{OK1_i}(t) - \sum_{i=0}^l P_{OZE_i}(t) - P_{\mu EB}(t) \quad (7)$$

Wykorzystanie profilu mocy zasobnika $P_{PB-R}(t)$ ma zasadniczo charakter krótkotrwały. W celu zapewnienia bilansu mocy osłony OK2, na podstawie zależności (7) sterownik OK2 określa zadaną wartość mocy dla mikroelektrowni biogazowej $P_{\mu EB_REQ}(t)$, w zależności od algorytmu ładowania/rozładowywania zasobnika lub poprzez przyjęcie $P_{PB-R_REQ}(t) = 0$ dla zasobnika regulacyjnego.

Dodatkowymi sygnałami pozwalającymi na bilansowanie są wewnątrzosłonowe sygnały CCR i sygnały sterujące wybranymi odbiornikami (generowane w sterowniku OK2). Wewnątrzosłonowy sygnał CCR, stymulujący zachowania prosumentów uwzględnia lokalne możliwości wytwórcze źródeł OZE o produkcji wymuszonej, produkcję w mikrobiogazowni oraz produkcję/zużycie u prosumentów. Optymalne możliwości wytwórcze biogazowni można określić na podstawie ilości biogazu w zasobniku i jego produkcji. Przykładową metodę określania w sposób algorytmiczny sygnału CCR, przy założeniu liniowej zależności sygnału

CCR od niedobór mocy ΔP_{OK2} (z założoną strefą nieczułości ΔP_L , symetryczną względem zera) określa zależność:

$$CCR_{OK2} = \begin{cases} CCR_B + \frac{CCR_{KOR_MAX}}{\Delta P_{MAX}} \cdot (\Delta P_{OK2} + \Delta P_L) & \text{dla } \Delta P_{OK2} < -\Delta P_L \\ CCR_B & \text{dla } -\Delta P_L \geq \Delta P_{OK2} \geq \Delta P_L \\ CCR_B + \frac{CCR_{KOR_MAX}}{\Delta P_{MAX}} \cdot (\Delta P_{OK2} - \Delta P_L) & \text{dla } \Delta P_{OK2} > \Delta P_L \end{cases} \quad (8)$$

gdzie: $\Delta P_{OK2} = (P_{OK2_REQ} - P_{\mu EB_OPT} - \sum_{i=0}^k P_{OK1_i} - \sum_{i=0}^l P_{OZE_i})$ oznacza niedobór mocy związany z zadaniem profilem mocy dla osłony OK2 i produkcją (optymalną) w źródłach OZE, CCR_B oznacza bazową (zależną od warunków) wartość sygnału CCR, ΔP_{MAX} oznacza niedobór mocy dla którego występuje maksymalna korekta sygnału cenotwórstwa czasu rzeczywistego - CCR_{KOR_MAX} .

Opisane metody generacji sygnałów w sterowniku OK2 dotyczą pracy *on-grid*. Gdy przekształtnik P B-R zostanie wyposażony w układ odłączający osłonę OK2 od sieci możliwe jest utworzenie wyspy energetycznej. W takim przypadku przekształtnik P B-R powinien być zaprojektowany na moc znamionową sieci objętej osłoną OK2. Jeżeli do OK2 podłączeni są odbiorcy pasywni wymagane jest ich odłączanie przy przejściu do pracy w trybie *off-grid* (lub ich zasilania za dodatkowa opłatą na rzecz spółdzielni energetycznej/klastra).

W trybie *off-grid*, po odłączeniu od zacisków wtórnych transformatora SN/nN, przekształtnik P B-R przechodzi do pracy ze stabilizacją wartości skutecznych napięć w osłonie OK2 (podobnie jak to opisano dla interfejsu PME dla osłony OK1). Praca w trybie *off-grid* możliwa jest w dwojaki sposób:

- z wytworzeniem sieci zastępczej,
- ze współdzieleniem zasobów.

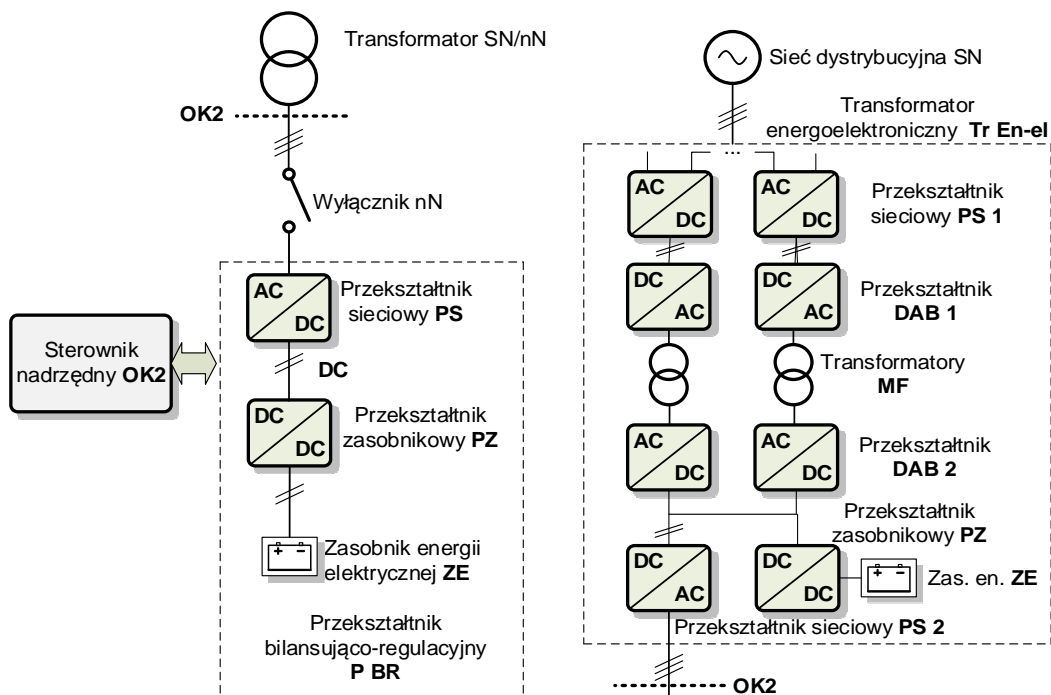
W pierwszym przypadku przekształtnik P B-R zachowuje znamionowe parametry (częstotliwość, wartość skuteczną) napięcia dla osłony OK2. Pozostałe układy (źródła OZE, osłony OK1, mikrobiogazownia) pracują w sposób identyczny jak w trybie *on-grid*. Sterownik osłony OK2 dobiera punkt pracy mikrobiogazowni oraz generuje sygnały CCR w taki sam sposób jak dla trybu *on-grid*, bilansując moc czynną wyspy energetycznej.

