

---

Tomasz Sikorski

# **Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej**

Wrocław 2013



Tomasz SIKORSKI

Monitoring and assessment of power quality  
in power systems with distributed generation



Prace Naukowe Instytutu Podstaw Elektrotechniki  
i Elektrotechnologii Politechniki Wrocławskiej

**49**

Seria:  
Monografie

**18**

**Tomasz Sikorski**

## **Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej**



Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej · Wrocław 2013

## Recenzenci

Adrian HALINKA

Eugeniusz ROSOŁOWSKI

## Opracowanie redakcyjne i korekta

Katarzyna SOSNOWSKA

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszej książki, zarówno w całości, jak i we fragmentach, nie może być reprodukowana w sposób elektroniczny, fotograficzny i inny bez zgody właściciela praw autorskich.

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2013

OFICyna WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCLAWSKIEJ

Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

<http://www.oficyna.pwr.wroc.pl>

e-mail: [oficwyd@pwr.wroc.pl](mailto:oficwyd@pwr.wroc.pl)

[zamawianie.ksiazek@pwr.wroc.pl](mailto:zamawianie.ksiazek@pwr.wroc.pl)

ISSN 0324-945x

Drukarnia Oficyny Wydawniczej Politechniki Wrocławskiej. Zam. nr 736/2013.

*jakość energii, monitoring sieci elektroenergetycznych,  
profile zakłóceń, generacja rozproszona,  
analiza sygnałów elektroenergetycznych*

Tomasz SIKORSKI\*

## **MONITORING I OCENA JAKOŚCI ENERGII W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH Z UDZIAŁEM GENERACJI ROZPROSZONEJ**

Praca obejmuje zagadnienia monitoringu jakości energii w sieciach elektroenergetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem dynamicznych zaburzeń elektromagnetycznych z udziałem generacji rozproszonej. W rozdziałach wstępnych scharakteryzowano udział generacji rozproszonej w strukturze krajowego systemu elektroenergetycznego. Nakreślono aktualne zagadnienia dotyczące rozwoju badań jakości energii oraz omówiono wymagania dotyczące współpracy układów małej generacji z siecią elektroenergetyczną. Zaproponowano procedurę weryfikacji wpływu źródła na standardy jakościowe energii w punkcie przyłączenia poprzez poszerzenie klasycznej metodologii oceny jakości napięcia o narzędzia korelacji zmierzonych wskaźników jakościowych z charakterystyką pracy badanych jednostek wytwórczych. Na tej podstawie wykonano szczegółową analizę pracy systemu fotowoltaicznego oraz przeprowadzono analizy rzeczywistych zjawisk dynamicznych związanych z normalnym i zakłóceniovym trybem pracy wybranych źródeł rozproszonych. Przejście do badań obszarowych, w których wykorzystano pomiary rozproszone, następuje poprzez charakterystykę opracowanego mobilnego systemu monitoringu jakości energii, który został następnie zastosowany w pomiarach terenowych. Zaproponowane ujęcie wykorzystania profili jakościowych zakłócenia zarejestrowanego synchronicznie w różnych punktach sieci, w tym na różnych poziomach napięć, pozwala ocenić wzajemne relacje pomiędzy zakłóceniem a odpowiedzią jednostki generacji. Pracę uzupełnia przegląd rozwiązań technicznych i koncepcyjnych w obszarze rozproszonych systemów monitoringu jakości energii, uzupełniony prezentacją opracowanego narzędzia programowego służącego standaryzacji danych z różnych rejestratorów.

---

\* Instytut Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii Politechniki Wrocławskiej, Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław.



## Wykaz ważniejszych oznaczeń

|                            |                                                                                                                                                  |
|----------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $d_{\text{kom}}$           | – współczynnik załamania komutacyjnego                                                                                                           |
| $\cos\varphi$              | – współczynnik mocy źródła                                                                                                                       |
| $\cos\varphi_{\text{ind}}$ | – charakter indukcyjny współczynnika mocy, oznacza wytwarzanie mocy biernej o charakterze indukcyjnym przy jednoczesnym wytwarzaniu mocy czynnej |
| $\cos\varphi_{\text{poj}}$ | – charakter pojemnościowy współczynnika mocy, oznacza pobór mocy biernej o charakterze indukcyjnym przy jednoczesnym wytwarzaniu mocy czynnej    |
| $\cos\varphi(P)$           | – charakterystyka regulacji współczynnika mocy źródła                                                                                            |
| $f$                        | – częstotliwość                                                                                                                                  |
| $i$                        | – rząd interharmonicznej                                                                                                                         |
| $I_{aE}$                   | – prąd znamionowy systemu generacji                                                                                                              |
| $I_{rE}$                   | – prąd znamionowy jednostki generacji                                                                                                            |
| $k$                        | – współczynnik udaru (rozruchu) jednostki generacji                                                                                              |
| $n$                        | – rząd harmonicznej                                                                                                                              |
| nN                         | – niskie napięcie, $U_N \leq 1 \text{ kV}$ (0,4 kV, 0,5 kV, 0,66 kV, 1 kV)                                                                       |
| NN                         | – najwyższe napięcie, $U_N \geq 220 \text{ kV}$ (220 kV, 400 kV, 750 kV)                                                                         |
| $P$                        | – moc czynna                                                                                                                                     |
| $PC$                       | – punkt przyłączenia systemu generacji do sieci wewnętrznej (ang. <i>point of coupling</i> )                                                     |
| $PCC$                      | – wspólny punkt przyłączenia systemu generacji do sieci operatora dystrybucyjnego bądź przesyłowego (ang. <i>point of common coupling</i> )      |
| $P_{A\text{max}}$          | – maksymalna moc czynna systemu generacji (osiągalna moc czynna systemu)                                                                         |
| $P_{E\text{max}}$          | – maksymalna moc czynna jednostki generacji (osiągalna moc czynna jednostki)                                                                     |
| $P_M$                      | – aktualna moc osiągalna ze względu na warunki środowiskowe                                                                                      |
| $P_{\text{lt}}$            | – współczynnik długookresowego migotania światła                                                                                                 |
| $P_{\text{st}}$            | – współczynnik krótkookresowego migotania światła                                                                                                |
| PWDHI                      | – częściowo ważony współczynnik odkształcenia harmonicznych w prądzie                                                                            |
| $Q$                        | – moc bierna                                                                                                                                     |
| $R_{\text{kPCC}}$          | – współczynnik zwarciový w punkcie przyłączenia systemu generacji                                                                                |
| $r_{xy}$                   | – współczynnik korelacji                                                                                                                         |
| $S$                        | – moc pozorna                                                                                                                                    |
| $S_{A\text{max}}$          | – maksymalna moc pozorna systemu generacji (osiągalna moc pozorna systemu)                                                                       |
| $S_{E\text{max}}$          | – maksymalna moc pozorna jednostki generacji (osiągalna moc pozorna jednostki)                                                                   |
| $S_{\text{kPCC}}$          | – moc zwarciový w punkcie przyłączenia                                                                                                           |
| SN                         | – średnie napięcie, $1 \text{ kV} < U_N \leq 40 \text{ kV}$ (3 kV, 6 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV, 30 kV, 35 kV, 40 kV)                               |
| $\text{tg}\varphi$         | – współczynnik mocy, rozliczeniowy współczynnik mocy                                                                                             |
| THDI                       | – całkowity współczynnik zawartości harmonicznych w prądzie                                                                                      |
| THDU                       | – całkowity współczynnik zawartości harmonicznych w napięciu                                                                                     |

---

|                        |                                                                                                                                                                     |
|------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $U$                    | – napięcie                                                                                                                                                          |
| $U_N$                  | – napięcie znamionowe, dla układów jednofazowych wartość fazowa, dla układów trójfazowych wartość międzyfazowa                                                      |
| $W_N$                  | – wysokie napięcie, $40 \text{ kV} < U_N < 220 \text{ kV}$ (60 kV, 110 kV)                                                                                          |
| $Z_{kV}$               | – impedancja zwarciowa sieci w punkcie przyłączenia                                                                                                                 |
| $\Delta U_a$           | – powolna zmiana napięcia bezwzględna                                                                                                                               |
| $\Delta u_a$           | – powolna zmiana napięcia względna, odniesiona do napięcia znamionowego                                                                                             |
| $\Delta U_{\max}$      | – nagła zmiana napięcia bezwzględna                                                                                                                                 |
| $\Delta u_{\max}$      | – nagła zmiana napięcia względna, odniesiona do napięcia znamionowego                                                                                               |
| $\varphi$              | – przesunięcie fazowe między prądem i napięciem źródła                                                                                                              |
| $\varphi_{\text{ind}}$ | – charakter indukcyjny przesunięcia fazowego, $\varphi > 0$ , oznacza wytwarzanie mocy biernej o charakterze indukcyjnym przy jednoczesnym wytwarzaniu mocy czynnej |
| $\varphi_{\text{poj}}$ | – charakter pojemnościowy przesunięcia fazowego, $\varphi < 0$ , oznacza pobór mocy biernej o charakterze indukcyjnym przy jednoczesnym wytwarzaniu mocy czynnej    |
| $\psi_{kV}$            | – argument impedancji zwarciowej sieci w punkcie przyłączenia                                                                                                       |
| 10 ms                  | – wartość półokresowa (krok obliczeniowy algorytmu)                                                                                                                 |
| 200 ms                 | – wartość 10-okresowa (krok obliczeniowy algorytmu)                                                                                                                 |
| 10 min                 | – wartość 10-minutowa (przedział uśredniania wartości algorytmu)                                                                                                    |
| 15 min                 | – wartość 15-minutowa (przedział uśredniania wartości algorytmu)                                                                                                    |
| 2 h                    | – wartość 2-godzinna (przedział uśredniania wartości algorytmu)                                                                                                     |
| L1, L2, L3             | – oznaczenia faz                                                                                                                                                    |
| max                    | – wartość maksymalna ze zbioru                                                                                                                                      |
| min                    | – wartość minimalna ze zbioru                                                                                                                                       |
| średnia                | – wartość średnia ze zbioru                                                                                                                                         |
| $P_{95}$               | – percentyl 95%                                                                                                                                                     |
| $P_{99,5}$             | – percentyl 99,5%                                                                                                                                                   |

# 1. Wstęp

Współpraca generacji rozproszonej z siecią elektroenergetyczną obejmuje obecnie wszystkie zagadnienia ruchu i eksploatacji sieci. Główne kwestie odnoszą się do wpływu generacji rozproszonej na warunki napięciowe, obciążalność torów prądowych i warunki zwarciove. Zagadnienia te omawiane są w licznych publikacjach, m.in. w [2, 6, 9, 20–23], w tym również w opracowaniach książkowych czy rekomendacjach towarzystw elektrotechnicznych [12, 17, 18, 26, 40, 98]. W literaturze tematycznej wiele miejsca poświęca się również zagadnieniom stabilności systemowej, w tym zachowania się generacji rozproszonej podczas zwarć w systemie, jak i sposobom regulacji mocy w sytuacji zmian częstotliwości. Jednym z szeroko omawianych przykładów jest przypadek awarii systemowej w Niemczech w 2012 roku, do której doszło na skutek natychmiastowego wyłączenia zbyt dużej ilości generacji fotowoltaicznej po przekroczeniu w systemie częstotliwości 50,2 Hz. Obecnie krajowe przepisy dotyczące wymagań podtrzymania pracy jednostek generacji rozproszonej w warunkach podnapięciowych, powstałych głównie w wyniku zwarć w systemie, sprecyzowane są w grupie generacji rozproszonej dla farm wiatrowych. Wprowadzane kody sieciowe Europejskiej Sieci Operatorów Przesyłowych (ang. ENTSO-E: *European Network of Transmission System Operators for Electricity*) rozszerzają charakterystyki podtrzymania pracy na sieć dla kilku kategorii jednostek wytwórczych [66, 94].

W badaniach nad udziałem generacji rozproszonej naturalnym następstwem są próby wdrożenia zasad pracy wyspowej i wykorzystania źródeł rozproszonych w odbudowie systemu. Są to skomplikowane zagadnienia uwarunkowane możliwościami samych źródeł oraz architekturą sieci, w tym elementami wzajemnej komunikacji [6, 40, 50, 59, 74, 82, 98].

Jedną z kluczowych aktywności w obszarze współczesnych sieci elektroenergetycznych staje się proces informatyzacji w kierunku tzw. inteligentnych sieci elektroenergetycznych [31, 42]. Pierwszym filarem tych trendów jest zdalny odczyt parametrów wielu mediów, w tym parametrów energii elektrycznej, oraz aplikacja narzędzi informatycznych służących ocenie i poprawie efektywności energetycznej. Obecnie wdrażane technologie dają możliwość poszerzenia funkcjonalności klasycznego licznika energii nie tylko poprzez realizację zdalnej transmisji, ale również poprzez implementację różnych algorytmów, w tym metod oceny parametrów pracy sieci. Rów-

noległe prace prowadzone są w zakresie wdrażania modeli i koncepcji wzajemnej komunikacji elementów sieci elektroenergetycznych w celu realizacji idei interoperacyjności. We wrześniu 2011 roku Komitet Standaryzujący IEEE, odpowiedzialny za prace integrujące w zakresie generacji rozproszonej oraz sieci inteligentnych, wydał projekt standardu 2030 ukierunkowanego na zagadnienia związane z pracą inteligentnych sieci elektroenergetycznych [99]. Głównym celem prac nad tymi standardami jest wprowadzenie ujednoliconych protokołów komunikacyjnych dla podmiotów będących elementami inteligentnej sieci elektroenergetycznej, zwiększających możliwości ich wzajemnej interoperacyjności. Inne prace tego Komitetu zaowocowały serią standardów oraz referencji związanych bezpośrednio z problematyką współpracy generacji rozproszonej z siecią. Standardy z serii IEEE 1547 [98] dotyczą m.in. testów jednostek wytwórczych, wpływu źródeł na lokalną oraz obszarową pracę sieci, monitoring oraz standaryzację formatu wymiany danych czy organizacji pracy wyspowej. Równoległe prace prowadzi komitet IEC, a ich efektem jest unormowany protokół komunikacyjny dla elementów teleinformatyki stacyjnej IEC 61850 [116]. Na szczególną uwagę zasługują opracowania w standardzie IEC 61970 [118], służące wprowadzeniu wspólnego systemu CIM (ang. *Common Information Model*), oraz zasady wymiany danych stosowanych w elektroenergetycznych systemach sterowania i nadzoru ujęte w standardzie IEC 60870 [117].

Do przedstawionego rozwoju prac nad obszarami współpracy źródeł rozproszonych z siecią elektroenergetyczną należy dodać, iż zagadnienia jakości energii stanowią integralną część tych rozważań. Konieczne wydaje się również wyjaśnienie, iż stosowane w pracy pojęcie jakości energii odnosi się szczegółowo do jakości energii elektrycznej lub wprost do jakości technicznych parametrów napięcia, które wyraża zbiór parametrów technicznych takich jak: częstotliwość, poziom napięcia, wahania napięcia, szybkie zmiany napięcia, w tym wnoszące efekt migotania światła, oraz poziom odkształcenia od sinusoidy. Tak więc traktowane w pracy pojęcie jakości energii elektrycznej nie obejmuje swoim zakresem oceny ciągłości dostaw ani jakości usług operatorskich. Choć znaczenie standardów jakościowych energii jest z pewnością uzupełnieniem do priorytetów stabilności systemowej, to relacje pomiędzy charakterem pracy źródeł rozproszonych a efektem zmiany napięcia, wahań napięcia i migotania światła czy emisją harmonicznym wymagają precyzyjnego rozpoznania. Ma to tym większe znaczenie, iż zależności te stają się podstawą określenia kryteriów przyłączeniowych [18, 75–77, 98]. Drugim aspektem jest konieczna wiedza o zachowaniu się różnych jednostek generacji w sytuacjach zmian dynamicznych w sieciach, ze szczególnym uwzględnieniem wad i zalet oraz oceny możliwości ich zastosowań do podtrzymania pracy sieci czy pracy wyspowej. I wreszcie prognozowany wzrost udziału generacji rozproszonej prowadzi do przejścia od rozważań nad wpływem danej jednostki generacji do monitoringu obszarowego sieci zawierającej koncentrację wielu, nierzadko różnego typu źródeł rozproszonych.



Istnieje więc kilka przesłanek, dla których celowe wydają się intensyfikacja badań i poszukiwanie rozwiązań dotyczących oceny jakościowej współpracy źródeł rozproszonych z systemem elektroenergetycznym. Przesłanki te stały się główną motywacją prac i rozwiązań przedstawionych w niniejszej monografii.

Pierwsza z przesłanek dotyczy włączenia się w dyskusję nad określeniem wytycznych dotyczących kryteriów przyłączania generacji rozproszonej do sieci elektroenergetycznej, w tym dopuszczalnych poziomów zaburzeń jakości energii wprowadzanych do sieci przez jednostkę generacji. Przegląd wytycznych przyjętych w różnych krajach świadczy o braku spójności w tym zakresie. W szczególności w odniesieniu do dokumentów legislacyjnych należy wskazać brak norm określających dopuszczalny poziom zakłóceń wnoszonych do sieci przez źródła rozproszone. Dotychczas opracowano procedury pomiaru i oceny jedynie dla turbozespołów wiatrowych. Dyskusji poddawane są obecnie dwa projekty norm ogłoszonych przez komitety standaryzujące VDE (niem. *Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.*) oraz IEC (ang. *International Electrotechnical Commission*). Dla niektórych rodzajów źródeł można odnaleźć zapisy pozwalające traktować je pod względem emisji zaburzeń tożsamo z odbiornikami o podobnej mocy. Jednak testowanie w warunkach laboratoryjnych źródeł wymaga zdefiniowania dodatkowych elementów układu pomiarowego, niewystępujących w układzie testowym dla odbiorników.

Druga przesłanka dotyczy potrzeby praktycznej weryfikacji wpływu źródła na pracę sieci w punkcie przyłączenia w warunkach terenowych, rozumianej jako część procedury odbiorczej. Jest to trudne zagadnienie ze względu na brak standardu podającego metodę przeprowadzenia takiej oceny w stosunku do źródeł. Z jednej strony powstaje konieczność sprawdzenia spełnienia wymogów standardów jakości energii ustalonych dla publicznych sieci rozdzielczych, z drugiej zaś potrzeba spełnienia ostrzejszych limitów dopuszczalnych zawartych w projektach norm dotyczących źródeł rozproszonych i propozycji kryteriów przyłączeniowych. Ponadto należy mieć na względzie zasadę superpozycji źródeł zainstalowanych w badanym fragmencie sieci. Tak więc procedurę badań w punkcie przyłączenia należałoby opracować z założeniem jednoczesnej pracy wszystkich pozostałych źródeł i normalnego układu pracy sieci. Alternatywą do opracowania metodologii badań w punkcie przyłączenia jest zastosowanie badań obszarowych z zastosowaniem systemu monitoringu jakości energii.

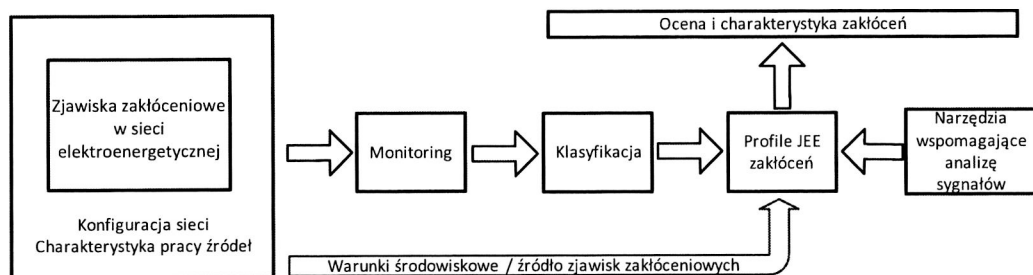
Kolejną przesłanką jest potrzeba weryfikacji praktycznych studiów przypadku zachowania się różnego typu jednostek generacji w warunkach dynamicznych. Mowa tu zarówno o ocenie zjawisk towarzyszących regulacji źródeł, czynnościom łączeniowym, jak również awarii źródeł czy zachowaniu się źródeł podczas zakłóceń powstających w sieci elektroenergetycznej. Celowe wydaje się więc wprowadzenie systemów monitoringu jakości energii oraz zasad analizy wielopunktowych danych pomiarowych. Zmienia to zakres obecnych praktyk oceny jakości energii z pomiarów doraźnych, nierzadko inspirowanych zgłoszeniami roszczeń, w kierunku pomiarów długo-

terminowych, objętych planem i strategią oceny. Praktyki stosowane w procesie oceny jakości energii nierzadko wskazują, iż właściwa ocena zaburzeń jakości energii wymaga koordynacji wielu informacji w obszarze technik monitoringu i automatycznej klasyfikacji zdarzeń oraz danych o konfiguracji sieci i warunkach środowiskowych, mogących stanowić potencjalne źródło zaburzenia.

I wreszcie rozwój oceny jakości energii wiąże się również z wprowadzaniem nowych algorytmów możliwych do zastosowania jak narzędzia wspomagające ocenę. Mowa tu m.in. o narzędziach wykorzystujących techniki korelacji czy o nowych technikach wnioskowania o kierunkowości zakłócenia.

## 1.1. Cel pracy

Omówione we *Wstępie* przesłanki umożliwiają podjęcie próby poszerzenia elementów klasycznej oceny jakości energii o współdziałanie kilku bloków funkcjonalnych, uwzględniających wiedzę o stanie pracy sieci, charakterystykę źródła oraz warunki środowiskowe, a także techniki monitoringu rozproszonego, klasyfikacji zdarzeń i dodatkowe narzędzia wspomagające analizę sygnału. Tak rozumiane elementy procedury oceny jakości energii wydają się szczególnie przydatne w odniesieniu do problematyki wpływu źródeł rozproszonych na standardy jakościowe energii, ze względu na wzajemne relacje pomiędzy zmiennością pracy sieci i samego źródła. Na rysunku 1.1 przedstawiono elementy procedury proponowanej do zastosowania w ocenie jakości energii źródeł rozproszonych.



Rys. 1.1. Podstawowe bloki funkcjonalne procedury oceny jakości energii proponowanej w ocenie współpracy źródeł rozproszonych z siecią elektroenergetyczną

Celem pracy jest z jednej strony opracowanie i weryfikacja procedury oceny wpływu generacji rozproszonej na jakościowe parametry energii na podstawie pomiarów w punkcie przyłączenia, z drugiej zaś zebranie charakterystyk rzeczywistych profili zakłóceń jakości energii towarzyszących dynamicznym stanom pracy źródeł w ujęciu obszarowym. Celem dodatkowym staje się zbadanie możliwości zastosowa-

nia wybranych technik analizy danych jako narzędzi wspomagających detekcję i analizę zaburzeń jakości energii w zastosowaniu do problematyki współpracy źródeł rozproszonych z siecią elektroenergetyczną.

## 1.2. Zakres pracy

Pracę otwiera ocena udziału generacji rozproszonej na tle struktury energetyki krajowej, z uwzględnieniem stosowanych definicji, wprowadzanego nazewnictwa, rodzajów technologii oraz uporządkowania aktów prawnych mających na celu promocję rozwoju źródeł odnawialnych, głównego filaru generacji rozproszonej.

