

KIERUNKI REWITALIZACJI TECHNOLOGICZNO-SYSTEMOWEJ SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH NA MONO RYNKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ OZE I RYNKACH ENERGII UŻYTECZNEJ¹

Jan Popczyk
Krzysztof Bodzek²

Kiedy w Polsce energetyka WEK wykorzystuje transformację energetyki do straszenia utratą bezpieczeństwa energetycznego i do petryfikacji za pomocą ogromnych inwestycji w stare (nieuchronnie prowadzące w kolejnych latach do wielkich kosztów osieroconych), to Chiny, Indie, USA, Europa i duża część reszty świata uciekły w nowe i nabywają przełomowe kompetencje zapewniające im strukturalną przewagę konkurencyjną (w gospodarce) i dostosowanie cywilizacyjne (w sferze społecznej).

Nie ulega przy tym wątpliwości, że kluczowym obszarem w kontekście przełomowych kompetencji w energetyce jest na obecnym etapie rewitalizacja technologiczno-systemowa sieci elektroenergetycznych.

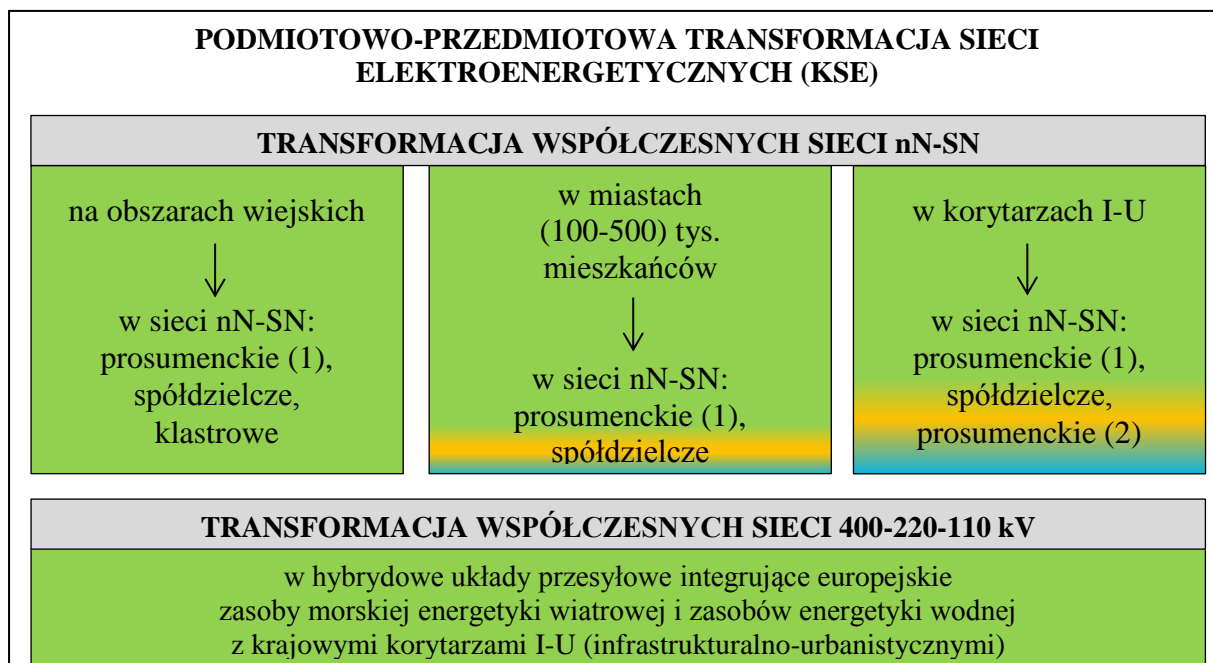
Punkt wyjścia do przedstawienia w Raporcie tytułowych kierunków rewitalizacji sieci elektroenergetycznych stanowią: ekwiwalentowanie techniczno-ekonomiczne osłon kontrolnych OK1 do OK5 [1] i nowa architektura rynku energii elektrycznej [2], a także uzyskane wyniki w zakresie modelowania struktury bilansu wytwórczego OZE 2050 i trajektorii transformacyjnej zapotrzebowania na energię elektryczną 2018-2050 [3,4], wreszcie koncepcja powiązania mono rynku energii elektrycznej OZE z rynkami energii użytecznej (usług energetycznych bazujących na prosumenckich łańcuchach wartości) osadzona w globalnych uwarunkowaniach (w tym w mega trendach) [5,6].

Strategiczne obszary transformacji sieci elektroenergetycznych zostały przedstawione na rysunkach 1 i 2. Rysunek 1 prezentuje ujęcie podmiotowo-przedmiotowe, z przewagą pierwszego. Rysunek 2 prezentuje z kolei ujęcie techniczno-systemowe, czyli przedmiotowe,

¹ Do opracowania Raportu autorzy wykorzystali zasoby biblioteki BŻEP (<http://klaster3x20.pl>), głównie w postaci Raportów własnych, bez szczegółowego powoływania się na nie. Dane z Raportów własnych skonfrontowali z danymi dostępnymi w otwartych bieżących zasobach internetowych. Bezpośrednie powołania na źródła literaturowe ze spisu zamieszczonego na końcu Raportu (stosowane w Raporcie w trybie wyjątkowym) odnoszą się do dwóch charakterystycznych sytuacji. Po pierwsze, są to odwołania do pierwszych sześciu Raportów Cyklu – w tym wypadku chodzi o potwierdzenie spójności danych we wszystkich Raportach. Po drugie, są to powołania na dane źródłowe wykorzystane przez autorów w badaniach z zakresu tematyki Raportu – w tym wypadku chodzi z kolei o ochronę praw autorskich innych autorów niż autorzy Raportu. Za cały Raport wyłączną odpowiedzialność ponoszą tylko autorzy.

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

z akcentami na zagadnienia systemowe. Coraz bardziej szczegółowe zagadnienia ekonomiczno-techniczne związane z przełamywaniem monopolistycznej bariery, którą jest na rynku energii elektrycznej opłata systemowo-sieciowa będą prezentowane w kolejnych Raportach BŻEP składających się na cały Cykl.

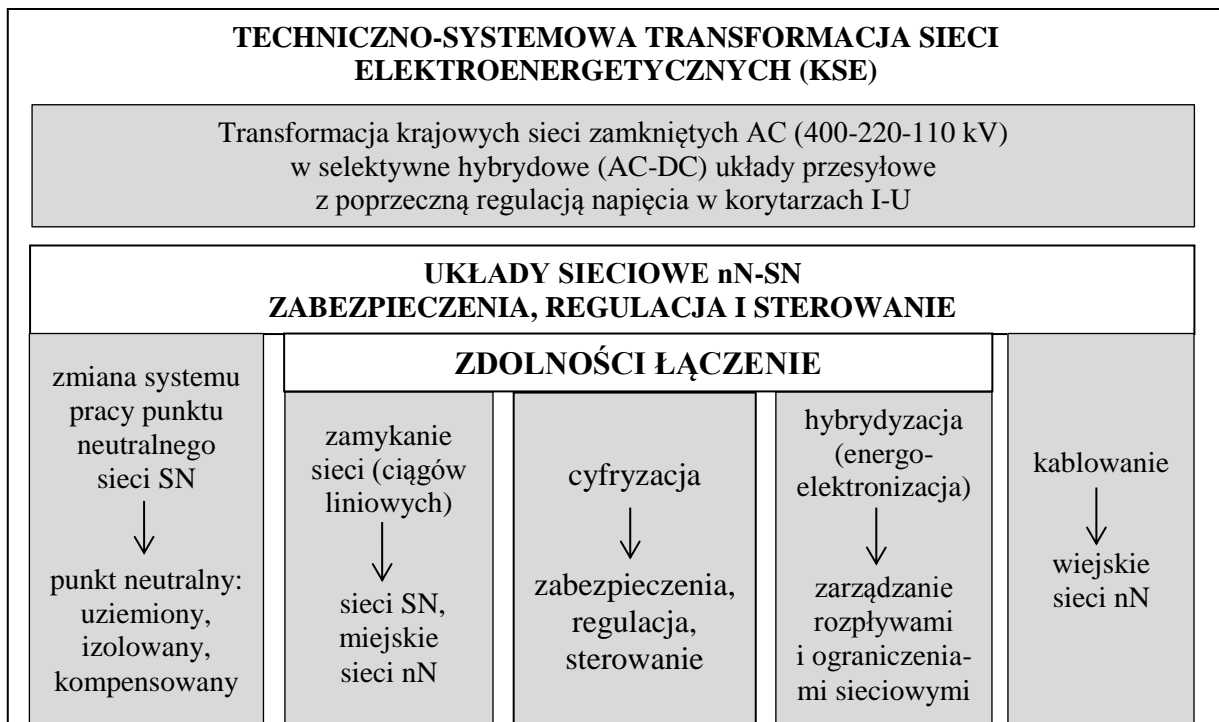


Rys. 1. Mapa transformacji podmiotowo-przedmiotowej sieci elektroenergetycznych (KSE) w horyzoncie 2050; sieci prosumenckie – segmenty: ludnościowy i samorządowy (1), oraz MSP i przemysłowy (2)

Kolorystyka zastosowana na rys. 1 wyraża symbolicznie strukturę rodzajową bilansów energetycznych 2050 po stronie wytwarzania (OZE – kolor zielony, transfer gazowy z ciepłownictwa – kolor niebieski, transfer paliw transportowych na rynek energii elektrycznej – kolor żółty); podstawy uzasadniające przedstawioną strukturę są przedmiotem Raportów [1 do 6]. Struktura ta ma fundamentalne znaczenie. W szczególności wynika z niej potrzeba nowej strategicznej alokacji inwestycji w energetyce. Mianowicie, jest to potrzeba odstąpienia od programu energetyki jądrowej, niepodejmowania inwestycji w górnictwie (zarówno węgla kamiennego jak i brunatnego), wyhamowania inwestycji w bloki węglowe, i wielkoskalowe bloki gazowe, wyhamowania inwestycji w gazownictwie i w sektorze paliw płynnych, a także w ciepłownictwie.

Struktura bilansu energetycznego kraju 2050 po stronie wytwórczej i nowa struktura zapotrzebowania na energię elektryczną (na rynku energii użytecznej), a także nowy model rynku energii elektrycznej (Raport [2]) pociągają za sobą bardzo duże wymagania w zakresie transformacji techniczno-systemowej sieci elektroenergetycznej. Generalnie transformacja ta musi być realizowana w sposób, który będzie godził wiele przeciwstawnych uwarunkowań. Z jednej strony jest to silny wzrost ilościowy rynku energii elektrycznej, ale z drugiej strony jest to autonomizacja prosumencka redukująca zapotrzebowanie na usługi sieciowe. Dalej, jest to wzrost wymagań regulacyjno-bilansujących dotyczących przyłączania źródeł

rozproszonych o wymuszonej produkcji, ale rosną lawinowo możliwości technologiczne w zakresie kreowania usług systemowych (Raport [1]), co umożliwi intensyfikację wykorzystania przepustowości prądowej linii elektroenergetycznych. Ponadto, gwałtownie będzie narastał proces zamykania sieci nN-SN (ten proces będzie się odbywał na dwóch ścieżkach: poprzez zamykanie ciągów liniowych, obecnie rozciętych, we współczesnych sieciach nN-SN oraz poprzez masowe przyłączanie źródeł rozproszonych do tych sieci), a z drugiej strony bardzo złożona, wielokrotnie zamknięta współczesna sieć przesyłowa 400-220-110 kV będzie się transformowała w selektywne (pod względem struktury bardzo proste) układy przesyłowe. Te i liczne inne przeciwstawne wymagania powodują, że obecne „kanony” rozwoju sieci elektroenergetycznych (i inwestycji sieciowych) muszą w kolejnych latach diametralnie się zmienić.



Rys. 2. Mapa transformacji techniczno-systemowej sieci elektroenergetycznych (KSE) w horyzoncie 2050

Generalną zasadą inwestycji rewitalizacyjnych, które powinny być realizowane w sieciach elektroenergetycznych, jest zasada odwróconej sekwencji: od inwestycji lokalnych na „początku” do inwestycji przesyłowych na „końcu” (w miejsce dotychczasowej sekwencji, w której sieci przesyłowe były traktowane jako najważniejsze), a ponadto od inwestycji w linie, rozdzielnie, stacje transformatorowe do inwestycji w „doposażenie” sieci. Ze względu na fundamentalne znaczenie intensyfikacji wykorzystania sieci rozdzielczych na mono rynku energii elektrycznej OZE ważnym zagadnieniem staje się rewizja dwóch kanonów rozwojowych.

Pierwsza, szczególnie ważna w wypadku sieci miejskich, to rewizja kanonu pracy otwartej sekcji (struktur) sieciowych nN oraz ciągów liniowych, zarówno SN jak i nN [7]. Ta rewizja jest ważna, bo w sieciach zamkniętych realizują się (w sposób „naturalny”) optymalne

rozpływy mocy, czyli poprawiają się warunki bilansowania mocy (i energii) pogarszane przez wymuszoną produkcję źródeł OZE. Druga rewizja, ważna szczególnie w wypadku sieci wiejskich SN, to rewizja sposobu pracy punktu neutralnego tych sieci [7,8]. Dlatego, bo od tego sposobu zależy kształtowanie rozproszonych systemów zabezpieczeń i automatyki sieciowej oraz systemów zdalnego zarządzania/sterowania. W szczególności podkreśla się, że od sposobu pracy punktu neutralnego sieci SN (sieć izolowana, kompensowana, uziemiona przez rezystancję) zależy ryzyko zagrożenia porażeniowego w sieci, które będzie jednym z ważnych czynników utrudniających procesy rewitalizacji sieciowej do potrzeb mono rynku energii elektrycznej OZE (i musi być pod pełną „kontrolą” w procesie rewitalizacyjnym).

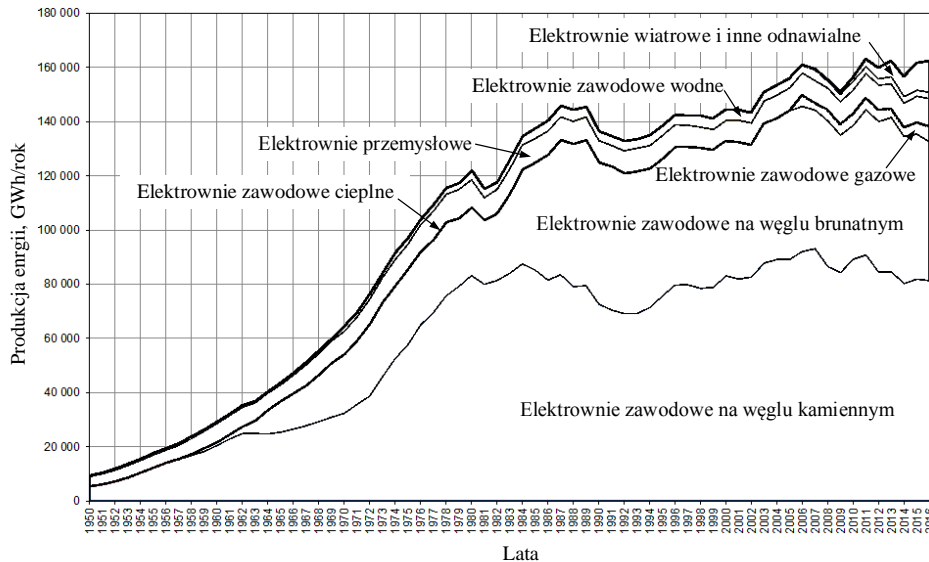
Jest zrozumiałe, że rewitalizacja sieci elektroenergetycznych oprócz kapitałowych nakładów inwestycyjnych wymaga w Polsce przede wszystkim zbudowania nowych kompetencji. Luka kompetencyjna jest związana z luką rozwojową w obszarze źródeł rozproszonych, w szczególności PV. Liczba takich źródeł zainstalowanych w KSE wynosiła na koniec 2016 r. około 17,5 tys. (około 98 % wszystkich mikroźródeł) [9], a ich moc około 200 MW; w tym samym czasie moc źródeł PV w Niemczech była około 200 razy większa. To porównanie pokazuje pośrednio polskie zapóźnienie kompetencyjne: w zakresie analiz rozwojowych (stanowiących podstawę sieciowych decyzji inwestycyjnych), w zakresie projektowania (znacznie trudniejszego w stosunku do projektowania tradycyjnych układów sieciowych), wreszcie w zakresie operatorstwa (też znacznie trudniejszego, ze względu na skumulowaną zmienność obciążeń i produkcji źródeł). Oczywiście, jeśli bariera kompetencyjna zostaje pokonana, to osiągalne stają się korzyści: poprawa jakości napięcia (zmniejszenie odchyłek napięcia), zmniejszenie strat sieciowych, a także zmniejszenie przerw w zasilaniu (ta korzyść jest szczególnie ważna ze względu na szybko rosnącą częstość występowania rozległych awarii sieciowych powodowanych ekstremalnymi warunkami meteorologicznymi).