Dla pracy ze współdzieleniem zasobów przekształtnik P B-R dopuszcza zmiany wartości skutecznej napięcia oraz częstotliwości tak, aby regulować zarówno moc bierną jak i moc czynną w osłonie OK2. W tym przypadku wszystkie źródła i interfejsy PME osłon OK1 powinny być wyposażone w algorytmy ograniczania mocy czynnej (przy zmianach częstotliwości) oraz mocy biernej (przez zmianach wartości skutecznej napięcia zasilającego). Sterowanie takie (nazywane techniką „voltage droop” i „frequency droop”) pozwala na równoległą pracę wielu przekształtników w ramach wyspy energetycznej.

Niezależnie od zagadnień związanych z bilansowaniem mocy przekształtnik P B-R pozwala na realizację funkcji wspomagających pośrednio infrastrukturę sieciową. W sposób lokalny dostarcza odpowiednią moc bierną do odbiorców. Dodatkowo pozwala symetryzować prądy strony wtórnej transformatora oraz ograniczać poziom harmonicznych. Realizacja tych funkcji wymaga pomiarów prądu na osłonie kontrolnej OK2 lub OK2' (z uwzględnieniem odbiorców pasywnych).

Schemat elektryczny przekształtnika bilansująco – regulacyjnego P B-R z dodatkowym układem odłączającym pokazano na rys. 15. Może on mieć topologię typowego przekształtnika niskonapięciowego dwu- lub trójpoziomowego, czterogałęziowego [17] pozwalającego niezależnie kształtować prądy każdej z faz. Ze względu na stosunkowo dużą moc zasobnika energii wymagane jest zainstalowanie zasobnika o dużej wartości napięcia. To pozwala na zainstalowanie przekształtnika DC/DC o jednym stopniu konwersji.

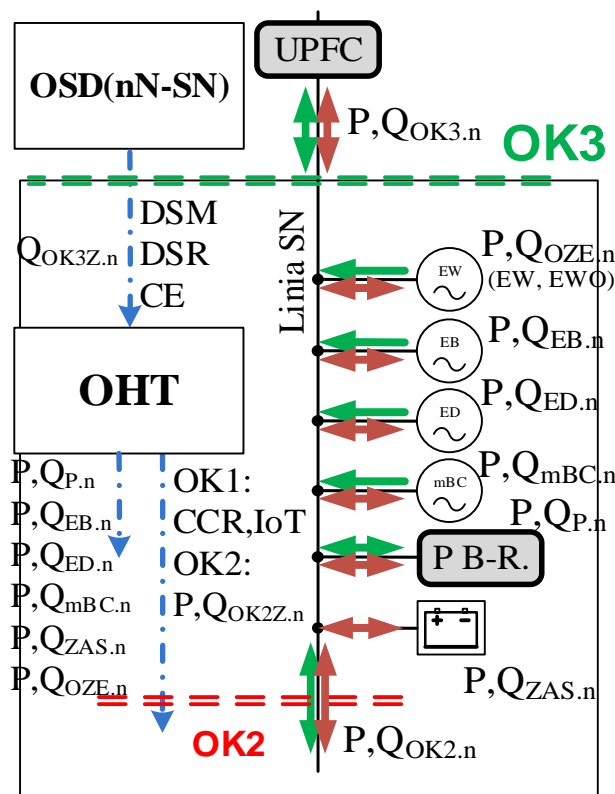
Rys. 15 przedstawia również rozwiązanie transformatora energoelektronicznego [18]. Idea rozwiązania jest zastąpienie transformatora energetycznego układami przekształtnikowymi o zmniejszonych gabarytach, co uzyskuje się poprzez zastosowanie transformatorów średniej częstotliwości (MF – middle frequency). Daje to możliwość uzyskanie znacząco rozszerzonych funkcji w stosunku do transformatora energetycznego, jednak wymaga wyższych kosztów inwestycyjnych. Transformator energoelektroniczny, po stronie SN wyposażony jest w szeregowo połączone przekształtniki AC/DC oraz filtr wejściowy. Umożliwia to uzyskanie odpowiednio wysokiego napięcia w obwodzie pośredniczącym dla strony SN. W celu transformacji energii na stronę nN zastosowane są przekształtniki DAB (Dual Active Bridge) oraz transformatory średniej częstotliwości. Pozwala to na uzyskanie większej gęstości energii. Na wyjściu znajduje się przekształtnik DC/AC (falownik wyjściowy) pozwalający na współpracę z siecią nN. Na rys. 15 pokazano dodatkowy przekształtnik DC/DC współpracujący z zasobnikiem energii, co umożliwi na gromadzenie nadwyżek energii oraz pracę w trybie *off-grid*. Prezentowany transformator energoelektroniczny spełnia wszystkie wymienione funkcjonalności przekształtnika B-R oraz dodatkowe opisane wcześniej. Wadą rozwiązania (w stosunku do przekształtnika regulacyjno-bilansującego z transformatorem energetycznym) jest wyższy koszt. Niemniej oczekuje się przyszłych redukcji tych kosztów wraz z rozwojem przyrządów energoelektronicznych.



Rys. 15. Przekształtniki do regulacji mocy w ramach osłony OK2: a). przekształtnik bilansująco-regulacyjny P B-R, b). transformator energoelektroniczny Tr En-el

Za zarządzanie mocą – terminal sieciowy ZOK(E,P) osłony OK3 odpowiada operator OHT, a układami wykonawczymi wspomagającymi realizację profilu mocy pełnią, podobnie jak dla OK2, przekształtniki regulacyjno-bilansujące P. B.R. (rozproszone na osłonie OK3). Ich rozmieszczenie w klastrze energetycznym powinno być dopasowane do rozmieszczenia źródeł OZE i zapewnienia równomierności obciążeń. Należy zaznaczyć, że ze względu na ich podłączenie do sieci SN będą one miały inną topologię niż przeznaczony dla OK2, niemniej idea ich działania będzie zbliżona. Ze względu na zasilanie z wielu GPZ-ów i wirtualne granice klastra niecelowe jest instalowanie innych rozwiązań energoelektronicznych (poza układy w osłonach OK1 i OK2 oraz przekształtnikami zintegrowanymi ze źródłami OZE i zasobnikami).

Operator OHT, przy kształtowaniu zadanego profilu mocy klastra energetycznego analizuje sygnały CE oraz sygnały techniczne przekazywane przez OSD. Wyznaczanie profilu zadanego ma na celu minimalizację kosztów energii (w oparciu o zasoby klastra), przy uwzględnieniu ograniczeń sieciowych – terminale ZOS(U,I). Operator OHT wypracowuje profile zadane dla osłon OK2, sygnały CCR dla osłon OK1 oraz sygnały sterujące dla układów działających na osłonie OK3 (np. P, Q_{EB}), przy uwzględnieniu aktualnego wykorzystanie infrastruktury sieciowej SN. Ze względu na charakter osłony OK3 ważnym aspektem jest prawidłowe opomiarowanie wszystkich uczestników i obiektów w klastrze oraz zapewnienie szybkiej wymiany danych tak, aby możliwe było zarządzanie profilem mocy w ramach klastra.