Rozdział 3 poświęcono umiejscowieniu zagadnień jakości energii w obszarze eksploatacji sieci elektroenergetycznych z odwołaniem do aspektu handlowego, ciągłości dostaw i jakości technicznych parametrów napięcia. Przywołano podstawowe dokumenty legislacyjne, klasyfikacje zaburzeń jakości energii i ich kategoryzację ze względu na parametry. W rozdziale tym nawiązano również do szeroko prowadzonej dyskusji nad propozycjami kryteriów oceny przyłączania mikroźródeł do sieci nN w zakresie emisji zakłóceń elektromagnetycznych. Zwrócono uwagę na braki w standardach bezpośrednio odnoszących się do limitów emisji zaburzeń dla źródeł oraz niespójności w próbach adaptacji metodologii testów pomiarowych stosowanych dla odbiorników w zastosowaniu do źródeł. Propozycje dopuszczalnych wskaźników zaburzeń jakości energii wprowadzanych do sieci przez mikroźródła poparto przeglądem norm i projektów norm krajowych i zagranicznych. Następnie uzupełniono opis poszczególnych zaburzeń i reprezentujących ich parametrów o efekt wpływu charakterystyki pracy źródła na dopuszczalne poziomy poszczególnych parametrów. Ma to kluczowe znaczenie dla zaproponowanej procedury pomiarów i oceny wpływu pracy źródła na parametry jakościowe w punkcie przyłączenia, gdzie proponuje się zastosowanie oceny końcowej w przypadku granicznych punktów pracy źródła, np. dni o wysokim i niskim stopniu wytwarzania. Skonfrontowano również propozycję dopuszczalnych wskaźników jakości energii dla mikroźródeł z dopuszczalnymi poziomami zakłóceń dla rozdzielczych sieci nN.

W rozdziale 4 zaproponowano metodologię badań terenowych wpływu źródła na parametry jakościowe w punkcie przyłączenia. Metodologia ta bazuje na klasycznym podejściu stosowanym w ocenie jakości energii w sieciach elektroenergetycznych, ale rozszerzona jest o kilka elementów charakterystycznych dla współpracy źródeł rozproszonych z siecią. Mowa tu m.in. o wyodrębnieniu efektu tła poprzez sprecyzowanie pojęcia reprezentatywnego okresu pomiaru z punktu widzenia zarówno pracy źródła, jak i samej sieci. Dodatkowym uzupełnieniem, w porównaniu do klasycznej oceny jakości energii, jest wprowadzenie w procedurze pomiarowej testów ruchowych jednostki generacji, jak również elementu oceny udziału harmonicznych w prądzie,

czego nie praktykuje się w klasycznej metodologii oceny jakości energii. Jako dodatkowe wskaźniki zaproponowano wykorzystanie narzędzi korelacji będących miarą współzależności punktu pracy źródła z wartością badanych wskaźników jakościowych. W rozdziale tym opisano również charakterystykę opracowanego mobilnego systemu monitoringu jakości energii, wyposażonego w standardy zdalnej transmisji i synchronizacji pomiarów rzeczywistych. System ten został następnie wykorzystany w badaniach rzeczywistych źródeł rozproszonych.

Na podstawie zaproponowanej metodologii w rozdziale 5 przedstawiono pełną analizę współpracy systemu fotowoltaicznego z siecią elektroenergetyczną nN. Badania wykonano z wykorzystaniem Badawczego Systemu Fotowoltaicznego Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej, utworzonego w ramach projektu finansowanego z Funduszu Nauki i Technologii Polskiej. Wyniki analiz potwierdzają słuszność zaproponowanej procedury, a oceny charakterystyki pracy źródła podnoszą wiarygodność oceny. Pozostając w konwencji rozważań wpływu źródła na pracę sieci w punkcie przyłączenia, dokonano analizy współpracy farmy wiatrowej z siecią elektroenergetyczną WN. W tym przypadku dokonano analizy współpracy farmy wiatrowej z siecią WN pod względem rzeczywistych możliwości regulacyjnych mocy farmy oraz pracy farmy w warunkach podnapięciowych. W tym celu przeprowadzono analizę teoretyczną możliwości regulacji mocy biernej w odniesieniu do wytwarzanej mocy czynnej, a następnie skonfrontowano z charakterystyką uzyskaną na podstawie pomiarów rzeczywistych. Ocena dynamicznych aspektów współpracy badanej farmy z siecią elektroenergetyczną oparto na studium przypadku zachowania się farmy podczas zarejestrowanego zapadu napięcia wywołanego zwarcie w sieci. Na wstępie omówiono aktualne wytyczne dla podtrzymania pracy jednostek wytwórczych w warunkach podnapięciowych oraz skonfrontowano zapisy kodeksów pracy sieci ENTSO-E z kodeksami operatorów krajowych i zagranicznych. Następnie dokonano oceny dynamiki podczas wyłączenia farmy i ponownego załączenia do sieci. Ostatnią część rozdziału 5 stanowi porównanie pracy trzech źródeł rozproszonych, tj. małej elektrowni wodnej, małej elektrowni wiatrowej i mikroźródła fotowoltaicznego. Elementem oceny stają się rejestracje zakłóceń jakości energii powstałych podczas czynności łączeniowych związanych z załączaniem, wyłączaniem źródeł, zmianą liczby par biegunów generatora czy ich zachowaniem się podczas zakłóceń powstających w sieci. Celem przedstawionych przypadków jest nie tylko scharakteryzowanie profili zakłóceńowych występujących w układach generacji rozproszonej w warunkach dynamicznych, ale również poszerzenie wiedzy w zakresie oceny realnych możliwości wykorzystania poszczególnych rodzajów technologii w koncepcjach interoperacyjności elementów sieci elektroenergetycznych.

Rozproszone badania jakości energii w sieciach zawierających generację rozproszoną omówiono w rozdziale 6. Na podstawie wielopunktowych pomiarów synchronicznych dokonano analizy profili zakłóceń jakości energii zarejestrowanych w wybranych punktach sieci, gdy źródłem była generacja lub gdy zakłócenie było

spowodowane przez sieć. W tym scenariuszu badań dodano dodatkowy element oceny, w którym wykorzystano synchronizację czasu rejestracji oraz procentowy udział danego typu zdarzenia odnotowanego w różnych punktach pomiarowych, w tym na różnych poziomach napięć. Studium przypadków objęło współpracę dwóch małych elektrowni wodnych włączonych do jednego ciągu liniowego SN przez transformatory SN/nN, współpracę bloku elektrociepłowni z siecią WN, a także elementy współpracy elektrowni biogazowej z siecią zakładową nN. Domeną zastosowania pomiarów rozproszonych jest możliwość śledzenia „wędrówki” zakłócenia i jego wpływu na poszczególne poziomy napięć. Cechę tę wykorzystano do oceny wpływu zakłóceń występujących w sieci dystrybucyjnej na pracę monitorowanych źródeł rozproszonych.

Pracę zamyka rozdział 7 poświęcony opracowaniu wytycznych pomocnych przy wyborze systemu monitoringu jakości energii. Podkreślana w tym rozdziale problematyka braku standaryzacji danych pomiarowych jakości energii jest uzupełniona o autorską propozycję oprogramowania służącego standaryzacji danych pomiarowych z różnych rejestratorów jakości energii.

Większą część przedstawionych w rozprawie rezultatów uzyskano w ramach realizacji projektów badawczych, m.in.:

- *Nowe algorytmy przetwarzania sygnałów oraz globalne wskaźniki jakości energii w ocenie stanów pracy sieci z generacją rozproszoną*, projekt Narodowego Centrum Nauki na podstawie decyzji numer DEC-2011/01/B/ST8/02515.
- *Analiza zjawisk dynamicznych w sieciach elektroenergetycznych z udziałem generacji rozproszonej*, w ramach dotacji dla młodych naukowców, B10010/2011.
- *Ocena wpływu generacji rozproszonej na warunki pracy systemu elektroenergetycznego z zastosowaniem wielokanałowej analizy czasowo-częstotliwościowej oraz nowoczesnych metod dekompozycji sygnału*, zgłaszany i prowadzony przez osoby po doktoracie projekt zamawiany MNiSW z serii Pol-Postdoc, PBZ/MNiSW/07/2006/57.

Przeprowadzenie rzeczywistych pomiarów rozproszonych w sieci dystrybucyjnej było możliwe przede wszystkim dzięki porozumieniu o współpracy pomiędzy Wydziałem Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej a Tauron Dystrybucja S.A. Oddział we Wrocławiu oraz Oddział w Jeleniej Górze, a także Tauron Ekoenergia Sp. z o.o. Badania farmy wiatrowej oraz innych źródeł w punkcie przyłączenia odbyły się w ramach współpracy z Instytutem Automatyki Systemów Energetycznych Sp z o.o. – Centrum Badawczo-Rozwojowe we Wrocławiu z udziałem Elektrowni Wiatrowej Kamieńsk Sp. z o.o.



## 2. Generacja rozproszona na tle energetyki krajowej

Generacja rozproszona (ang. *distributed generation*, *dispersed generation* – DG lub *distributed resources* – DR, *embedded generation* – EG) stanowi obecnie jedną z najaktywniej rozwijanych gałęzi energetyki, głównie dzięki ekologicznym technologiom wytwarzania energii oraz idei inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Choć nie jest to pojęcie nowe, brak jest wciąż definicji umożliwiającej dokonanie jednoznacznej klasyfikacji źródeł wytwarzania według określenia generacja rozproszona [1, 12, 17, 20, 39, 49, 52, 98, 99]. Głównym problemem jest przyjęcie kryterium, którym może być zarówno wielkość mocy zainstalowanej, jak i sposób przyłączenia do sieci przesyłowej bądź dystrybucyjnej, podleganie centralnej dyspozycji mocy czy wreszcie rodzaj zastosowanych technologii. Jedną z najczęściej cytowanych definicji oparta jest na raporcie Grupy Roboczej 37.23 CIGRE (ang. *Council on Large Electric Systems*) [17], obecnie komitetu SC C6, która jako źródła rozproszone proponuje traktować jednostki niepodległe centralnemu dysponowaniu mocą oraz niezależne od scentralizowanego planowania rozwoju systemu, jednocześnie wprowadzając ograniczenie mocy do wartości 50–100 MW. Dla porównania, graniczna moc źródeł rozproszonych ustalona została w Wielkiej Brytanii na poziomie 100 MW, w Stanach Zjednoczonych 50 MW, w Nowej Zelandii 5 MW, w Szwecji 1,5 MW. Polskie Prawo Energetyczne [131] wprowadza wartość 5 MW mocy źródła, które nie wymaga uzyskania koncesji, w przypadku źródeł niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii oraz w przypadku odnawialnych źródeł energii jako jednostek zwolnionych z opłat koncesyjnych. Warto jednak podkreślić, że wspomnianej wartości 5 MW nie należy traktować jako granicznej mocy dedykowanej generacji rozproszonej. W ostatnich pracach CIGRE nad generacją rozproszoną prowadzone przez Komitet Studiów SC6 Distribution Systems & Dispersed Generation zaproponowano minimalizację definicji jednostek rozproszonych jako elementów wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej bądź zasilających bezpośrednio odbiorcę [18].

Podjmując próbę unifikacji generacji rozproszonej w krajowym systemie elektroenergetycznym w pracach [26, 35, 40, 49, 52, 53], podkreślono ograniczenie mocy zainstalowanej do 150 MW, usytuowanie w sieci dystrybucyjnej bądź sieci rozdzielczej

odbiorcy oraz wyłączenie z centralnej dyspozycji mocy. Zaproponowano podział generacji rozproszonej ze względu na kryterium mocy na: mikrogenerację (1 W–5 kW), małą generację (5 kW–5 MW), średnią generację (5 MW–50 MW) oraz dużą generację (50 MW–150 MW).

Zgodnie z projektem ustawy z dnia 9.10.2012 r. o OZE (wersja 2.0.2) [133] przyjmuje się następujące definicje i określenia:

- *Instalacja odnawialnego źródła energii – jednostka wytwórcza [...], lub zespół jednostek wytwórczych, służących do wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii, a także połączony z nimi magazyn energii elektrycznej [...] przechowujący energię elektryczną wytworzoną w tych jednostkach, lub wyodrębniony zespół urządzeń służący do wytwarzania biogazu rolniczego.*
- *Mała instalacja – instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 40 kW–200 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej powyżej 70 kW–300 kW.*
- *Mikroinstalacja – instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej lub chłodniczej do 70 kW.*

W przytoczonych wyżej aktach prawnych nie zostały zdefiniowane określenia mikroźródło czy mikrogeneracja. Określenie to znajduje się w zapisach normy PN-EN 50438:2010 [106] oraz w projektach instrukcji ruchu sieci dystrybucyjnych, np. IRiESD Tauron Dystrybucja S.A. [101]. Według tych dokumentów:

- *Mikroźródło (mikrogenerator) – generator energii elektrycznej niezależnie od źródła energii pierwotnej, zainstalowany na stałe wraz z układami zabezpieczeń, przyłączony jednofazowo lub wielofazowo do sieci niskiego napięcia, o prądzie znamionowym nie większym niż 16 A.*
- *Mikrogeneracja – wytwarzanie energii elektrycznej w systemie generacji składającym się z mikroźródeł.*

Wyszczególnienie technologii wykorzystywanych w rozwiązaniach generacji rozproszonej umożliwia również klasyfikację tego typu jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym.

## **2.1. Przegląd technologii stosowanych w generacji rozproszonej**

Przekrój technologii wykorzystywanych w generacji rozproszonej zamieszczono w pracach [26, 39, 40, 42, 52, 54]. Na styku energetyki konwencjonalnej i rozproszonej znajdują się układy wytwarzania kogeneracyjnego ciepła i energii (ang. CHP – *combine heat and power*) ze źródłami zlokalizowanymi w pobliżu odbiorców. Najczę-



ściej chodzi o rozwiązania energetyki przemysłowej, z turbiną parową przeciwprężną bądź upustowo-kondensacyjną, gdzie para wykorzystywana jest do celów technologicznych, ciepłowniczych oraz do wytwarzania energii elektrycznej przez generator małej mocy współpracujący z siecią. Oprócz klasycznych nośników nieodnawialnych, takich jak węgiel czy gaz ziemny, jako paliwo wykorzystuje się nierzadko nośniki związane z procesem produkcyjnym. Są to instalacje z kotłem gazowym przystosowanym do spalania gazu z odmetanowania kopalń, gazu koksowniczego, gazu z procesu rafinacji ropy naftowej czy gazu odpadowego z procesów chemicznych. W grupie tej wyróżnić można również rozwiązania proekologiczne polegające na wykorzystaniu biomasy lub biogazu, powstającego na skutek fermentacji na wysypiskach śmieci, w oczyszczalniach ścieków czy z odchodów zwierząt hodowlanych. Drugą grupę układów kogeneracyjnych reprezentujących generację rozproszoną stanowią układy z silnikami tłokowymi, zasilane paliwem gazowym, dwupaliwowe – gazowe startujące przy użyciu paliwa ciekłego, oraz wysokoprężne silniki Diesla. Podobnie jak w przypadku kogeneracji z kotłem gazowym, istnieją ekologiczne rozwiązania układów z silnikami tłokowymi gazowymi zasilane biogazem. Kolejną grupę rozwiązań wytwarzania skojarzonego stanowią turbiny gazowe. Podstawową zaletą tego rozwiązania jest pominięcie jednego stopnia przemiany energii, tj. energii cieplnej na energię pary wodnej. Po spaleniu w komorze spalania energia wewnętrzna gazów spalinyowych kierowana jest do turbiny, gdzie następuje przemiana na energię mechaniczną, napędzającą generator. Spotykane rozwiązania układowe turbiny gazowej obejmują obieg otwarty, obieg otwarty z regeneracją, turbinę dwuwałową oraz turbinę z obiegiem zamkniętym. W elektrociepłowniach skojarzonych dużej mocy wprowadza się kombinowane układy gazowo-parowe. Najmniejszymi jednostkami dającymi możliwość produkcji energii elektrycznej i ciepła są mikroturbiny. Energia elektryczna wytwarzana jest przez generator z magnesami trwałymi napędzany wspólnym wałem turbiny z układu sprężarka–komora spalania. Ze względu na wysokie prędkości wirowania konieczna jest przemiana napięcia o wysokiej częstotliwości na bazie układu prostownik–bateria–falownik–filtr.

Poza rozwiązaniami opartymi na spalaniu paliw konwencjonalnych czy biogazów ekologicznych, generacja rozproszona wykorzystuje w dużej mierze źródła odnawialne oparte na energii wiatru, wody i słońca. Najstarszą i bardzo rozwiniętą dzisiaj technologię stanowią siłownie wiatrowe. Ze względu na konstrukcję, można wyróżnić turbiny wiatrowe wolnobieżne (bębnowe, karuzelowe, rotorowe), średniobieżne (wielołopatowe, wiatraki) oraz szybkobieżne (śmigłowe, pnemony Derrieusa). Skojarzenie generatora napędzanego turbiną wiatrową z systemem elektroenergetycznym realizowane jest zazwyczaj na trzy sposoby. Najlepsze warunki z punktu widzenia systemu uzyskuje się, stosując generatory synchroniczne z przekształtnikiem w obwodzie twornika. Tańsze, i przez to bardzo popularne rozwiązanie, oparte jest na przekładni mechanicznej oraz na generatorze indukcyjnym klatkowym (asynchronicznym), najczęściej wielobiegowym. Jest to jednak rozwiązanie najbardziej czułe na

zmiany warunków wiatrowych. Pośrednia konstrukcja, oprócz mechanicznej regulacji z zastosowaniem przekładni, wykorzystuje dodatkowe możliwości regulacji generatora indukcyjnego pierścieniowego (asynchronicznego) z kaskadą tyrystorową sterującą w obwodzie wirnika. Bardzo intensywny rozwój tej gałęzi energetyki przyniósł nowoczesne rozwiązania, które w przeciągu ostatnich dwudziestu lat pozwoliły zwiększyć moce jednostek wytwórczych z 50 kW do 4,5 MW, a konstrukcyjnie mowa tu o zwiększeniu średnicy koła zamachowego z 12 m do 120 m. Efektywność ekonomiczna inwestycji w energetykę wiatrową często dyktuje łączenie siłowni wiatrowych w farmy. Kwestią dyskusyjną pozostaje uznanie farmy wiatrowej wyposażonej w wydzielone ciągi sieciowe, wpisanej w centralne planowanie rozwoju systemu krajowego, za element generacji rozproszonej.

Klasycznym przykładem generacji rozproszonej są tzw. małe elektrownie wodne (MEW). W Polsce dla obiektów hydroenergetyki MEW określono graniczną moc zainstalowaną na poziomie 5 MW, wprowadzając dodatkową klasyfikację na: mikroenergetykę – dla mocy do 70 kW, makroenergetykę – dla mocy do 100 kW oraz małą energetykę – dla mocy do 5 MW. Ze względów konstrukcyjnych, obiekty MEW realizowane są jako elektrownie przepływowe derywacyjne bądź przepływowe niskospadowe ze spadem 2–20 m, średnio-spadowe ze spadem do 150 m oraz wysokospadowe dla spadów powyżej 150 m. Podobnie jak w przypadku farm wiatrowych, do obiektów generacji rozproszonej nie powinno zaliczać się dużych, zawodowych elektrowni wodnych, które najczęściej realizowane są w postaci elektrowni pompowo-szczytowych, regulacyjnych z dużym zbiornikiem, regulacyjnych z małym zbiornikiem, zbiornikowych z małym zbiornikiem czy kaskadowych z wieloma zbiornikami i rzadziej przepływowych bez zbiornika.

Konwersja fotowoltaiczna, prowadząca do zamiany energii promieniowania słonecznego na energię elektryczną, jest podstawą kolejnej grupy źródeł rozproszonych budowanych w postaci systemów fotowoltaicznych. Ogniwa fotowoltaiczne (ang. PV – *photovoltaic*) charakteryzują się bardzo małą mocą, a efektywne ich wykorzystanie realizuje się poprzez grupowanie w postaci modułów, które łączy się w systemy. Systemy fotowoltaiczne są skojarzone bezpośrednio z siecią za pomocą falowników lub wykorzystują magazynowanie energii w akumulatorach elektrochemicznych.

Jednym z najnowszych rozwiązań technologicznych są ogniwa paliwowe (ang. FC – *fuel cell*), w których wykorzystuje się reakcję chemiczną wodoru i tlenu w obecności elektrolitu. W zależności od zastosowanego elektrolitu wyróżnić można: ogniwa z elektrolitem polimerowym PEFC (ang. *polymer electrolyte fuel cell*), ogniwa z elektrolitem w postaci ciekłych węglanów litu i potasu MCFC (ang. *molten carbonate fuel cell*) oraz ogniwa z elektrolitem w postaci stałego utleniacza ze stałych tlenków metali SOFC (ang. *solid oxide fuel cell*), alkaiczne ogniwo z AFC (ang. *alkaline fuel cell*) z roztworem wodorotlenku potasu jako elektrolitem.

Bazując na aktualnych danych o liczbie wydanych koncesji na wytwarzania energii elektrycznej [140], Urząd Regulacji Energetyki wskazuje 1800 obiektów energetyki

odnawialnej z mocą zainstalowaną na poziomie ponad 4,5 GW. W warunkach krajowych najliczniejszą grupę źródeł odnawialnych stanowią elektrownie wiatrowe oraz wodne i biomasowe (tab. 2.1).

Tabela 2.1. Przekrojowe dane o krajowych instalacjach odnawialnych źródeł energii  
[140, maj 2013]

| Rodzaj źródła | Liczba instalacji | Moc [MW] | Udział [%] |
|---------------|-------------------|----------|------------|
| Biogaz        | 207               | 136,319  | 2,95       |
| Biomasa       | 29                | 876,108  | 18,94      |
| Fotowoltaika  | 9                 | 1,289    | 0,03       |
| Wiatrowe      | 743               | 2644,898 | 57,19      |
| Wodne         | 771               | 966,236  | 20,89      |
| Współspalanie | 41                | –        | 0,00       |
| Łącznie:      | 1800              | 4624,850 |            |

## 2.2. Dokumenty legislacyjne a rozwój generacji rozproszonej

Rezultatem przemian ustrojowych w Polsce po 1989 roku są dokumenty programowe dla polskiej energetyki w postaci *Założeń polityki energetycznej Polski do 2010*, podpisane w 1990 i 1995 roku. Podstawowe znaczenie dla krajowej energetyki ma *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 – Prawo Energetyczne*. Kolejne założenia dla polityki energetycznej pojawiły się w 2000 roku i określały perspektywy do 2020 roku. Starania Polski o członkostwo w Unii Europejskiej zaowocowało w 2002 roku *Oceną realizacji i korektą założeń polityki energetycznej Polski do 2020 r.* Podpisanie przez Polskę traktatu akcesyjnego w 2003 roku i jego późniejsza ratyfikacja z wstąpieniem Polski do struktur Unii Europejskiej w 2004 roku, było przełomowym momentem również dla krajowego sektora energetycznego. Od tego momentu Polska przyjęła pełną odpowiedzialność za wprowadzanie wielu dyrektyw i programów wspólnotowych, które w zakresie energetyki przyniosły i wciąż przynoszą znaczące zmiany. Efektem takiej postawy było przyjęcie w styczniu 2005 roku *Polityki energetycznej Polski do 2025 roku* [122]. Realizacja założeń i celów określonych w tym dokumencie przełożyła się znacząco na nowelizację *Ustawy Prawo Energetyczne* [131] oraz wprowadziła plany restrukturyzacji podsektora energii elektrycznej. Kontynuacja oraz dalsze usprawnienia w tym zakresie widoczne są w kolejnym projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* [123]. Śledząc priorytety polskiej polityki energetycznej, wyróżnić można kilka obszarów, które w sposób bezpośredni bądź pośredni mają wpływ na rozwój generacji rozproszonej. Są to m.in. zmniejszenie emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do atmosfery, rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł ener-

gii, zwiększenie zdolności wytwórczych i efektywności energetycznej w obliczu rosnącego zapotrzebowania mocy, wdrażanie wspólnych zasad funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej, a także zapewnienie zapasów paliw i rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej.