SYSTEMOWO-TECHNOLOGICZNA INTEGRACJA ŹRÓDŁOWO-SIECIOWA W OBSZARZE INFRASTRUKTURY nN-SN

Szczegółowe warunki funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w Polsce określone zostały w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. [Dz.U.07.93.623], zm: Dz.U. 2008 Nr 30, poz.178 i Dz.U. Nr 162, poz. 1005. Cele te są osiągnęte poprzez odpowiednie sterowanie elementami wchodzącymi w skład sieci elektroenergetycznej w taki sposób, aby zostały spełnione określone warunki (cele). W szczególności kluczowe jest utrzymanie w dopuszczalnych zakresach, określonych rozporządzeniem i normą dotyczącą parametrów sieci PN-EN-50160[8]: częstotliwości, napięć oraz prądów i mocy. Ponadto bardzo ważne są: zapewnienie bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego, ale również minimalizacja kosztów związanych z produkcją energii elektrycznej oraz z przesyłem i rozdziałem energii elektrycznej.

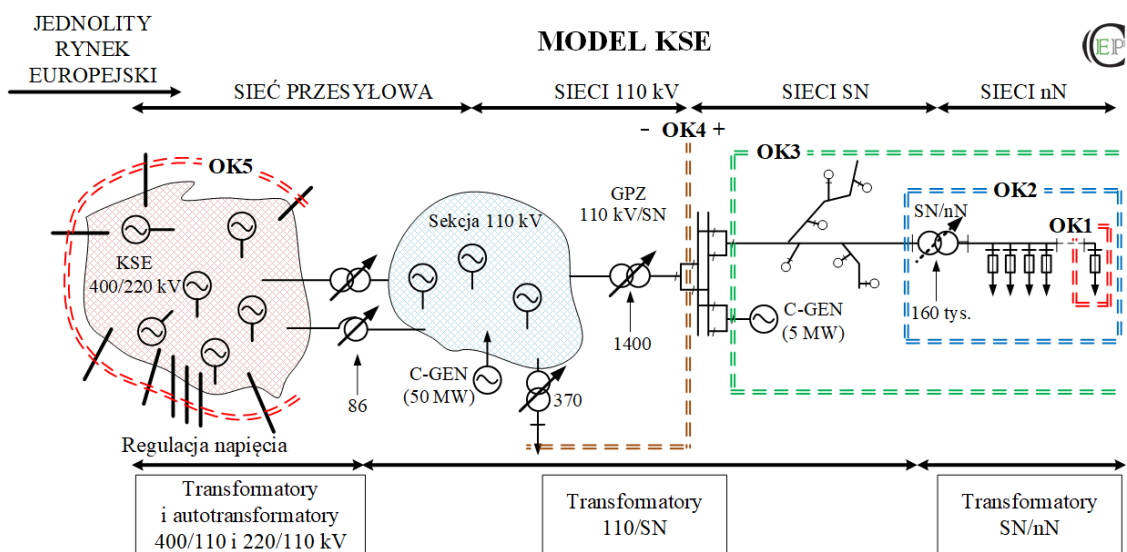
Analizując zmianę struktury produkcji w źródłach OZE w KSE (rys. 3) można zauważyć, że na przestrzeni ostatnich kilku lat zwiększa się stopniowo udział produkcji w źródłach rozproszonych (w zdecydowanej większości w elektrowniach wiatrowych) o produkcji wymuszonej. Jest zrozumiałe, że sieć elektroenergetyczna, która rozwijała się pod wpływem

(dla potrzeb) struktury wytwórczej charakterystycznej w ostatnich 65 latach nadaje się tylko w ograniczonym zakresie do nowych potrzeb, które wiążą się z koniecznością integracji sieciowej coraz większej liczby źródeł, a jednocześnie z ochroną bezpieczeństwa (technicznego) pracy KSE, i przede wszystkim z pewnością (na racjonalnym poziomie) dostaw rynkowych energii elektrycznej odbiorcom. Wymuszona produkcja źródeł wiatrowych i PV stawia nowe wyzwania sieciom.



Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej w latach 1950–2016 [10]

Raport przedstawia wybrane zagadnienia charakterystyczne dla nowej sytuacji, tylko sygnałnie, w szczególności jeszcze bez ich wyraźnego zaadresowania do jednego z trzech obszarów praktycznych zastosowań (analizy rozwojowe, projektowanie, operatorstwo). Szczególną uwagę w analizach poświęca się konieczności utrzymania dopuszczalnych parametrów napięcia w sieciach. Aktualny model KSE, stanowiący bazowy model do analiz sieciowych prezentowanych w Raporcie został przedstawiony na rys. 4, Raport [2].



Rys. 4. Model KSE z transformatorami i autotransformatorem posiadającymi możliwość regulacji napięcia

Charakterystyki napięciowo-mocowe. Jednym z głównych problemów w sieciach elektroenergetycznych jest sterownie napięciem w taki sposób, żeby nie przekraczało ono dopuszczalnych wartości. Z drugiej strony napięcie wpływa na pobieraną przez odbiorniki moc tworząc możliwości zarządzania poborem mocy. Względna zmiana pobieranej mocy w funkcji zmiany napięcia można zdefiniować za pomocą współczynnika k_u [12]:

$$k_u = \frac{\Delta P}{P_n} \cdot \frac{\Delta U}{U_n} \quad (1)$$

gdzie: $\Delta P, \Delta U$ - zmiana: mocy pobieranej, napięcia;

P_n, U_n - wielkości znamionowe: moc, napięcie.

Współczynnik k_u zależy od wielu parametrów, w tym rodzaju odbioru, okresu czy w niektórych przypadkach pory roku. Wartości współczynników dla przykładowych odbiorców zostały zebrane w tab. 1, opracowanej już w latach 1960. Wynika z niej, że największą wrażliwością napięciową w tamtym czasie charakteryzowały się zbiory odbiorników/odbiorów w segmencie ludnościowym, szczególnie w okresie wieczornym i nocnym. Było to spowodowane w dużej mierze dużym wpływem napięcia na pobór mocy przez oświetlenie. Stosunkowo małą wrażliwością na odchylenia napięcia charakteryzowali się odbiorcy przemysłowi, między innymi ze względu na to, że realizowali oni już kompensację mocy biernej na swoich przyłączach.

Tab. 1. Wartości współczynników k_u dla przykładowych odbiorców [12]

Nazwa odbioru	Współczynnik k_u		
	Okres		
	przedpołudniowy	wieczorny	nocny
Duże miasta łącznie z małymi przedsiębiorstwami	0,90-1,20	1,50-1,70	1,50-1,60
Małe miasta łącznie z małymi przedsiębiorstwami	0,60-0,70	1,40-1,60	1,40-1,60
Zakłady przemysłowe	0,50-0,55	0,60-0,65	0,6-0,65
Kopalnie	0,62-0,78	0,75-0,89	0,62-0,78
Huty	0,60-0,70	0,60-0,75	0,60-0,70
Zakłady chemiczne	0,60-0,70	0,60-0,75	0,60-0,70
Inne zakłady przemysłowe	0,40-0,60	0,45-0,64	0,51-0,65
Osiedla wiejskie	0,50-0,68	1,50-1,60	1,50-1,60
Węzły sieciowe	0,60-0,70	0,80-1,00	0,80-1,00
Węzły sieciowe w okresie jesienno-zimowym	0,60-0,70	0,80-1,20	0,80-1,10

W tabeli 2 zebrano współczesne dane współczynnika k_u z podziałem na poszczególne odbiory. Współczesne odbiory charakteryzują się podobną zmianą pobieranej mocy w porównaniu do tych z lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku, z dwoma wyjątkami. Pierwszym jest oświetlenie, drugim silniki asynchroniczne, rozpatrywane jako część układów napędowych. Nowoczesne oświetlenie, w szczególności źródła LED charakteryzują się mniejszym współczynnikiem k_u a nawet istnieją takie, dla których współczynnik ten jest ujemny. Wykorzystanie na masową skalę przekształtników w układach napędowych również zmniejszyło wpływ napięcia na pobieraną moc. Należy podkreślić, że jednym z najniekorzystniejszych metod sterownia napięciem, z punktu widzenia odbiorcy energii, jest

takie w którym napięciem wymusza się wyższe zużycie energii a jak pokazują to współczynniki k_u taka strategia sterownia napięciem jest możliwa.

Tab. 2. Wartości współczynników k_u dla przykładowych odbiorów [13]

Nazwa odbioru	Współczynnik k_u
Urządzenia grzewcze	2
Odbiorniki oświetleniowe	1,6
Silniki indukcyjne	Poniżej 0,5
Linie zasilające obiekty mieszkaniowe	0,5-1,2
Linie zasilające odbiorców przemysłowych	0,1-0,7
Gospodarstwa domowe	0,5-0,7
Mali odbiorcy komercyjni	0,5-0,7
Mali odbiorcy przemysłowi	0,2-0,3

Odchylenia napięcia w sieci. Zmiana napięć w sieciach związana jest z przepływem mocy (zarówno czynnej jak i biernej) i może zostać opisana zależnością:

$$\Delta U = \frac{P_g - P_o}{U_Z} R_Z + \frac{Q_g - Q_o}{U_Z} X_Z \quad (1)$$

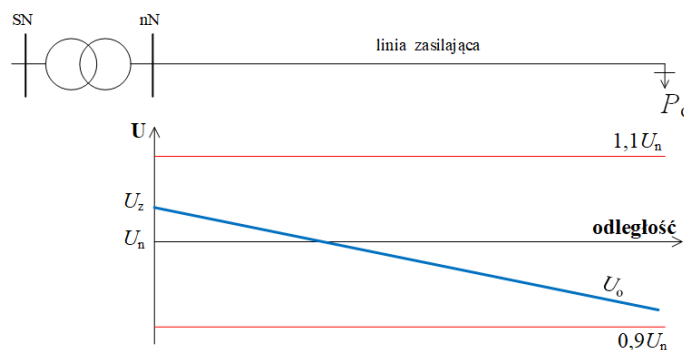
gdzie: P_g, Q_g - czynna i bierna moc generowana,

P_o, Q_o - czynna i bierna moc pobierana,

U_Z – napięcie zasilania,

R_Z, X_Z – rezystancja i reaktancja sieci.

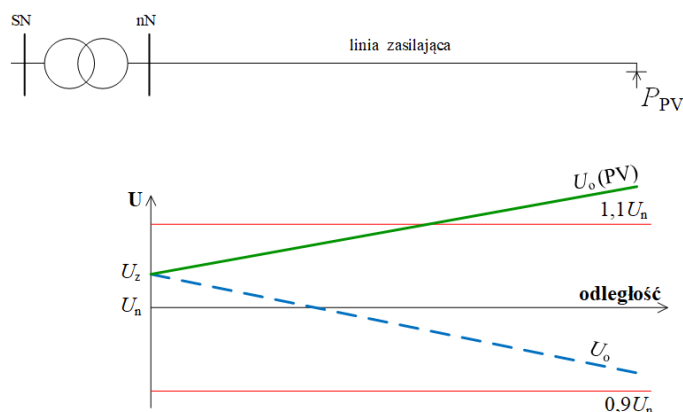
Rozpatrzmy najprostszy przypadek sieci nN zasilanej z transformatora SN/nN do której w pewnej odległości przyłączony jest odbiornik (rys. 5). Jeżeli odbiornik ten pobiera moc, jest ona dostarczona za pomocą linii zasilającej ze stacji SN/nN. Analizując przedstawiony na rys. 5 przypadek można zauważyć, że w celu zapewnienia napięcia na dopuszczalnym poziomie, konieczne jest jego podwyższenie w stacji SN/nN powyżej wartości znamionowej. Taka sytuacja jest charakterystyczna w szczególności dla długich linii na obszarach wiejskich z dużym odbiorem na końcu.



Rys. 5. Rozkład napięcia w linii nN

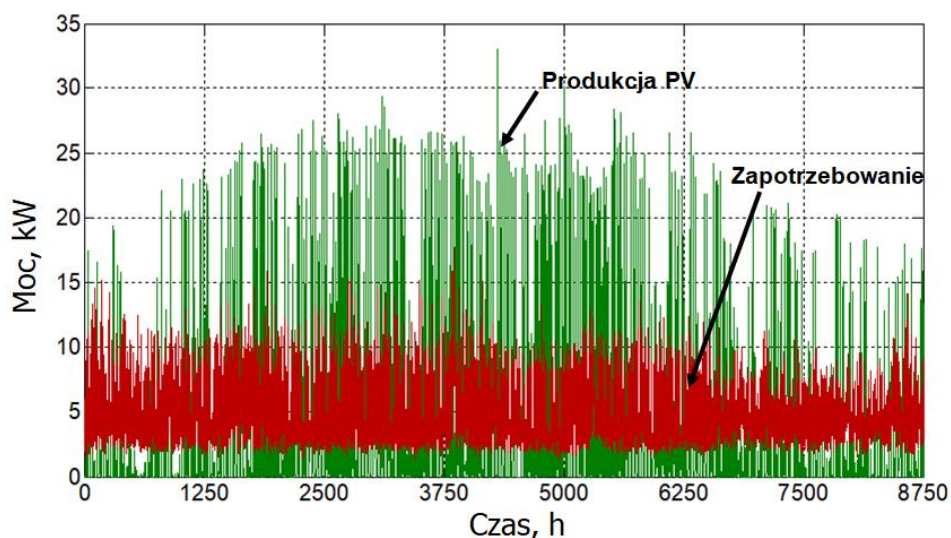
Natomiast jeżeli na końcu linii zamiast odbiornika, zostanie dołączone źródło generujące moc P_g równe co do wartości mocy odbiornika P_o (z rys. 5), zgodnie z zależnością (1)

w linii powstanie taka sama zmiana napięcia, ale o przeciwnym znaku. Jeżeli napięcie zasilania pozostanie na takim samym poziomie doprowadzi to do przekroczenia dopuszczalnej wartości napięcia w odbiorniku. Konieczne staje się więc obniżenie napięcia zasilania, jeżeli sieć ma poprawnie pracować.



Rys. 6. Rozkład napięcia w linii nN ze źródłem PV o dużej mocy

Prezentowany prosty przypadek pokazuje, że szczególnie dla sieci nN może pojawić się problem utrzymania warunków poprawnej pracy sieci w sytuacji, gdy dołączone są do niej duże źródła OZE. Aktualnie zdecydowanie większość mikro instalacji dołączanych do sieci nN są to instalacje PV, z tego powodu dalsza analiza będzie dotyczyć w szczególności tych źródeł. Źródła PV charakteryzują się niewielkim stopniem wykorzystania mocy szczytowej (średnio 1000 h/rok dla Polski) pokrycie rocznego zapotrzebowania wymaga więc zainstalowania źródeł o dużej mocy.



Rys. 7. Porównanie profilu zapotrzebowania (36 MWh/rok) i produkcji (36 MWh/rok)

Dla przykładu, wykorzystując rzeczywiste profile zapotrzebowania (okolice Bielska-Białej) oraz produkcji w źródłach PV [11] przeskalowane dla referencyjnej sieci (Tab. 7) o rocznym zapotrzebowaniu wynoszącym 36 MWh/rok oraz takiej samej rocznej produkcji (36 MWh/rok) pokazują, że maksymalna moc generowana przez źródła PV jest ponad

dwukrotnie większa od maksymalnej mocy pobieranej (rys. 3). Takie profile sprawiają, że w analizowanej sieci nN mogą pojawić się (jako wynik bilansu) przepływy skierowane do transformatora SN/nN. Dodatkowo mocy może przekraczać moc wynikającą z maksymalnej mocy obciążenia. Należy jednak podkreślić, że sytuacji takiej można stosunkowo łatwo zapobiec, np. zmieniając generowaną moc bierną w instalacjach lub ostatecznie obniżyć produkcję w źródłach PV. Takie sposoby są łatwe do zrealizowania ze względu na powszechność przekształtników w instalacjach PV.

Sposoby ograniczania odchyłeń napięcia w sieciach na rynku schodzącym – elementy wykonawcze zarządzające ograniczeniami. W większości aktualnie zbudowanych sieciach rozdzielczych regulacja napięcia odbywa się na stacjach 110 kV/SN oraz w stacjach SN/nN. Przy czym w stacjach 110 kV/SN zmiana napięcia odbywa się po stronie wtórnej wykorzystując podobciążeniową automatyczną regulację napięcia (ARN). Do regulacji wykorzystuje się pomiar napięcia na szynach SN oraz w niektórych przypadkach obciążenie transformatora (układ kompensacji prądu). Napięcie zadane może być ustawione na stałe ewentualnie stosuje się harmonogram dobowy uwzględniający szczyty i doliny obciążenia. Natomiast regulacja w stacjach SN/nN realizowana jest za przez zmianę zaczeów transformatora. W tym przypadku konieczne jest odłączenie sieci i pozbawienie odbiorców na krótki czas zasilania. Z tego powodu zmianę zaczeów wykonuje się zazwyczaj dwa razy w ciągu roku dopasowując napięcie do większego zapotrzebowania w zimie i mniejszego w lecie. Oprócz zmiany napięcia zasilania zgodnie ze wzorem na napięcie w klasycznych sieciach można wpływać również poprzez instalację baterii kondensatorów (kompensacja mocy biernej Q), kondensatorów szeregowych (kompensacja reaktancji linii oraz instalację nowych transformatorów odciażających linię lub skracających długość linii nN. Wykorzystując przedstawione powyżej sposoby optymalizuje się rozkład napięć w sieciach SN i nN w celu utrzymania parametrów napięcia u odbiorców a także ograniczenie strat mocy czy minimalizację rocznych kosztów strat mocy i energii w sieciach.