Rys. 16. Sterowanie mocą na osłonie kontrolnej OK3

Schemat ideowy OK3 obejmujący osłony wewnętrzne, źródła wytwórcze oraz sygnały sterujące przepływem mocy pokazano na rys. 16. W ramach osłony OK3 instalowane są źródła o produkcji wymuszonej (np. EW, EWO), źródła regulacyjno-bilansujące (np. EB, ED), zasobniki energii (z przekształtnikami) oraz przekształtniki bilansująco-regulacyjne P B-R.

Na rysunku pokazano przepływy mocy przez osłony OK3 i OK2 oraz sygnały sterujące dla poszczególnych obiektów objętych OK3. W osłonie OK3 zasadniczo możliwa jest jedynie praca *on-grid*, a działanie przekształtników B-R jest identyczne jak dla OK2. Zasobniki współpracujące z przekształtnikami P B-R powinny być dobrane jako regulacyjne (pokrycie zapotrzebowania przy skokowych zmianach obciążenia) i być wykorzystywane w stanach dynamicznych. Bilansowanie w stanach statycznych odbywa się w oparciu o pozostałe układy i podmioty przedstawione na rys. 16. W ramach klastra ważne jest bilansowanie zarówno w zakresie mocy czynnej jak i biernej. W celu lepszego wykorzystania sieci możliwe jest wykorzystanie P B-R jako układów kompensacji mocy biernej i redukcji harmonicznych.

Profil mocy OK3, opisuje zależność zbliżona do zależności (3):

$$P_{OK3}(t) = \sum_{i=0}^k P_{OK2_i}(t) + \sum_{i=0}^l P_{OZE_i}(t) + \sum_{i=0}^m P_{EB,ED,mBC_i}(t) + \sum_{i=0}^n P_{PB-R_i}(t) \quad (9)$$

gdzie: $P_{OK3}(t)$ - profil mocy osłony OK3, $\sum_{i=0}^k P_{OK2_i}(t)$ - sumaryczny profil mocy osłon OK2, $\sum_{i=0}^l P_{OZE_i}(t)$ - sumaryczny profil mocy źródeł OZE o produkcji wymuszonej, $\sum_{i=0}^m P_{EB,ED,mBC_i}(t)$ - sumaryczny profil mocy źródeł regulacyjno-bilansujących, $\sum_{i=0}^n P_{EPB-RB,ED,mBC_i}(t)$ - sumaryczny profil przekształtników bilansująco-regulacyjnych.

Przy wyznaczaniu zadanego profilu $P_{OK3_REQ}(t)$ osłony OK3 operator OHT musi brać pod uwagę ceny energii CE, sygnały DSR/DSM, sygnały techniczne dotyczące ograniczeń sieciowych oraz umowy z NI dotyczące sprzedaży energii, która może być przekazywana korytarzami I-U. Operator OHT do bilansowania mocy wykorzystuje źródła lokalne, uwzględniając poziomy naładowania zasobników, prognozowane produkcje w źródłach OZE oraz prognozowane profile zużycia energii. Zadany profil mocy OK3 można traktować jako rozszerzenie zależności (5), przy czym określenie tego profilu jest zadaniem o dużym stopniu trudności ze względu na rozległość klastra. Następnie operator OHT powinien odpowiednio rozdzielić moce na poszczególne jednostki wytwórcze, zasobniki i osłony kontrolne OK2, uwzględniając lokalne zapotrzebowania i lokalne ograniczenia sieciowe. Aby uprościć to zadanie dobrym rozwiązaniem jest w tym przypadku zamykanie sieci SN, które może zapewnić naturalne wyrównywanie się rozplływów mocy i minimalizację strat (poruszono Raport 7). Końcowym zadaniem jest określenie profili zadanych dla poszczególnych przekształtników B-R, co uzyskuje się bazując na zależnościach zbliżonych do (7).

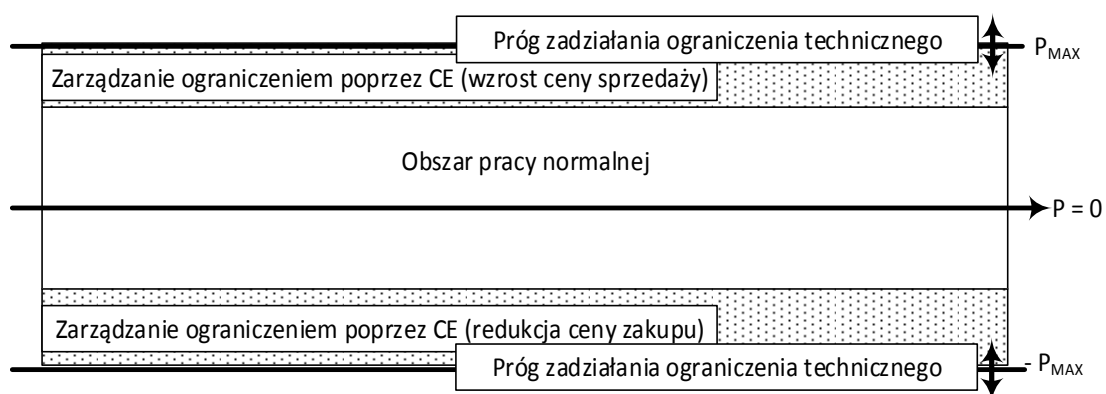
Dodatkowym „stopniem swobody” pozwalającym optymalizować bilansowanie mocy jest stymulacja działań prosumentów poprzez wewnątrzosłonowy sygnał CCR. Jednym z możliwych algorytmów do określania CCR może być ponownie zależność (8), przy czym inaczej definiuje się błąd utrzymywania zadanego niedobór mocy ΔP_{OK3} . Niedobór ten można określić zależnością:

$$\Delta P_{OK3} = P_{OK3_REQ} - \sum_{i=0}^k P_{OK2_i}(t) - \sum_{i=0}^l P_{OZE_i}(t) - \sum_{i=0}^m P_{EB,ED,mBC_OPT_i}(t) \quad (10)$$

gdzie: $\sum_{i=0}^m P_{EB,ED,mBC_OPT_i}$ oznacza sumaryczny profil optymalnej produkcji w źródłach lokalnych regulacyjno-bilansujących.

Reasumując, lokalne wykorzystanie energii wytwarzanej w źródłach OZE, wraz z układami środkami inteligentnej infrastruktury sieciowej (w postaci przekształtników energoelektronicznych) umożliwia zarządzanie profilami mocy dla poszczególnej osłony kontrolnych OK. Idea zarządzania mocą dla OK3 bazuje na podobnych zasadach jak dla OK2, przy czym problematyka znacząco wzrasta. Zaprezentowane metody zarządzania mocą mają na celu lepsze wykorzystanie infrastruktury sieciowej SN i nN (w ramach osłon kontrolnych), przy czym należy je traktować jako przykładowe, a nie jako jedyne możliwe do realizacji.