### **Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń wprowadzanych do atmosfery**

Polska przyjęła wiele zobowiązań dotyczących redukcji zanieczyszczeń, realizowanych w ramach umów międzynarodowych, takich jak *Protokół z Kioto* (Kioto 1997), *Protokół Siarkowy* (Oslo 1994), *Protokół Azotowy* (Goeteborg 1999), jak i tych realizowanych w ramach Unii Europejskiej. W tej ostatniej grupie znalazły się postanowienia *Traktatu o przystąpieniu Rzeczypospolitej Polskiej do UE* odnoszące się do realizacji *Dyrektywy 2001/80/WE w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania* [85]. Wymogi przyjęte dla Polski w tym zakresie mogą być bardzo trudne do spełnienia. Warto też podkreślić, że w marcu 2007 roku Rada Europejska przyjęła bardzo ambitny cel polityki energetycznej Europy, stanowiąc o zmniejszeniu do 2020 roku emisji gazów cieplarnianych o 20% w stosunku do 1990 roku, zmniejszenia zużycia energii o 20% w porównaniu z prognozami, a także zwiększenia udziału źródeł odnawialnych do 20% (tzw. Pakiet 3 × 20) [121]. Zaowocowało to bardzo zaostrożonym *Planem Działań na lata 2007–2009: Polityka Energetyczna dla Europy*, w ramach którego zmniejszono Polsce roczne limity emisji CO<sub>2</sub>. Spełnienia wymogów ochrony środowiska szuka się w nowoczesnych rozwiązaniach technologii węglowych oraz popularyzacji odnawialnych źródeł energii stanowiących podstawę generacji rozproszonej. Warto również zauważyć, że dążenie do stosowania paliw odnawialnych równoległe wspiera polityka ekologiczna państwa [124, 125] i jej forma legislacyjna *Prawo ochrony środowiska* [130].

### **Rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii**

Choć spełnienie wymagań ochrony środowiska niewątpliwie wspiera technologie odnawialne, specjalny charakter tego rodzaju źródeł znalazł swoje szczególne miejsce w oddzielnej *Dyrektywie 2001/77/WE w sprawie wspierania na rynku wewnętrznym produkcji energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych* [84]. Realizacja założeń tej dyrektywy znalazła odbicie w krajowej energetyce na wielu poziomach. Można wymienić wprowadzenie systemu świadectw pochodzenia i obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii. Ilość energii, jaka powinna być zakupiona z tego rodzaju źródeł, zwiększano stale od 2000 roku do obecnego poziomu przedstawionego w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z 18 października 2012 roku (12,0% w 2013 roku do 20,0% w 2021 roku) [129]. Dodatkowe mechanizmy wspierające rozwój OZE dotyczą obniżenia kosztów przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci, zwolnienia z opłaty za udzielenie koncesji dla jednostek wytwórczych do 5 MW, a także wprowadzenia preferencyjnych kredytów na inwestycje w technologie odnawialne. Kluczowe znaczenie dla rozwoju OZE zdaje się mieć jednak omawiany obecnie projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii [133], w któ-

rym jest mowa o ułatwieniach w zakresie procedury przyłączeniowej mikroinstalacji i małych instalacji odnawialnych źródeł energii, przeznaczonych zwłaszcza do instalacji w sieciach rozdzielczych nN. Wprowadza się pojęcie prosumenta, czyli odbiorcy, który również może mieć status wytwórcy. Zbyt duża liberalizacja procedury przyłączania tego typu źródeł może powodować zakłócenia pracy sieci rozdzielczych.

### **Zwiększenie zdolności wytwórczych i efektywności energetycznej**

Obserwując dane podawane przez Centrum Informacji o Rynku Energii CIRE, Urzędu Regulacji Energetyki URE oraz PSE-Operator S.A. dotyczące maksymalnego dziennego zapotrzebowania mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, można zauważyć, że nie przekraczają one obecnie poziomu 24 GW brutto, wliczając potrzeby własne elektrowni oraz straty przesyłowe bez uwzględnienia salda wymiany międzysystemowej. Jednocześnie moc osiągalna w elektrowniach krajowych wynosi około 35 GW. Obecnie możemy jeszcze mówić o komfortowej sytuacji z punktu widzenia zdolności wytwórczych i bilansu mocy. Jednakże *Polityka Energetyczna Polski do 2030 roku* wyraźnie wskazuje konieczność podnoszenia mocy zainstalowanych, upatrując duże zagrożenia w likwidacji elektrowni klasycznych, kwalifikowanych do zamknięcia ze względów technicznych i emisji zanieczyszczeń. Drugim elementem jest przewidywany wzrost mocy zapotrzebowanej dyktowany rozwojem gospodarczym. Odpowiedzią na te wymogi jest kolejny zwrot ku źródłom odnawialnym, jak również sprawnym układom kogeneracyjnym, czego efektem jest nowelizacja *Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 roku – Prawo Energetyczne* w celu adaptacji celów *Dyrektywy 2004/8/WE w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii* [88]. Warto tu również wspomnieć o coraz bardziej konkretnych planach budowy elektrowni jądrowej, które w projekcie *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* przewidują szereg aktywności zmierzających do zakończenia realizacji tej inwestycji w 2021 roku.

Równolegle do inicjatyw związanych z podnoszeniem mocy zainstalowanych biegnie kampania zmierzająca do podnoszenia efektywności energetycznej i to zarówno wśród odbiorców krańcowych, jak i wytwórców energii. Ten kierunek w energetyce dyktowany jest wdrożeniem *Dyrektywy 2006/32/WE w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych* [88]. W związku z zobowiązaniami zawartymi w tym dokumencie Polska opracowała *Krajowy Plan Działań dotyczący efektywności energetycznej*. W parze z ideą efektywności idzie również wspomniana już dyrektywa wspierania wysokosprawnej kogeneracji.

### **Wdrażanie wspólnych zasad funkcjonowania konkurencyjnego rynku energii elektrycznej**

Kolejny dokument wspólnotowy, którego wdrażanie w sektorze elektroenergetyki krajowej należy uznać za wsparcie dla wytwórców rozproszonych, to *Dyrektywa 2003/54/WE w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej* [86]. Główny wpływ tej dyrektywy obejmuje kolejne nowelizacje ustawy *Prawo*

Energetyczne, rozpoczęcie restrukturyzacji przedsiębiorstw energetycznych pod względem konkurencyjności na rynku energii oraz implementację zasady dostępu strony trzeciej (TPA) do sieci. Dokumentem programowym Ministerstwa Gospodarki jest opracowany w marcu 2006 roku *Program dla elektroenergetyki* [126], który wyraźnie wskazuje nowe struktury własnościowe, kapitałowe, przestrzenne i organizacyjne w sektorze energii elektrycznej. Mowa tu o wydzieleniu prawnym i własnościowym Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), którym od dnia 1 stycznia 2007 roku została spółka PSE-Operator S.A. oraz o wydzielaniu prawnym od 1 lipca 2007 Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSD), jak również spółek obrotu w wyniku rozdzielenia działalności handlowej i dystrybucyjnej. Nawiązaniem do tego jest *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* [127]. Wyszczególnione przemiany strukturalne porządkują wiele zagadnień legislacyjnych i technicznych bliskich problemom integracji nowych jednostek wytwórczych z systemem energetycznym, w tym koncesji i warunków przyłączenia.

### **Zapewnienie zapasów paliw i rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej**

Ostatnim elementem Polityki energetycznej Polski do 2030 roku, który w sposób pośredni dotyczy rozwoju generacji rozproszonej, jest chęć zapewnienia zapasów paliw, podyktowana wypełnianiem *dyrektywy 2006/67/WE* [89] oraz członkostwem Polski w Międzynarodowej Agencji Energetycznej. Głównym celem jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, czego legislacyjnym motorem ma być *Ustawa z dnia 16 lutego 2007 o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i zakłóceń na rynku naftowym* [132]. Wydaje się, że obecne problemy związane z deficytem węglowym, łącznie z utrzymaniem zapasów węgla w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych, można przesunąć w pewnym stopniu na wspomaganie generacji rozproszonej. W ślad za tym idą działania ukierunkowane na rozwój infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, dające możliwość zwiększenia poziomu dywersyfikacji dostaw nośników i wreszcie bezpieczeństwa energetycznego kraju (uchwały Rady Ministrów nr 3/2006 oraz 77/2006).

Choć wskazane aktywności dotyczą celów nadrzędnych, zostały zebrane i przedstawione ze względu na ich znaczenie dla rozwoju generacji rozproszonej.



### **3. Wybrane zagadnienia oceny jakości energii w odniesieniu do układów generacji rozproszonej**

Pierwsze definicje z zakresu jakości energii (ang. *power quality*) wprowadzono w latach siedemdziesiątych XX w. Od lat dziewięćdziesiątych do dzisiaj obserwuje się intensywny rozwój tego zakresu wiedzy, włączając opracowanie standardów, procedur i technik pomiarowych, wprowadzanie nowych algorytmów czy rozszerzenie praktyk stosowania o nowe obszary pracy sieci elektroenergetycznych. Współczesne problemy jakości energii elektrycznej oscylują wokół zagadnień z pogranicza stabilności pracy systemu, zagrożeń dla bezpiecznej pracy odbiorników i elementów sieci elektroenergetycznych, a także liberalizacji rynku energii oraz relacji odbiorca i dostawca energii. Jednak w ujęciu technicznym, zakres tematyki związanej z jakością energii mieści się przede wszystkim w kompatybilności elektromagnetycznej (ang. *EMC – electromagnetic compatibility*). Literatura obejmująca zagadnienia jakości energii jest bardzo bogata. Te najbardziej znaczące pozycje książkowe i opracowania zbiorcze to [3–5, 8, 9, 13, 22, 27, 30].

#### **3.1. Jakość energii jako element kompatybilności elektromagnetycznej**

Prace normalizacyjne IEC (ang. *International Electrotechnical Commission*) klasyfikują zagadnienia jakości energii w kategorii zaburzeń kompatybilności elektromagnetycznej o niskiej częstotliwości, tj. do 9 kHz. Mają one charakter głównie zaburzeń przewodzonych na skutek sprzężenia pomiędzy obwodami źródła zaburzenia i obiektu zakłócanego (sprzężenia galwaniczne, pojemnościowe i indukcyjne). W odróżnieniu od zaburzeń przewodzonych zaburzenia promieniowane docierają do obiektu w postaci fali elektromagnetycznej, która może spowodować indukowanie w obwodach zakłócanego obiektu sygnału stanowiącego zagrożenie jego pracy. Wyindukowane napięcia i prądy zaburzenia są zjawiskiem wtórnym, wywołanym ekspozycją obiektu zakłócanego polem elektromagnetycznym pochodzącym od pierwotnego źródła zakłóceń. Tego typu zakłócenia są bliższe zagadnieniom kompatybilności elektroma-

gnetycznej i dotyczą zaburzeń wysokiej częstotliwości. W celu klasyfikacji zaburzeń elektromagnetycznych w tabelach 3.1 oraz 3.2 przytoczono ogólne klasy zaburzeń EMC oraz ich parametry [9, 10, 22].

Tabela 3.1. Ogólne klasy zaburzeń elektromagnetycznych według IEC

| Rodzaj zaburzenia                                                                                                                                                                                    | Przewodzone                                                                                                                                                                                                                               | Promieniowane                                                   |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Niskiej częstotliwości ( $\leq 9$ kHz)                                                                                                                                                               | wahania częstotliwości<br>wahania napięć (migotanie światła)<br>zapady i wzrosty napięcia<br>asymetria napięć<br>harmoniczne, interharmoniczne<br>sygnały modulacji radiowej<br>subharmoniczne i składowa stała<br>zaburzenia oscylacyjne | pole magnetyczne<br>pole elektryczne                            |
| Wysokiej częstotliwości ( $> 9$ kHz)                                                                                                                                                                 | zakłócenia impulsowe<br>zakłócenia oscylacyjne<br>załamania komutacyjne                                                                                                                                                                   | pole magnetyczne<br>pole elektryczne<br>pole elektromagnetyczne |
| Zaburzenia od wyładowań elektrostatycznych (ang. ESD – <i>electrostatic discharge</i> ), zaburzenia od nuklearnych impulsów elektromagnetycznych (ang. NEMP – <i>nuclear electromagnetic pulse</i> ) |                                                                                                                                                                                                                                           |                                                                 |

Tabela 3.2. Typowe parametry zakłóceń jakości energii i ich kategoryzacja ze względu na czas trwania

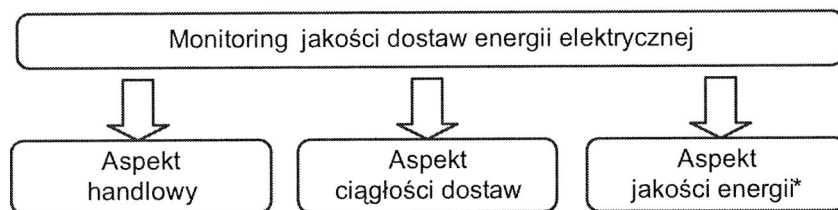
| Kategoria zaburzenia       | Charakter zakłócenia       | Czas trwania | Spektrum         | Amplituda              |
|----------------------------|----------------------------|--------------|------------------|------------------------|
| Zakłócenia impulsowe       | nanosekundowe              | $< 50$ ns    | 5 ns narost      | –                      |
|                            | mikrosekundowe             | 50 ns–1 ms   | 1 $\mu$ s narost | –                      |
|                            | milisekundowe              | $> 1$ ms     | 0,1 ms narost    | –                      |
| Zakłócenia oscylacyjne     | wysokoczęstotliwościowe    | 5 $\mu$ s    | 0,5–5 MHz        | 0–4 pu                 |
|                            | średnioczęstotliwościowe   | 20 $\mu$ s   | 5–500 kHz        | 0–8 pu                 |
|                            | niskoczęstotliwościowe     | 0,3–50 ms    | $< 5$ kHz        | 0–4 pu                 |
| Zapady, przebiegi, przerwy | krótka przerwa             | 10–500 ms    | –                | $< 0,1$ pu             |
|                            | krótki zapad               |              | –                | 0,1–0,9 pu             |
|                            | krótkie przebiegi          |              | –                | 1,1–1,4 pu             |
|                            | chwilowa przerwa           | 500 ms–5 s   | –                | $< 0,1$ pu             |
|                            | chwilowy zapad             |              | –                | 0,1–0,9 pu             |
|                            | chwilowe przebiegi         |              | –                | 1,1–1,4 pu             |
|                            | tymczasowa przerwa         | 5 s–1 min    | –                | $< 0,1$ pu             |
|                            | tymczasowy zapad           |              | –                | 0,1–0,9 pu             |
|                            | tymczasowe przebiegi       |              | –                | 1,1–1,4 pu             |
| Odchylenia długotrwałe     | zanik napięcia             | $> 1$ min    | –                | 0,0 pu                 |
|                            | spadek napięcia            |              | –                | 0,8–0,9 pu             |
|                            | wzrost napięcia            |              | –                | 1,1–1,2 pu             |
| Odształcenie przebiegu     | składowa stała             | –            | –                | 0–0,1%                 |
|                            | harmoniczne                | –            | 0–100 harm.      | 0–20%                  |
|                            | sub- oraz interharmoniczne | –            | 0–6 kHz          | 0–2%                   |
|                            | załamania komutacyjne      | –            | –                | –                      |
|                            | sygnały modulacji radiowej | –            | pasmowy          | 0–1%                   |
| Wahania napięcia           |                            | okresowo     | $< 25$ Hz        | 0,1–7% 0,2–2% $P_{st}$ |
| Wahania częstotliwości     |                            | $< 10$ s     | –                | –                      |



Ze względów praktycznych pożądane jest określenie atrybutów poszczególnych typów zakłóceń umożliwiających ich wzajemne porównanie. Podstawowy zestaw parametrów określających dane zaburzenie to amplituda, pasmo częstotliwości, czas trwania, częstość powstawania. W pracach [3, 5, 10, 22, 51, 57, 72] dokonano zestawienia typowych wartości parametrów wybranych zakłóceń jakości energii z gradacją ze względu na czas trwania i spektrum częstotliwościowe. Typowe parametry wybranych zakłóceń, uzupełnione o odniesienia do klasyfikacji podawanych przez IEC, przedstawiono w tabeli 3.2.

### 3.2. Umiejscowienie jakości energii w eksploatacji sieci elektroenergetycznych

Współczesny monitoring jakości energii (jakości technicznych parametrów zasilania, jakości napięcia) wpisuje się w szerszą strategię monitoringu jakości dostaw energii elektrycznej, w której wyróżnia się trzy aspekty: handlowy, ciągłości dostaw oraz wspomniany już jakości energii (rys. 3.1). Podane ujęcie przyjęto również w opublikowanych raportach Grupy Roboczej ds. Jakości Dostaw Energii Elektrycznej powołanej przez Radę Europejskich Regulatorów Energetyki (ang. CEER – *Council of European Energy Regulators*) [14–16], jak również w krajowym raporcie Urzędu Regulacji Energetyki (URE) z grudnia 2009 roku [80].



\* – jakość technicznych parametrów zasilania, jakość napięcia

Rys. 3.1. Jakość energii jako element monitoringu jakości dostaw energii elektrycznej

Jakość handlowa związana jest ściśle z konsumencką relacją pomiędzy dostawcą energii a jej użytkownikiem, zdefiniowaną w tzw. standardach obsługi klienta. Mowa w nich m.in. o czasie wykonania przyłączenia, usunięcia awarii, zasadach wystawiania rachunków, polityce informowania oraz czasie i trybie reklamacji. Standardy te definiuje się oddzielnie dla odbiorców ogólnych oraz gwarantowanych.

Ciągłość dostaw określa się liczbą i czasem trwania przerw w dostawie energii, a do jej oceny wykorzystuje się specjalne wskaźniki ciągłości, z uwzględnieniem przerw planowanych i przerw powstałych na skutek działania siły wyższej. Limity

wskaźników ciągłości są podstawą ewentualnych rekompensat za zbyt długie, nieplanowane przerwy w zasilaniu.

Jakość energii (napięcia) jest najbardziej technicznym z przywoływanych tu wymiarów jakości dostaw energii, określonym zbiorem dopuszczalnych parametrów technicznych zapewniających prawidłową pracę urządzenia. Przyjęta powszechnie norma PN-EN 50160 *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych* [105] uznaje za podstawę oceny jakości energii następujący zbiór parametrów: częstotliwość, poziom napięcia i jego zmienność, nagłe spadki napięcia, okresowe lub przejściowe zwwyżki napięcia, wyższe harmoniczne napięcia oraz wahania napięcia. Wspomniana norma obejmuje swoim zakresem napięcia niskie nN, tj. do 1 kV oraz napięcia średnie SN do 35 kV, a w ostatniej aktualizacji z 2010 roku dodano również zapisy rekomendacji dla wysokich napięć WN do 150 kV. W zakresie najwyższych napięć 220 kV, 400 kV obowiązujące są limity poziomów dopuszczalnych wskazanych w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [127]. Odniesienie do parametrów z tych grup napięciowych można również znaleźć w normach IEC 61000-3-6, 3-7, 3-13.

Warto przywołać dokumenty legislacyjne, które w procesie wdrażania monitoringu jakości energii mają duże znaczenie. Zasadniczym dokumentem wskazującym na potrzebę oceny jakości dostaw, w tym zdefiniowania parametrów jakościowych energii, jest ustawa Prawo Energetyczne [131]. Jej zapisy inicjalizują wprost działania poszczególnych organów w kierunku opracowania stosownych rozporządzeń i instrukcji wykonawczych. Efektem są obowiązujące przepisy wykonawcze podane w następujących dokumentach:

- Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [127] – Rozdział 10: *Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz sposób załatwiania reklamacji*.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią [128].
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (Przesyłowej) – *Parametry jakościowe energii elektrycznej, wskaźniki jakości i niezawodności dostaw energii elektrycznej oraz standardy jakościowe obsługi użytkowników systemu* [101, 102].

Ponadto ustawa – Prawo energetyczne wskazuje, iż do kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki należy kontrolowanie parametrów jakościowych dostaw i obsługi odbiorców w zakresie obrotu energią elektryczną. A zatem spółki dystrybucyjne i przesyłowe będą zobligowane do udokumentowania starań w zakresie monitoringu jakości energii.

I wreszcie traktowanie energii jako produktu dostarczonego na podstawie umowy o świadczenie usług dystrybucji lub umowy kompleksowej wprowadza element od-

powiedzialności stron, również w zakresie postanowienia określających standardy jakościowe oraz warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania energii.

Na uwagę zasługuje to, iż instytut EPRI (ang. *Electrical Power Research Institute*) we współpracy z PSE Operator S.A. prowadził w latach 1999–2002 projekt *Jakość energii elektrycznej w sieci przesyłowej*. Tematyką jakości energii zajmuje się również powołany przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej Zespół ds. Standaryzacji Jakości Energii Elektrycznej. Na podstawie prac [24, 25, 55] można stwierdzić, iż ocena jakości energii przechodzi z fazy pomiarów o charakterze doraźnym do ujęcia systemowego z wykorzystaniem rozproszonych systemów monitoringu. Warto dodać, iż autorzy *I Krajowego raportu benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej* [80], postulują wprowadzenie w Polsce kompleksowego programu oceny jakości energii.

Stopień penetracji, różnorodność stosowanych technologii wytwarzania energii oraz zagadnienia sterowalności i integracji z systemem elektroenergetycznym powodują, że spółki dystrybucyjne wyrażają chęć bardziej precyzyjnego i szerszego odwzorowania parametrów jakościowych energii elektrycznej w obszarach o dużej koncentracji źródeł.