Model klasycznej sieci przesyłowej, z zaznaczeniem transformatorów, które służą do regulacji napięcia został pokazany na rys. 4. Regulacja napięcia w transformatorach najwyższych napięć (400 i 220 kV) oraz w transformatorach 110/SN odbywa się w sposób ciągły. W klasycznej sieci transformatory SN/nN wyposażone są w możliwość zmiany napięcia, jednak jest ona realizowana bez obciążenia.

Tab. 3. Produkcja i straty energii w Polsce w latach 2010 – 2015 [15]

	Rok					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Produkcja energii, TWh	157,7	163,5	162,1	164,6	159,1	161,4
Straty energii, TWh	12,0	10,6	10,7	10,5	10,1	10,2
Względne straty energii, %	7,6	6,5	6,5	6,4	6,3	6,3

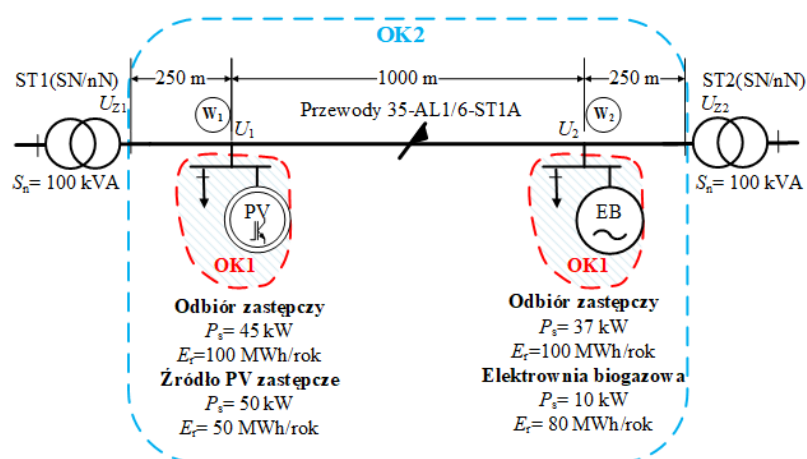
Na uwagę zasługuje jeszcze jeden fakt dotyczący produkcji energii w KSE. Analizując bilans energetyczny, szczególnie na przestrzeni ostatnich kilku lat (rys. 3) wyraźnie widać wzrost produkcji w źródłach odnawialnych (w zdecydowanej większości pochodzący z elektrowni

wiatrowych). Włączanie do systemu elektroenergetycznego kolejnych źródeł oraz wykorzystanie możliwości sterowania napięciem już obecnie wpływa na zwiększenie efektywności energetycznej systemu KSE przez obniżenie strat energii. W porównaniu do 2010 r. (tab. 2) pomimo wzrostu produkcji straty zmniejszyły się z poziomu 12 TWh w roku 2010 do 10 TWh w roku 2015 i stanowiły odpowiednio 7,6 % energii wyprodukowanej w roku 2010 oraz 6,3 w 2015 r. Daje to przesłanki, do tego, że dalsze zwiększanie produkcji w źródłach rozproszonych oraz doposażanie sieci będzie powodowało zmniejszenie strat.

Gwałtowny rozwój w ostatnich dziesięciu latach produkcji w źródłach rozproszonych o produkcji wymuszonej (głównie elektrownie wiatrowe) spowodował, że wzrosły wymagania związane z pracą sieci. Wymusiło to na producentach sprzętu zaproponowanie rozwiązań, które w pierwszej kolejności pozwalają na bezpieczną pracę systemów, w szczególności długich (wiejskich) sieci SN i nN do których podłączono źródła OZE. Rozwiązania regulacji mocy w sieciach WN i NN zostają wolno, ale sukcesywnie przenoszone na poziom średnich napięć. Już aktualnie (rys. 37) w IRiESD dla nowych źródeł wymagana jest podstawowa automatyka, związana przede wszystkim z ograniczaniem produkcji w sytuacji wzrostu częstotliwości, oraz sterowanie mocą bierną na podstawie charakterystyki $\cos\phi = f(P)$.

Warto również podkreślić, że w instrukcjach IRiESD przewiduje się wykorzystanie wpływu napięcia na profil mocy w przypadku, gdy przewidywany pobór mógłby zagrozić bezpieczeństwu sieci. Ograniczenie napięcia realizowane jest na polecenie OSP przez OSD i nie może trwać dłużej niż 72 godziny. Ograniczenie takie realizuje się przez zablokowanie automatycznej regulacji napięcia transformatorów 110 kV/SN (podejście charakterystyczne dla rynku schodzącego).

Zamykanie sieci (ciągów liniowych) – przykład prostej symulacji wykonanej metodą stałoprądową. Sieci nN i SN napięcia pracują jako sieci otwarte, chociaż w większości przypadków, przynajmniej jeżeli chodzi o sieci SN, możliwe jest ich praca jako sieci zamkniętej. W Raporcie przeanalizowano dwa proste modele sieci nN i SN pracujące jako otwarte, a następnie przebadano wpływ zamknięcia sieci na napięcia oraz straty energii. Obliczenia wykonano metodą stałoprądową bazując na profilach produkcji i zapotrzebowania charakterystycznych dla terenów wiejskich, opisanych w raporcie 4 [3]. Analiza prowadzona jest przy założeniu niezmienności napięcia w stacjach transformatorowych.



Rys. 8. Wiejska sieć nN (OK2)

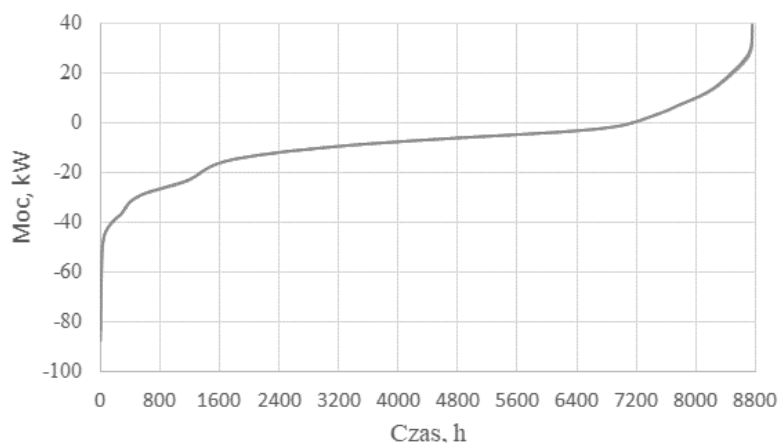
Model sieci nN (rys. 8) składa się z dwóch węzłów do których przyłączono zastępcze odbiory każdy o rocznym zapotrzebowaniu $E_r = 100$ MWh/rok. Odbiory te przyłączone są do sieci wykonanej z przewodów 35-AL1/6-ST1A o przekroju 35mm^2 i rezystancji $R_L=0,8343 \Omega/\text{km}$. Odbiory przyłączone są do stacji transformatorowych (ST1, ST2) w odległości 250 m, natomiast odległość pomiędzy nimi wynosi 1 km. Do węzła pierwszego (W1) przyłączone jest zastępcze źródło PV o mocy $P_s = 50$ kW ($E_r = 50$ MWh/rok) Natomiast do węzła drugiego (W2) mała elektrownia biogazowa o mocy $P_s = 10$ kW.

W pierwszym przypadku ciąg liniowy nN pracuje jako otwarty, czyli odbiory zasilane są niezależnie ze stacji transformatorowych ST(1) i ST(2). W celu porównania pracy sieci otwartej z siecią zamkniętą analizuje się uporządkowany bilans mocy dla osłony OK2 (zaznaczonej na rys. 8) obejmującej dwa odbiory zastępcze, zastępcze źródło PV oraz mikroelektrownię biogazową. Uporządkowany bilans mocy, uwzględniający straty mocy w linii został pokazany na rys. 9.

Tab. 4. Porównanie parametrów sieci nN pracującej w układzie otwartym i zamkniętym

	Układ sieci	
	Otwarty	Zamknięty
Zapotrzebowanie, produkcja węzeł 1, MWh/rok	100; 50	100; 50
Zapotrzebowanie, produkcja węzeł 2, MWh/rok	100; 80	100; 80
Straty mocy, MWh/rok	6,7	5,8
Zakres zmian napięć w węźle 1 $U_1 (U_{\min} - U_{\max}), V$	167,0-267,8	179,2-258,1
Zakres zmian napięć w węźle 2 $U_2 (U_{\min} - U_{\max}), V$	218,2-238,0	206,0-239,8

Zamknięcie linii powoduje zmianę rozplywu mocy, a co za tym idzie zmianę strat mocy. Dla analizowanego przypadku straty mocy wynoszą odpowiednio 6,7 MWh/rok (sieć otwarta) oraz 5,8 MWh/rok (sieć zamknięta) i stanowią odpowiednio 3,3 % oraz 2,9 % rocznego poboru. Stosunkowo niewielka różnica pomiędzy poszczególnymi stratami powoduje, że uporządkowany bilans mocy jest dla obydwóch przypadków zbliżony.

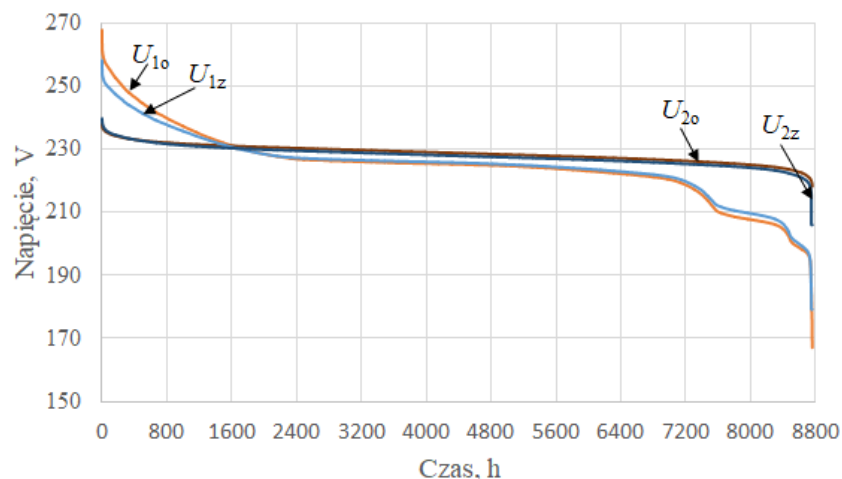


Rys. 9. Uporządkowany bilans mocy w prostej sieci (OK2)

Analizując szczegółowo uporządkowany bilans mocy (rys. 9) można zauważyć, że badane profile charakteryzują się krótkim czasem (w skali roku) gdzie istnieje duży deficyt mocy.

Przez 8 godzin w ciągu roku wystąpiło bardzo duże zapotrzebowanie. Natomiast przez czas krótszy niż 100 godzin bilans mocy w OK2 przekracza zapotrzebowania na poziomie 40 kW czyli połowę mocy maksymalnej. Wystąpienie przez krótki czas deficytu o takim poziomie wskazuje na zasadność kształtowania profilu, czyli pracę sieci możliwą do osiągnięcia na wschodzącym rynku energii elektrycznej.

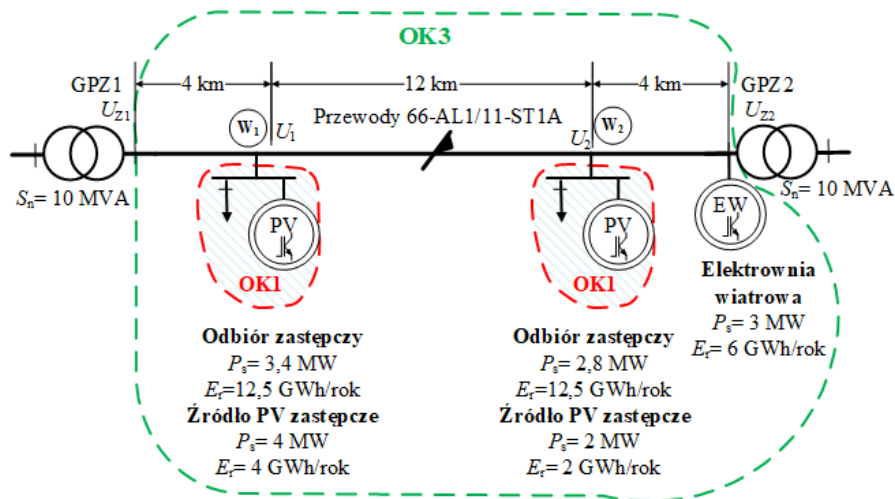
Zamknięcie sieci wpływa na napięcia w węzłach zastępczych (rys. 10), zmniejszając ich różnicę względem napięcia zasilania. Dla analizowanego przypadku spadek napięcia w skali roku w węźle 1 został ograniczony z 63 V do 51 V w sieci zamkniętej. W obydwóch przypadkach został przekroczony dopuszczalny spadek napięcia, jednak w analizie nie uwzględnia się możliwości zmiany napięcia oraz możliwości wpływania na napięcie poprzez aktywne sterownie mocy biernej. Podobnie jest w przypadku wzrostu napięcia spowodowanego nadwyżką produkcji w zastępczym źródle PV. W tym przypadku odchyłka napięcia wynosiła 38 V oraz 28 V odpowiednio dla sieci otwartej i zamkniętej. Do węzła 2 została dołączona elektrownia biogazowa pracująca ze stałą mocą 10 kW, która ograniczyła bilans mocy a w konsekwencji napięcia. W tym przypadku, w sieci zamkniętej występowało niższe napięcie wynikające z chwilowego zwiększonego przepływu pomiędzy węzłami. Jednak odchylenie napięcia w węźle 2 jest zdecydowanie mniejsze niż w węźle 1.



Rys. 10. Uporządkowana przebieg napięć w układzie otwartym (U_{1o} , U_{2o}) i zamkniętym (U_{1z} , U_{2z}) dla węzłów 1 i 2

W modelu sieci SN (rys. 11) dwa odbiory o rocznym zapotrzebowaniu $E_r = 12,5$ GWh każdy dołączone są za pomocą przewodów 66-AL1/11-ST1A o przekroju 70 mm^2 i rezystancji $R_L = 0,4324 \Omega/\text{km}$ do dwóch GPZ-tów. Do węzła pierwszego (W1) przyłączone jest zastępcze źródło PV o mocy $P_s = 4 \text{ MW}$ ($E_r = 4 \text{ GWh/rok}$) a do węzła drugiego (W2) zastępcze źródło PV o mocy $P_s = 2 \text{ MW}$ ($E_r = 2 \text{ GWh/rok}$). Dodatkowo do GPZ2 przyłączono elektrownię wiatrową o mocy $P_s = 3 \text{ MW}$ ($E_r = 6 \text{ GWh/rok}$).

W modelowanej sieci SN do węzłów przyłączone są źródła PV o stosunkowo małej mocy w porównaniu z zapotrzebowaniem, a także przyłączenie elektrowni wiatrowej do GPZ2 powoduje, że zamknięcie sieci tylko w niewielkim stopniu ogranicza straty mocy (tab. 5). Dlatego uporządkowane przebiegi bilansu mocy są praktycznie identyczne (rys. 12).