Uzupełnieniem rozważań dotyczących sieci nN-SN możliwość wykorzystania relatywnie prostych rozwiązań (w porównaniu do zarządzania na osłonach OK4 i OK5) zarządzania w sposób dynamiczny ograniczeniami sieciowymi. Takimi rozwiązaniem może być połączenie sensorów dostarczających informacje o stanie sieci do operatora OSD i instalowane w terminalach sieciowych ZOS(I,U) strażniki mocy. Dodatkowo można wykorzystać dynamicznie zmieniające się w czasie sygnały CCR oraz sygnały lokalnego zapotrzebowania na moc bierną. Sygnały CCR oraz strażniki mocy związane są z zarządzaniem ograniczeniami sieciowymi w zakresie obciążalności prądowej gałęzi sieci, natomiast zadawanie mocy biernej może służyć do realizacji ograniczeń napięciowych w węzłach sieci. W każdym z przypadków należy uwzględniać (w sposób dynamiczny) rzeczywiste warunki środowiskowe. Przykład zarządzania dla linii przedstawiono schematycznie na rys. 17.



Rys. 17. Zarządzanie ograniczeniami sieciowymi w terminalu sieciowym ZOS (I,U)

Instalowane na osłonach kontrolnych OK1-OK3 terminale ZOK(E,P), odpowiednie algorytmu instalowane u OHT oraz przekształtniki energoelektroniczne (elementy wykonawcze) instalowane na osłonach OK, umożliwiają reagowanie na sygnały ograniczeń (techniczne). Możliwe jest również wprowadzenie stref w których zarządzanie ograniczeniami będzie odbywało się poprzez cenę – rys. 16. Działanie strażnika mocy będzie powodowało odłączenie lub generację sygnałów technicznych (o najwyższym priorytecie) do przekształtników objętych daną osłoną (przy osiągnięciu poziomu $|P_{MAX}|$). Aby nie dopuścić do zadziałania strażnika możliwa jest generacja sygnałów o charakterze CCR pozwalająca *płynnie* ograniczać profil mocy pobieranej/generowanej przez OK. Na rys. 16 pokazano możliwość niesymetrycznego zarządzania ograniczeniami (rozszerzenie zakresu zarządzania przez CE dla mocy ujemnych),

co można traktować jako wprowadzenie specyficznej *kary*, która może chronić przed niepożądanym przekazywaniem energii do sieci przy nadprodukcji w lokalnych źródła OZE. Należy zaznaczyć, że progi zadziałania zabezpieczenia technicznego jak i zarządzanie ograniczeniami za pomocą CE może być dostosowywane do warunków (np. temperatur).

ZASTOSOWANIE ROZWIĄZAŃ ENERGOELEKTRONICZNYCH W OSŁONACH KONTROLNYCH OK4⁺ - OK5 (SIECI SN ORAZ 110-220-400 kV)

Istniejące sieci 110-220-400 kV, po wprowadzeniu osłon kontrolnych, będą umiejscowione pomiędzy osłoną OK5 (połączenia transgraniczne) a osłoną OK4, wyznaczaną przez GPZ-ty. Docelowo wszystkie połączenia przechodzące osłonę OK5 powinny być wyposażone w układy kontrolujące przepływy mocy, tak aby przepływy te były związane jedynie z transakcjami rynkowymi. Osłona OK4 obejmie infrastrukturę sieciową nN-SN z działającymi w tych zasobach klastrami energii. W ramach osłon OK5 i OK4 intensyfikacja wydolności infrastruktury technicznej realizowana będzie poprzez kontrolę rozplływów mocy w sieciach oraz zarządzanie ograniczeniami sieciowymi. Elementami wykonawczymi dla założonych zadań będą odpowiednie przekształtniki energoelektroniczne.

Jednym z ważniejszych problemów, przy powstawaniu osłon kontrolnych, będzie utworzenie korytarzy I-U (infrastrukturalno-urbanistycznych) do zasilania zurbanizowanych aglomeracji, charakteryzujących się deficytowym bilansem produkcji w lokalnych źródłach OZE. Tendencja taka widoczna jest już na świecie (np. Chiny [19], czy Niemcy – koncepcja zasilania przez układy HVDC południa Niemiec energią z morskich farm wiatrowych). Przy transformacji w mono rynek energii elektrycznej OZE również niezbędna jest budowa wiatrowych farm morskich (przez NI) i przygotowania korytarzy I-U do przesyłu energii. Dla takiego przypadku ekonomicznym jest stosowanie kablowych rozwiązań HVDC. Do dalszego przesyłu energii (korytarzami I-U) może być wykorzystana istniejąca infrastruktura sieci prądu przemiennego lub dalsze wykorzystanie nowych rozwiązań HVDC (za takim rozwiązaniem przemawia fakt, że sama linia napięcia stałego jest relatywnie tania w stosunku do stacji przekształtnikowej, a ze wzrostem odległości rośnie przewaga rozwiązań HVDC). Prowadzić to będzie do powstania infrastruktury hybrydowej AC-DC, która będzie się rozwijała. W przypadku wykorzystania sieci prądu przemiennego wymagane będzie ich wysycenie w układy FACTS tak, aby możliwa była kontrola rozplływów mocy (szczególnie w przypadku linii przeciążanych). Rozwiązania kontrolujące przepływy mocy wewnątrz powinny być również stosowane wewnątrz osłony OK4 (OK4⁺ - sieci SN), np. do zamykania sieci SN. Układy typu FACTS pozwalają dodatkowo realizować zarządzanie ograniczeniami sieciowymi (np. stabilizacja napięcia w węzłach sieci poprzez regulację mocy biernej).

Wśród układów FACTS można wyróżnić rozwiązania energoelektroniczne jak i transformatory o budowie specjalnej (przesuwniki fazowe). Aktualnie w Polsce wykorzystywanych jest niewiele urządzeń tego typu (głównie na osłonie OK5). Mają one za zadanie kontrolować przepływy kołowe pomiędzy Polską a Niemcami (przesuwniki fazowe zainstalowane w Mikułowej i mające powstać w ramach modernizacji sieci Vierraden - Krajnik), zapewnić dwukierunkowy przesył energii linią kablową prądu stałego ze Szwecją SwePol Link oraz umożliwić sprzęg międzysystemowy (rozwiązanie HVDC back-to-back) między systemem Polski i Litwy – LitPol Link. Oprócz rozwiązań stosowanych

w energetyce WEK pojawiły się pierwsze zastosowania rozwiązań kontrolujących przepływ mocy u inwestorów przemysłowych (PKN Orlen). Przykładem są tu przesuwniki fazowe zainstalowane wraz z blokami parowo-gazowymi CCGT we Włocławku (460 MW) i Płocku (596 MW). Zadaniem tych przesuwników ma być kontrola przepływów mocy z bloków gazowych tak, aby w pierwszej kolejności wykorzystać je w sieciach zakładowych, a następnie w systemie elektroenergetycznym. W dalszej części omówiono zostaną przykładowe rozwiązania HVDC i FACTS i ich właściwości.