### **3.3. Znaczenie jakości energii w zagadnieniach współpracy generacji rozproszonej z siecią elektroenergetyczną**

Obecnie prowadzona jest dyskusja nad rozwinięciem przepisów regulacyjnych w stosunku do warunków przyłączania i zasad współpracy mikrogeneratorów z siecią rozdzielczą nN. Znamiennym przykładem są intensywne prace nad wprowadzeniem projektów norm obejmujących metodologię oceny możliwości przyłączenia źródeł rozproszonych do sieci rozdzielczych niskiego napięcia. Mowa tu choćby o projekcie niemieckiej normy VDE-AR-N-4105:2011-08 [119] czy projektach komisji IEC, np. IEC/TR 61000-3-15 [100], lub normie PN-EN: 50438:2010 [106]. Dodatkowo, biorąc pod uwagę rozwój prac nad projektem ustawy o odnawialnych źródłach energii, przewiduje się znaczący wzrost udziału mikrogeneracji i małej generacji. W opracowaniu [75, 76] omówiono szczegółowo podstawowe zagadnienia brane pod uwagę przy ocenie wpływu mikrogeneracji na pracę sieci elektroenergetycznej.

Wpływ źródła na pracę sieci elektroenergetycznej jest wypadkową kilku elementów:

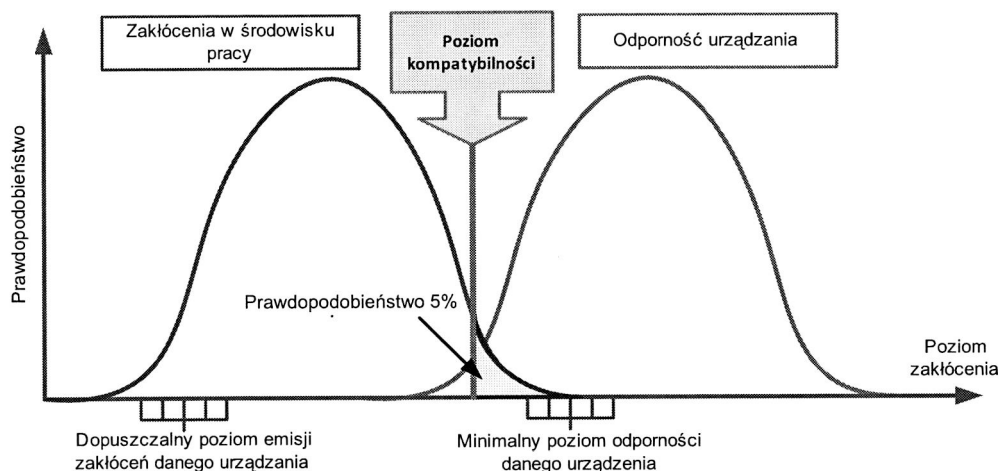
- warunków panujących w punkcie przyłączenia, określonych mocą zwarciovą w punkcie przyłączenia  $S_{kPCC}$  oraz tzw. tłem, czyli parametrami jakościowymi pracy sieci elektroenergetycznej;

- podstawowych parametrów i charakterystyk pracy źródła;
- cech kompatybilnościowych urządzeń składających się na instalację przyłączeniową źródła.

Efekt przyłączenia źródła może zostać oceniony na podstawie analizy następujących wskaźników jakościowych:

- zmian napięcia  $\Delta U_a$ , ( $\Delta u_a$  w procentach),
- nagłych zmian napięcia  $\Delta U_{\max}$ , ( $\Delta u_{\max}$  w procentach),
- migotania światła  $P_{st}$ ,  $P_{lt}$ ,
- harmonicznych i interharmonicznych,
- asymetrii napięcia  $k_{u2}$ ,
- zakłóceń komutacyjnych  $d_{\text{kom}}$ ,
- zakłóceń transmisji sygnałów,
- wpływu na warunki zwarciove.

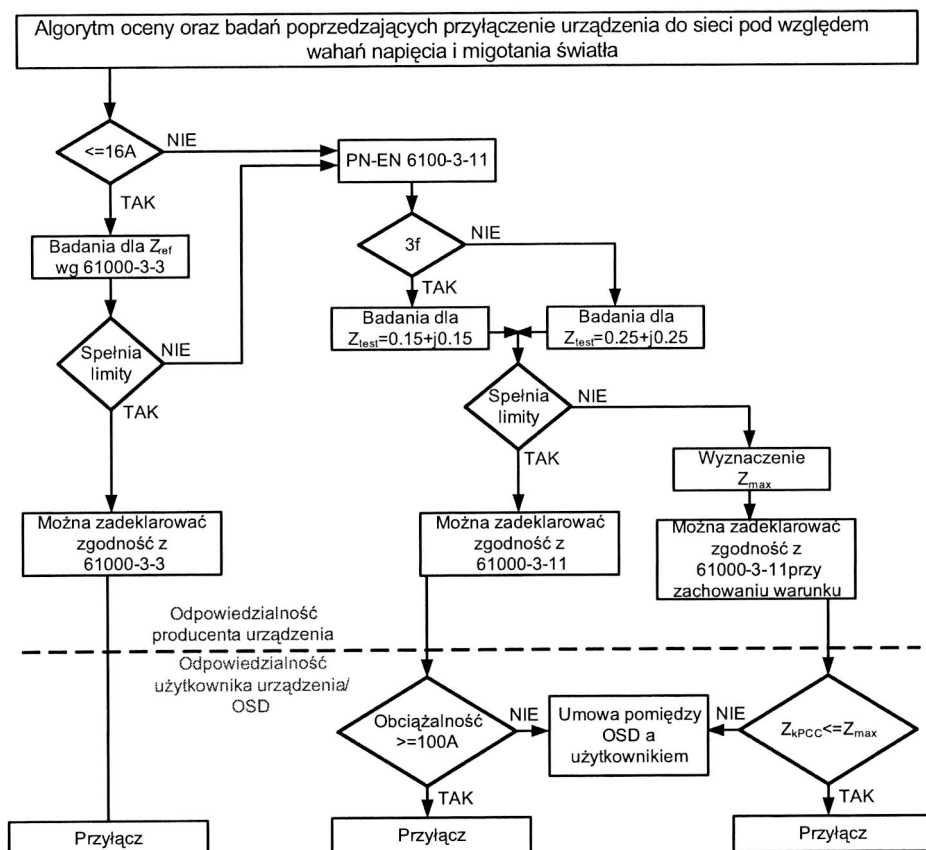
Wprowadzając kryteria oceny przyłączania mikroźródeł do sieci rozdzielczej nN, można więc wyodrębnić zagadnienia dotyczące emisji zakłóceń elektromagnetycznych. Ogólne relacje umożliwiające zachowanie kompatybilności elektromagnetycznej połączenia urządzenie–środowisko przedstawiono na rysunku 3.2.



Rys. 3.2. Relacje pomiędzy dopuszczalnym poziomem zakłóceń emitowanych przez urządzenie, poziomem zakłóceń w sieci, poziomem kompatybilności i odpornością urządzenia na dane zakłócenie

Warto zaznaczyć, że charakterystyka zaburzeń stosowana w dziedzinie kompatybilności elektromagnetycznej odnosi się do urządzeń, którymi są zarówno aparatura, w tym gotowe urządzenia lub zestawy takich urządzeń oraz komponenty lub podzespoły aparatury, a także instalacje ruchome, jak również do instalacji stacjonarnych, którymi są sieci elektroenergetyczne, duże maszyny oraz specjalne systemy pomiarowe lub sterowania. Ponadto kompatybilność elektromagnetyczna realizowana jest

przez określenie odpowiednich poziomów: dopuszczalnej emisji, kompatybilności oraz odporności. Poziomy emisji i odporności podawane są dla urządzeń w celu zdefiniowania środowiska, w którym będą pracować. Poziom kompatybilności odzwierciedla środowisko, co oznacza, że inne poziomy kompatybilności dotyczą publicznych sieci zasilających niskiego napięcia, inne zaś sieci przemysłowych.



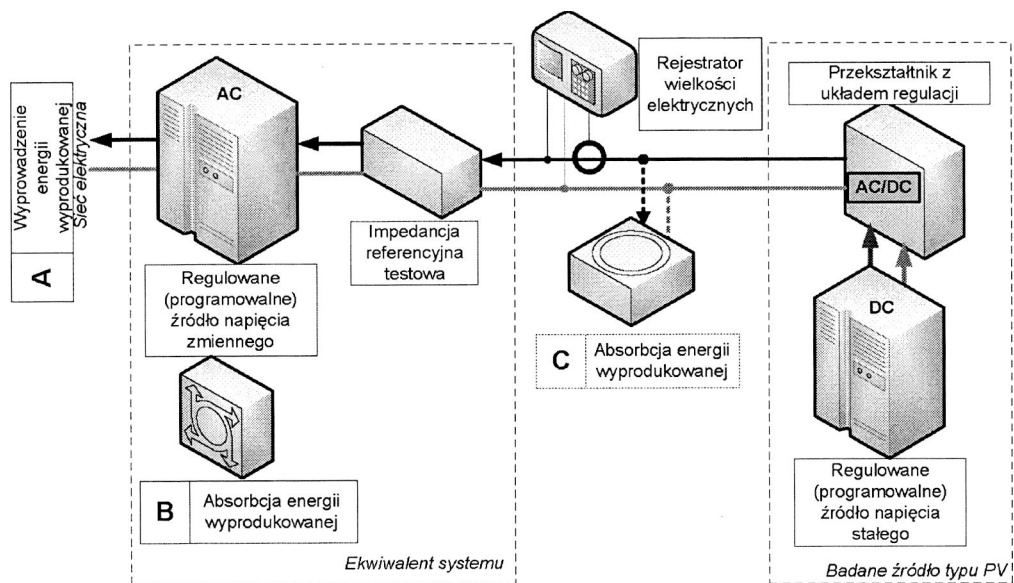
Rys. 3.3. Przykład algorytmu oceny możliwości przyłączenia urządzenia w danym punkcie sieci o danej impedancji w punkcie przyłączenia  $Z_{kPCC}$  pod względem wpływu na wahanía napięcia i migotania światła

Na obecnym etapie obowiązujących przepisów w zakresie mikroźródeł nie istnieją specjalne edycje zeszytów poświęcone poziomom emisji zakłóceń generowanych przez mikroźródła. Przyjęte stanowisko traktuje mikroźródło jako urządzenie. W świetle zapisów kompatybilnościowych, urządzeniem jest odbiornik, jak również instalacja stacjonarna. Jako przykład można przytoczyć podejście stosowane w ocenie wpływu przyłączenia urządzenia na wahanía napięcia i migotania światła, zaprezentowane na rysunku 3.3.

Algorytm oceny możliwości przyłączenia danego urządzenia oparty jest na spełnieniu limitów podanych w odpowiednich zeszytach norm kompatybilnościowych lub odnosi się do relacji impedancji testowej  $Z_{\max}$ , przy której przedmiotowe limity zostały spełnione w porównaniu do impedancji systemu w punkcie przyłączenia  $Z_{kPCC}$ .

A zatem podawane limity emisji zakłóceń dla mikroźródeł traktowane są często tożsamo z poziomami emisji odbiornika. Świadczą o tym zapisy norm wprowadzonych dla mikroźródeł, np. PN-EN: 50438:2010, gdzie wyraźnie nakazuje się w przyjmować poziomy emisji źródła jak dla odbiornika, jak również norm, takich jak VDE-AR-N-4105:2011-08 czy IEC/TR 61000-3-15, ukierunkowanych na mikroinstalacje i małe instalacje. Przyjęte poziomy tolerancji parametrów jakościowych dla układów mikrogeneracji i małej generacji opierają się więc na limitach emisji zakłóceń dla odbiorników (część 3 norm z serii 61000).

Jednocześnie w odniesieniu do zapisów norm i projektów norm dotyczących bezpośrednio układów generacji rozproszonej, np. PN-EN: 50438, VDE-AR-4105 czy IEC/TR 61000-3-15, dąży się do zdefiniowania znormalizowanych stanowisk badawczych oraz procedury testów pomiarowych, na podstawie których będzie można zdefiniować certyfikaty zgodności dla mikroźródeł. Przykład takiego stanowiska dla badań źródeł typu fotowoltaicznego przedstawiono na rysunku 3.4.



Rys. 3.4. Propozycja stanowiska do badań źródeł prądu stałego wg wytycznych IEC/TR 61000-3-15

Wybrane normy mające bezpośredni bądź pośredni wpływ na zdefiniowanie kryteriów współpracy mikroźródeł z siecią elektroenergetyczną zebrano w tabeli 3.3.

Tabela 3.3. Normy mające bezpośredni lub pośredni wpływ na ocenę jakości energii mikroźródeł

| Numer normy        | Zakres                                                                                                                                                                                                                                        | Komentarz                                                                                                                                                                                       |
|--------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| PN-EN 61000-2-2    | środowisko: poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów przesyłanych w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia                                                                                 | specyfikacja poziomów zaburzeń używanych jako referencyjne w zakresie koordynacji poziomów emisji i odporności                                                                                  |
| PN-EN 61000-2-4    | środowisko: poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości w sieciach zakładów przemysłowych                                                                                                                             | specyfikacja poziomów zaburzeń używanych jako referencyjne w zakresie koordynacji poziomów emisji i odporności                                                                                  |
| PN-EN 61000-3-2    | poziomy dopuszczalne: poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika $\leq 16$ A)                                                                                                                         | klasyfikacja sprzętu elektrycznego A, B, C, D, układ pomiarowy, warunki badań typu, limity emisji harmonicznych prądu                                                                           |
| PN-EN 61000-3-12   | poziomy dopuszczalne: poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu dla odbiorników o znamionowym prądzie fazowym $> 16$ A i $\leq 75$ A przyłączonych do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia                                    | klasyfikacja sprzętu elektrycznego A, B, C, D, układ pomiarowy, warunki badań typu, poziomy dopuszczalne emisji harmonicznych prądu                                                             |
| PN-EN 61000-3-3    | poziomy dopuszczalne: ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia, powodowanych przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym $\leq 16$ A przyłączone bezwarunkowo | układ pomiarowy, warunki badań typu, impedancja odniesienia $Z_{ref}$ , kryteria przyłączania bezwarunkowego, limity zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła                         |
| PN-EN 61000-3-11   | poziomy dopuszczalne: ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia. Urządzenia o prądzie znamionowym $\leq 75$ A podlegające podłączeniu warunkowemu                 | układ pomiarowy, warunki badań, impedancja odniesienia $Z_{ref}$ , impedancja testowa $Z_{test}$ , kryteria przyłączenia warunkowego, limity zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła |
| IEC/TR 61000-3-15  | poziomy dopuszczalne: wymagania dla niskoczęstotliwościowych poziomów odporności oraz emisji zakłóceń elektromagnetycznych w układach generacji rozproszonej przyłączanych do sieci niskiego napięcia – projekt                               | projekt normy dotyczący dopuszczalnych poziomów emisji zakłóceń mikroźródeł                                                                                                                     |
| PN-EN 61800-3:2008 | elektryczne układy napędowe mocy o regulowanej prędkości – Część 3: Wymagania dotyczące EMC i specjalne metody badań                                                                                                                          | załamania napięcia, parametry limity                                                                                                                                                            |
| PN-EN 50160        | parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych                                                                                                                                                                  | poziomy dopuszczalne parametrów jakości energii oraz metodyka oceny                                                                                                                             |
| PN-EN 50438        | Wymagania dotyczące przyłączania mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych                                                                                                                                                          | zapisy dla mikrogeneratorów o prądzie znamionowym do 16 A                                                                                                                                       |

Ocena wpływu mikroźródła na poziom całkowitych zakłóceń w sieci nN, do której źródło jest przyłączone jest procesem złożonym, który powinien zawierać zarówno



ocenę elementów formalnych, tj. zgodności elementów źródła z odpowiednimi normami kompatybilnościowymi i branżowymi, jak i ocenę poziomu wskaźników jakościowych występujących w sieci w czasie pracy źródła. Wymienione wskaźniki znajdują się w obszarze badań parametrów jakości energii w sieciach rozdzielczych, których poziomy dopuszczalne oraz metodologię oceny zamieszczono w rozporządzeniu ministra gospodarki [127] oraz w normach [105, 113]. Może się bowiem okazać, że zainstalowanie w danym punkcie sieci źródła spełniającego wszystkie wymogi emisji zaburzeń, może spowodować przekroczenie poziomów dopuszczalnych wybranych parametrów jakościowych w węzłach sieci ze względu na istniejące warunki pracy sieci lub udział innych źródeł. Przykładem może być poziom powolnych zmian i odchyłeń napięcia czy też wypadkowy efekt udziału harmonicznych lub wypadkowy efekt migotania światła, kiedy to ocena wpływu źródła odnosi się do wszystkich węzłów sieci. Celowo zatem poziomy emisji zaburzeń dla źródła ustalane są na niższym poziomie niż poziomy dla sieci rozdzielczej. Porównanie dopuszczalnych wartości wskaźników jakości energii dla mikroźródeł i sieci rozdzielczych nN przedstawiono w tabeli 3.4. W dalszej części pracy przytoczono genezę ustalenia dopuszczalnych wartości wskaźników jakościowych dla mikrogeneratorów z uwzględnieniem wpływu charakteru pracy źródła na ich poziomy.

Tabela 3.4. Porównanie dopuszczalnych wartości wskaźników jakości energii dla mikroźródeł i sieci rozdzielczych nN

| Oceniany parametr                                                             | Oznaczenie         | Dopuszczalna wartość dla mikrogeneratorów | Dopuszczalna wartość dla sieci nN |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------|
| Odchylenie napięcia                                                           | $\Delta u_a$       | 3,0%                                      | 10%                               |
| Szybkie zmiany (wahania) napięcia                                             | $\Delta u_{\max}$  | 3,0%                                      | 5%,<br>kilka razy na dobę<br>10%  |
| Uciążliwość migotania światła                                                 | $P_{st}$           | 1,0                                       | –                                 |
|                                                                               | $P_{lt}$           | 0,65                                      | 1,0                               |
| Emisja harmonicznych prądu                                                    | $I_n/I_1$          | wg tabeli wartości dopuszczalnych         | –                                 |
| Harmoniczne w napięciu                                                        | $U_n/U_1$          | wg tabeli wartości dopuszczalnych         | wg tabeli wartości dopuszczalnych |
| Asymetria napięcia                                                            | $k_{u2}$           | 2,0%                                      | 2,0%                              |
| Zaburzenia (załamania) komutacyjne                                            | $d_{kom}$          | 5%                                        | 5%                                |
| Zakłócenia transmisji sygnałów,<br>$f_T$ – stosowana częstotliwość transmisji | przyrost tłumienia | <5%                                       | <5%                               |
|                                                                               | $f_T \pm 5$ Hz     | 0,1% $U_N$                                | 0,1% $U_N$                        |
|                                                                               | $f_T \pm 100$ Hz   | 0,3% $U_N$                                | 0,3% $U_N$                        |

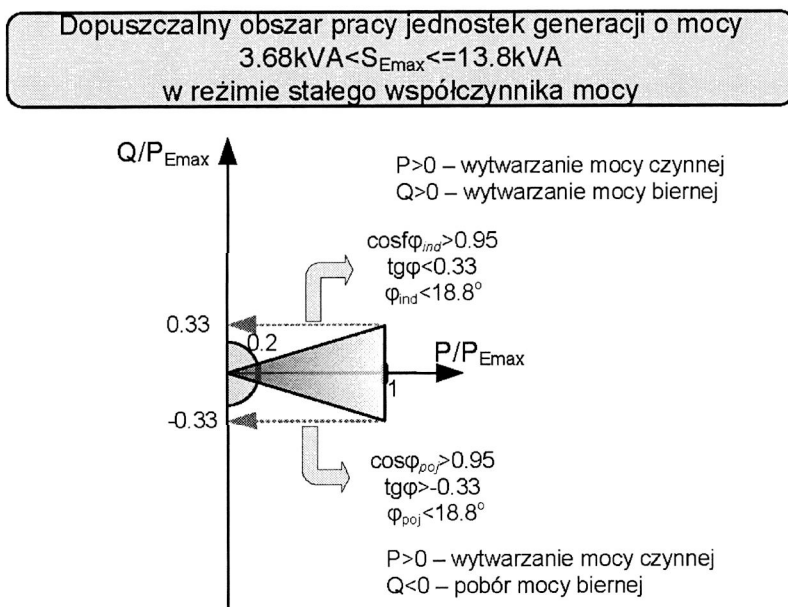


### 3.3.1. Charakterystyka mocy generowanej

Ze względu na relację pomiędzy wytwarzaną mocą czynną a wytwarzaną bądź pobieraną mocą bierną dopuszcza się pracę mikroźródła w dwóch trybach:

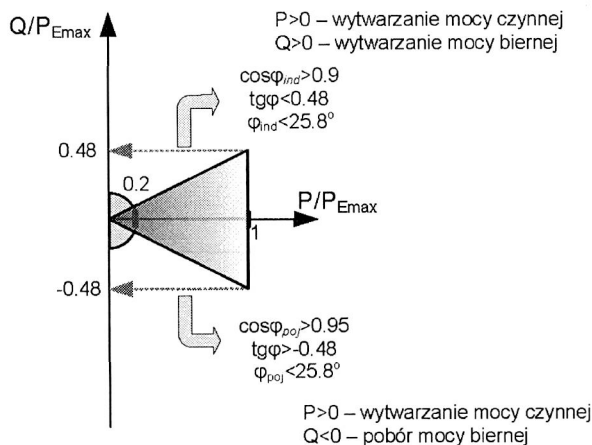
- pracę ze stałym (zadany) współczynnikiem mocy  $\cos\varphi$ ,
- pracę ze zmiennym współczynnikiem mocy w zależności od produkcji mocy czynnej na podstawie zadanej przez operatora charakterystyki  $\cos\varphi = f(P)$ .

W reżimie stałego współczynnika mocy określa się, iż w zależności od mocy osiągalnej  $S_{E\max}$  współczynnik mocy nie może być mniejszy od 0,95 lub 0,9. Przykładem jest stosowanie powszechnie w układach fotowoltaicznych pracy jednostek, kiedy współczynnik mocy  $\cos\varphi$  jest równy 1. Stały współczynnik mocy stosowany jest również w przypadku generatorów asynchronicznych bezpośrednio podłączonych do sieci nN z kompensacją mocy biernej. Dopuszczalne obszary pracy mikroźródeł pod względem współczynnika mocy w odniesieniu do mocy osiągalnych źródeł zaprezentowano na rysunkach 3.5 oraz 3.6.