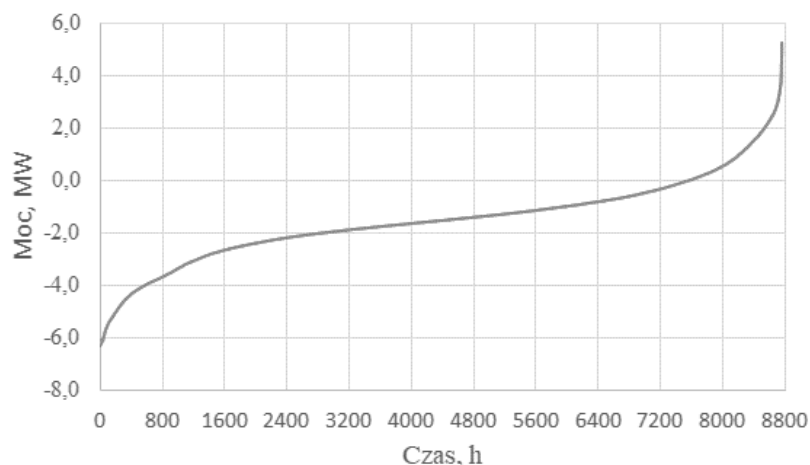


Rys. 11. Wiejska sieć SN

Tab. 5. Porównanie parametrów sieci SN pracującej w układzie otwartym i zamkniętym

	Układ sieci	
	Otwarty	Zamknięty
Zapotrzebowanie, produkcja węzeł 1, GWh/rok	12,5; 4	12,5; 4
Zapotrzebowanie, produkcja węzeł 2, GWh/rok	12,5; 2	12,5; 2
Produkcja elektrowni wiatrowej (GPZ2), GWh/rok	6	6
Straty mocy, MWh/rok	289	269
Zakres zmian napięć w węźle U_1 (U_{\min} - U_{\max}), kV	14,4-15,3	14,5-15,3
Zakres zmian napięć w węźle U_2 (U_{\min} - U_{\max}), kV	14,7-15,1	14,9-15,2

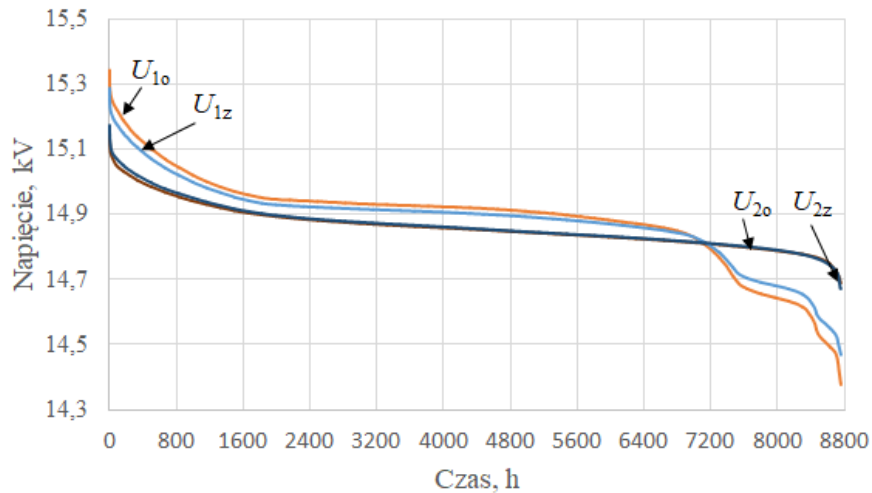
Również w przypadku odchyłeń napięć, taka konfiguracja sprawia, że odchylenia napięcia są mniejsze w sieci zamkniętej, ale różnica jest również mała. Dodatkowo w sieci zamkniętej wzrost napięcia w węźle 2 jest nieznacznie większy w porównaniu do sieci otwartej.



Rys. 12. Uporządkowany bilans mocy w sieci SN (OK3)

Z przeprowadzonej analizy wynika więc, że umiejscowienie źródeł ma istotne znaczenie na straty mocy w linii czy napięcia w węzłach. Mniejszy wpływ ma natomiast na bilans mocy w osłonach (porównaj tab. 4). Zamknięcie sieci ma szczególnie znaczenie w sytuacji, gdy

w sieci istnieje duża liczba źródeł z produkcją wymuszoną. Zamknięcie umożliwia dystrybucję (sprzedaż sąsiedzka) wewnątrz osłony kontrolnej, ograniczając wymianę energii z KSE. Należy jeszcze podkreślić, że elektrownia wiatrowa przyłączona do GPZ2 w niewielkim stopniu wpływa na rozplawy wewnątrz osłony, natomiast zmniejsza roczne zapotrzebowanie energii oraz wpływa na rozplaw w osłonie kontrolnej o kolejnym numerze (OK2 na OK3 a OK3 na OK4).



Rys. 13. Uporządkowany przebieg napięć w układzie otwartym (U_{1o} , U_{2o}) i zamkniętym (U_{1z} , U_{2z}) dla węzłów 1 i 2 w sieci SN

WYBRANE ANALIZY SZCZEGÓŁOWE DLA INFRASTRUKTURY nN-SN

Nie jest możliwe wykorzystanie zalet rynku wschodzącego [2] jeżeli nie uwzględnimy możliwości, jakie dają systemy rozproszone w kwestii zarządzania ograniczeniami sieciowym, czy kształtowania profili osłon kontrolnych, w szczególności, gdy źródła OZE wyposażone są w przekształtnik, które komunikują się pomiędzy sobą oraz nadrzędnymi systemami sterowania (np. OSD czy OHP).



Rys. 14. Metody ograniczenia odchyłń napięcia w sieciach

Jednym z warunków poprawnej pracy sieci jest kontrolowanie ograniczeń związanych z napięciem w węzłach sieci. W sieciach na wschodzącym rynku energii pojawiają się dodatkowe możliwości wpływania na napięcie. Metody ograniczania napięć w sieciach zostały zebrane i przedstawione na rys. 14. Ze względu na sposób realizacji ograniczenia można wyróżnić następujące sposoby:

1. Zmiana parametrów sieci – realizowana jest przez przebudowę sieci, jest to bardzo kosztowna metoda, w większości przypadku nie uzasadniona jeżeli, jedynym powodem przebudowy byłyby przekroczenia napięcia (mocy) w sieci ze względu na zainstalowanie zbyt dużych źródeł jak na potrzeby lokalne i uzasadnione jedynie doskonałymi warunkami pogodowymi.

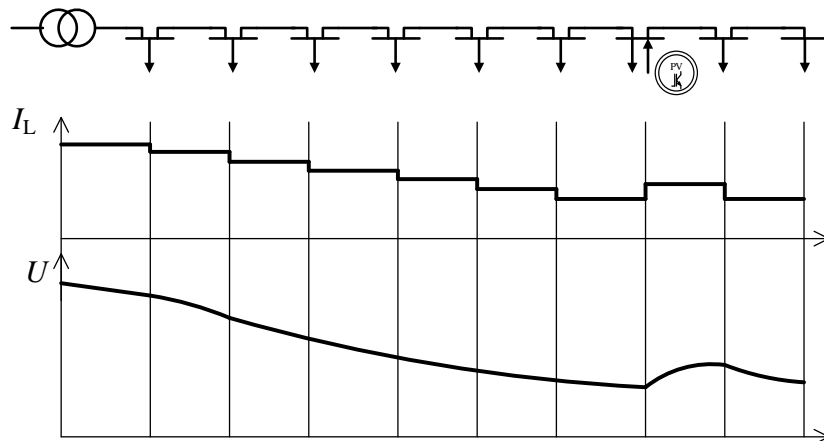
2. Regulacja napięcia zasilania – w sieciach na rynku wschodzącym regulacja napięcia przenosi się również do osłony kontrolnej OK2 i OK3, czyli transformatorów SN/nN. Istnieją rozwiązania, które pozwalają na zmianę liczby zwojów, a tym samym napięcia po stronie nN. Warto podkreślić, że regulacja ta odbywa się pod obciążeniem, czyli nie występują przerwy w dostawie energii do odbiorców.

3. Zmiana mocy czynnej – w skrajnych przypadkach, gdy pozostałe metody ograniczenia zmian napięcia nie pozwalają na poprawną pracę sieci, konieczne jest wyłączenie części rozproszonych źródeł. Metoda ta jest mało efektywna ale najskuteczniejsza. Należy jednak dodać, że zadziałanie zabezpieczeń powinno odbywać się automatycznie a następnie również automatycznie powinna zostać przywrócona możliwość generacji, w sytuacji, gdy sieć zostanie odciążona. Jednak zdecydowanie lepszą metodą jest wykorzystanie zdolności regulacyjnych przekształtników do lokalnego wpływania na rozkład napięć i rozptyw mocy. Regulacja może odbywać się bez komunikacji z operatorami sieci (OSD, OHP itp.) na podstawie lokalnych pomiarów wykonywanych przez przekształtniki. Ograniczenie mocy może być realizowane na podstawie charakterystyki $P=f(U)$ ewentualnie $P=f(f)$. Przy czym w drugim przypadku zmiana częstotliwości może wynikać z pracy systemu KSE lub jeżeli istnieje połączenie osłon OK2 czy OK3 za pomocą układów HVDC, może być wykonywane lokalnie, niezależnie od sytuacji w KSE. Jednak dopiero wykorzystanie komunikacji z operatorami daje największe możliwości kształtowania rozkładu napięcia oraz rozptywów mocy. Wykorzystanie zdalnie sterowanych źródeł OZE pozwala nie tylko na kontrolę ograniczeń, ale również na dynamiczne kształtowanie profilu zapotrzebowania przenosząc możliwości regulacyjne do osłon od OK1 do OK3. Dodatkowo wykorzystując przekształtniki istnieje możliwość ograniczania występującej asymetrii napięć, poprzez symetryzację obciążenia (w instalacjach 3-fazowych) [16].

4. Zmiana mocy biernej – może być realizowana za pomocą elementów biernych (kondensatorów i dławików) dołączanych do sieci, przy czym zakłada się, że istnieje możliwość sterowania pojemnością i indukcyjnością, w najprostszym przypadku poprzez dołączanie lub odłączanie wybranych sekcji. Innym sposobem jest ponownie wykorzystanie przekształtników do generacji, lub poboru mocy biernej, która wpływa na rozkład napięcia w sieci. Warto podkreślić, że praca przekształtnika przy zadanej mocy biernej może być stosunkowo łatwo zrealizowana i w niewielkim stopniu wpływa na generację mocy czynnej. Podobnie jak w przypadku sterowania mocą czynną również w tym przypadku zmiana mocy

biernej może być realizowana na podstawie lokalnych pomiarów (charakterystyka $\cos\phi = f(U)$) lub zdalnie na podstawie sygnałów sterujących.

Przykładowy wpływ rozproszonej generacji na sieć nN został pokazany na rys. 15 [11]. Można zauważyć, że źródło rozproszone nie wpływa tylko na napięcie na końcu linii (w analizowanym przypadku podnosi je), ale również zmniejsza spadek napięcia w każdym węźle, wpływając na zmniejszenie poboru przez węzły (energia jest lokalnie dostarczana przez źródło i nie musi być pobierana z transformatora SN/nN).



Rys. 15. Napięcie w sieci nN z przyłączonym źródłem rozproszonym

Urządzenia w sieciach na rynku wschodzącym. Szybki rozwój przekształtników oraz dodatkowo spadek ceny elementów półprzewodnikowych pozwala na wykorzystanie rozproszonych układów sterowania praktycznie na każdym poziomie napięć w sieciach włącznie z sieciami nN. Otwiera to nowe możliwości kształtowania profili i bilansów praktycznie w każdej osłonie od OK1 zaczynając. W Raporcie ograniczono się do prezentacji urządzeń dedykowanych do sieci nN oraz SN. W tab. 6 zostały zebrane urządzenia konieczne do pełnego wykorzystania możliwości jakie daje wschodzący rynek energii elektrycznej. Dla urządzeń przedstawiono podstawowe funkcje jakie mogą zostać wykorzystane do kontrolowania przepływów mocy oraz wartości napięć.

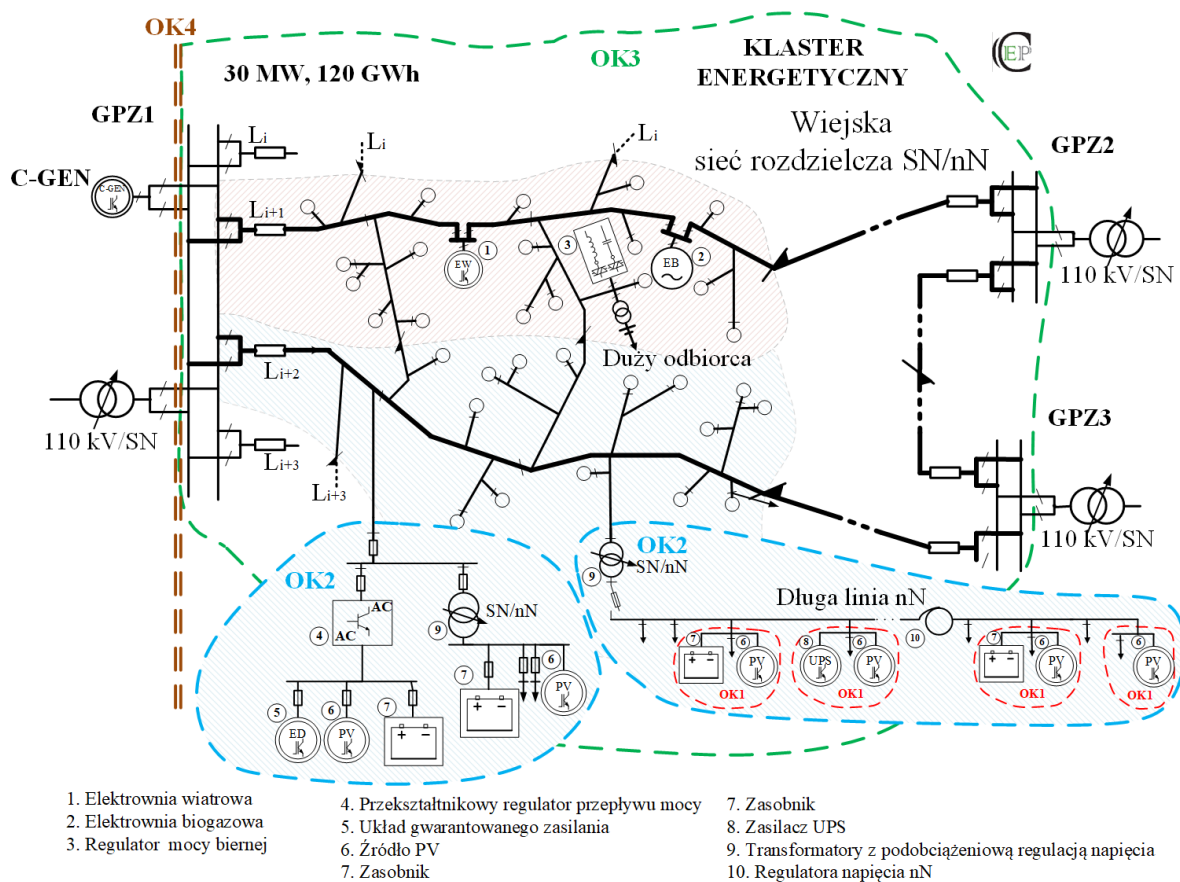
Tab. 6. Charakterystyczne urządzenia na wschodzącym rynku energii elektrycznej

Symbol	Opis	Funkcja
	Transformatory SN/nN z podobciążeniową regulacją zaczepów	Zmiana U_z sieci nN
	Regulatory niskiego napięcia	Lokalna zmiana U_z
	Przełączalne baterie kondensatorów i dławiki	Nadążna kompensacja mocy biernej
	Źródła OZE wyposażone w przekształtniki	Generacja mocy czynnej, regulacja mocy biernej
	Rozproszone magazyny energii	Magazynowanie energii
	Systemy awaryjnego zasilania	Generacja mocy czynnej, regulacja mocy biernej

Warto podkreślić, że regulacja napięcia w sieciach na wschodzącym rynku energii elektrycznej pozwala na osiągnięcie zupełnie nowej jakości sterowania. Wykorzystanie prowadzonych w czasie rzeczywistym pomiarów w sieciach a także przeniesienie zdolności regulacyjnych nawet do osłon OK1 pozwala o wiele precyzyjniej kształtować napięcia czy wpływać na ograniczenia. Przykładowe [17] strategie sterowania napięciem mogą być prowadzone przy spełnieniu określonych kryteriów np.:

1. Kontrola ograniczeń węzłowych.
2. Świadczenia usług DSM/DSR.
3. Minimalizacja sumarycznych kosztów strat gospodarczych u odbiorców.
4. Minimalizacja rocznych kosztów pracy sieci.
5. Minimalizacja kosztów strat mocy i energii w sieci ponoszonych przez OSD.
6. Minimalizacja strat energii w sieci.
7. Minimalizacja kosztów całkowitych (z/bez uwzględnienia bonifikat/upustów w skutek przekroczenia odchyłeń napięcia i przerw w dostawie).
8. Maksymalizacja zysku ze sprzedaży energii (przez OSD).

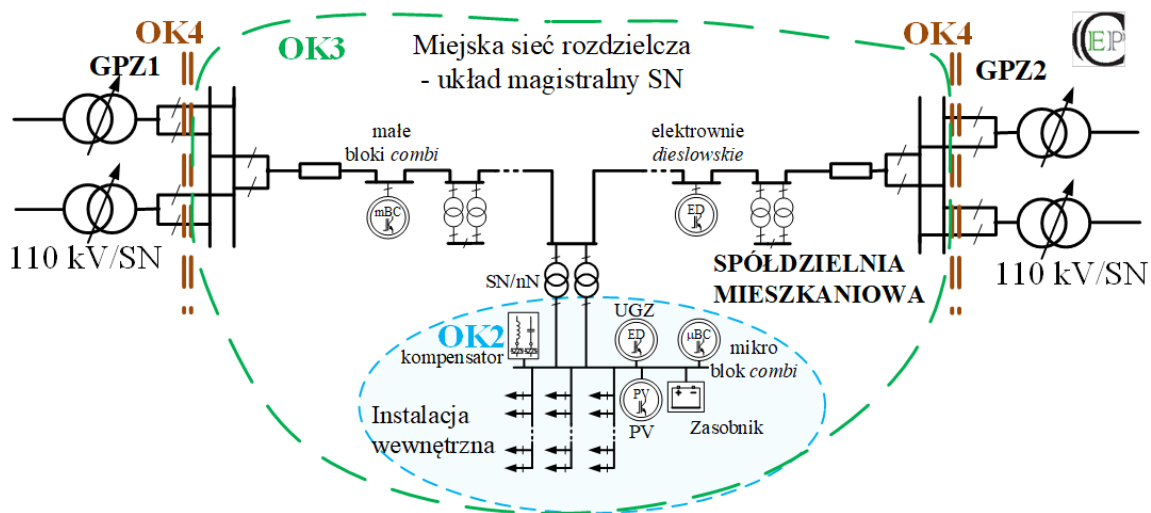
Kryteria strategii sterowania napięciem mogą służyć zarówno do kontroli ograniczeń węzłowych jak i być narzędziem zysków dla OSD.