Układy prądu stałego HVDC znajdują podstawowe zastosowania przy przesyłach dużych mocy na duże odległości (szczególnie w Indiach, Chinach i Brazylii). Wynika to z faktu, że linie przesyłowe DC są tańsze niż AC, w przesyłach DC możliwe jest ograniczenie strat poprzez zastosowanie wyższych napięć oraz nie występuje moc bierna. Niemniej wyższe koszty stacji przekształtnikowych AC/DC i DC/AC powodują, że ich stosowanie staje się opłacalne przy większych odległościach (według źródeł od 450 - 600 km dla linii napowietrznych i 50-100 km dla linii kablowych).

Innymi zastosowaniami układów HVDC stosowanymi w praktyce są:

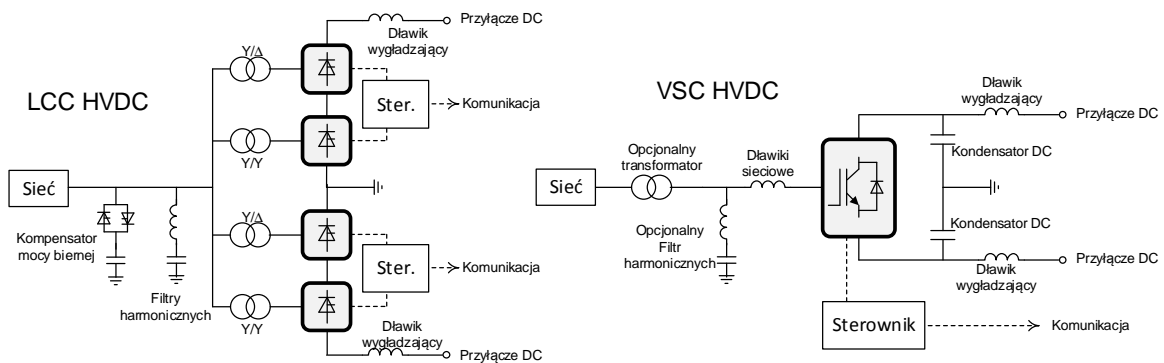
1. Łączenie systemów energetycznych, które nie pracują synchronicznie lub pracują z różnymi częstotliwościami – rozwiązania HVDC back-to-back.
2. Łączenie systemów energetycznych AC, bez zwiększania mocy zwarciowej i przy wykorzystaniu właściwości układów do poprawy stabilności systemu.
3. Przyłączanie do systemu rozległych instalacji ze źródłami OZE

Cechą która decyduje o instalacji rozwiązań HVDC jest również to, że charakteryzują się one lepszym współczynnikiem wykorzystania przestrzeni niż rozwiązania prądu przemiennego.

Wśród rozwiązań układów HVDC można znaleźć rozwiązania bazujące na prostownikach tyrystorowych (LCC – line commutated converter HVDC) oraz na przekształtnikach napięciowych (VSC – voltage source converter HVDC) o zupełnie różnych właściwościach. Pierwsze z rozwiązań (rys. 18) wykorzystuje dwa prostowniki tyrystorowe, z których jeden pracuje prostownikowo a drugi falownikowo (przesył energii do systemu), oraz dławiki w obwodzie napięcia stałego. Do pracy każdego z nich wymagane jest podłączenie do systemu elektroenergetycznego, zapewniającego napięcie z którym prostowniki się synchronizują (układy prostownicze nie pozwalają na pracę autonomiczną). Najczęściej wykorzystywane są podwójne układy prostowników 12-pulsowych (z dodatkowymi transformatorami) tworzące układ bipolarny. W celu uzyskiwania wysokich napięć i mocy zawory tworzące prostowniki łączone są szeregowo. Z pracą układu LCC HVDC wiąże się pobór mocy biernej, zależnej od kąta wysterowania w układach prostowniczych. Dodatkowo niezbędnym jest stosowanie filtrów wyższych harmonicznymi ze względu na odkształcone prądy. Wykorzystanie tyrystorów (częstotliwości przełączeń zaworów jest równa częstotliwości sieci) powoduje, że straty w układach LCC HVDC nie przekraczają 1 % i dlatego są one wykorzystywane jako głównie systemy przesyłowe wielkich mocy na duże odległości. Sterowanie prostownikami po obu stronach układu HVDC jest niezależne, niemniej w celu poprawy ich właściwości stosuje się dodatkowe układy komunikacyjne. Zasadniczo przy sterowaniu układu HVDC jeden z prostowników odpowiada za regulację prądu (w obwodzie DC), a drugi za wartość napięcia obwodu DC (praca z maksymalnym kątem opóźnienia załączenia, przy uwzględnieniu zapasu

zapobiegającego przewrót w falowniku). W przypadku pracy HVDC ze zredukowaną mocą czynną możliwe jest wykorzystanie prostowników do generacji mocy biernej (zawsze o charakterze indukcyjnym). Ze względu na swoje właściwości przekształtniki takie powinny współpracować z systemami o dużych mocach zwarciovych.

W układach VSC HVDC wykorzystywane są zawory energoelektroniczne w pełni sterowalne (głównie tranzystory IGBT). Budowane są z nich przekształtniki o topologii falownika napięcia (rys. 18), co powoduje, że mają one inne właściwości. Po pierwsze wymagane są dławiki szeregowe (do podłączenia do sieci) tak aby możliwe było kształtowanie prądu sieci. Nie są niezbędne transformatory (tak jak do budowy prostowników 12-pulsowych w rozwiązaniu LCC HVDC) oraz znacznie mniejsze są filtry – niniejsze rozwiązania charakteryzują się mniejszą zawartością harmonicznym prądu. Skutkuje to mniejszymi gabarytami rozwiązań VSC HVDC i predestynuje je do współpracy z wiatrowymi farmami morskimi. Dodatkowo przekształtniki takie mogą pracować z dowolną (ograniczoną parametrami znamionowymi przekształtnika) mocą bierną, o charakterze pojemnościowym jak i indukcyjnym, po obu stronach przekształtnika HVDC niezależnie.