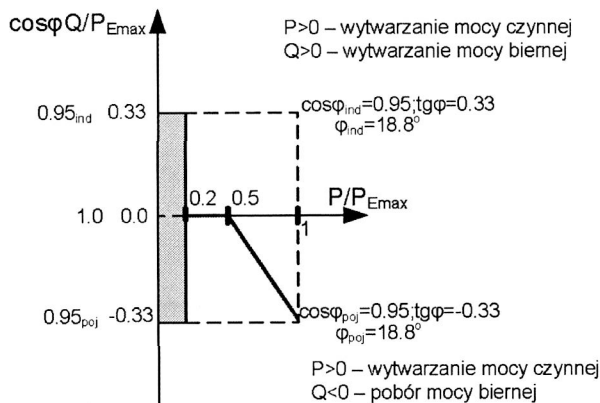
Rys. 3.5. Dopuszczalne obszary pracy mikroźródeł pod względem współczynnika mocy w odniesieniu do źródeł o mocach osiągalnych  $S_{E\max}$  w zakresie 3,68–13,8 kVA

**Dopuszczalny obszar pracy jednostek generacji o mocy  
 $S_{E\max} > 13.8 \text{ kVA}$   
 w reżimie stałego współczynnika mocy**



Rys. 3.6. Dopuszczalne obszary pracy mikroźródeł pod względem współczynnika mocy w odniesieniu do źródeł o mocach osiągalnych  $S_{E\max}$  powyżej 13,8 kVA

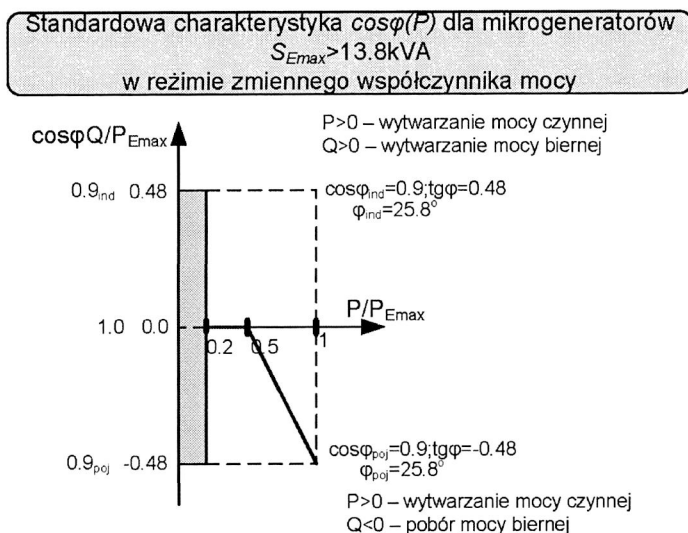
**Standardowa charakterystyka  $\cos\varphi(P)$  dla mikrogeneratorów  
 o mocy  $3.68 \text{ kVA} < S_{E\max} \leq 13.8 \text{ kVA}$   
 w reżimie zmiennego współczynnika mocy**



Rys. 3.7. Standardowa charakterystyka  $\cos\varphi(P)$  dla źródeł o mocach osiągalnych  $S_{E\max}$  w zakresie 3,68–13,8 kVA

Ponadto, jeśli moc bierna mikroźródła może być regulowana, np. za pomocą generatora synchronicznego, asynchronicznego podwójnie zasilanego lub źródła z przekształtnikiem, to możliwy jest udział takiego źródła w regulacji mocy biernej w sieci

rozdzielczej nN. Udział ten realizowany jest poprzez implementację charakterystyki współczynnika mocy w zależności od produkcji mocy czynnej  $\cos\varphi = f(P)$ . Charakterystyki te mogą mieć kształt standardowy bądź mogą zostać zadane przez operatora systemu. Standardowe charakterystyki  $\cos\varphi = f(P)$  w odniesieniu do mocy osiągalnej mikrogeneratorów przedstawiono na rysunku 3.7 oraz 3.8.



Rys. 3.8. Standardowa charakterystyka  $\cos\varphi(P)$  dla źródeł o mocach osiągalnych  $S_{E_{max}}$  powyżej 13,8 kVA

Do 20% generacji mocy czynnej osiągalnej dopuszczalna jest zarówno generacja, jak i pobór mocy biernej. W zakresie 20–50% mocy czynnej osiągalnej mikrogenerator pracuje jako źródło mocy czynnej, tj. gdy  $\cos\varphi = 1$ . Pracy powyżej 50% mocy czynnej osiągalnej towarzyszy pobór mocy biernej tzw. praca w kierunku pojemnościowego współczynnika mocy  $\cos\varphi_{poj}$ , co podyktowane jest koniecznością redukcji poziomu napięcia w punkcie przyłączenia wywołanej produkcją mocy czynnej. Stopień udziału poboru mocy biernej w stosunku do generacji mocy czynnej zależy od wielkości jednostki generacji i wynosi do  $\cos\varphi_{poj} = 0.95$  dla jednostek o  $S_{E_{max}} < 13,8 \text{ kVA}$  oraz  $\cos\varphi_{poj} = 0.9$  dla jednostek o  $S_{E_{max}} > 13,8 \text{ kVA}$ .

### 3.3.2. Odchylenie poziomu napięcia

Zmiana obciążenia w sieci pociąga za sobą zmianę (zwiększenie lub zmniejszenie) wartości napięcia. Podobne skutki wywołuje praca źródeł energii przyłączonych do sieci. Zgodnie z normą PN-EN 61000-3-3:2011 (dla odbiorników o fazowym prądzie

$<16$  A) i PN-EN 61000-3-11:2004 (dla odbiorników o fazowym prądzie  $<75$  A) ustalona względna zmiana napięcia wywołana pracą tych odbiorników nie powinna przekraczać 3,3%. Uwzględniając wytyczne dotyczące warunków przyłączenia źródeł energii o analogicznych wartościach prądów fazowych w wielu krajach (Austria, Belgia, Grecja, Niemcy, USA), przyjmuje się, że dla normalnego układu pracy sieci zmiana poziomu napięcia spowodowana pracą wszystkich jednostek wytwórczych w sieci nN nie powinna przekroczyć w żadnym z punktów tej sieci, w tym w rozpatrywanym punkcie przyłączenia mikroźródła, 3% poziomu napięcia bez generacji [18, 119]. Zmianę napięcia odnosi się do napięcia znamionowego

$$\Delta u_a \leq 3\% \quad (3.1)$$

W przypadku przybliżonej oceny wpływu na poziom napięć w sieci nN więcej niż jednego mikroźródła dopuszczalne jest zastosowanie metody superpozycji. Wpływ wielu mikroźródeł na poziom napięcia w punktach ich przyłączenia określa się wtedy poprzez algebraiczne, tj. ze znakiem, sumowanie zmian napięcia powodowanych pracą poszczególnych mikroźródeł. W określeniu tych zmian napięcia należy uwzględnić charakter generacji, tzn.  $\cos\varphi$  indukcyjny  $\cos\varphi_{\text{ind}}$  lub pojemnościowy  $\cos\varphi_{\text{poj}}$  mikroźródła. Dokładne wyznaczenie zmian napięcia w sieci z wieloma mikroźródłami wymaga użycia komputerowego programu rozprywowego.

Zmiana napięcia w punkcie przyłączenia systemu generacji PCC zależy od mocy zwarciowej w tym punkcie. W obliczeniach przybliżonych pomija się impedancję przyłącza i wtedy w obliczeniach uwzględnia się zastępczą impedancję zwarciową na początku przyłącza  $\underline{Z}_{kV} = R_{kV} + jX_{kV}$ .

$$Z_{kV} = \sqrt{R_{kV}^2 + X_{kV}^2} \quad \Psi_{kV} = \arctan\left(\frac{X_{kV}}{R_{kV}}\right) \quad (3.2)$$

W przypadku pracy mikrogeneratorsa o rozważanej mocy osiągalnej  $S_{E\text{max}}$  ze współczynnikiem mocy o charakterze indukcyjnym  $\cos\varphi_{\text{ind}}$  (mikrogenerator oddaje moc bierną indukcyjną do sieci) można wyznaczyć zmianę napięcia w obliczeniowym punkcie przyłączenia  $\Delta u_a$  ze wzoru:

$$\Delta u_a = \frac{S_{E\text{max}}(R_{kV} \cos|\varphi_{\text{ind}}| + X_{kV} \sin|\varphi_{\text{ind}}|)}{U_N^2} 100\% \quad (3.3)$$

Im większa jest generacja mocy biernej, tym większy jest przyrost wartości napięcia w punkcie przyłączenia.

W przypadku pracy mikrogeneratorsa o rozważanej mocy osiągalnej  $S_{E\text{max}}$  ze współczynnikiem mocy o charakterze pojemnościowym  $\cos\varphi_{\text{poj}}$  (mikrogenerator pobiera z sieci moc bierną indukcyjną, co jest równoważne z wprowadzaniem do sieci mocy biernej o charakterze pojemnościowym) zmiana napięcia w obliczeniowym punkcie przyłączenia  $\Delta u_a$  określona jest wtedy zależnością:

$$\Delta u_a = \frac{S_{E\max}(R_{kV} \cos |\varphi_{poj}| - X_{kV} \sin |\varphi_{poj}|)}{U_N^2} 100\% \quad (3.4)$$

W tym przypadku przyrost napięcia jest mniejszy, a nawet może zmienić znak i dojść do obniżenia napięcia.

Praca źródła w trybie produkcji tylko mocy czynnej, tj. ze stałym współczynnikiem mocy  $\cos\varphi = 1$ , gdzie  $\varphi = 0^\circ$ , powoduje podwyższenie napięcia w obliczeniowym punkcie przyłączenia o wartość:

$$\Delta u_a = \frac{S_{E\max}(R_{kV})}{U_N^2} 100\% \quad (3.5)$$

### 3.3.3. Wahania napięcia i migotanie światła

Zjawisko wahań napięcia, nagłych zmian napięcia, związane jest głównie z operacjami łączeniowymi. Odpowiednie nasilenie i częstość tych zjawisk może spowodować migotanie światła.

Określenie dopuszczalnego poziomu wahań napięcia w sieci powodowanych przez dynamiczne aspekty pracy mikroźródła wynika z zapisów dokumentów normatywnych:

- PN-EN 61000-2-2:2003 o ogólnych poziomach kompatybilności,
- PN-EN 50160:2010 o parametrach pracy sieci,
- PN-EN 61000-3-3:2011 dla urządzeń o prądzie znamionowym do 16 A,
- PN-EN 61000-3-11:2004 dla urządzeń o prądzie znamionowym  $>16$  A i  $<75$  A,
- VDE-AR-N- 4105:2011-08 o warunkach przyłączania mikrogeneracji do sieci nN.

Wahania napięcia w punkcie przyłączenia systemu generacji PCC spowodowane operacjami łączeniowymi mikroźródła, w normalnych warunkach pracy sieci nie powinny przekroczyć 3% napięcia znamionowego  $U_N$  w punkcie przyłączenia, przy czym wartość ta nie może występować częściej niż raz na 10 min:

$$\Delta u_{\max} \leq 3\% \quad (3.6)$$

Możliwe jest oszacowanie wpływu jednostki generacji o zadanym charakterze rozruchu na nagłe zmiany napięcia w punkcie przyłączenia systemu generacji PCC ze względu na:

- $S_{kPCC}$  – moc zwarciovą w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej. W przypadku braku dokładnych danych o przyłączy można wykorzystać moc zwarciovą  $S_{kV}$  na początku przyłącza. Dokładność obliczeń z użyciem mocy  $S_{kV}$  jest mniejsza.
- $S_{E\max}$  – osiągalną moc pozorną jednostki generacji.

- $I_{aE}$  – prąd rozruchowy jednostki generacji.
- $I_{rE}$  – znamionowy prąd ciągły jednostki generacji.
- $k$  – współczynnik rozruchu.

$$\Delta u_{\max} = k \frac{S_{E \max}}{S_{kPCC}} 100\% \quad (3.7)$$

W związku z tym utrzymanie 3-procentowej tolerancji szybkich zmian napięcia wyraża się za pomocą:

$$\frac{S_{kPCC}}{S_{E \max}} > \frac{100k}{3} \quad (3.8)$$

gdzie:

$$k = \frac{I_{aE}}{I_{rE}} \quad (3.9)$$

Jeśli współczynnik rozruchu  $k$  nie jest wyznaczany na podstawie dokładnych danych jednostki generacji, to można przyjąć wartości referencyjne:

- $k = 1, 2$  – dla jednostek generacji przyłączanych przez inwerter, np. układy fotowoltaiczne;
- $k = 1, 2$  – dla generatorów synchronicznych;
- $k = 4$  – dla generatorów asynchronicznych włączanych do sieci po doprowadzeniu do 95–105% prędkości synchronicznej;
- $k = 8$  – dla generatorów asynchronicznych z rozruchem silnikowym włączanych do sieci jako silnik.

Zastosowanie w punkcie przyłączenia systemu generacji  $R_{kPCC}$  definicji współczynnika zwarciovego, jako ilorazu mocy zwarcioviej w miejscu przyłączenia do mocy osiągalnej urządzenia wynoszącego dla urządzeń 3-fazowych symetrycznych

$$R_{kPCC} = \frac{S_{kPCC}}{S_{E \max}} \quad (3.10)$$

można wyrazić szybkie zmiany napięcia, wykorzystując współczynnik zwarciovowy:

$$\Delta u_{\max} = \frac{1}{R_{kPCC}} 100\% \quad (3.11)$$

Powyższe wyrażenie dowodzi, iż utrzymanie 3-procentowej tolerancji nagłych zmian napięcia wymaga wartości współczynnika zwarciovego w punkcie przyłączenia na poziomie:

$$R_{kPCC} > \frac{100k}{3} \quad (3.12)$$

Dla sieci rozdzielczych wartości dopuszczalne szybkich zmian napięcia ustalone są na poziomie 5%, przy czym dopuszcza się, aby w pewnych okolicznościach zmiany te osiągnęły kilka razy w ciągu dnia wartość do 10%. Przy takim poziomie tolerancji, podłączenie urządzenia zezwalałoby na przyłączenia w punkcie przyłączenia, w przypadku gdy współczynnik zwarciový jest mniejszy niż dla tolerancji 3-procentowej (tab. 3.5).

Tabela 3.5. Porównanie wymaganych wartości współczynnika zwarciový  $R_{kPCC}$  dla jednostek generacji o różnym współczynniku rozruchu  $k$  z dopuszczeniem szybkich zmian napięcia na poziomie 3% i 5%

| $K$        | 1    | 1, 2 | 2    | 4     | 8     | Uwagi                       |
|------------|------|------|------|-------|-------|-----------------------------|
| $R_{kPCC}$ | 33,3 | 40   | 66,6 | 133,3 | 266,6 | dla $\Delta u_{\max} = 3\%$ |
|            | 20   | 24   | 40   | 80    | 160   | dla $\Delta u_{\max} = 5\%$ |

W odniesieniu do tzw. kryterium 20, zgodnie z którym moc zwarciová w punkcie przyłączenia jednostki wytwórczej powinna być przynajmniej 20 razy większa od jej mocy przyłączeniowej, zauważa się, że podane w tabeli 3.5 wartości współczynników  $R_{kPCC}$ , dla 3% ograniczania wahań napięcia, stanowią ostrzejszy warunek, tzn. dla źródeł o współczynniku rozruchu  $k = 1$  kryterium 20 odpowiadałoby wspomnianym szybkim zmianom napięcia do 5%.

Jeśli w trakcie oceny współczynnika wahań napięcia (szybkich zmian napięcia)  $\Delta u_{\max}$ , na podstawie powyższych wzorów stwierdza się, że nie jest spełniony warunek kryterialny, to należy ponownie sprawdzić dokładniejszy warunek, uwzględniający zależności katowe pomiędzy impedancją sieci  $\psi_{kV}$  a przesunięciem fazowym pomiędzy prądem i napięciem źródła  $\varphi$ . Warunek ten wyraża się wzorem:

$$\Delta u_{\max} = k \frac{S_{E \max}}{S_{kPCC}} \cos(\psi_{kV} - \varphi) \quad (3.13)$$

gdzie:  $\varphi$  – przesunięcie pomiędzy prądem i napięciem mikroźródła:  $\varphi < 0$  dla  $\varphi_{poj}$  (w przypadku poboru),  $\varphi > 0$  dla  $\varphi_{ind}$  (w przypadku generacji mocy biernej indukcyjnej).

W nawiązaniu do laboratoryjnych badań urządzeń wykonywanych w celu stwierdzenia zgodności z normami 61000-3-3/3-11, można kryterium szybkich zmian napięcia sprawdzać, korzystając z kryterium impedancyjnego:

$$Z_{kV} = R_{kV} + jX_{kV} < Z_{ref} \quad \text{lub} \quad Z_{kV} = R_{kV} + jX_{kV} < Z_{test} \quad (3.14)$$

gdzie:  $Z_{ref}$ ,  $Z_{test}$  – odpowiednio impedancja referencyjna i impedancja testowa.

Jeśli mikroźródło ma certyfikat zgodności z normami 61000-3-3/3-11 i jednocześnie impedancja zwarciová systemu w miejscu przyłączenia systemu generacji  $Z_{kV}$  jest mniejsza od impedancji referencyjnej  $Z_{ref} = (0,24 + j0,15) \Omega$  (stosowanej w ocenie

wahań napięcia urządzeń do 16 A), przy której wykonano badania źródła, lub od impedancji testowej  $Z_{\text{ref}} = (0,15 + j0,15) \Omega$  (stosowanej w ocenie wahań napięcia dla odbiorników o prądach  $>16$  A), to można przyjąć, że przyłączenie źródła w punkcie PCC o danej impedancji  $Z_{\text{kV}}$  nie wprowadzi wahań napięcia przekraczających dopuszczalne poziomy.

Jeśli dane urządzenie (jednostka generacji) nie ma certyfikatu zgodności z normami 61000-3-3/3-11, to należy wymagać od producenta określenia maksymalnej dopuszczalnej wartości impedancji zwarciowej sieci  $Z_{\text{max}}$  w miejscu przyłączenia, zapewniającej spełnienie kryterium szybkich zmian napięcia. Decyzja o przyłączeniu może być podjęta po sprawdzeniu warunku, czy impedancja w rozważanym punkcie przyłączenia PCC jest mniejsza od podanej przez producenta impedancji  $Z_{\text{max}}$ :

$$Z_{\text{kV}} < Z_{\text{max}} \quad (3.15)$$

Po określeniu przez producenta  $Z_{\text{max}}$ , zapis powyższego warunku można przełożyć na warunek moc zwarciowej w punkcie przyłączenia:

$$S_{\text{kPCC}} > S_{\text{kPCC min}} = \frac{U_N^2}{Z_{\text{max}}} \quad (3.16)$$

Przy odpowiednim nasileniu i częstości wahań napięcia związanych z operacjami łączeniowymi może dojść do efektu zauważalnego gołym okiem, przypominającego migotanie światła. Parametrem technicznym służącym ocenie uciążliwości migotania światła jest współczynnik długookresowego migotania światła  $P_{\text{lt}}$  oraz współczynnik krótkookresowego migotania światła  $P_{\text{st}}$ . Ponieważ badania migotania światła i wahań napięcia przeprowadza się według tych samych norm, zatem jako kryterium decydujące o przyłączeniu źródła w danym punkcie PCC, ze względu na możliwy efekt migotania światła, można wykorzystać kryterium impedancyjne (3.14) i (3.15), nawiązujące do badań prowadzonych zgodnie z normami 61000-3-3/3-11.

Odrębnym zagadnieniem jest ocena wpływu wielu mikroźródeł na wypadkowy efekt migotania światła. W praktyce niemieckiej (VDE 4105:2011-08) przyjmuje się, że praca w sieci nN wielu mikroźródeł o prądzie znamionowym mniejszym niż 75 A nie powinna spowodować efektu migotania światła na poziomie przewyższającym  $P_{\text{lt}} = 0,5$  w najbardziej niekorzystnym punkcie sieci. Ponadto, jeśli w danym punkcie sieci rozważane jest przyłączenie mikroinstalacji lub małej instalacji zbudowanej z wielu różnych jednostek generacji, to wyznaczenie wypadkowego wskaźnika migotania światła jest możliwe na podstawie wskaźników migotania światła wnoszonych przez poszczególne jednostki generacji:

$$P_{\text{lt}} = \sqrt{\sum_{i=1}^N P_{\text{ltEi}}^2} \quad (3.17)$$



W szczególności dla systemu generacji zbudowanego z  $N$  jednostek generacji tego samego typu oszacowanie wypadkowego wskaźnika migotania światła określa wzór:

$$P_{lt} = \sqrt{N} \cdot P_{ltE} \quad (3.18)$$

### 3.3.4. Harmoniczne w prądzie i napięciu

Udział harmoniczných w prądzie wypływającym ze źródła do sieci ma bezpośredni wpływ na wzrost harmoniczných w napięciu ze względu na spadki napięć od odkształconego prądu na elementach impedancji systemu. Ograniczenie emisji harmoniczných w prądzie służy więc bezpośrednio zachowaniu ich dopuszczalnych poziomów w napięciu.

W zakresie dopuszczalnej emisji harmoniczných dla mikroźródeł o prądzie do 16 A stosowane są zapisy normy PN-EN 61000-3-2:2007 z ulokowaniem układów mikrogeneracji jako urządzeń klasy „A”. W załączniku C.3.3 normy PN-EN 50438:2010 znajduje się zapis, który wskazuje, iż *producenci powinni określić procedurę badań potwierdzających zgodność z ograniczeniami według normy PN-EN 61000-3-2:2007 dla klasy A*. Wprowadzona norma PN-EN 50438:2010 dotyczy mikrogeneratorów o prądzie znamionowym do 16 A. Biorąc pod uwagę zapożyczenie elementów normy kompatybilnościowej PN-EN 61000-3-2:2007 dla mikroźródeł do 16 A, w rozważaniach na temat poziomów dopuszczalnych emisji harmoniczných w prądzie mikroźródeł o prądach znamionowych 16–75 A można kierować się analogicznymi zapisami normy dla odbiorników o tym zakresie prądów, tj. PN-EN 61000-3-12:2012.

Poziomy dopuszczalne dla harmoniczných prądu określone są dla minimalnej wartości  $R_{kPCC} = 33$ . Nie są rozważane współczynniki zwarciové mniejsze niż 33. Przenosząc zapis na obszar mikroźródeł, stwierdza się, że certyfikowane mikroźródła można przyłączać w miejscach, gdzie moc zwarciová w punkcie przyłączenia jest przynajmniej 33 razy większa niż moc planowanego do przyłączenia źródła. Jest to „najsłabszy” dopuszczalny punkt przyłączeniowy przeznaczony do współpracy z urządzeniami emitującymi harmoniczne w prądzie. Dla „mocniejszych” miejsc przyłączenia, tj. o większych mocach zwarciových (mniejszych impedancjach zwarciových systemu), dopuszczalne limity harmoniczných w przepływającym prądzie mogą być większe. Jeśli mikroźródło ma certyfikat zgodności z normami PN-EN 61000-3-2/3-12 oraz jeśli współczynnik zwarciový w punkcie przyłączenia  $R_{kPCC}$  jest przynajmniej równy 33, można przyjąć, że przyłączenie źródła nie wprowadzi harmoniczných prądu ponad dopuszczalne limity. Jeśli mikroźródło spełnia wymogi norm PN-EN 61000-3-2/3-12, ale dla innego współczynnika zwarciovego  $R_{kPCC}$  niż 33, to producent powinien podać w instrukcji obsługi odpowiedni zapis: *Urządzenie spełnia wymagania PN-EN 61000-3-12:2012 pod warunkiem, że moc zwarciová  $S_{kPCC}$  w przyłączy między miejscem instalacji i siecią publiczną*

jest nie mniejsza niż  $S_{kxx}$ . Instalator lub użytkownik urządzenia jest odpowiedzialny za zagwarantowanie, jeżeli jest to potrzebne po konsultacji z operatorem systemu dystrybucyjnego, że odbiornik jest przyłączany wyłącznie do sieci zasilającej o mocy zwarciowej  $S_{kPCC}$  nie mniejszej niż  $S_{kxx}$ .