Rys. 16. Wiejska sieć rozdzielcza z umiejscowieniem urządzeń charakterystycznych dla rynku wschodzącego

Umieszczenie urządzeń służących do kontroli parametrów sieciowych ma również bardzo duży wpływ na poprawną pracę sieci. Możliwość sterownia napięciem w transformatorach SN/nN pozwala np. na ograniczenie strat mocy. Wykorzystanie rozproszonych źródeł, w tym źródeł wyposażonych w przekształtniki umożliwia sterownia zarówno mocą bierną jak i mocą czynną, zastosowanie magazynów energii zwiększa wykorzystanie źródeł z produkcją wymuszoną. Istnieje również możliwość poprawy jakości energii przez zastosowanie nadążnych regulatorów mocy biernej, jak również regulatorów napięcia do symetryzacji i zmniejszenie odchyłań napięć.

Dodatkowo, wykorzystując transfer paliw, szczególnie w miejskiej sieci rozdzielczej, w tym mikro bloków *combi* oraz mikro elektrowni *dieslowskich* bilansowanie, regulacja wtórna a nawet regulacja pierwotna może zostać przeniesiona do osłon OK1, OK2 i OK3.

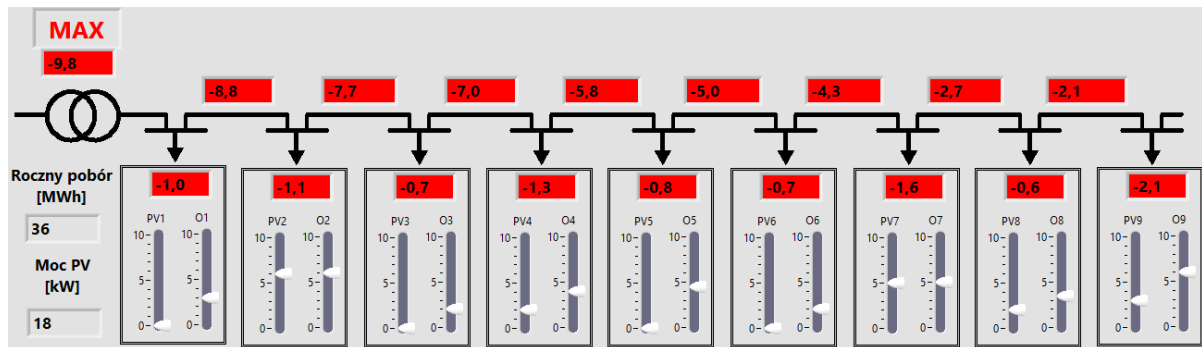


Rys. 17. Miejska sieć rozdzielcza wyposażona w rozwiązania z rynku wschodzącego

Symulator rozplywu w sieci nN. W celu przybliżenia zjawisk zachodzących w sieci z dużym udziałem źródeł OZE, zamodelowano sieć nN składającą się z dziewięciu osłon OK1 przecinających przyłącza prosumenckie/odbiorcze do linii nN (obejmujących prosumentów/odbiorców (rys. 18)). Dla każdej osłony symulator umożliwia osobną i niezależną zmianę rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz moc źródeł PV (rocznej produkcji). Pozwala to na przeanalizowanie rozplywów mocy w zależności od obciążenia oraz wysycenia źródłami PV.

W symulatorze sieci nN wykorzystuje się profile produkcji źródeł PV (rys. 19) pobrane ze strony PVMonitor [14]. Profile są unormowane do 1 kW, (podzielone przez moc źródła PV) w celu łatwego skalowania. Należy tutaj podkreślić, że warunki pogodowe (szczególnie nasłonecznienie) dla analizowanej linii nN jest podobne, ze względu na niewielką (nie przekraczającą 2 km) długość linii nN. Konsekwencją tego są zbliżone profile produkcji ze źródeł PV (ze współczynnikiem jednoczesności bliskim jeden). Każda osłona OK1 charakteryzuje się własnym profilem zapotrzebowania również pobranym ze strony PVMonitor [14] (przykładowe 15-minutowe profile prezentowane są na rys. 20). Profile

zostały unormowane do 1 MWh/rok, czyli przeskalowane liniowo tak, żeby w ciągu roku charakteryzowały się zapotrzebowaniem wynoszącym 1 MWh.



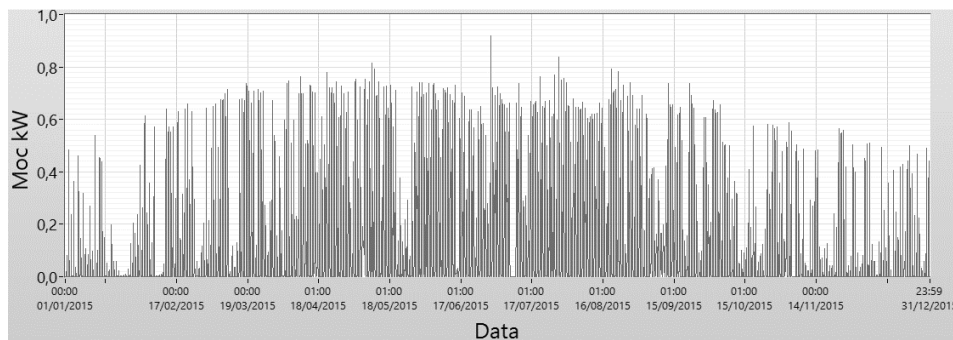
Rys. 18. Schemat sieci nN z możliwością zmiany obciążenia i mocy źródeł PV dla każdego odbiorcy/prosumenta

Dla każdej osłony OK1 prowadzone jest bilansowanie uwzględniające aktualne zapotrzebowanie i produkcję źródeł OZE:

$$P_{OK1_i}|_t = \sum_{i=1}^n P_{PV_i}|_t - \sum_{i=1}^m P_{O_i}|_t \quad (1)$$

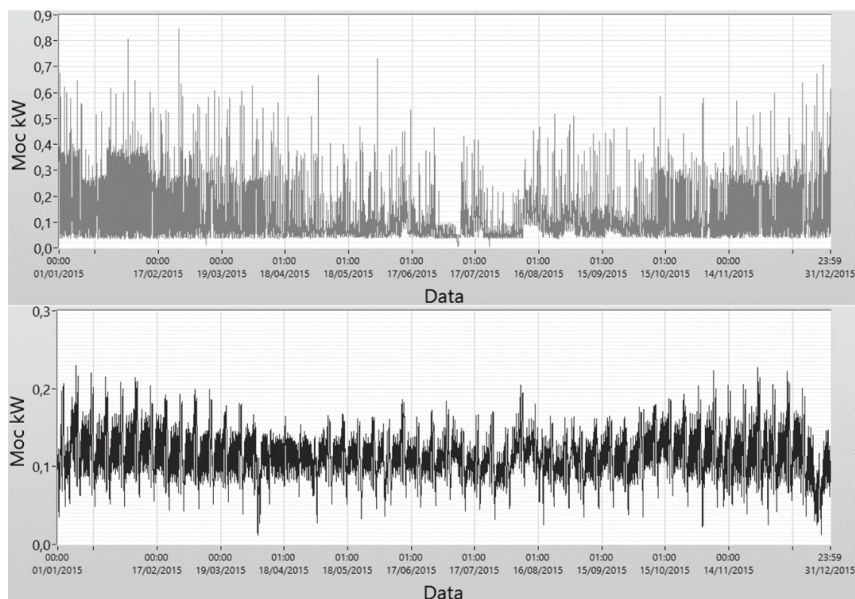
Znajomość mocy w osłonach (1), pozwala na obliczenie przepływu w odcinkach linii:

$$P_{Li}|_t = \sum_{i=1}^k P_{OK1_i}|_t \quad (2)$$



Rys. 19. Rzeczywisty 15-minutowy profil produkcji źródła PV o mocy 4,4 kW(Czechowice-Dziedzice 2015 r.) – unormowany do 1 kW

W celu uproszczenia analizy, celem jest pokazanie pewnych właściwości sieci z dużą liczbą źródeł rozproszonych przyjmuje się, że napięcie jest stałe. Przedstawione wyniki obarczone są więc pewnym błędem, ale jeżeli uwzględni się możliwość regulacji napięcia zasilania przez transformatory z podobciążeniową regulacją napięcia oraz aktywną kompensację mocy biernej przez przekształtniki, w znacznej mierze ogranicza się błędy wynikające z założeń przy jednocześnie dużo większej przejrzystości prezentowanych wyników.



Rys. 20. Przykładowe 15-minutowe (unormowane do 1 MWh/rok) profile zapotrzebowania wykorzystywane w symulatorze sieci nN

Obliczenia prowadzone są dla całego roku, z uwzględnieniem 15-minutowego bilansowania w osłonach oraz przepływów w odcinkach linii, co pozwala na przeanalizowanie rozkładu dla różnych warunków pogodowych (produkcja PV) jak i różnego zapotrzebowania. Wykonana uproszczona analiza sieci nN jest poprawna przy założeniu, że sieć jest w dużej mierze wysycona automatyką, zarówno u prosumentów (przekształtniki PV) jak i po stronie OSD (zabezpieczenia, automatyka). Spełnienie przez prosumentów/odbiorców przyłączonych do sieci określonych wymagań pozwala na potraktowanie sieci jako sieci, w której przepływy są przez źródła wymuszane (przekształtniki sterują mocą).

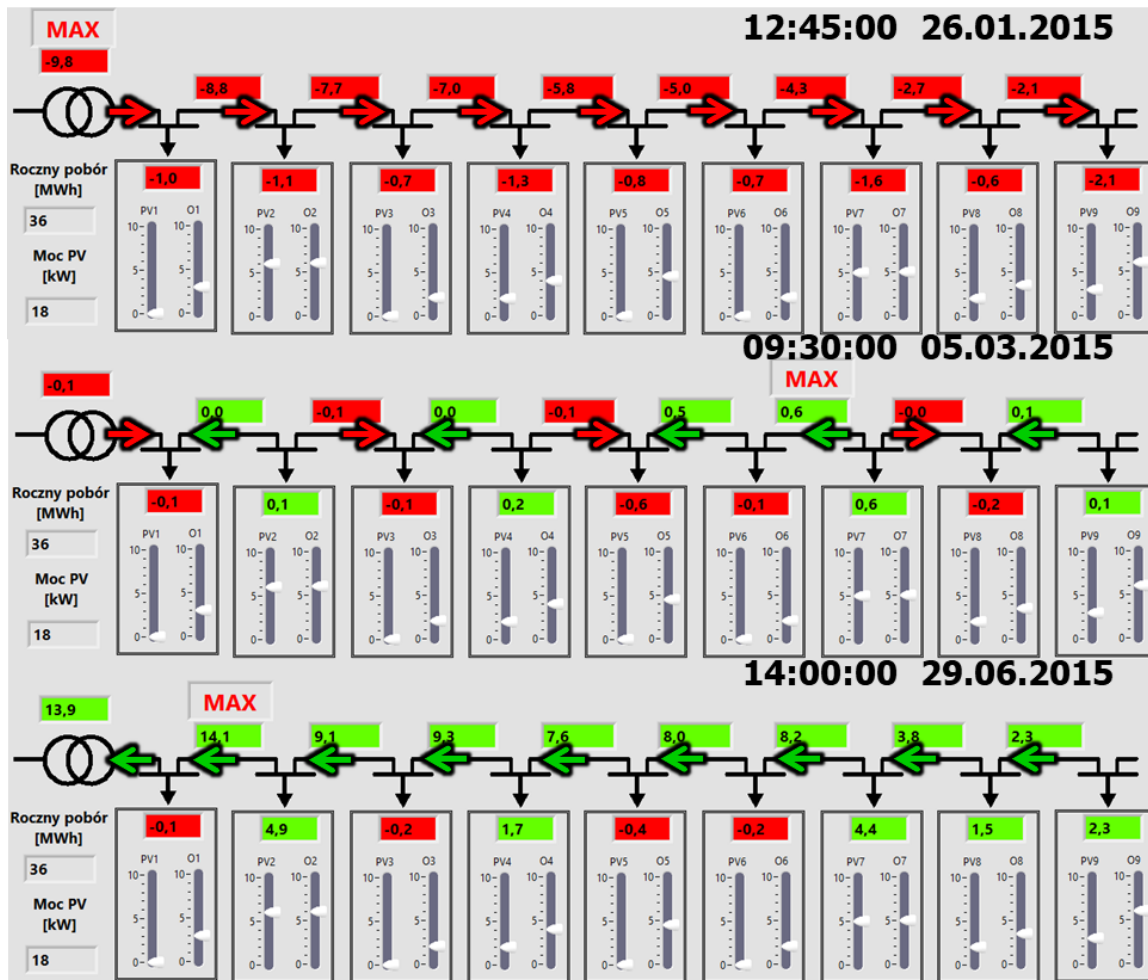
Do analizy przyjęto referencyjne dane dla każdej osłony OK1 (tab. 7). Dla tak wybranych danych zostały obliczone profile bilansowe na osłonach kontrolnych OK1 oraz przepływ mocy w odcinkach sieci nN.

Tab. 7. Dane referencyjne sieci nN

OK1 (węzeł sieci)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	Suma
Zapotrzebowanie, MWh/rok	3	6	2	4	4,5	2	5	3,5	6	36
PV, kW	0	6	0	2	0	0	5	2	3	18

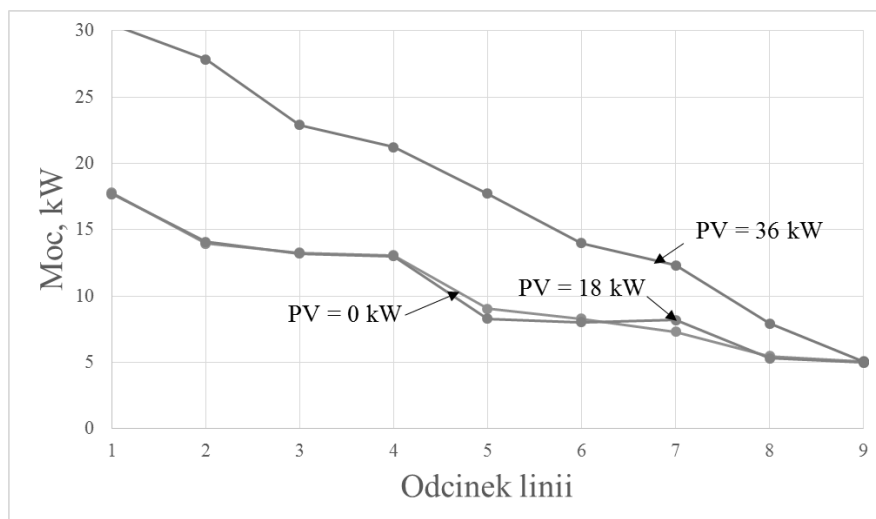
Przykładowe wyniki rozpyły mocy zostały pokazane na rysunku 21. Można zauważyć, że w sieci nN w której istnieją źródła PV rozpyły ten jest o wiele bardziej skomplikowany. Wystąpienie dodatkowych źródeł, może powodować, że bilans energii w osłonie OK1 jest dodatni i energia zwracana jest do sieci nN wpływając na przepływy w jej poszczególnych odcinkach. Odbiorcy mogą być więc zasilani zarówno z transformatora SN/nN ale również lokalnie od prosumentów. Możliwy jest również przypadek taki, w którym sumaryczna moc produkowana w sieci nN jest większa od zapotrzebowania. Zmienia się wtedy kierunek przepływu mocy (zwrot energii do KSE) w transformatorze SN/nN (osłona OK2) powodując, że z odbiorcy energii OK2 staje się producentem.

Wykorzystując równania (2) i (3) oraz oprogramowanie Matlab można przeprowadzić uproszczoną analizę (nie uwzględniającą zmiany napięcia w sieci) wpływu źródeł PV na rozkład mocy w odcinkach linii nN. Analiza uwzględnia obecne warunki, w których źródła pracują z maksymalną mocą wynikającą z warunków atmosferycznych.