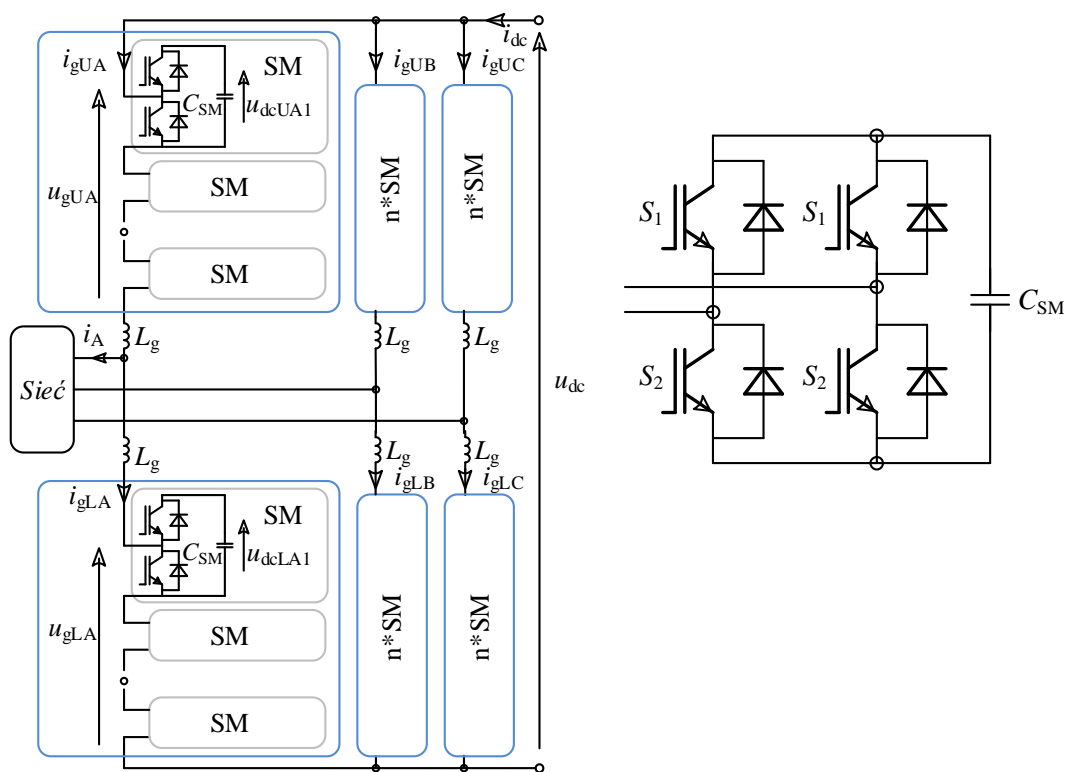
Rys. 18. Zarządzanie Schematy ideowe rozwiązań LCC HVDC i VSC HVDC

W falowniku napięcia istnieje możliwość kształtowania napięcia po stronie AC (bazując na napięciu obwodu DC), a więc przekształtniki takie mogłyby pracować autonomicznie (w rzeczywistych rozwiązaniach synchronizują się z systemami i kontrolują prądy przepływające przez dławiki wejściowe). Przekształtniki VSC HVDC budowane są w dwóch rozwiązaniach. Pierwszą możliwością jest szeregowe łączenie zaworów energoelektronicznych w topologie przekształtników dwupoziomowych lub trójpoziomowych falowników napięcia. W tym przypadku wartość chwilowa napięcia przemiennego uzyskiwana jest przez modulację szerokości impulsów napięć z poszczególnych modułów. Przelączanie zaworów energoelektronicznych następuje z wyższą częstotliwością, przez co przekształtniki takie charakteryzują się wyższymi stratami w stosunku do rozwiązań LCC HVDC (około 2%). W ostatnich latach pojawiły się rozwiązania alternatywne wykorzystujące topologię MMC (Modular Multilevel Converter). W rozwiązaniach tych (rys. 19) łączy się szeregowo półmostki lub pełne mostki (dla każdej fazy niezależnie), przy czym do każdego z modułów podłączony jest kondensator (na napięciu U_{DC}/n , gdzie U_{DC} jest sumarycznym napięciem wyjściowym przekształtnika HVDC a n jest liczbą poszczególnych modułów w gałęzi). Pełne mostki umożliwiają uzyskiwanie bipolarnych napięć w każdej gałęzi przekształtnika oraz

kontrolowanego wyłączenia w przypadku zwarć w złączu HVDC. Napięcie wyjściowe rozwiązania HVDC z przekształtnikiem MMC uzyskuje się poprzez załączanie modułów w taki sposób, że część z modułów na wyjściu ma napięcie zero, a część napięcie z kondensatorów. Dzięki temu redukuje się częstotliwość przełączeń poszczególnych tranzystorów a straty w przekształtniku wynoszą około 1 %.

Sterowanie przepływem mocy w przekształtniku VSC HVDC polega na tym, że jeden z przekształtników pracuje w pętli stabilizacji napięcia obwodu pośredniczącego, natomiast drugi w pętli regulacji prądu odpowiedzialnego za przekazywaną moc czynną. Dodatkowo każdy z przekształtników pozwala na generację mocy biernej, co jest wykorzystywane np. do poprawy stabilności napięcia w węzle przyłączeniowym. Sterowanie przekształtnikami może być realizowane niezależnie (o przesyłce mocy decyduje przekształtnik o sterowaniu prądowym), niemniej w celu poprawy ich właściwości stosuje się komunikację między nimi.

W literaturze można znaleźć rozważania dotyczące zastosowania układów prądu stałego średniego napięcia (MVDC). Są one traktowane jako alternatywa dla sieci prądu przemiennego w dużych aglomeracjach ze względu na większą wydolność infrastruktury sieciowej DC w porównaniu do AC (w ograniczonej przestrzeni).



Rys. 19. Topologia układu VSC HVDC z przekształtnikiem MMC z półmostkami oraz topologia pełnego mostka

W Raporcie 7 [7] przedstawiono ideę układu hybrydowego sieci umożliwiającego wykorzystanie sieci prądu przemiennego do równoczesnego przesyłu mocy za pomocą prądu przemiennego i stałego. Koncepcja ta nawiązuje do układów HVDC unipolarnych, do przepływu prądu stałego wykorzystywane jest równoległe połączenie przewodów sieci, a jako przewód powrotny wykorzystywana jest ziemia. Rozważając techniczną realizowalność

niniejszego rozwiązania należy pamiętać o kilku aspektach. Po pierwsze prąd stały przepływa przez uzwojenia pierwotne lub wtórne transformatorów w stacjach rozdzielczych, co musi być uwzględnione na etapie ich projektowania (przesunięcie charakterystyki magnesowania w transformatorze). Po drugie należy przeanalizować wpływ pojawiających się w takim przypadku prądów błędnych. Po trzecie dodatkowa składowa stała napięcia (przy założeniu jej zmian w szerokim zakresie) zwiększy narażenia napięciowe dla izolacji w transformatorze oraz linii przesyłowej, co wymaga uwzględnienia na etapie projektowania lub analizy możliwości zastosowania w istniejącej sieci. Po czwarte przy doborze układów automatyki zabezpieczeniowej należy uwzględnić potrzebę wyłączenia obwodów napięcia stałego. Należy jednak zaznaczyć, że dodanie składowej napięcia stałego równej wartości napięcia fazowego podstawowej harmonicznej (co wydaje się realizowalne z punktu widzenia izolacji układu przesyłowego) umożliwi potencjalne zwiększenie przepustowości sieci o 40 % [7] i wpisuje się w problematykę intensyfikacji wydolności sieci. Dlatego wymagana jest pełniejsza analiza realizowalności technicznej niniejszego rozwiązania hybrydowego.

Układy typu FACTS służą do poprawy działania systemu opartego o sieci prądu przemiennego. Możliwości układów FACTS obejmują: zwiększanie wydolności przesyłowej sieci, kontrola przepływu w liniach, szybka regulacja napięć w węzłach sieci oraz poprawa stabilności pracy systemu poprzez możliwość szybkiego wykorzystanie energii zgromadzonej w zasobnikach regulacyjnych. Widoczna jest korelacja między sztywnością systemu elektroenergetycznego i ilością instalowanych urządzeń typu FACTS (im mniejsza sztywność tym więcej układów FACTS). Ze względu na coraz szersze wykorzystanie źródeł OZE w systemach ilość takich będzie wzrastać.