W opisie limitów dopuszczalnych emisji harmonicznych w prądzie stosuje się następujące parametry:

- $I_1$  – podstawowy prąd odniesienia, tj. wartość skuteczna składowej podstawowej (1. harmonicznej) prądu znamionowego  $I_{rE}$  uzyskana z pomiaru lub podana przez producenta,
- THDI (ang. *total harmonic distortion*) – współczynnik zawartości harmonicznych w prądzie:

$$THDI = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left( \frac{I_n}{I_1} \right)^2} \quad (3.19)$$

- PWHDI (ang. *partial weighted harmonic distortion*) – częściowo ważony współczynnik odkształcenia harmonicznego w prądzie:

$$PWHDI = \sqrt{\sum_{n=14}^{40} n \left( \frac{I_n}{I_1} \right)^2} \quad (3.20)$$

W tabelach 3.6 oraz 3.7 zestawiono przykładowe limity emisji harmonicznych odbiorników oraz mikroźródeł do 16 A oraz odbiorników >16 A i <75A.

Tabela 3.6. Poziomy dopuszczane emisji harmonicznych prądu dla urządzeń klasy A (PN-EN 61000-3-2:2007) oraz mikroźródeł do 16 A (PN-EN 50438:2010)

| Rząd harmonicznej $n$   | Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A] |
|-------------------------|-----------------------------------------------|
| harmoniczne nieparzyste |                                               |
| 3                       | 2,30                                          |
| 5                       | 1,14                                          |
| 7                       | 0,77                                          |
| 9                       | 0,40                                          |
| 11                      | 0,33                                          |
| 13                      | 0,21                                          |
| $15 \leq n \leq 39$     | $0,15 \frac{15}{n}$                           |
| harmoniczne parzyste    |                                               |
| 2                       | 1,08                                          |
| 4                       | 0,43                                          |
| 6                       | 0,30                                          |
| $8 \leq n \leq 40$      | $0,23 \frac{8}{n}$                            |

Tabela 3.7. Poziomy dopuszczane emisji harmoniczných prądu dla symetrycznych odbiorników trójfazowych (PN-EN 61000-3-12:2012)

| Minimalna wartość $R_{kPCC}$ | Dopuszczalne wartości harmoniczných prądu $I_n/I_1$ [%] |       |          |          | Dopuszczalne współczynniki harmonicznego odkształcenia prądu [%] |      |
|------------------------------|---------------------------------------------------------|-------|----------|----------|------------------------------------------------------------------|------|
|                              | $I_5$                                                   | $I_7$ | $I_{11}$ | $I_{13}$ | THD                                                              | PWHD |
| 33                           | 10,7                                                    | 7,2   | 3,1      | 2        | 13                                                               | 22   |
| 66                           | 14                                                      | 9     | 5        | 3        | 16                                                               | 25   |
| 120                          | 19                                                      | 12    | 7        | 4        | 22                                                               | 28   |
| 250                          | 31                                                      | 20    | 12       | 7        | 37                                                               | 38   |
| $\geq 350$                   | 40                                                      | 25    | 15       | 10       | 48                                                               | 46   |

Wartości względne parzystych harmoniczných o rzędach mniejszych niż 12 nie powinny przekraczać  $16/n$  [%].

Parzyste harmoniczne o rzędach większych niż 12 są uwzględniane w THDI i PWHDi w taki sam sposób, jak harmoniczne o rzędach nieparzystych.

Dla innych wartości współczynnika zwarciowego  $R_{kPCC}$  dopuszcza się liniową aproksymację między kolejnymi wartościami  $R_{kPCC}$

$$I_5 = 0,09 \cdot R_{kPCC} + 8, I_7 = 0,06 \cdot R_{kPCC} + 5, I_{11} = 0,04 \cdot R_{kPCC} + 2, I_{13} = 0,035 \cdot R_{kPCC} + 1,2$$

$$THDI = 0,11 \cdot R_{kPCC} + 9$$

$$PWHDi = 0,075 \cdot R_{kPCC} + 20$$

Tabela 3.8. Dopuszczalne limity emisji harmoniczných prądu wg VDE 4105:2011-08 odniesione do mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia  $S_{kPCC}$

| Numer harmoniczných ( $n$ – IRiESD)<br>( $\nu$ – harmoniczne, $\mu$ – interharmoniczne VDE) | Dopuszczalna wartość harmoniczných odniesiona do mocy zwarciowej w PCC<br>$i_{vzul}$ [A/MVA] |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|
| nieparzyste harmoniczne                                                                     |                                                                                              |
| 3                                                                                           | 3                                                                                            |
| 5                                                                                           | 1,5                                                                                          |
| 7                                                                                           | 1                                                                                            |
| 9                                                                                           | 0,7                                                                                          |
| 11                                                                                          | 0,5                                                                                          |
| 13                                                                                          | 0,4                                                                                          |
| 17                                                                                          | 0,3                                                                                          |
| 19                                                                                          | 0,25                                                                                         |
| 23                                                                                          | 0,2                                                                                          |
| 25                                                                                          | 0,15                                                                                         |
| $25 < \nu < 40$                                                                             | $0,15 - 25/\nu$                                                                              |
| parzyste harmoniczne                                                                        |                                                                                              |
| $\nu, \mu < 40$                                                                             | $1,5/\nu$                                                                                    |
| $42 < \nu, \mu < 178$                                                                       | $4,5/\nu$                                                                                    |

W praktyce niemieckiej (VDE 4105:2011-08) wprowadza się dla mikroźródła przyłączonego w PCC wartości dopuszczalne harmoniczných prądu  $i_{vzul}$  podane

w [A/MVA], odniesione do mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia  $S_{kPCC}$ . Limity dopuszczalne zawiera tabela 3.8. Na podstawie mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia (bez uwzględnienia wpływu mocy źródła na moc zwarciową) można przeliczyć faktyczne limity poszczególnych harmoniczných w prądzie  $I_{vzul}$  w [A] dla rozważanego punktu przyłączenia systemu generacji.

$$i_{vzul} = \frac{I_{vzul}}{S_{kPCC}} \rightarrow I_{vzul} = i_{vzul} \cdot S_{kPCC} \rightarrow S_{kPCC} = \frac{I_{vzul}}{i_{vzul}} \quad (3.21)$$

Zagadnienie zawartości harmoniczných w napięciu odnosi się do pracy sieci elektroenergetycznych, nie zaś bezpośrednio do źródła. W opisie limitów dopuszczalnych emisji harmoniczných w napięciu stosuje się następujące parametry:

- $U_1$  – wartość skuteczna składowej podstawowej (1. harmonicznej) napięcia,
- THDU (ang. *total harmonic distortion*) – współczynnik zawartości harmoniczných w napięciu:

$$THDU = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left( \frac{U_n}{U_1} \right)^2} \quad (3.22)$$

W tabeli 3.9 przedstawiono dopuszczalne limity harmoniczných w napięciu z uwzględnieniem poziomu napięcia pracy sieci.

Dodatkowym wskaźnikiem jest poziom całkowitego współczynnika zawartości harmoniczných w napięciu THDU. Współczynnik ten nie powinien przekraczać poziomu 8% w sieciach rozdzielczych nN i SN oraz 3% w sieciach WN i NN.

### 3.3.5. Asymetria napięcia

Efekt niesymetrii (asymetrii) napięć w ocenie jakości energii kategoryzowany jest w zjawiskach długoterminowych, tj. w 10-minutowych i dłuższych przedziałach czasu. Asymetria widoczna jest poprzez zmianę wartości skutecznych napięć lub ich kątów fazowych w stosunku do symetrycznego układu trzech wektorów. Podstawę oceny stanowi udział składowej przeciwnej napięcia  $U_2$  w odniesieniu do składowej zgodnej  $U_1$ , definiowany jako współczynnik asymetrii  $k_{u2}$ .

$$k_{u2} = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\% \quad (3.23)$$

Nierównomierne rozłożenie w fazach sieci jednofazowych mikroźródeł może stać się źródłem przepływu prądów składowej przeciwnej i asymetrii napięć. W normie PN-EN 50438:2010 poświęconej mikrogeneratorom brak jest zapisów w stosunku do wymagań asymetrii. Norma PN-EN 61000-2-2:2003 określa poziom kompatybilności

dla pracy urządzeń w sieciach publicznych pod względem asymetrii na poziomie 2% składowej symetrycznej przeciwnej w odniesieniu do składowej symetrycznej zgodnej. W sieciach przemysłowych, o których traktuje zeszyt 2–4 normy, dopuszcza się podwyższony poziom asymetrii do 3%.

Tabela 3.9. Dopuszczalne limity zawartości harmonicznych w napięciu w sieciach elektroenergetycznych na różnych poziomach napięć

| Nieparzyste harmoniczne<br>niebędące krotnością 3 |                                  |                        | Nieparzyste harmoniczne<br>będące krotnością 3 |                                  |                        | Parzyste harmoniczne |                                  |                 |
|---------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------|------------------------|----------------------|----------------------------------|-----------------|
| rzęd<br>$n$                                       | wartość harmoniczna $U_n$<br>[%] |                        | rzęd<br>$n$                                    | wartość harmoniczna $U_n$<br>[%] |                        | rzęd<br>$n$          | wartość harmoniczna<br>$U_n$ [%] |                 |
|                                                   | sieć<br>nN i SN                  | sieć<br>WN i NN        |                                                | sieć<br>nN i SN                  | sieć<br>WN i NN        |                      | sieć<br>nn i SN                  | sieć<br>WN i NN |
| 5                                                 | 6                                | 2                      | 3                                              | 5                                | 2                      | 2                    | 2                                | 1,5             |
| 7                                                 | 5                                | 2                      | 9                                              | 1,5                              | 1                      | 4                    | 1                                | 1               |
| 11                                                | 3,5                              | 1,5                    | 15                                             | 0,5                              | 0,3                    | 6                    | 0,5                              | 0,5             |
| 13                                                | 3                                | 1,5                    | 21                                             | 0,5                              | 0,2                    | 8                    | 0,5                              | 0,2             |
| 17                                                | 2                                | 1                      | >21                                            |                                  | 0,2                    | 10                   | 0,5                              | 0,2             |
| 19                                                | 1,5                              | 1                      |                                                |                                  |                        | 12                   | 0,5                              | 0,2             |
| 23                                                | 1,5                              | 0,7                    |                                                |                                  |                        | >12                  | 0,5                              | 0,2             |
| >25                                               |                                  | $0,2 + 0,5 \cdot 25/n$ |                                                |                                  | $0,2 + 0,5 \cdot 25/n$ |                      |                                  |                 |

Dodatkowo norma zawiera komentarz, iż asymetrię wywołaną przyłączaniem jednofazowych odbiorników można w praktyce oszacować na podstawie stosunku mocy przyłączonego urządzenia jednofazowego  $S_{1E\max}$  do trójfazowej mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia  $S_{kPCC}$ :

$$k_{u2} = \frac{U_2}{U_1} \approx \frac{S_{1E\max}}{S_{kCPP}} \rightarrow S_{1E\max} = k_{u2} \cdot S_{kPCC} \quad (3.24)$$

W praktyce niemieckiej (VDE 4105:2011-08) stosuje się dodatkowe wymagania praktyczne:

- zasadą powinno być przyłączanie symetrycznych źródeł trójfazowych,
- jeśli w danym punkcie przyłącza się kilka mikroźródeł jednofazowych, dopuszczalna różnica maksymalnej mocy jednostek wytwórczych przyłączonych w poszczególnych fazach wynosi 4,6 kVA.

### 3.3.6. Załamania komutacyjne

Przyczyną załamań komutacyjnych napięcia jest komutacja prądu w przekształtnikach o komutacji sieciowej lub wymuszonej, która objawia się powtarzającymi się

chwilowymi odkształceniami (załamaniami) przebiegu czasowego napięcia wraz z impulsowym lub oscylacyjnym wzrostem napięcia podczas zakończenia załamania. W przetwornicach z komutacją prąd obciążenia jest przełączany z jednej gałęzi do kolejnej. W chwili przejmowania prądu przez kolejną gałąź ma miejsce krótkotrwałe zwarcie zasilania. Prąd płynący w chwili komutacji jest ograniczany jedynie rezystancją klucza i impedancją sieci, a nie obciążeniem.

Eliminację zaburzeń komutacyjnych uzyskuje się przez stosowanie dławików komutacyjnych lub transformatorów wejściowych przekształtników oraz eliminację równoczesnej komutacji równolegle pracujących przekształtników (stosowanie kilku mniejszych przekształtników w miejsce jednego o dużej mocy, przesunięcie fazowe napięć zasilających przekształtniki itp.).

W normie PN-EN 50438:2010 brak jest wpisów dotyczących bezpośrednio załamań komutacyjnych.

Normy kompatybilnościowe PN-EN 61000-2-2/2-4 traktują załamania komutacyjne w dwóch kategoriach. Po pierwsze załamania napięcia można traktować jako element permanentnego zakłócenia harmonicznymi, a zatem poziom kompatybilności w stosunku do udziału załamań napięcia jest określany dopuszczalnym poziomem harmonicznym w napięcia w ogólności.

Jednakże norma wskazuje również możliwe inne skutki wywołane zaburzeniami komutacyjnymi, których nie da się ocenić za pomocą analizy harmonicznymi. Mowa tu o zaburzeniu pracy układów komutacji innych przekształtników, wpływ wyższych harmonicznymi na pracę innych urządzeń. Jest to szczególnie ważne w układach, w których wykorzystuje się detekcję przejścia napięcia przez zero. Załamania napięcia mogą wprowadzić niejednoznaczności w detekcji przejścia napięcia przez zero. W tym przypadku traktuje się załamania napięciowe w charakterze szybkich zaburzeń impulsowych. Oceniając udział załamań komutacyjnych tego typu, stosuje się parametry czasowe, tj. głębokości (V) i czasu trwania ( $\mu\text{s}$ ) impulsu załamania, lub łącznie powierzchni załamania komutacyjnego ( $\mu\text{s}\times\text{V}$ ). Norma nie podaje jednak żadnych limitów kompatybilności o takim charakterze.

Pewnym odniesieniem mogą być dane podawane w amerykańskim standardzie IEEE Std 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. Wyciąg z tych danych zamieszczono w tabeli 3.10. Wymagania dla układów przekształtnikowych zawarte są również w normie PN-EN 61800-3:2008.

Dokument niemiecki VDE 4105:2011-08 podaje dopuszczalny poziom względnej głębokości załamania komutacyjnego  $d_{\text{kom}}$  wprowadzanego przez przekształtniki o komutacji sieciowej (ang. *line-commutated*) na poziomie 5% amplitudy napięcia, dla najbardziej niekorzystnych warunków pracy punktu przyłączenia PCC:

$$d_{\text{kom}} = \frac{\Delta U_{\text{kom}}}{U_{\hat{N}}} \quad (3.25)$$

gdzie:  $\Delta U_{\text{kom}}$  – głębokość załamania [V],  $U_N$  – amplituda napięcia sieciowego międzyfazowego.

Tabela 3.10. Dopuszczalne poziomy zniekształceń komutacyjnych wg IEEE Std 519-1992

| Przeznaczenie instalacji                                 | THD (%) | Głębokość załamania komutacyjnego | Powierzchnia załamania komutacyjnego [ $\mu\text{sek} \cdot \text{V}$ ] |
|----------------------------------------------------------|---------|-----------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| Specjalne – szpitale, lotniska itp.                      | 3%      | 10%                               | 16 400                                                                  |
| Systemy ogólnego przeznaczenia                           | 5%      | 20%                               | 22 800                                                                  |
| Systemy specjalne – tylko obciążenia z przekształtnikami | 10%     | 50%                               | 36 500                                                                  |

### 3.3.7. Zakłócenia transmisji sygnałów

Wymagania dla transmisji sygnałów omówiono m.in. w zapisach normy środowiskowej PN-EN 61000-2-2:2003. Obejmują one głównie zakres transmisji sygnałów sterujących (ang. *ripple control signals*). Elementy transmisji sygnałów sterujących omówiono również w projekcie VDE-AR-N-4105:2011-08.

Transmisja sygnałów sterujących stosowana przez operatora systemu odbywa się zazwyczaj w zakresie częstotliwości 100–1500 Hz. Zasadą ogólną jest, by podłączenie jednostek generacji do sieci elektroenergetycznej nie zakłócało transmisji tego typu sygnałów, zarówno pod względem tłumienia, jak i generacji częstotliwości interferujących z sygnałem transmisji. W szczególności wprowadza się następujące kryteria:

- Tłumienie transmisji sygnału sterującego spowodowane podłączeniem mikroźródeł do sieci nN nie może powodować większego tłumienia niż 5%, w stosunku do transmisji bez podłączonych źródeł.
- Składowa harmoniczna napięcia generacji, której częstotliwość zbliżona jest do częstotliwości transmisji sygnałów  $\pm 5$  Hz, nie powinna przekraczać 0,1%  $U_N$ .
- Składowa harmoniczna napięcia generacji, której częstotliwość leży w otoczeniu  $\pm 100$  Hz częstotliwości transmisji sygnałów, nie powinna przekraczać 0,3%  $U_N$ .

Podane zapisy nie obejmują problematyki transmisji sygnałów używanych w systemach transmisji danych z liczników po sieci elektroenergetycznej w technologii PLC (ang. *Power Line Communication*), gdzie zakresy częstotliwości transmisji sięgają 9–148 (400) kHz oraz 2–80 MHz w zależności od zastosowanej technologii.





## **4. Metodologia badań oraz charakterystyka systemu pomiarowego**

W przypadku oceny jakościowej współpracy układów generacji rozproszonej z siecią elektroenergetyczną, poza typowym podejściem stosowanym w ocenie jakości energii, istnieje potrzeba szczegółowej analizy wybranych parametrów związanych z pracą źródeł. Można do nich zaliczyć realizację charakterystyki standardowej  $\cos\varphi(P)$  emisję harmonicznych w prądzie, a także ocenę wpływu wyłączania bądź załączania źródła na wahania napięcia. Zakres oceny parametrów jakościowych w przypadku źródeł jest zatem szerszy, niż w przypadku klasycznej oceny jakości energii. Weryfikacja pomiarowa tych parametrów w warunkach terenowych jest utrudniona w wyniku jednoczesnego wpływu warunków pracy sieci elektroenergetycznej w PCC. Nie istnieją ponadto zapisy normatywne odnoszące się do metodologii przeprowadzanych badań pomiarowych dla źródeł, tzn. brak jest odniesień formalnych do zastosowania procedur wykorzystywanych w ocenie jakości energii w sieciach rozdzielczych. Niniejszy rozdział stanowi m.in. propozycję metodologii przeprowadzania badań terenowych i oceny uzyskanych wyników w celu weryfikacji wpływu badanego źródła na parametry jakościowe pracy sieci. Ponadto przedstawiono w nim wykonany mobilny system monitoringu jakości energii, który został następnie wykorzystany w badaniach terenowych.

### **4.1. Metodologia oceny współpracy źródeł rozproszonych z siecią elektroenergetyczną**

Badania terenowe wpływu mikroźródła na sieć mogą odbywać się według dwóch scenariuszy:

- *Badania synchroniczne z wykorzystaniem systemu monitoringu*

Analiza odbywa się w terenie, w warunkach wpływu systemu generacji na pracę sieci z wykorzystaniem synchronicznego systemu monitoringu, zainstalowanego w wielu punktach sieci obejmujących węzły, w których przyłączone są inne systemy

generacji, oraz po stronie nN transformatora sieciowego. Rozwiązanie to, przy obecnym poziomie rozwoju infrastruktury peryferyjnej sieci nN, wydaje się kosztowne. Minimalna konfiguracja mogłaby zakładać pomiar w punkcie przyłączenia PCC badanego źródła i po stronie nN transformatora sieciowego. W przyszłości monitoring pracy sieci może być prowadzony z wykorzystaniem systemów typu SCADA na poziomie nN.

- *Badania w punkcie przyłączenia źródła PCC*

Metodologia pomiarów przeprowadzanych w punkcie przyłączenia mikroźródła PCC powinna uwzględniać wyodrębnienie tzw. efektu tła, czyli poziomów zakłóceń występujących w normalnych warunkach pracy sieci, bez udziału badanego mikroźródła. Mając to na uwadze, przyjmuje się zasadę przeprowadzania badań pomiarowych wymienionych wskaźników w PCC badanego źródła z uwzględnieniem wyboru reprezentatywnego okresu pomiaru, zazwyczaj jednego tygodnia. Tydzień reprezentatywny rozumiany jest jako typowy ze względu na układ pracy sieci, ale także ze względu na udział pozostałych mikrogeneracji zainstalowanych w badanej sieci nN. O wyborze tygodnia powinna decydować praca wszystkich mikrogeneracji na możliwie wysokim poziomie wytwarzania.

Przy założeniu wyboru okresu pomiaru reprezentatywnego ze względu na warunki pracy sieci i nominalnej pracy badanego mikroźródła, celem badań staje się weryfikacja poziomów wskaźników jakościowych w odniesieniu do wymogów dla sieci nN oraz wymogów stawianych wpływowi pracy źródła na parametry jakościowe.

W stosowanych w sieciach elektroenergetycznych badaniach jakości energii [38, 105, 113] można wykorzystać podobną metodologię. Założeniem badań jest ocena w warunkach normalnego układu pracy sieci i normalnych warunków pracy sieci, a więc z wykluczeniem stanów awaryjnych. Do oceny przyjmuje się charakterystyki wskaźników jakościowych badanych pod względem wartości średnich w zdefiniowanym okresie uśredniania, dających obraz „wolnozmiennych” parametrów, a także wartości maksymalnych i minimalnych z okresu uśredniania, odpowiadających szybkim zmianom. Bazą do wyznaczania wspomnianych wartości średnich, minimalnych i maksymalnych są najmniejsze przedziały czasu, tzw. kroki czasowe algorytmu, w których możliwe jest wyznaczanie danego parametru. Dla wartości skutecznych napięć i prądów stosuje się algorytm półokresowy lub pełnookresowy (przedział czasu algorytmu 10 ms lub 20 ms). Wyznaczanie częstotliwości, mocy, asymetrii, harmonicznych oparte jest na przedziale 10-okresowym (przedział czasu algorytmu 200 ms). W tym miejscu należy zaznaczyć, iż dokładność i reprezentatywność wyznaczanych wskaźników jakości energii zależą od zastosowanych algorytmów pomiarowych oraz zastosowanych rozwiązań sprzętowych. Oba elementy stanowią podstawę do nadania przyrzędom do pomiaru jakości energii odpowiedniej klasy. Standardy i wymagania dla klas A, B, S określa norma [113]. Wybrane zagadnienia wpływu algorytmu pomiarowego na dokładność reprezentacji dynamicznych zjawisk napięciowych, w tym wpły-

wu 10- i 20-milisekundowego przedziału wyznaczania wartości skutecznej, poruszono m.in. w pracy [48].