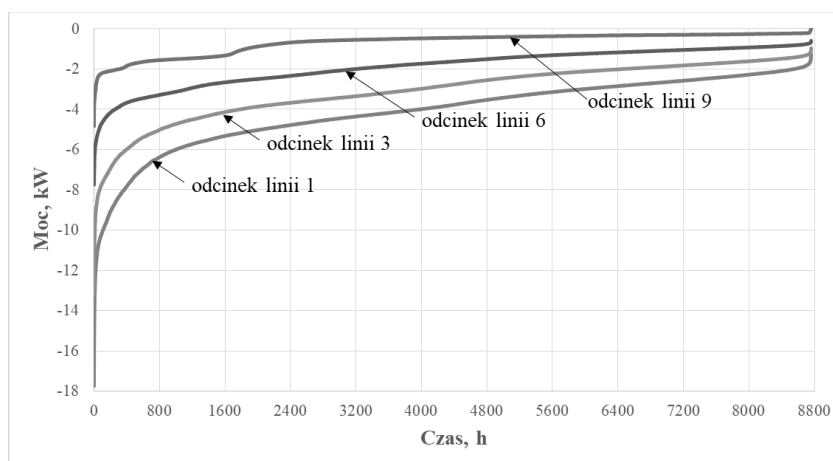
Rys. 21. Przykładowe 15-minutowe (unormowane do 1 MWh/rok) profile zapotrzebowania wykorzystywane w symulatorze sieci nN

Podstawową, a zarazem jedną z najistotniejszych informacji w przypadku instalowania kolejnych źródeł PV, jest zmiana maksymalnego obciążenia w odcinkach linii nN. Na rysunku 10 pokazano maksymalną moc występującą w poszczególnych odcinkach linii nN dla trzech przypadków: bez źródeł PV, ze źródłami o rocznej produkcji bliskiej połowie rocznego zapotrzebowania (zgodnie z danymi referencyjnymi tab. 7) – moc 18 kW oraz ze źródłami o rocznej produkcji równej w przybliżeniu rocznemu zapotrzebowaniu (moc źródeł PV w każdej osłonie OK1 wynika z rocznego zapotrzebowania) – moc 36 kW. Analiza pokazuje, że do mocy 18 kW (energii prawie 18 MWh/rok) źródła nie zmieniają maksymalnego obciążenia w odcinkach linii. Natomiast źródła PV o mocy 36 kW powodują, że maksymalne obciążenie zwiększa się w każdym odcinku linii nN a w pięciu odcinkach przekracza maksymalną wartość dla linii bez źródeł PV. W transformatorze SN/nN (OK2) moc maksymalna jest prawie dwa razy większa.



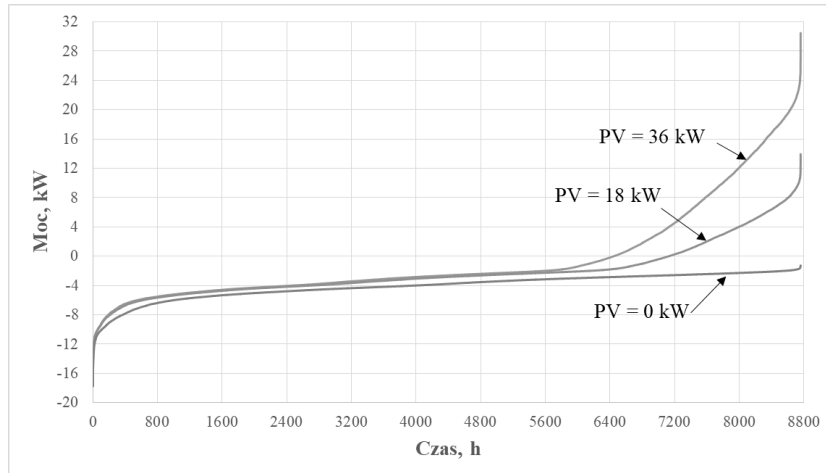
Rys. 22. Maksymalny przepływ w odcinkach linii dla różnych sumarycznych mocy źródeł PV

Warto jednak podkreślić, że analizując uporządkowany rozkład mocy we wszystkich odcinkach linii nN (rys. 22) widać, że dla linii bez źródeł moc większa od 10 kW występuje jedynie przez czas mniejszy niż 100 godzin. Natomiast moc powyżej 12 kW jedynie przez 20 godzin. Ponieważ w symulacji ograniczono się jedynie do dziewięciu osłon OK1 profil charakteryzuje się stosunkowo dużym współczynnikiem jednoczesności (pobór mocy w tym samym czasie przez różnych odbiorców). W rzeczywistych sieciach gdzie odbiorców jest więcej (20-30) współczynnik jednoczesności będzie mniejszy, przez co uporządkowany rozkład mocy może wyglądać inaczej, jednak nie wpłynie to na jego (rozkładu) ogólne właściwości, a jedynie na wartości liczbowe.



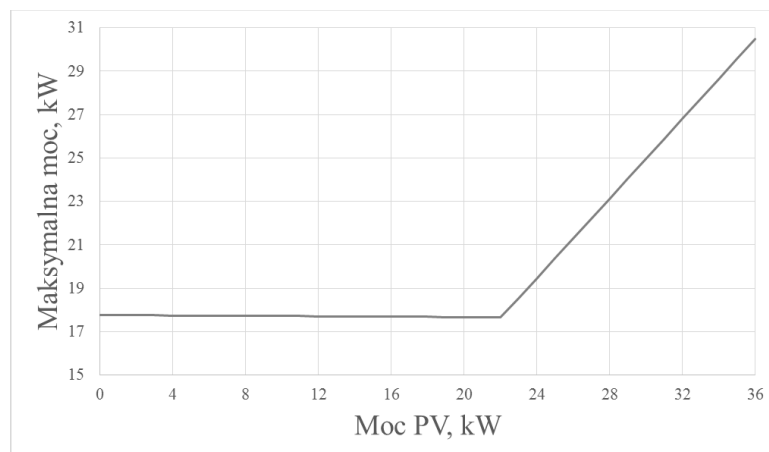
Rys. 23. Uporządkowany rozkład mocy w odcinkach linii bez źródeł PV (PV = 0 kW)

Maksymalna moc w linii nN występuje w odcinku najbliższym transformatora SN/nN, jeżeli w sieci występują jedynie źródła prosumenckie, tzn. o rocznej produkcji dopasowanej do rocznego zużycia. Dlatego na rys. 12 ograniczono się do przedstawienia uporządkowanego rozkładu mocy dla tego odcinka, ale dla różnych wartości mocy źródła PV. Dołączenie źródła o dużej mocy, w szczególności w miejscu oddalonym od transformatora SN/nN, musi być odrębnie analizowane i jest poza zakresem tych badań.



Rys. 24. Uporządkowany rozkład mocy w stacji SN/nN dla różnej mocy źródeł PV

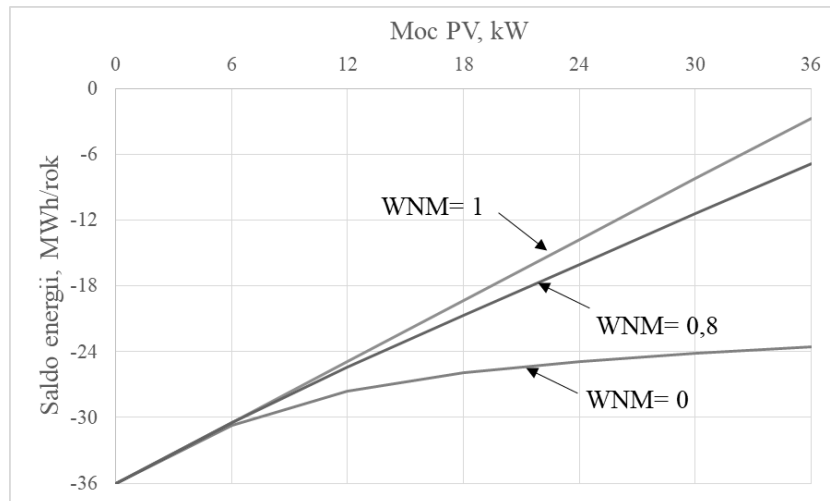
Z rysunku 25 wynika, że zainstalowanie źródeł o mocy 36 kW powoduje, że przez stosunkowo długi czas (około 400 godzin) zwrot energii do KSE z OK2 jest większy (bezwzględnie) niż maksymalne zapotrzebowanie. Taka sytuacja jest niekorzystna dla sieci, bo może spowodować konieczność, (nieuzasadnionej, bo korzyści osiągnię w dużej mierze tylko prosument) inwestycji. Dla badanej sieci sumaryczna moc źródeł PV nie powinna więc być większa niż 22 kW (rys. 13). Zakładając, że źródło o mocy 36 kW produkuje energię w skali roku w przybliżeniu pozwalającą pokryć roczne zapotrzebowanie, można przyjąć, że względu na maksymalną moc, że instalacja źródeł produkujących energię przekraczającą 60 % rocznego zapotrzebowania zaczyna wpływać niekorzystnie na sieć.



Rys. 25. Charakterystyka maksymalnej mocy w linii w funkcji sumarycznej mocy źródeł PV

Zwiększanie mocy źródeł PV, może (powyżej pewnego poziomu) wpływać na sieć nN, jednak przynosi istotne korzyści wynikające z obniżenia zapotrzebowania na energię elektryczną dla rozpatrywanej osłony OK2. Na rysunku 26 przedstawiono zmianę salda energii w sieci nN (OK2) w zależności od mocy źródeł PV. Dodatkowo bilansowanie uwzględnia trzy wartości współczynnika *net meteringu* (WNM). Dla WNM=1 (cała energia oddana do KSE może być pobrana) oraz WNM=0,8 (energia pobrana równa jest 80% energii

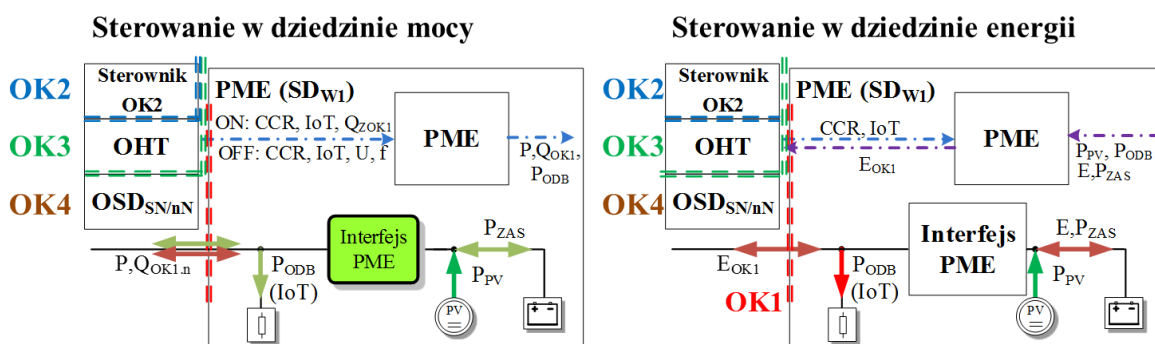
oddanej – stan aktualny) w sposób istotny zmniejsza się saldo, jednak należy pamiętać, że zwiększa się jednocześnie maksymalne obciążenie sieci. Jeżeli przyjmimy $WNM=0$ (nadwyżka energii jest tracona, przez obniżenie mocy źródeł PV) również zmniejsza się saldo, ale źródła nie powodują zwiększenia maksymalnego obciążenia sieci. Można zauważyć, że dla małych mocy źródeł PV, prawie cała energia jest wykorzystywana w OK2.



Rys. 26. Saldo energii w sieci nN (OK2) w funkcji mocy zainstalowanych źródeł PV dla różnych współczynników netmeteringu (WNM)

Zdolności integracyjne sieci. Zdolności integracyjne sieci rozumiane są jako możliwości przyłączenia (integracji) do sieci źródeł o takiej mocy, która nie powoduje konieczności inwestycji w sieć (nie mogą zostać przekroczone dopuszczalne obciążenia oraz dopuszczalne wartości napięć).

Z przeprowadzonej analizy (rys. 26) wynika, że możliwa jest taka praca źródeł, która nie powoduje zmiany dopuszczalnego obciążenia sieci nN (zmniejsza jednocześnie zapotrzebowanie OK2 na energię elektryczną). Zdolności integracyjne sieci mogą zostać zwiększone poprzez wykorzystanie akumulatorów w OK1 lub/i ograniczanie produkcji źródeł PV. Wprowadzając dodatkowo możliwość wymiany informacji z OSD (OK4), OHT (OK3) lub sterownika OK2 możliwości integracyjne są jeszcze większe. Koncepcja sygnałów sterujących uwzględniających sterowanie zarówno mocą jak i energią została pokazana na rys. 27. Możliwość komunikacji w OK2 ale również OK3 i OK4, pozwala na dynamiczne kształtowanie rozplywu mocy na podstawie generowanych sygnałów sterujących.



Rys. 27. Sterowanie OK1 w środowisku osłon OK2 do OK4

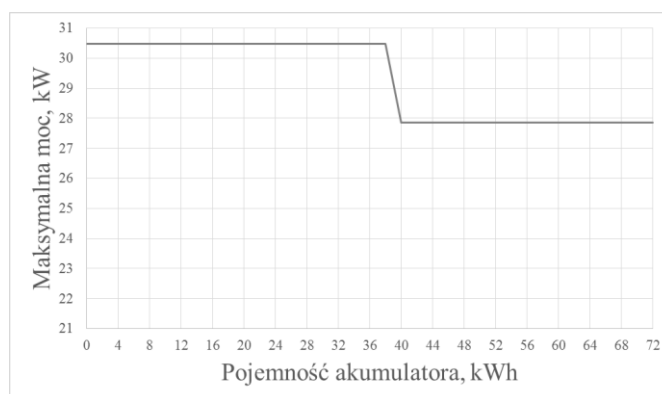
Przyjmując, że wielkością odniesienia dla linii nN jest maksymalna moc pobierana przez OK2, do określenia wpływu różnych strategii pracy osłon OK1 na linię nN wprowadzono współczynnik generacji opisany wzorem:

$$WG = \left| \frac{P_{zw_{max}}}{P_{pob_{max}}} \right| \cdot 100\% \quad (3)$$

gdzie: $P_{zw_{max}}$ – maksymalna moc zwracana do KSE przez OK2 (transformator SN/nN)
 $P_{pob_{max}}$ – maksymalna moc pobierana do KSE przez OK2 (transformator SN/nN)

Dodatkowo określono również nadwyżkę produkcji (energię oddaną do KSE) oraz deficyt (energię pobraną z KSE) a także saldo wymiany energii pomiędzy osłoną OK2 a KSE. Wprowadzone wielkości pozwalają na określenie wpływu źródeł na sieć oraz korzyści dla prosumentów/odbiorców będących w OK2.

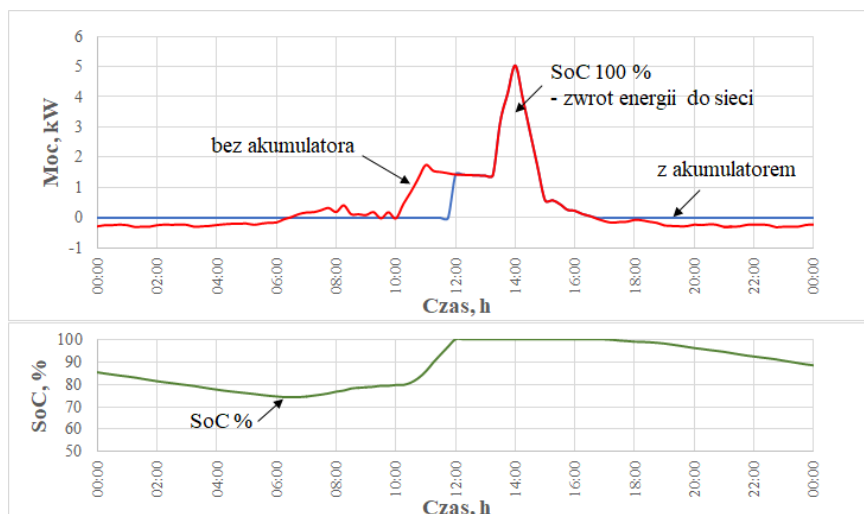
Pierwszą metodą zwiększenia zdolności integracyjnych jest zastosowanie akumulatorów w OK1, które pozwalają na zgromadzenie części wyprodukowanej przez źródła PV energii. Należy zauważyć, że wyposażenie instalacji prosumenckiej w magazyny energii, ze względu na aktualnie obowiązujący *net metering* nie jest opłacalne. Nie uwzględniając nawet kosztu zakupu akumulatora, magazynowanie w nim energii odbywa się ze sprawnością w przybliżeniu równą współczynnikowi *net meteringu* ($WNM=0,8$). Wprowadzenie *net meteringu* jest więc bodźcem stymulującym rozwój źródeł PV, ale praktycznie blokuje stosowanie akumulatorów. Jednak w celu określenia wpływu na sieć, nie uwzględnia się współczynnika *net meteringu* w obliczaniu salda osłony OK2 (stan sprzed ustawy OZE z dnia 1 lipca 2017r.).