Podstawowym zadaniem układów FACTS jest kontrola przepływu mocy. Moc czynną i bierną linii przesyłowej można opisać zależnościami:

$$P = \frac{U_P U_K}{X_L} \sin \delta_U \quad (11)$$

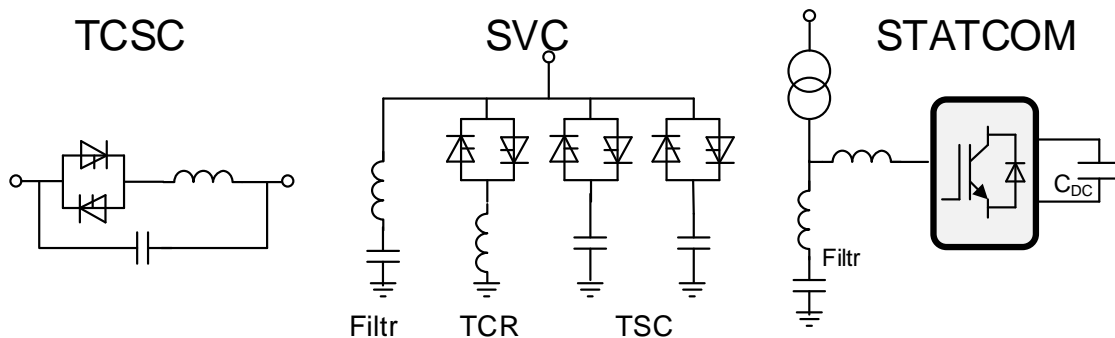
$$Q = \frac{U_K}{X_L} (U_K - U_P \cos \delta_U) \quad (12)$$

gdzie: U_P, U_K – odpowiednio napięcie na początku i na końcu linii, X_L – reaktancja linii przesyłowej, δ – przesunięcie kątowe między wektorami przestrzennymi napięcia początku i końca linii.

Aby umożliwić kontrolę mocy czynnej i biernej należy wpływać na jeden lub kilka z wyżej wymienionych parametrów. Równoczesną regulację mocy czynnej i biernej uzyskuje się poprzez: regulację napięcia, regulację kąta i regulację reaktancji sieci. Niezależna kontrola obu mocy wymaga równoczesnej regulacji dwóch z wyżej wymienionych parametrów.

Układy typu FACTS mogą mieć topologię szeregową, równoległą, szeregowo-równoległą lub back-to-back (z wykorzystaniem obwodu napięcia stałego). Do rozwiązań szeregowych układów FACTS można zaliczyć układy TCSR (thyristor controlled series capacitor) i TCSC (thyristor switched series capacitor). Ideą tych układów jest kompensacja reaktancji linii zasilającej, co prowadzi do zwiększenia przepustowości linii. Pierwsze z rozwiązań (TCSR)

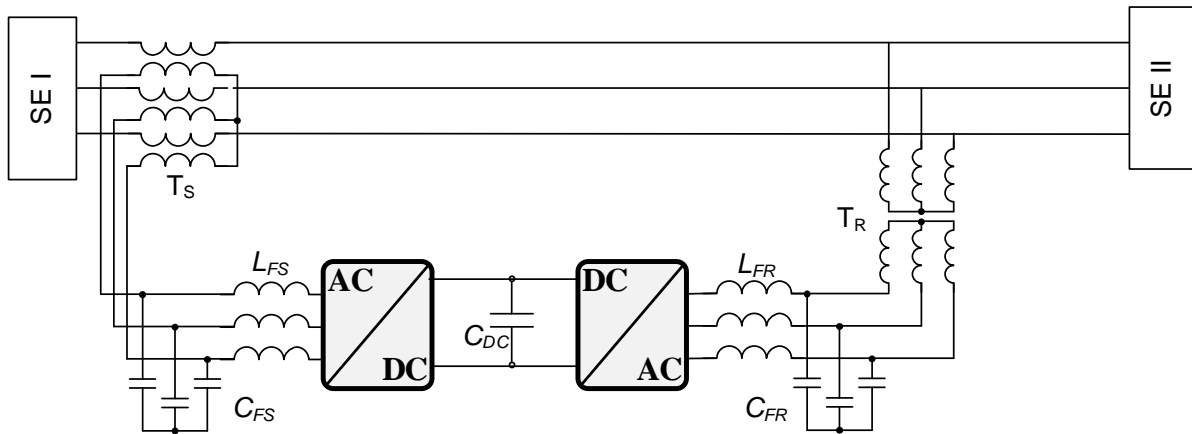
pokazano na rys. 20. Układ szeregowy dławika z przeciwrównolegle połączonymi tyrystorami stanowi układ o zmiennej reaktancji (zależnej od kąta wysterowania tyrystorów). Równolegle dołączony kondensator powoduje, że cały układ zachowuje się jak regulowana pojemność. Pojemność ta ma za zadanie kompensować reaktancję linii. Układ dobiera się na prądy znamionowe sieci. W przypadku rozwiązania TCSC w układzie nie występuje dławik, tyrystory działają jako łączniki (zwierające kondensator), a zastępcza pojemność zmienia się skokowo.



Rys. 20. Wybrane rozwiązania układów FACTS

Wybranymi rozwiązaniami równoległymi są: TCR (thyristor controlled reactor), TSC (thyristor switched capacitor), SVC (static var compensator) i STATCOM (static synchronous compensator). Ich zadaniem jest generacja mocy biernej w układzie i poprzez to regulacja napięcia. Jeśli rozwiązania takie umieszczone zostaną w węźle sieci pozwolą na nadążną regulację napięcia, co może być traktowane jako zarządzanie ograniczeniami sieciowymi. Na rys. 20 pokazano rozwiązanie SVC składając się z równoległe połączonych kondensatorów z łącznikami tyrystorowymi (TSC) oraz zmiennej indukcyjności realizowanej przez sterowane fazowo tyrystory (TCR) wymienionych powyżej. Negatywną cechą układu jest generacja wyższych harmonicznych w prądzie, niemniej w układzie możliwa jest płynna regulacja mocy biernej. Lepszymi właściwościami odznacza się układ STATCOM (rys. 20). Ma on topologię falownika napięcia z kondensatorem w obwodzie DC podłączonego do sieci przez transformator i dławiki wejściowe. Układ sterowania takim przekształtnikiem pozwala na uzyskanie dowolnej mocy biernej (pojemnościowej i indukcyjnej) w punkcie przyłączenia. Dzięki odpowiedniej modulacji możliwe jest uzyskanie quasi-sinusoidalnych prądów wejściowych. W przypadku takich rozwiązań możliwe jest stosowanie pasywnych filtrów harmonicznych do tłumienia tętnień prądu związanych z przełączeniami tranzystorów. Jako przekształtniki napięcia stosuje się szeregowe łączenie zaworów lub różne topologie przekształtników wielopoziomowych (w tym omówione wcześniej przekształtniki MMC). Integracja z układem STATCOM zasobników regulacyjnych lub bilansujących pozwala dodatkowo na realizację funkcji związanych z regulacją mocy czynnej. W szczególności: ograniczanie zmian profili mocy czynnej i wykorzystania mocy czynnej z zasobnika w regulacji pierwotnej i wtórnej. Właściwością rozwiązań równoległych jest to, że muszą być dostosowane do poziomu napięcia w miejscu przyłączenia.