Wartości uśrednione, będące podstawą oceny danego wskaźnika, uzyskuje się na podstawie zagregowanych danych o danym kroku czasowym algorytmu w następujących przedziałach uśredniania:

- Przedział uśredniania 10 s – wartości średnie częstotliwości uzyskane na bazie 200-milisekundowych przedziałów algorytmu wyznaczania częstotliwości.

W tygodniu pomiarowym uzyskuje się zbiór 60 480 wartości średnich 10-sekundowych:

- Przedział uśredniania 10 min – wartości średnie skuteczne napięcie, prądów, wskaźnika krótkoterminowego migotania światła, uzyskane na bazie 10-milisekundowego algorytmu oraz wartości średnie harmoniczných, współczynnika zawartości harmoniczných, mocy, współczynnika asymetrii uzyskane na bazie algorytmu z krokiem 200-milisekundowym.

W tygodniu pomiarowym uzyskuje się zbiór 1008 wartości średnich 10-minutowych:

- Przedział uśredniania 15 min – wartości średnie mocy, współczynnika mocy uzyskane na bazie algorytmu z krokiem 200-milisekundowym.

W tygodniu pomiarowym uzyskuje się zbiór 672 wartości średnich 15-minutowych:

- Przedział uśredniania 2 h – wartości długoterminowego współczynnika migotania światła wyznaczanego na bazie 10-minutowych wartości krótkoterminowego współczynnika migotania światła.

W tygodniu pomiarowym uzyskuje się zbiór 84 wartości 2-godzinnych.

Wyniki pomiarów poszczególnych parametrów jakościowych uzyskane w kolejnych odcinkach czasów uśredniania służą do sporządzenia tzw. rozkładu uporządkowanego, czyli diagramu, na którym zaznacza się kolejne wyniki pomiarów, porządkując odcinki czasu według wartości średniej zmierzonego odchylenia danego parametru: od największej do najmniejszej wartości. Na osi odciętych tego diagramu znajduje się liczba odcinków czasów uśredniania danych pomiarowych z całego tygodnia. Oś odciętych rozdziela się na dwa zakresy: pierwszy obejmujący 5% odcinków pomiarowych o najwyższych odchyleniach badanej wielkości, oraz drugi obejmujący pozostałe 95% odcinków pomiarowych, w których wartości badanej wielkości powinny zawierać się w granicach tolerancji. Ten sposób klasyfikacji pomiarów nazywany jest percentylem 95-procentowym. Wskaźnik ten podawany jest w opracowaniu w tabelach statystyk danego parametru i jest podstawą oceny zachowania wymaganych parametrów jakościowych. Choć podstawą oceny parametrów jakościowych są wartości uśrednione, polecaną praktyką jest przedstawianie również wartości minimalnych i maksymalnych z zagregowanych danych kroku czasowego algorytmu (np. 10 ms, 200 ms) z danego przedziału uśredniania.

Jako element służący wnioskowaniu o wpływie źródła na badany parametr jakościowy proponuje się wykorzystanie obserwacji rozrzutu badanego wskaźnika w od-

niesieniu do mocy generowanej. Metoda korelacji jest narzędziem, dzięki któremu stają się zauważalne relacje wiążące wpływ pracy źródła na zmiany badanego parametru jakościowego. Dodatkowo metodą korelacji proponuje się przeprowadzenie analizy korelacji z wyodrębnieniem wysokiego i niskiego poziomu generacji. Jako miarę liczbową współzależności cech można wykorzystać klasyczny współczynnik korelacji zdefiniowany poniżej. Opisową ocenę poziomu korelacji na podstawie wartości współczynnika korelacji  $r_{xy}$  przedstawiono w tabeli 4.1.

$$r_{xy} = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}}; \quad -1 \leq r_{xy} \leq 1 \quad (4.1)$$

gdzie:  $x_i, y_i$  – chwilowe wartości zmiennych korelowanych,  $\bar{x}, \bar{y}$  – wartości średnie zmiennych korelowanych.

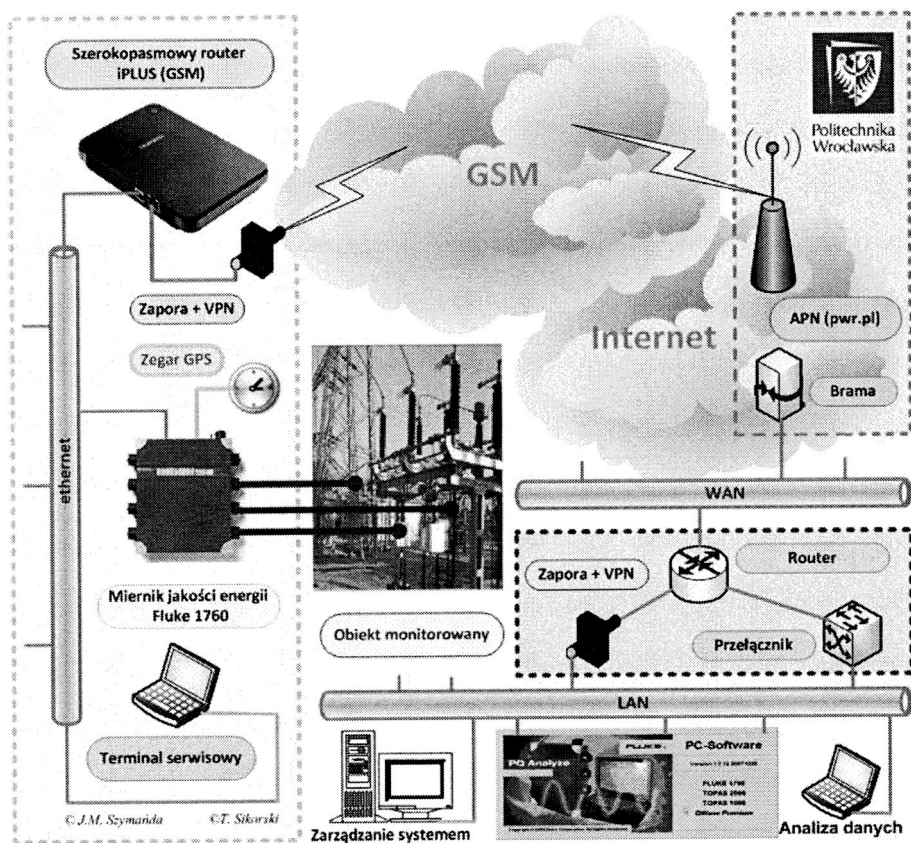
Tabela 4.1. Opis poziomu korelacji na podstawie poziomów współczynnika korelacji  $r_{xy}$

| Korelacja dodatnia      | Korelacja ujemna          | Opis poziomu korelacji |
|-------------------------|---------------------------|------------------------|
| $r_{xy} = 0$            | $r_{xy} = 0$              | brak korelacji         |
| $0 < r_{xy} < 0,1$      | $-0,1 < r_{xy} < 0$       | nikła korelacja        |
| $0,1 < r_{xy} \leq 0,4$ | $-0,4 < r_{xy} \leq -0,1$ | słaba korelacja        |
| $0,4 < r_{xy} \leq 0,7$ | $-0,7 < r_{xy} \leq -0,4$ | zauważalna korelacja   |
| $0,7 < r_{xy} \leq 0,9$ | $-0,9 < r_{xy} \leq -0,7$ | wysoka korelacja       |
| $r_{xy} \geq 0,9$       | $r_{xy} \leq -0,9$        | silna korelacja        |

## 4.2. Charakterystyka opracowanego mobilnego systemu monitoringu jakości energii

Założeniem do opracowania systemu była potrzeba monitorowania zdarzeń w sieciach i obiektach elektroenergetycznych niezależnie od miejsca ich lokalizacji. Dodatkowo określono możliwość synchronicznej rejestracji danych w przypadku konieczności jednolitej oceny jakości energii podczas pomiarów wielopunktowych. W wyniku analizy przyjętych założeń i ograniczeń w kontekście rozwiązań technologicznych oraz logistyczno-ekonomicznych, podjęto decyzję o konieczności wykorzystania powszechnie dostępnych krajowych systemów telekomunikacyjnych, w szczególności w zakresie komunikacji bezprzewodowej o możliwie jak największym pokryciu obszarów słabo uprzemysłowionych i zurbanizowanych. Przy wyborze operatora sieci uwzględniono również aktualnie obowiązujące porozumienia oraz umowy handlowe

w tym zakresie zawarte przez prawnego dysponenta projektem, tj. Politechnikę Wrocławską. Podstawowy schemat funkcjonalny opracowanego i wdrożonego systemu kontrolno-pomiarowego przedstawiono na rysunku 4.1.



Rys. 4.1. Schemat funkcjonalny opracowanego mobilnego systemu monitoringu jakości energii

Na schemacie wyróżniono cztery ogólne strefy funkcjonalne: monitorowania i akwizycji danych, transmisji pakietowej GSM, bramy teletransmisji danych GSM/Internet oraz infrastruktury teleinformatycznej WAN/LAN. Strefa pierwsza to zdalny zestaw kontrolno-pomiarowy zawierający szerokopasmowy modem operatora sieci GSM z elementami zapory chronionego dostępu oraz autoryzacji zarządzania VPN (ang. *Virtual Private Network*) poprzez WEB (przeglądarkę internetową), filtracji adresów MAC (ang. *Media Access Control*) dla warstwy fizycznej „ethernet”, a także usługą DMZ (ang. *Demilitarized Zone*) wykorzystywaną w projekcie do bezpośredniego zarządzania „bez ograniczeń” urządzeniami pomiarowymi. Zgodnie z wykupionym planem taryfowym, modem może uzyskiwać połączenia w zależności

od ich dostępności i pracować w trybach: WCDMA (ang. *Wideband Code Division Multiple Access*) – z preferowaną technologią HSPA (ang. *High Speed Packet Access*), lub, w przypadku bardzo słabego zasięgu sieci, GPRS (ang. *General Packet Radio Service*) – jednak wtedy transmisja danych pakietowych jest znacznie spowolniona.

Urządzeniem pomiarowo-rejestrującym jest miernik jakości energii elektrycznej Fluke 1760 z możliwością synchronicznej rejestracji danych z czasem określanym na podstawie przekazu satelitarnego GPS (ang. *Global Positioning System – Navigation Signal Timing And Ranging*). Ta funkcjonalność jest szczególnie pożądana w przypadku, wspomnianych już wcześniej, pomiarów wielopunktowych dla wybranego fragmentu sieci elektroenergetycznej. Konfiguracja zestawu umożliwia także opcjonalne podłączanie przenośnego komputera PC w celu wykonania czynności serwisowych w miejscu lokalizacji pomiarów. Modem szerokopasmowy przekazuje dane pakietowe GSM bezpośrednio z zestawu kontrolno-pomiarowego po otrzymaniu polecenia z terminala operatorskiego (lub aplikacji użytkownika) do najbliższego punktu dostępowego AP (ang. *Access Point*) wybranego operatora sieci telekomunikacyjnej. Aby dostosować infrastrukturę transmisji danych do założonych w projekcie funkcjonalności, skonfigurowano modem tak, aby transmisja była zawsze przekierunkowywana do punktu APN (ang. *Access Point Name*) zarządzanego przez Politechnikę Wrocławską.

W APN-PWR dane pakietowe poprzez Bramę (ang. GGSN – *Gateway GPRS Support Node*) przekazywane są do sieci Internet (ang. WAN – *Wide Area Network*), a następnie do sieci LAN (ang. *Local Area Network*). Zarządzanie systemem monitoringu, w tym konfiguracja modemu szerokopasmowego iPlus B260a HSPA, programowanie miernika jakości energii Fluke 1760 oraz zdalny odbiór zarejestrowanych danych pomiarowych, zlokalizowany jest w strefie LAN – sieci lokalnej z podłączonymi terminalami PC. Liczba i sposób wykorzystania komputerów PC zależy od określonych w programie badawczym zadań. Komunikacja z zestawem kontrolno-pomiarowym i wykorzystaniem protokołów TCP/IP realizowana jest w trybie połączeń asynchronicznych. Programowanie i pobieranie danych z rejestratorów odbywa się za pomocą oprogramowania PQ Analyze firmy Fluke.

Tak opracowany system był testowany w warunkach laboratoryjnych oraz terenowych, a następnie wykorzystany w długoterminowych badaniach jakościowych pracy sieci współpracujących ze źródłami rozproszonymi.

## **5. Badania jakości energii w punkcie przyłączenia źródeł rozproszonych**

W celu identyfikacji skali i charakteru zaburzeń jakości energii występujących w punkcie przyłączenia źródeł rozproszonych dokonano pomiarów rzeczywistych wybranych źródeł oraz wykonano analizę uzyskanych danych. W odniesieniu do przedstawionej w poprzednim rozdziale metodologii, w pierwszej kolejności dokonano analizy na podstawie danych pomiarowych w punkcie przyłączenia. W rozdziale zawarto pełną analizę współpracy z siecią systemu fotowoltaicznego wykonaną w układzie badawczego systemu fotowoltaicznego Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej powstałym ze środków Funduszu Nauki i Technologii Polskiej. Ponadto omówiono aktualne kierunki określające procedury pracy źródeł w warunkach podnapięciowych, realizujących funkcję podtrzymania pracy systemu. Jako przykład zaprezentowano rzeczywiste pomiary farmy wiatrowej podczas zakłócenia podnapięciowego. Następnie zebrano i przeanalizowano profile zakłóceń towarzyszących pracy małych źródeł, takich jak system fotowoltaiczny, mała elektrownia wodna i mała elektrownia wiatrowa. Analizy objęły zjawiska towarzyszące załączaniu, wyłączaniu źródeł, emisji harmonicznym na różnych poziomach generacji oraz przełączaniu generatorów na inną liczbę par biegunów.

### **5.1. Analiza współpracy systemu fotowoltaicznego z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia**

Badania współpracy systemu fotowoltaicznego z siecią nN wykonano w układzie badawczego systemu fotowoltaicznego zlokalizowanego na dachu budynku Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej. Badany system generacji o łącznej mocy  $P_{Amax}$  równej 15 kW ma trzy jednofazowe mikrogeneratory fotowoltaiczne o mocy 5 kW każdy, zbudowane na modułach fotowoltaicznych trzech różnych typów: monokrystalicznych, polikrystalicznych i cienkowarstwowych. Każdy z mikrogeneratorów fotowoltaicznych jest włączony poprzez osobny inwerter do sieci nN. Złącze i punkt przyłączenia PCC systemu generacji umiejscowione są w polu rozdzielnic głównej nN



w przyziemiu budynku. Schemat połączeń systemu generacji z siecią oraz lokalizację rejestratora jakości energii przedstawiono na rysunku 5.1.

Dokładny opis poszczególnych mikroźródeł systemu fotowoltaicznego zestawiono poniżej:

|    |                                                                               |
|----|-------------------------------------------------------------------------------|
| L1 | PV1 ( $S_{E_{\max}} = 5 \text{ kVA}$ ), MONO, $135^\circ$ (południowy wschód) |
|----|-------------------------------------------------------------------------------|

Panele monokrystaliczne (MONO)

27 modułów SUNTECH STP190S-24/Ad+

Sprawność 14,9%

Moc maksymalna 190 W

Napięcie maksymalne 36,5 V

Prąd maksymalny 5,2 A

Wymiary  $1580 \times 808 \times 35 \text{ mm}$

Waga 17,2 kg

Kąt nachylenia względem poziomu  $40^\circ$

Azymut  $135^\circ$  (południowy wschód)

Inwerter beztransformatorowy

|    |                                                                               |
|----|-------------------------------------------------------------------------------|
| L2 | PV2 ( $S_{E_{\max}} = 5 \text{ kVA}$ ), CIGS, $135^\circ$ (południowy wschód) |
|----|-------------------------------------------------------------------------------|

Panele cienkowarstwowe (CIGS)

56 modułów Q.CELLS Q.SMART 90

Sprawność 11,8%

Moc maksymalna 90 W

Napięcie maksymalne 60,8 V

Prąd maksymalny 1,48 A

Wymiary  $1196 \times 636 \times 36 \text{ mm}$

Waga 14,5 kg

Kąt nachylenia względem poziomu  $40^\circ$

Azymut  $135^\circ$  (południowy wschód)

Inwerter transformatorowy z separacją galwaniczną stron AC i DC

|    |                                                                               |
|----|-------------------------------------------------------------------------------|
| L3 | PV3 ( $S_{E_{\max}} = 5 \text{ kVA}$ ), POLI, $255^\circ$ (południowy zachód) |
|----|-------------------------------------------------------------------------------|

Panele polikrystaliczne (POLI)

21 modułów SOLAR FUTURE ENERGY PF-6:240

Sprawność 15,5%

Moc maksymalna 240 W

Napięcie maksymalne 30 V

Prąd maksymalny 8 A

Wymiary  $1680 \times 1040 \times 35 \text{ mm}$

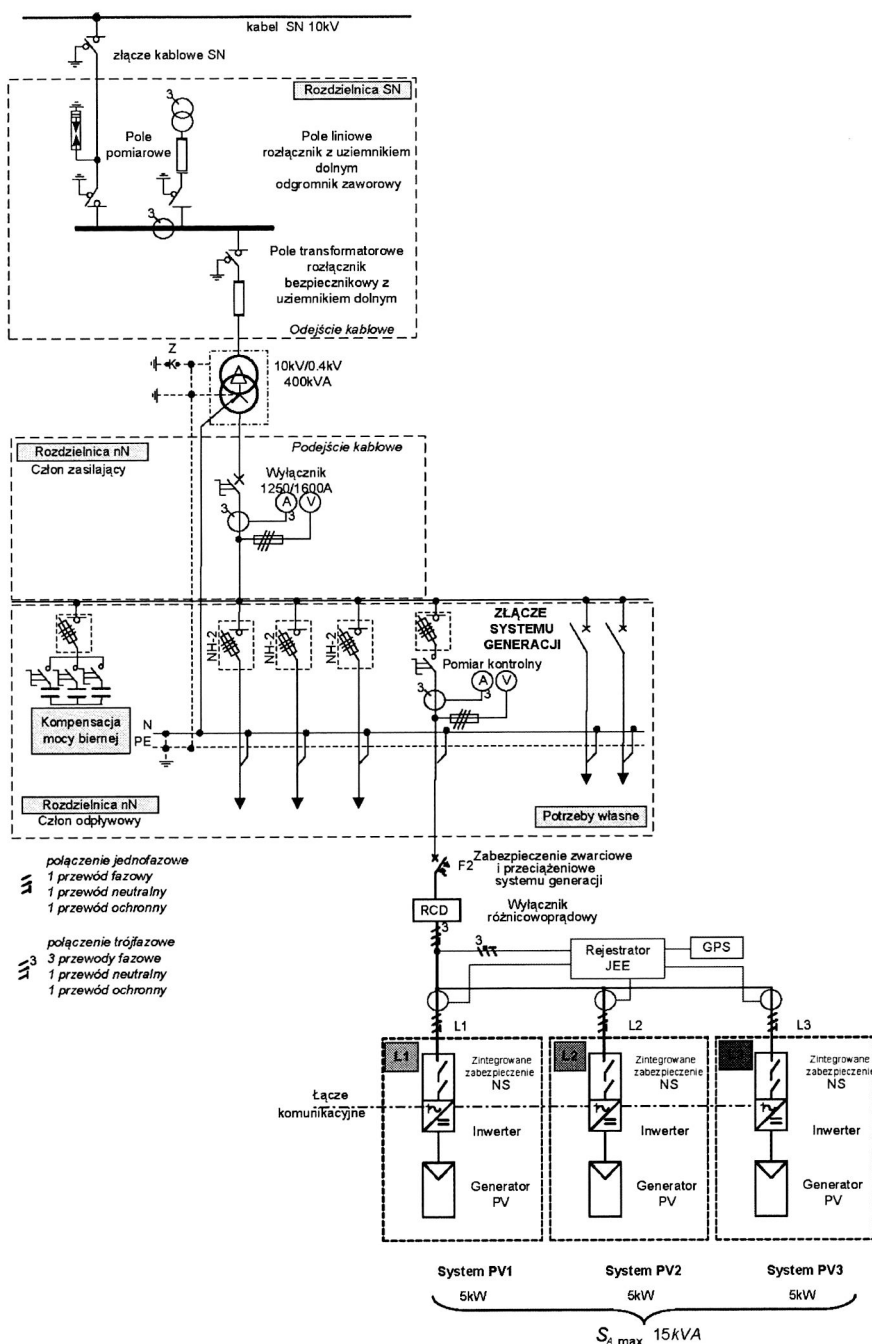
Waga 20 kg

Kąt nachylenia względem poziomu  $40^\circ$

Azymut  $225^\circ$  (południowy zachód)

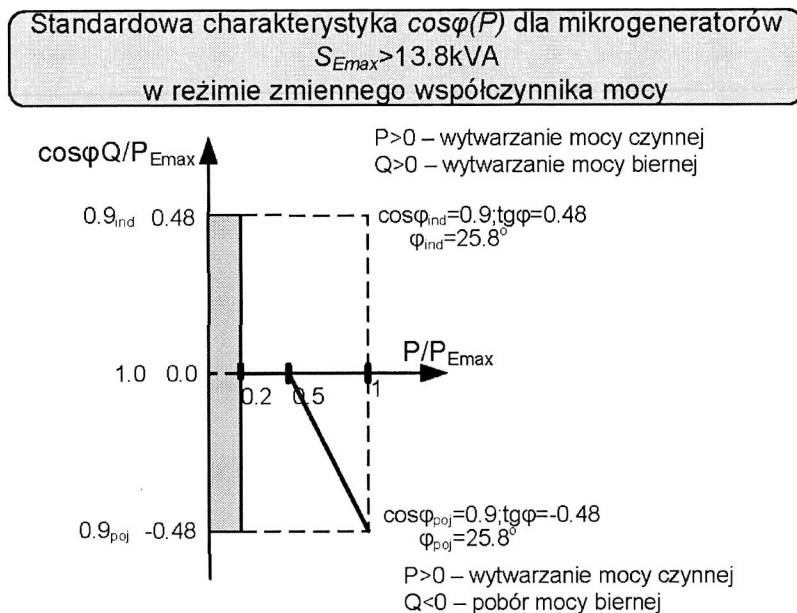
Inwerter beztransformatorowy





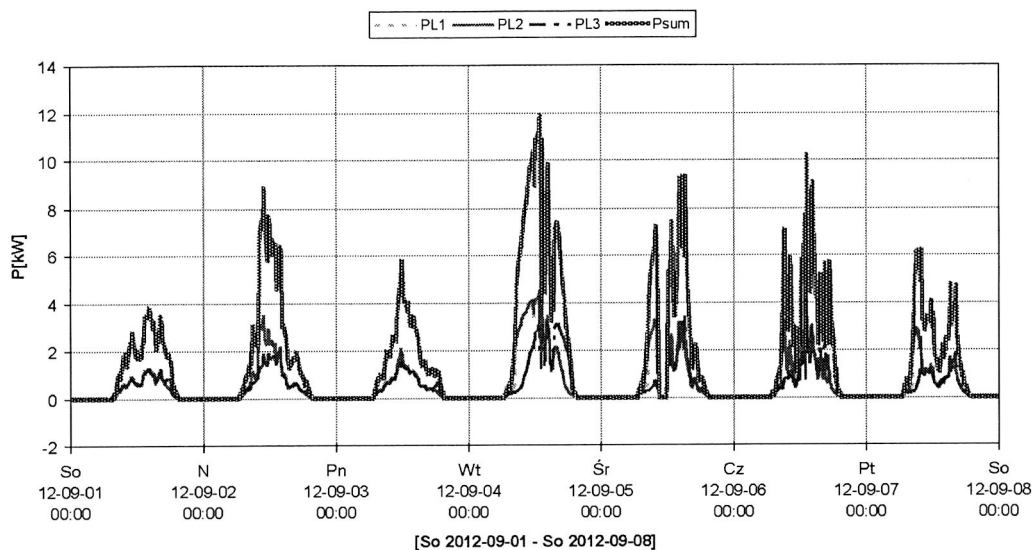
Rys. 5.1. Schemat połączeń badanego systemu generacji PV z siecią elektroenergetyczną i lokalizacja rejestratora jakości energii w PCC

Oprócz wydzielonych zabezpieczeń zwarciovych i przeciążeniowych systemu generacji, w inwerterach poszczególnych jednostek generacji zaimplementowano funkcje zabezpieczenia od utraty synchronizacji z siecią (ang. NS – *network and system protection*). Funkcyjnie zabezpieczenie to służy odłączeniu jednostek generacji w warunkach pod- i nadnapięciowych, pod- i nadczęstotliwościowych, a także w przypadku wykrycia pracy wyspowej.