Rys. 28. Wpływ akumulatorów na maksymalną moc obciążenia sieci nN

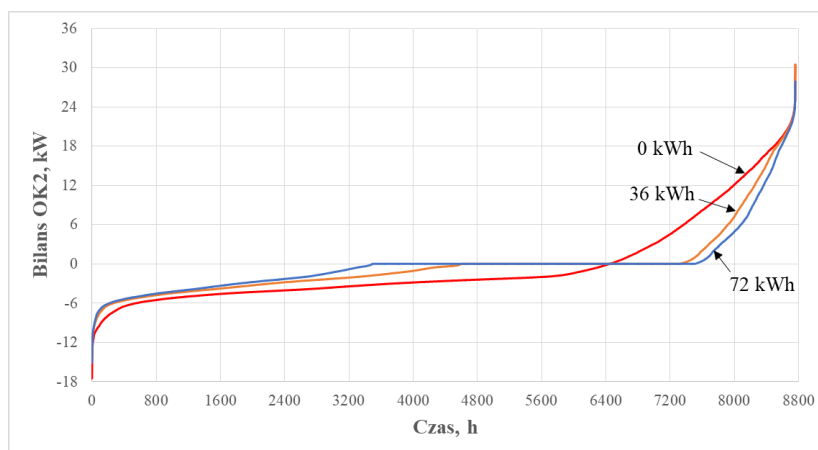
Zastosowanie akumulatorów w OK1, ma bardzo mały wpływ na ograniczenie maksymalnej mocy (rys. 28), nawet przy dużych pojemnościach. Spowodowane jest to tym, że w okresie letnim, gdy występuje duża produkcja w źródłach OZE, natomiast zapotrzebowanie jest ograniczone, dochodzi do pełnego naładowania akumulatora ($SoC=100\%$). Ponieważ akumulator nie może więcej gromadzić energii jest ona zwracana do sieci. Sytuację taką dla osłony OK1 nr 9 przedstawiono na rysunku 29. Zamieszczono na nim dobowy (29.06.2015r.) bilans energii dla osłony bez i z akumulatorem. Z bilansu wynika, że akumulator na początku doby był naładowany do 85 %. Niewielki pobór w nocy nie był w stanie go rozładować i po

czterogodzinnym gromadzeniu energii został całkowicie naładowany w chwili, gdy produkcja ze źródła PV była bardzo wysoka.



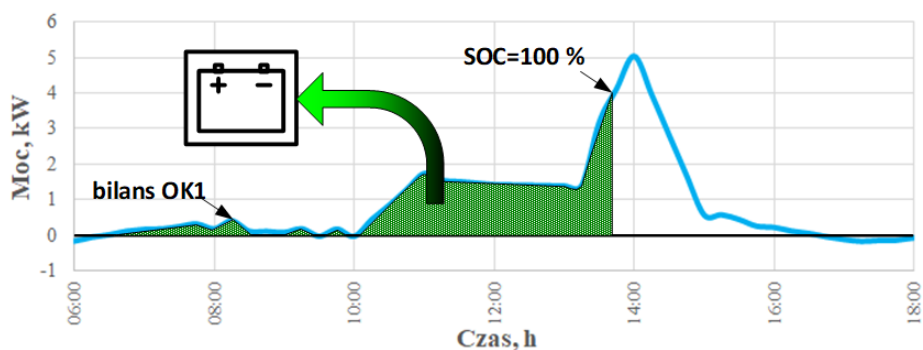
Rys. 29. Dobowy bilans mocy w OK1 nr 9 z akumulatorem i bez akumulatora – brak możliwości bilansowania z powodu zbyt dużej produkcji w źródle PV

Zastosowanie akumulatorów wpływa na zwiększenie wykorzystania energii na potrzeby własne (rys. 30), jednak nie zwiększa istotnie zdolności integracyjnych (tab. 6 - maksymalizacja wykorzystania produkcji źródła PV). Zwiększenie pojemności akumulatora w niewielkim stopniu wpływa na saldo energii, jednak w dużym stopniu wpływa na deficyt.



Rys. 30. Uporządkowany bilans OK2 (transformator SN/nN) dla źródła PV=36 kW i różnej pojemności akumulatorów

Wprowadzając akumulatory o łącznej pojemności 36 kWh można deficyt ograniczyć o prawie 40%, zwiększając wykorzystanie energii na potrzeby własne. Dalsze zwiększanie pojemności akumulatorów jest coraz mniej efektywne, powodując zmniejszenie współczynnika generacji jedynie o 15% (ze 172% do 157). Taką pracę osłon OK1 (rys. 31) można nazwać maksymalizacją wykorzystania produkcji źródła OZE i choć zdecydowanie poprawia saldo osłony OK2 (ale również OK1), nie zwiększa zdolności integracyjnych.

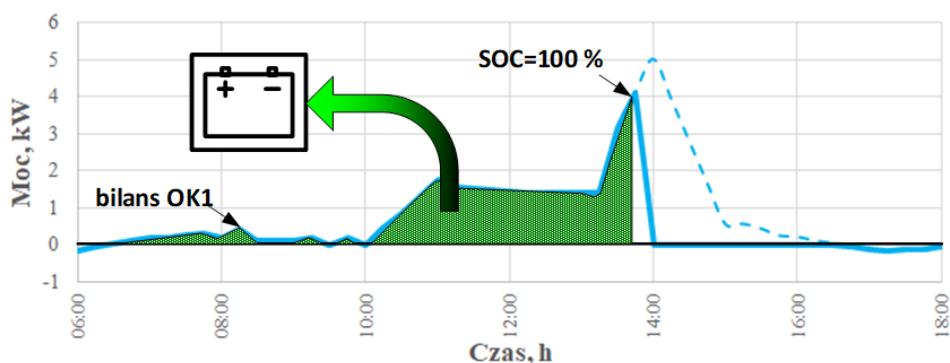


Rys. 31. Strategia sterownia akumulatorem – maksymalizacja wykorzystania produkcji źródła PV

W drugiej (rys. 32) strategii pracy (tab. 8 – produkcja tylko na potrzeby własne), osłony OK1 są podłączone do sieci oraz wyposażone w źródła PV i akumulatory, ale jeżeli produkcja źródeł PV przekracza zapotrzebowanie, jest ona ograniczona tak, żeby żadna energia nie była wprowadzana do sieci. W tym przypadku, maksymalna moc w linii nN wynika jedynie z maksymalnego zapotrzebowania a linia pracuje tak jakby nie było żadnych źródeł (współczynnik generacji = 0 %). Taka strategia sterowania pozwala właściwie na nieograniczoną zdolność integracyjną, jednak nie jest korzystna dla prosumentów. Zastosowanie akumulatorów ogranicza deficyt, ale dosyć duża część energii jest tracona (saldo jest równe deficytowi).

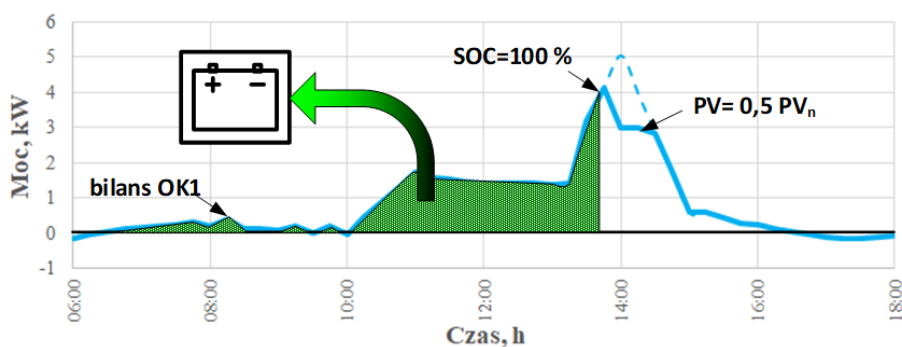
Tab. 8. Porównanie bilansów energii OK2 dla różnych strategii pracy osłon OK1

Sumaryczna pojemność akumulatorów w OK2, kWh	0	12	24	36	48	60	72
Maksymalizacja wykorzystania produkcji źródła PV							
Saldo, MWh/rok	-2,7	-2,0	-1,5	-1,1	-0,9	-0,7	-0,6
Nadwyżka, MWh/rok	20,9	17,8	15,2	13,3	12,0	11,3	10,8
Deficyt, MWh/rok	-23,6	-19,8	-16,7	-14,4	-12,9	-12,0	-11,5
Współczynnik generacji, %	172	172	172	172	157	157	157
Produkcja tylko na potrzeby własne – brak zwrotu energii do sieci nN							
Saldo, MWh/rok	-23,6	-19,9	-16,7	-14,4	-12,9	-12,0	-11,5
Nadwyżka, MWh/rok	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Deficyt, MWh/rok	-23,6	-19,9	-16,7	-14,4	-12,9	-12,0	-11,5
Współczynnik generacji, %	0	0	0	0	0	0	0
Zwrot do sieci z mocą mniejszą od 0,5 PV							
Saldo, MWh/rok	-3,5	-2,8	-2,3	-1,9	-1,6	-1,4	-1,3
Nadwyżka, MWh/rok	20,1	17,0	14,4	12,5	11,3	10,6	10,2
Deficyt, MWh/rok	-23,6	-19,8	-16,7	-14,4	-12,9	-12,0	-11,5
Współczynnik generacji, %	100	100	100	100	100	100	100
Sterowana produkcja w źródłach PV przez OSD, OHT lub sterownik OK2							
Saldo, MWh/rok	-3,5	-2,8	-2,3	-1,9	-1,6	-1,4	-1,2
Nadwyżka, MWh/rok	20,0	16,9	14,4	12,5	11,3	10,6	10,2
Deficyt, MWh/rok	-23,6	-19,8	-16,7	-14,4	-12,9	-12,0	-11,5
Współczynnik generacji, %	100	100	100	100	100	100	100



**Rys. 32. Strategia sterownia akumulatorem
–produkcja tylko na potrzeby własne – brak zwrotu energii do sieci nN**

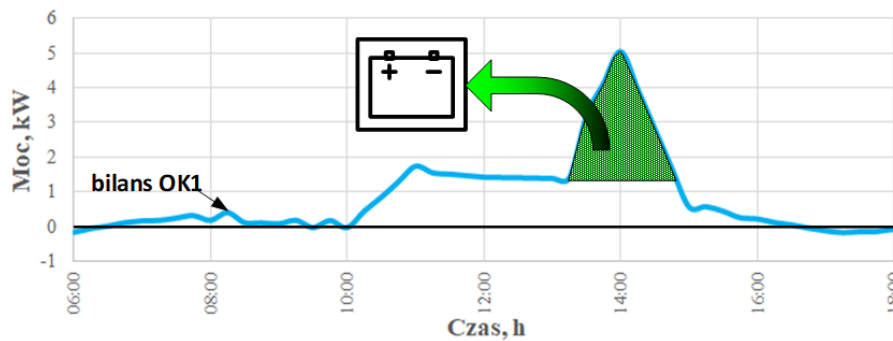
Kolejna strategia (rys. 33) pracy OK1 (tab. 6 – zwrot do sieci z mocą mniejszą od 0,5 PV) polega na ograniczaniu produkcji, źródła PV. Przyjęto, że moc zwracana do sieci (wynikająca z bilansu OK1) nie powinna przekraczać połowy mocy znamionowej źródła PV. Warto podkreślić, że źródło może pracować z maksymalną mocą, ale w sytuacji gdy połowa energii jest zużywana na potrzeby własne. Jak wynika z rysunku 18, czas przez który moc wynikająca z bilansu przekracza połowę mocy PV (18 kW) jest mniejszy niż 300 godzin. Sugeruje to, że taka strategia sterownia może być bardzo efektywna. Jak wynika z tabeli 6 (zwrot do sieci z mocą mniejszą od 0,5 PV) deficyt jest taki sam jak w strategii pierwszej (maksymalizacja wykorzystania produkcji PV), ale współczynnik generacji wynosi 100 %. Źródła PV nie powodują wzrostu maksymalnego obciążenia linii. Odbywa się to kosztem zmniejszenia nadwyżki, ale o nie więcej niż pięć procent. Metoda ta ma jednak jedną wadę, zmiana mocy zainstalowanych źródeł PV, wymaga każdorazowej zmiany ograniczenia we wszystkich źródłach.



**Rys. 33. Strategia sterownia akumulatorem
–zwrot do sieci z mocą mniejszą od 0,5 PV**

Wykorzystując możliwość zautomatyzowanej infrastruktury SN/nN o aktualnej wartości produkcji może decydować OSD, OHT lub sterownik OK2, przy czym mając dodatkowo informację o stanie naładowania akumulatorów możliwe jest realizacja mechanizmów DSM/DSR (rys. 34) a docelowo nawet reakcja na cenotwórstwo czasu rzeczywistego. Dodatkowo strategii pracy mogą być na bieżąco modyfikowane przez operatorów. Sygnały sterujące mogą uwzględniać np. zmienną obciążalność linii nN przy różnych warunkach atmosferycznych. W tabeli 8 (Sterowana produkcja w źródłach PV przez OSD, OHT lub sterownik OK2) zamieszczono wyniki, w których analizowana jest aktualna moc w liniach

i ograniczana produkcja źródeł PV tak, aby współczynnik generacji nie przekroczył 100 %. Dla takiej pracy, wyniki są zbliżone do strategii ograniczającej produkcję w źródłach (zwrot do sieci z mocą mniejszą od 0,5 PV).



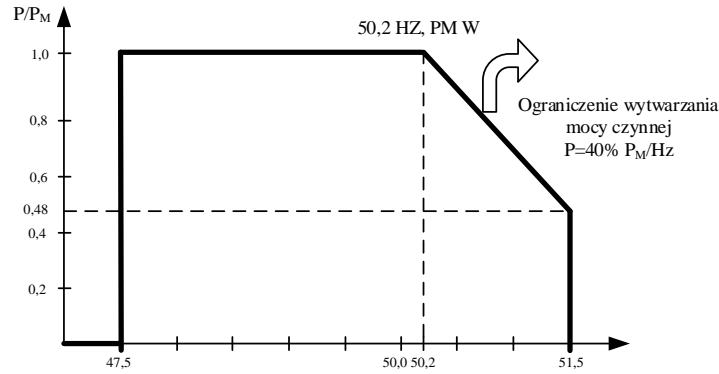
Rys. 34. Strategia sterowania akumulatorem –sterowana produkcja w źródłach PV przez OSD, OHT lub sterownik OK2

Kryteria przyłączenia dla mikroinstalacji. Instalowanie nowych źródeł OZE zmienia właściwości sieci nN. Oprócz analizowanego maksymalnego obciążenia sieci istotnych jest wiele innych parametrów, w tym zmiana napięcia, zmiana częstotliwości, asymetria napięć itp. Dlatego zostały opracowane przez dystrybutorów wymagania dla systemów generacji, które muszą być spełnione przed przyłączeniem instalacji do sieci. W tabeli 9 zebrano wymagania opracowane na podstawie kryteriów przyłączania mikroinstalacji do sieci nN [18].

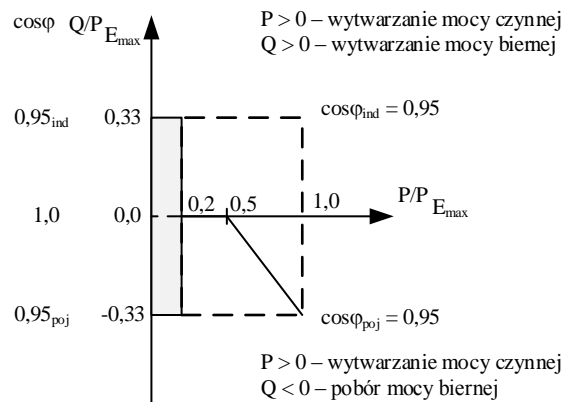
Tab. 9. Zestawienie wymagań dla systemów generacji

P_{max} , kW	$\leq 3,16$	$\leq 4,6$	$\leq 13,8$	$> 13,8 \leq 40$	> 40	$> 100 \leq 200$
Zdalne sterowanie mocą czynną przez OSD	NIE					TAK
Automatyczna regulacja mocy czynnej $P = f(f)$	TAK					
Regulacja mocy biernej wg. zadanej charakterystyki $\cos\varphi = f(P)$	NIE	TAK	TAK			
	$\cos\varphi$ od 0,95poj do 0,95ind	lub $\cos\varphi$ zadany przez OSD od 0,95poj do 0,95ind	lub $\cos\varphi$ zadany przez OSD od 0,90poj do 0,90ind			
Układ zabezpieczeń NS: nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od utraty połączenia z systemem	Zintegrowany z inwerterem lub centralny					Centralny
Sposób przyłączenia	1- fazowo lub 3- fazowo		3- fazowo z maksymalną różnicą w poszczególnych fazach do 4,6 kW			

Warto zauważyć, że dla instalacji powyżej 100 kW wymagane jest zdalne sterowanie mocą czynną a dla każdej instalacji automatyczna regulacja mocy czynnej w funkcji częstotliwości (rys. 35) oraz regulacja mocy biernej (rys. 36) dla instalacji powyżej 4,6 kW, z opcją zadawania przez OSD.