Rozwiązaniem szeregowo – równoległym pozwalającym na niezależną kontrolę mocy czynnej i biernej jest układ UPFC (unified power flow controller) pokazany na rys. 21.



Rys. 21. Topologia przekształtnika UPFC

Charakteryzuje się on największą uniwersalnością wśród układów FACTS. Rozwiązanie to składa się z dwóch przekształtników o topologii VSC podłączonych jeden szeregowo a drugi równolegle z siecią. Wprowadzanie napięć szeregowych może być związane z przekazywaniem mocy czynnej do obwodu DC, która następnie przekazywana jest przez przekształtnik równoległy do sieci (w postaci prądu). Układ pozwala również na generację mocy biernej (w sposób niezależny od mocy czynnej). W przypadku linii promieniowych (np. zasilanie dużych odbiorców przemysłowych) układ taki pozwala na redukcję zapadów napięcia, kompensację mocy biernej jak i grupową redukcję harmonicznych. Dodatkowo dołączając do obwodu DC zasobnik energii można wykorzystać niniejsze rozwiązanie do regulacji pierwotnej.

Rozwiązania typu back-to-back bazują na identycznych topologiach jak układy HVDC i nie będą omawiane. Wadą takich rozwiązań jest potrzeba ich budowy na pełną moc przesyłaną w sieci.

Klasycznymi (nie bazującymi na układach energoelektronicznych) rozwiązaniami do regulacji napięć jest stosowanie transformatorów z regulacją odczepów oraz autotransformatorów. Układami pozwalającymi kontrolować kąt między napięciami, co pozwala kontrolować przepływ mocy czynnej, są przesuwniki fazowe. Przesuwnik fazowy najczęściej zbudowany jest z dwóch transformatorów – szeregowego, włączonego szeregowo w linię, oraz transformatora dodawczego, odpowiedzialnego za wartość dodawanego napięcia. W odróżnieniu od układów energoelektronicznych (które charakteryzują się czasami reakcji mierzonymi w milisekundach) rozwiązania klasyczne cechujących się zdecydowanie niższą dynamiką zapewniającą jedynie regulację statyczną.

Wymienione wcześniej rozwiązania układów FACTS są przeznaczone dla sieci 110-220-400 kV (wnętrze osłony OK5). Wewnątrz osłony OK4 (OK4⁺) mogą znaleźć rozwiązania typu UPFC (na przykład do zamykania sieci SN), STATCOM, czy SVC (w GPZ-tach do regulacji napięcia lub kompensacji mocy biernej). Dla OK4⁺, ze względu na niższe mocy i mniejsze problemy z poziomem napięć, rozwiązania te powinny być relatywnie tańsze niż dla OK4⁻, a pozwolą na intensyfikację wydolności infrastruktury sieci w całym zakresie (np. poprzez blokowanie przepływów mocy biernej przez GPZ).

Cykl Raportów BŻEP Transformacja energetyki w rynki energii użytecznej OZE. Perspektywa 2050 : <https://www.cire.pl>, <http://klaster3x20.pl>

- [1] *Przełom w energetyce* (R1). Popczyk J. Październik 2017.
- [2] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE* (R2). Popczyk J. Listopad 2017.
- [3] *Trajektoria transformacyjna 2018-2050 polskiej energetyki – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 2* (R3). Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [4] *Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 3* (R4). Popczyk J., Bodzek K. Listopad 2017.
- [5] *Architektura wschodzącego rynku energii elektrycznej* (R5). Popczyk J. Listopad 2017.
- [6] *Techniczno-ekonomiczne ekwiwalentowanie osłon kontrolnych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej – modele dla potrzeb inwestycyjnych i rozproszonego operatorstwa* (R6). Fice M. Listopad 2017.
- [7] *Kierunki rewitalizacji technologiczno-systemowej sieci elektroenergetycznych na mono rynku energii elektrycznej OZE i rynkach energii użytecznej* (R7). Popczyk J., Bodzek K. Grudzień 2017.
- [8] *Ekonomika prosumenckiej partycypacji w osłonach kontrolnych OK1, OK2 i OK3 na rynku wschodzącym energii elektrycznej w środowisku kosztów krańcowych długookresowych i kosztów unikniętych* (R8). Wójcicki R. Grudzień 2017.
- [9] *ELEKTROWNIA EW+ (Elektrownia Wirtualna Plus) Rzeczywista elektrownia rozproszona bilansująca popyt i podaż z dokładnością do regulacji pierwotnej, działająca w rzeczywistych ograniczeniach systemowo – sieciowych kontrolowanych przez rzeczywistą inteligentną infrastrukturę energoelektroniczną zarządzaną przez Internet Rzeczy* (R8). Popczyk J. Styczeń 2018.

Literatura

- [10] Barnes M., Van Hertem D., Teeuwssen S., Callavik M.: „*HVDC Systems in Smart Grids*”, Proceeding of the IEEE, Vol. 105, No. 11, November 2017.
- [11] Peng F. Z.: „*Flexible AC Transmission Systems (FACTS) and Resilient AC Distribution Systems (RACDS) in Smart Grids*”, Proceeding of the IEEE, Vol. 105, No. 11, November 2017.
- [12] Sen K. K., Sen M. L.: „*Introduction to FACTS controllers. Theory, Modeling and Applications*”, Wiley & Sons, New Jersey, USA, 2009
- [13] Kim Ch., Sood V., Jang S.-G., Lim S.-J., Lee S.-J.: „*HVDC TRANSMISSION Power Conversion Applications in Power Systems*”, Wiley & Sons, Singapur, 2009
- [14] Program GEKON. „*Rewitalizacja prosumenckich mikroinstalacji energoelektrycznych*”
- [15] Norma PN-EN 50438 „*Wymagania dla instalacji mikrogeneracyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci dystrybucyjnych niskiego napięcia*”
- [16] <http://files.sma.de/dl/20472/FSS-IS-pl-43W.pdf>
- [17] Jarek G., Jeleń M., Michalak J., Zygmantowski M.: „*Sterowanie przekształtnikiem AC/DC w interfejsie energoelektronicznym dla mikroinstalacji prosumenckiej*”, Zeszyty Problemowe Maszyn Elektrycznych, nr. 110, 2016, s. 139-145.
- [18] Strzelecki R.: „*Znaczenie i miejsce energoelektroniki w rozwoju „smart grid”*”, Automaty-Elektryka-Zakłócenia Nr 2/2013
- [19] Kosmecki M.: „*Układy przesyłowe prądu stałego i urządzenia FACTS – Komitet Studiów B4*”, Energetyka 3/2016 (Nr 753)