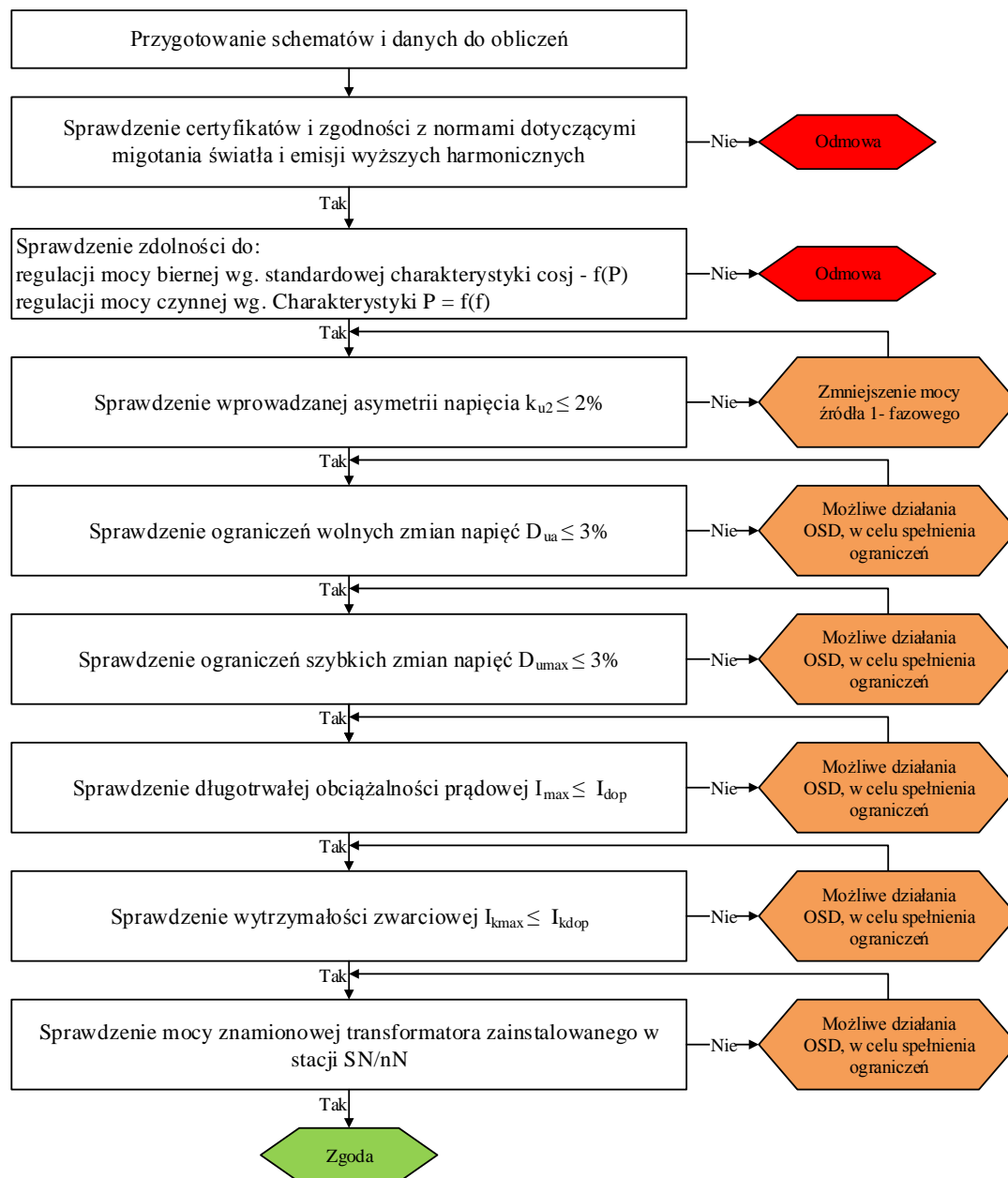


Rys. 35. Wymagana charakterystyka $P=f(f)$ wytwarzania mocy czynnej mikroinstalacji i małej instalacji podczas zmian częstotliwości w sieci nN [18]



Rys. 36. Standardowa charakterystyka $\cos\phi=f(P)$ dla źródeł o mocach osiągalnych od 3,68 kW do 13,8 kW [18]

Proponowana koncepcja sieci rozdzielczych, w dużej mierze zautomatyzowana i komunikująca się ze osłonami OK1 jest już częściowo stosowana. Istnieje obecnie, na razie dla instalacji powyżej 100 kW wymaganie zdalnego sterowania mocą, przez co zdolności integracyjne sieci (nie tylko dla źródeł PV) mogą być znacznie większe, pod warunkiem spełnienia opracowanych warunków technicznych. Dla przykładu algorytm sprawdzania warunków technicznych Tauron dystrybucja został pokazany na rysunku 37. Spełnienie wymagań pozwala na ograniczenie wpływu nowej instalacji na sieć, przy czym dystrybutor uwzględnia możliwość działania (w większości przypadków inwestycji) w sieci nN. Inwestycje sieciowe mogą być ograniczone poprzez wyposażenie prosumentów w akumulatory, odpowiednie sterowanie generacją ale również odpowiednie zarządzanie zużyciem (routety OZE), powodujące w ogólnym przypadku zwiększenie wykorzystania na potrzeby własne.



Rys. 37. Algorytm sprawdzania warunków technicznych przy rozpatrywaniu zgłoszeń i wniosków o przyłączenie mikro i małych instalacji do sieci

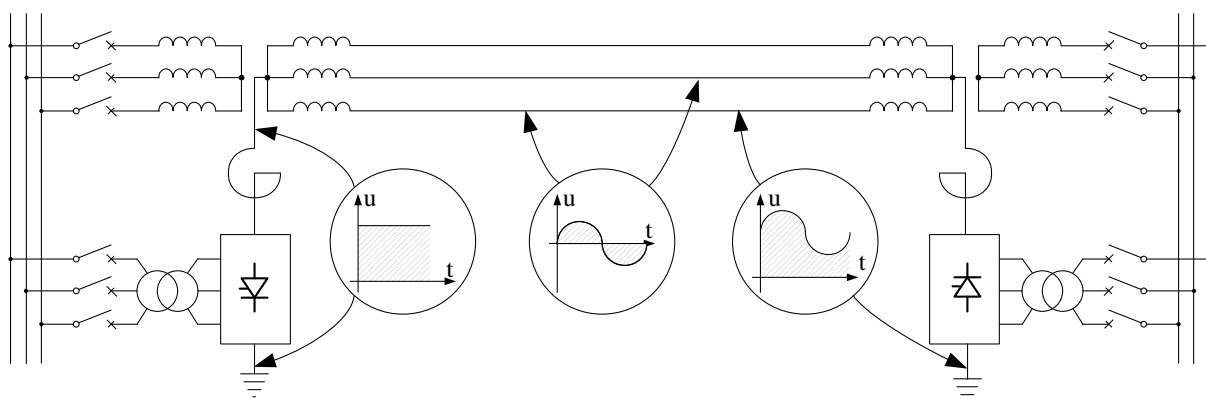
HYBRYDOWE UKŁADY PRZESYŁOWE W KORYTARZACH INFRASTRUKTURALNO-URBANISTYCZNYCH

Gwałtowne przyspieszenie rozwoju energetyki morskiej w 2017 r., i w szczególności wykreowany przez rządy Niemiec, Danii, Belgii, a także Wielkiej Brytanii największy energetyczny plac budowy na Morzu Północnym, a dalej potencjalne jego powiązanie z magazynami wodnymi zintegrowanymi ze skandynawską energetyką wodną, stawia Polskę w całkowicie nowej sytuacji na europejskim rynku energii elektrycznej [2]. Ta nowa sytuacja wymaga nowej architektury rynku energii elektrycznej, z hybrydowymi układami przesyłowymi (bardziej właściwą nazwą są układy dosyłowe) w korytarzach I-U, które na osłonie OK4 zapewnią strukturalną konkurencję między zasobami OZE: morskimi oraz

lądowymi (lokalnymi). W obszarze tych ostatnich zasobów ukształtowane już są technologie wiatrowe (lądowe) i PV. Ciągłe natomiast są sprawą otwartą technologie biomasowe (najogólniej wykorzystujące substraty „węglowe”, tzn. zawierające węgiel jako pierwiastek); mogą to być skomercjalizowane technologie biogazowe, ale może to być także multitechnologia C-GEN, wymagająca badań rozwojowych i następnie skomercjalizowania [2,5].

W obszarze hybrydowych układów przesyłowych sytuacja staje się w Polsce bardzo podobna do pierwszych układów dosyłowych, kolejno: 220 kV, 400 kV, a w pewnym zakresie także 750 kV. Manowicie, pierwsza linia 220 kV (wybudowana i uruchomiona w 1952 r.) była układem dosyłającym energię elektryczną z Elektrowni Łagisza na granicy Zagłębia i Śląska (zasoby węgla kamiennego) do deficytowych aglomeracji miejsko-przemysłowych Łódź i Warszawa. Pierwsza linia 400 kV (1964) była z kolei układem dosyłającym energię elektryczną z Elektrowni Turów w Turoszowskim Zagłębiu Węgla Brunatnego do centrum Polski (stacja elektroenergetyczna Joachimów k. Częstochowy). Wreszcie, pierwsza linia 750 kV (pracowała w latach 1985-1993) była układem dosyłającym energię elektryczną z Elektrowni Jądrowej Chmielnicka (obecnie Ukraina) w region Europy Środkowej (stacja elektroenergetyczna Widełka k. Rzeszowa); region obejmujący Polskę, Czechosłowację, Węgry i NRD.

Idea układu hybrydowego – schemat. Koncepcja układów hybrydowych w sieciach elektroenergetycznych, w zastosowaniu zarówno do układów przesyłowych [19] jak i sieci rozdzielczych, jest bardzo stara. Celem w jednym i w drugim wypadku jest zwiększenie przepustowości mocowej. W wypadku linii napowietrznych głównie poprzez wprowadzenie składowej stałej prądu, a w wypadku linii kablowych poprzez wprowadzenie składowej stałej napięcia. Poniżej przedstawiona schemat ogólnej idei układu hybrydowego oraz podstawowe równania dla jednego z wielu możliwych kryteriów, mianowicie wyrażonego za pomocą wzoru (8).



Rys. 38. Schemat układu hybrydowego [19]

Niech U_p , I_p , $\cos\varphi$ oznaczają odpowiednio napięcie fazowe, prąd i współczynnik mocy w układzie prądu przemiennego. Wówczas moc czynna P_p płynąca układem oraz starty mocy czynnej ΔP_p w układzie wynoszą:

$$\begin{aligned} P_p &= 3U_p I_p \cos\varphi \\ \Delta P_p &= 3I_p^2 R \end{aligned} \quad (4)$$

gdzie: R – rezystancja fazowa układu.

Niech U_1 , I_1 , $\cos\varphi$ oznaczają odpowiednio składową przemienną napięcia fazowego, składową przemienną prądu oraz współczynnik mocy w układzie hybrydowym, zaś U_0 , I_0 składową stałą napięcia fazowego i składową stałą prądu w układzie hybrydowym. Wartości skuteczne napięcia fazowego U_h , i prądu I_h w układzie hybrydowym wynoszą wówczas:

$$\begin{aligned} U_h &= \sqrt{U_1^2 + U_0^2} \\ I_h &= \sqrt{I_1^2 + I_0^2} \end{aligned} \quad (5)$$

Moc czynna P_h płynąca układem hybrydowym oraz straty mocy czynnej ΔP_h w tym układzie równają się natomiast:

$$\begin{aligned} P_h &= 3U_p I_p \cos\varphi + 3U_0 I_0 \\ \Delta P_h &= 3(I_1^2 + I_0^2)R \end{aligned} \quad (6)$$

Interesującym zagadnieniem jest analiza stosunku k mocy w układzie hybrydowym prądu przemiennego:

$$k = \frac{P_h}{P_p} = \frac{U_1 I_1}{U_p I_p} + \frac{U_0 I_0}{U_p I_p \cos\varphi} \quad (7)$$

Stosunek k w granicy wyraża także stosunek przepustowości. Z praktycznego punktu widzenia ważne znaczenie ma następujący warunek porównania przepustowości układu hybrydowego i układu przemiennego:

$$\Delta P_h = \Delta P_p, \quad U_1 = U_p (U_h \geq U_p), \quad I_h = I_p \quad (8)$$

Rozważmy stosunek przepustowości dla warunku porównania (8) które oznaczają, że straty mocy czynnej oraz napięcia skuteczne i prądy skuteczne w układzie hybrydowym i prądu przemiennego są takie same. Zapiszmy:

$$P_h = 3U_1 \sqrt{I_p^2 + I_0^2} \cos\varphi + 3U_0 I_0 \quad (9)$$

Wyrażenie (9) można wykorzystać do znalezienia takiej wartości składowej I_0 , dla której moc P_h będzie maksymalna. W tym celu należy obliczyć pochodną mocy P_h względem składowej I_0 i przyrównać ją do zera:

$$\frac{\partial P_h}{\partial I_0} = 3U_1 \frac{-2I_0}{2\sqrt{I_p^2 + I_0^2}} \cos\varphi + 3U_0 = 0 \quad (10)$$

Z wyrażenia (10) wynika:

$$\left(\frac{U_0}{U_1 \cos \varphi}\right)^2 = \frac{I_0^2}{I_p^2 + I_0^2} \quad (11)$$

Z kolei porównując odwrotności stron równania (11) otrzymuje się:

$$\frac{I_p}{I_0} = \frac{\sqrt{U_0^2 + U_1^2 \cos^2 \varphi}}{U_0} \quad (12)$$

Ostatnie równanie pozwala wyznaczyć:

$$\frac{I_1}{I_p} = \frac{\sqrt{I_p^2 - I_0^2}}{I_p} = \sqrt{1 - \left(\frac{I_0}{I_p}\right)^2} = \frac{U_1 \cos \varphi}{\sqrt{U_0^2 + U_1^2 \cos^2 \varphi}} \quad (13)$$

Dla warunków porównania (8) stosunek k łatwo obliczyć korzystając z wyrażen (7), (12), (13). Ponieważ w zestawie warunków (7) jest $U_1 = U_p$, to otrzymuje się:

$$k = \frac{\sqrt{U_1^2 \cos^2 \varphi + U_0^2}}{U_1 \cos \varphi} = \sqrt{1 - \frac{1}{m^2 \cos^2 \varphi}} \quad (14)$$

Współczynnik k dla różnych wartości m i $\cos \varphi$ zestawiono w tabeli 10. Współczynnik m we wzorze (14) równa się:

$$m = \frac{U_1}{U_0} \quad (15)$$

W tabeli podano wartości stosunku k dla m od 0,2 do 1. Dla $m = 0$ stosunek $k = \infty$, a dla $m = \infty$ stosunek $k = 1$, niezależnie od wartości $\cos \varphi$.

Tab. 10. Wartość stosunku k przepustowości układu hybrydowego i układu prądu przemiennego

$\cos \varphi \backslash m$	0,2	0,4	0,6	0,8	1
1	5,10	2,70	2,00	1,60	1,41
0,9	5,65	3,00	2,10	1,72	1,50
0,8	6,30	3,30	2,32	1,86	1,60

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

- [1] *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.
- [2] *Architektura wschodzącego rynku energii elektrycznej (R5)*. Popczyk J. Listopad 2017.
- [3] *Struktura polskiego bilansu wytwórczego 2050 na mono rynku energii elektrycznej OZE – zawężanie obszaru poszukiwań, etap 3 (R4)*. Popczyk J., Bodzek K. Listopad 2017.
- [4] *Trajektoria transformacyjna 2018 - 2050 polskiej energetyki - zawężanie obszaru poszukiwań, etap 2 (R3)*. Popczyk J., Fice M. Listopad 2017.
- [5] *Mono rynek energii elektrycznej (użytecznej) OZE (R2)*. Popczyk J. Listopad 2017.
- [6] *Przełom w energetyce (R1)*. Popczyk J. Październik 2017.

Literatura

- [7] J. Popczyk: *Elektroenergetyczne sieci rozdzielcze*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 1980.
- [8] J. Popczyk, K. Żmuda: *Sieci elektroenergetyczne – ocena stanu i optymalizacja według podejścia probabilistycznego*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 1984.
- [9] Strona internetowa URE: <https://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>
- [10] Strona internetowa PSE: <http://www.pse.pl/>
- [11] M. Przygrodzi, E. Webs: „Lokalizacja źródeł generacji rozproszonej w sieci średniego napięcia”, *Energetyka*, nr 2, 2014
- [12] Z. Jasicki, F. Szymik, A. Bogucki, J. Saferna.: „Praca układów elektroenergetycznych”. WNT, Warszawa 1965.
- [13] J. Strojny.: „Problemy napięcia i strat energii elektrycznej w odbiorach przemysłowych i indywidualnych”. INPE; Kwiecień-Maj 2014
- [14] Portal internetowy: <http://PVmonitor.pl>
- [15] E. Niewiedział.: „Efektywność energetyczna a straty energii elektrycznej w polskich sieciach elektroenergetycznych”, *Energia Elektryczna*”, styczeń 2017
- [16] Program GEKON. „Rewitalizacja prosumenckich mikroinstalacji energoelektrycznych”
- [17] B. Pawlicki.: „Regulacja poziomu napięcia w zadaniu kształtowania zapotrzebowania na moc i energię elektryczną odbiorców końcowych w inteligentnych sieciach elektroenergetycznych”. Rozprawa doktorska, Politechnika Warszawska, Warszawa 2015.
- [18] Tauron dystrybucja: „Kryteria przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia”. TAURON Dystrybucja S.A. Kraków, 18.07.2016.
- [19] J. Popczyk: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe*. Politechnika Śląska, Gliwice 1984

Datowanie RAPORTU (wersja oryginalna) – 13.12.2017 r.