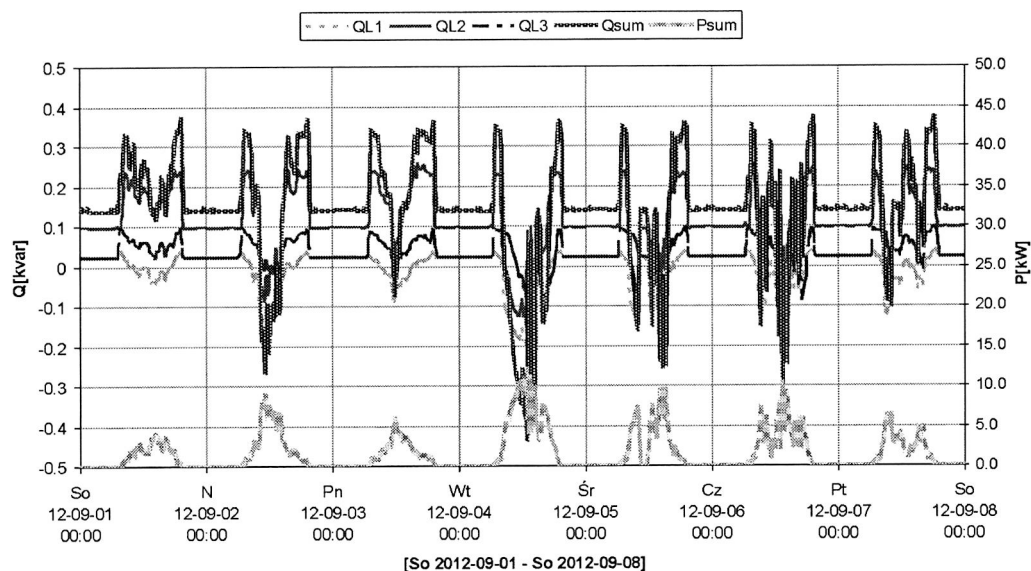


Rys. 5.2. Standardowa charakterystyka  $\cos\varphi(P)$  zastosowana w regulacji mocy badanego systemu PV

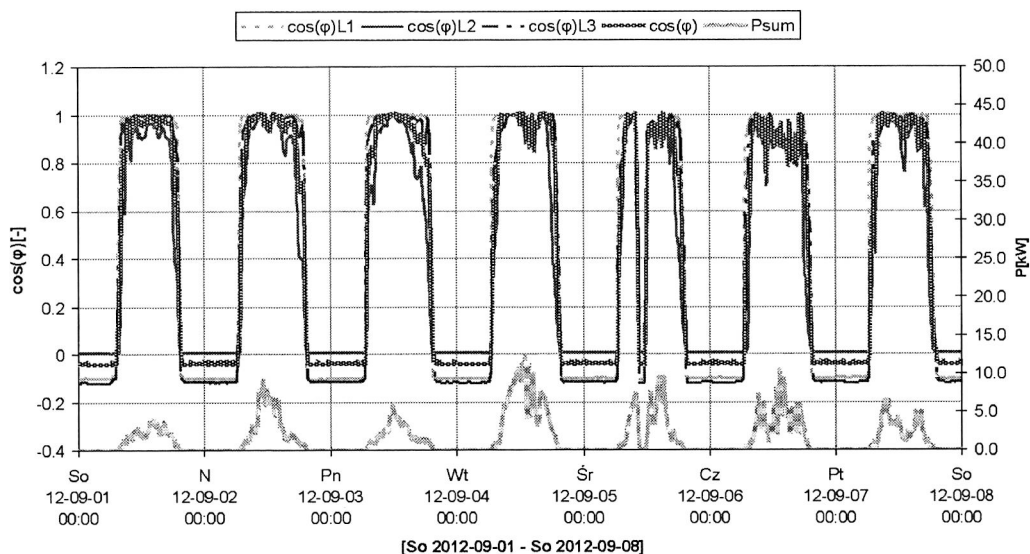
Inwertery poszczególnych jednostek generacji regulują moc bierną w funkcji wytwarzanej mocy czynnej według standardowej charakterystyki  $\cos\varphi(P)$  przedstawionej na rysunku 3.7, a przywołanej ponownie na rysunku 5.2. Potwierdzają to wyniki pomiarów trendów mocy czynnej, biernej oraz współczynnika mocy. W początkowej fazie krzywej generacji jednostki wytwarzają moc bierną na poziomie 0,1–0,2 kvar. Po przekroczeniu poziomu wytwarzania mocy czynnej równego 0,2  $P_{E_{max}}$  (około 1 kW), następuje ograniczenie dalszego wytwarzania mocy biernej. Po przekroczeniu 0,5  $P_{E_{max}}$  (około 2,5 kW) jednostki generacji przechodzą w tryb poboru mocy biernej, tj. pracy w kierunku  $\cos\varphi_{poj} = 0,95$ . Realizacja charakterystyki  $\cos\varphi(P)$  widoczna jest na przebiegach mocy czynnej, biernej i współczynnika mocy  $\cos\varphi$  przedstawionych na rysunkach 5.3–5.5.



Rys. 5.3. Dobowe przebiegi wytwarzania mocy czynnej  $P$



Rys. 5.4. Dobowe przebiegi mocy biernej  $Q$  z widocznym przejściem w kierunku poboru mocy biernej w obszarach o wysokim stopniu wytwarzania mocy czynnej

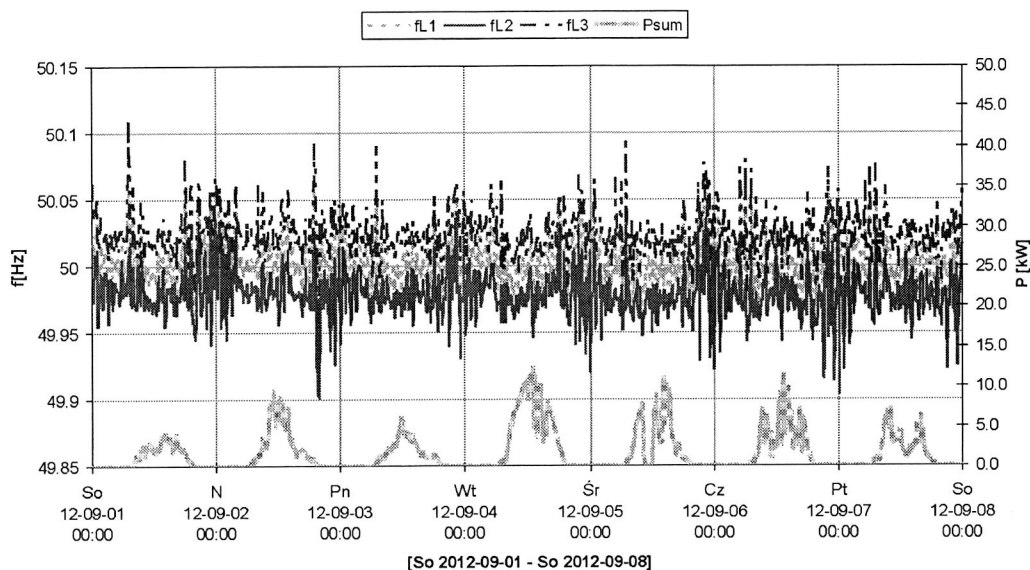


Rys. 5.5. Dobowe przebiegi współczynnika mocy  $\cos\varphi$  z widocznym przejściem w kierunku  $\cos\varphi_{\text{poj}} = 0,95$  w obszarach o wysokim stopniu wytwarzania mocy czynnej, gdy okres uśredniania wynosi 15 min

### 5.1.1. Analiza zmian częstotliwości

W ciągu prawie całego tygodnia (99,5% czasu) 10-sekundowe wartości częstotliwości mieszczą się w zakresie 49,902–50,088 Hz, co spełnia wymogi zakresu dopuszczalnego  $50 \text{ Hz} \pm 1\%$ . W ciągu całego tygodnia (100% czasu) 10-sekundowe wartości częstotliwości mieszczą się w zakresie 49,902–50,111 Hz, co spełnia wymogi zakresu dopuszczalnego  $50 \text{ Hz} +4\%/-6\%$ .

Ponadto szczególnie w odniesieniu do systemu generacji, zmiany częstotliwości w porównaniu do wytworzonej energii nie wykazują wpływu generacji na poziom zmian częstotliwości, ze względu na niską wartość generacji wprowadzaną do systemu elektroenergetycznego. Ocenę tę zilustrowano na rysunku 5.6.



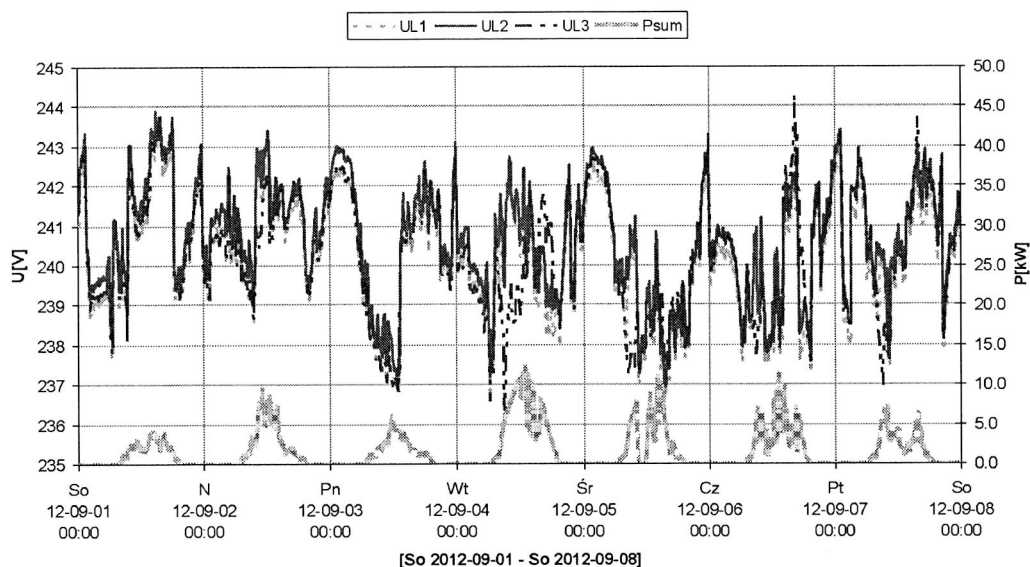
| Statystyka częstotliwości |       | $f$ [Hz] |
|---------------------------|-------|----------|
| $f_{10\text{ s}}$         | min   | 49,902   |
| $f_{10\text{ s}}$         | P99,5 | 50,088   |
| $f_{10\text{ s}}$         | max   | 50,111   |

Rys. 5.6. Zmiany częstotliwości w PCC w odniesieniu do produkcji mocy czynnej badanego systemu oraz wybrane statystyki

### 5.1.2. Analiza poziomu napięcia i odchyień napięcia

Ze zbioru analizowanych 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięć fazowych w danym tygodniu, 95% mieści się w zakresach (min÷P95): L1: 236,7–242,4 V, L2: 236,9–242,9 V, L3: 236,3–242,7 V, co spełnia wymogi zakresu dopuszczalnego  $\pm 10\%$  napięcia znamionowego fazowego 207–253 V.

W szczególności w omawianym przypadku, 100% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięć fazowych w danym tygodniu spełnia wymogi zakresu dopuszczalnego. Ocenę tę zilustrowano na rysunku 5.7.



| Statystyka poziomu napięć |         | L1 [V] | L2 [V] | L3 [V] |
|---------------------------|---------|--------|--------|--------|
| $U_{10\text{ ms}}$        | min     | 228,3  | 214,8  | 226,5  |
| $U_{10\text{ min}}$       | min     | 236,7  | 236,9  | 236,3  |
|                           | średnia | 240,3  | 240,6  | 240,3  |
|                           | P95     | 242,4  | 242,9  | 242,7  |
|                           | max     | 243,4  | 243,9  | 244,3  |
| $U_{10\text{ ms}}$        | max     | 244,5  | 244,9  | 246,6  |

Rys. 5.7. Kierunki zmian poziomu napięcia w odniesieniu do produkcji mocy oraz wybrane statystyki oceny

Odnotowane minimalne i maksymalne wartości napięć wyznaczone półokresowym (10 ms) algorytmem obliczania wartości skutecznej mieszczą się w zakresie tolerancji, co świadczy o tym, iż nawet w przypadku szybkich zmian napięcia, wartości napięć nie przekraczają dopuszczalnych poziomów. Najmniejsza wartość 10-milisekundowa wynosi 214,8 V, największa 244,9 V. Zmiany poziomu napięcia zilustrowano na rysunku 5.7. Układ spełnia zatem podstawowe wymagania jakościowe pod względem poziomu napięcia.

Uwzględniając powyższy wniosek o zachowaniu dopuszczalnego poziomu napięcia w PCC, można przeprowadzić analizę pomiarową wpływu generacji na zmiany napięcia. W odniesieniu do wymogów stawianych mikrogeneracji dopuszczalna zmiana poziomu napięcia nie powinna przekraczać 3%. W przypadku analizy pomiarowej w danym punkcie sieci jako odniesienie bezwzględne proponuje się stosować średnią

wartość napięcia uzyskaną na bazie pomiarów. W ten sposób uzyskuje się odniesienie do tzw. efektu tła. Warto jeszcze raz podkreślić znaczenie wyboru reprezentatywnego okresu pomiaru, uwzględniającego normalny układ pracy sieci oraz maksymalny udział innych mikroźródeł pracujących w sieci:

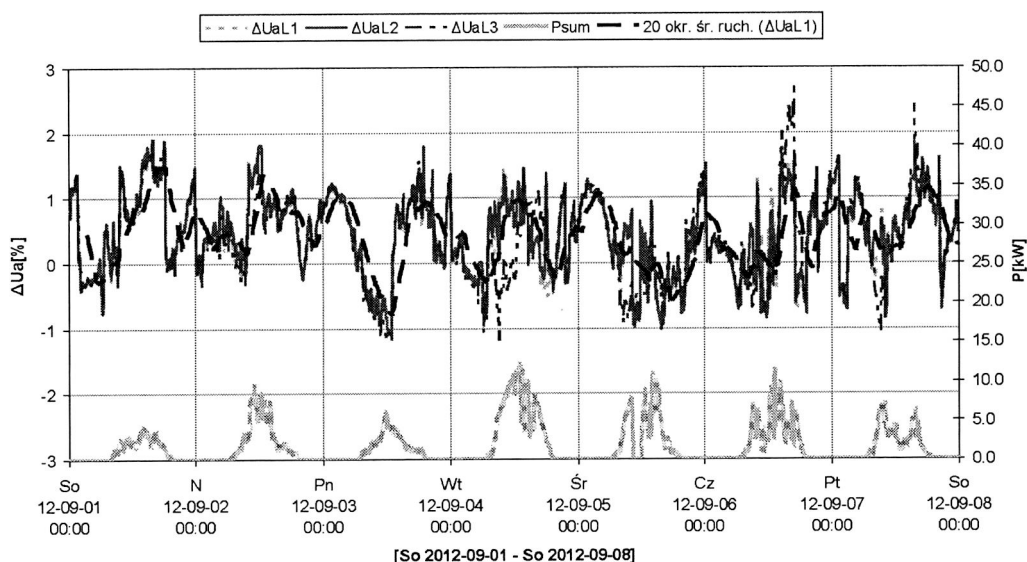
$$\Delta U_a = U_i - U_j \quad (5.1)$$

gdzie  $U_i, U_j$  – kolejne wartości skuteczne napięcia z czasem uśredniania 10 min.

W omawianym przypadku średnie wartości napięć w poszczególnych fazach wynoszą: L1:240,3 V, L2:240,6 V, L3:240,3 V.

Bezwzględna zmianę napięcia fazowego  $\Delta u_a$  odnosi się do napięcia znamionowego fazowego uzyskując procentowy wskaźnik odchylenia napięcia:

$$\Delta U_a = \frac{\Delta U_a}{U_N} \cdot 100\% \quad (5.2)$$

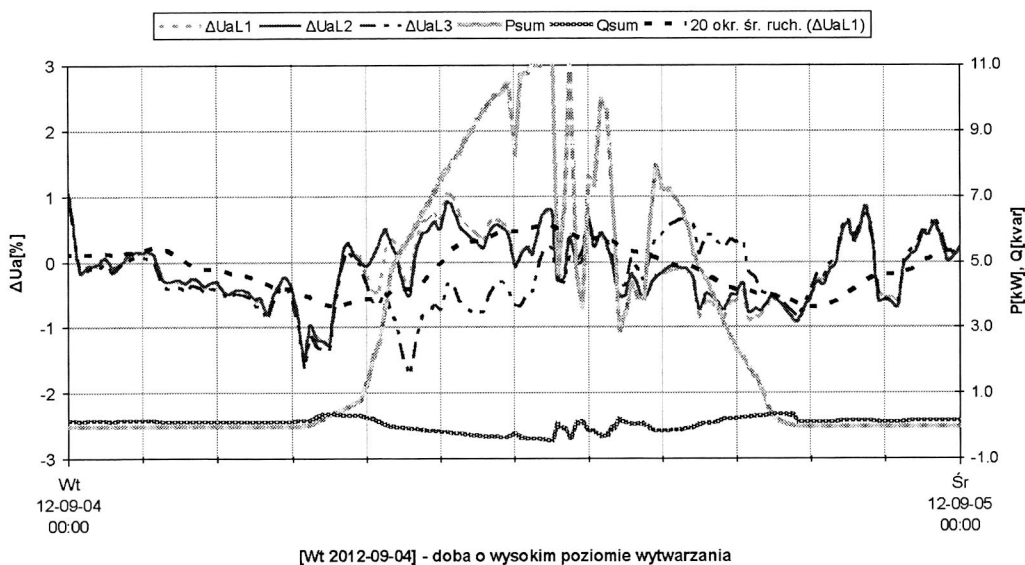


| Statystyka zmian napięcia    |         | L1 [%] | L2 [%] | L3 [%] |
|------------------------------|---------|--------|--------|--------|
| $\Delta u_{a10 \text{ min}}$ | min     | 0      | 0      | 0      |
|                              | średnia | 0,5    | 0,5    | 0,6    |
|                              | P95     | 1,1    | 1,2    | 1,2    |
|                              | max     | 1,5    | 1,6    | 1,7    |

Rys. 5.8. Względne zmiany napięcia w odniesieniu do produkcji mocy oraz wybrane statystyki oceny

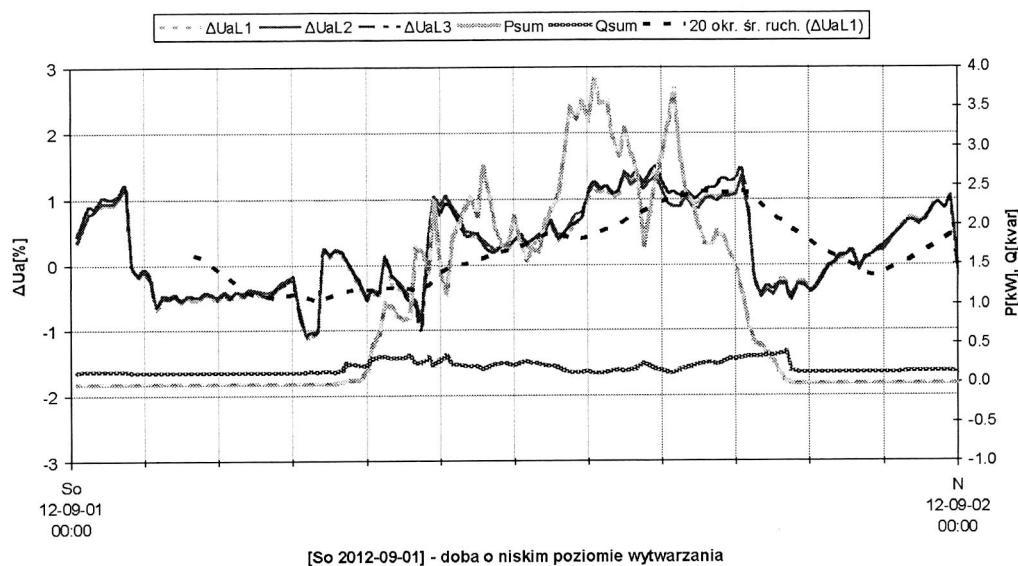
Względna zmiana napięcia w PCC w poszczególnych jednostkach generacji nie przekracza 1,5% L1, 1,6% L2, 1,7% L3, co spełnia wymóg zachowania 3% odchylenia napięcia. Wizualizację zmian napięcia przedstawiono na rysunku 5.8. Linia przerywaną zaznaczono dodatkowo linię zmian wyznaczoną przez średnią ruchomą 20 punktów pomiarowych. Szczególnie istotny jest pozytywny wpływ procesów regulacji mocy czynnej i biernej na poziom zmian napięcia dzięki realizacji charakterystyki  $\cos\varphi(P)$ . W początkowej fazie krzywej generacji, jednostki wytwarzają moc czynną i bierną ( $\cos\varphi_{\text{ind}}$ ) o udziale maksymalnym  $P - Q$  (1 kW, 0,1–0,2 kvar). Temu obszarowi pracy towarzyszy wzrost poziomu napięcia. Po przekroczeniu poziomu wytwarzania mocy czynnej równego  $0,2 P_{E_{\text{max}}}$  (około 1 kW), następuje ograniczenie wytwarzania mocy biernej w kierunku  $\cos\varphi = 1$ , co skutkuje ograniczaniem wzrostu napięcia. Po przekroczeniu  $0,5 P_{E_{\text{max}}}$  (około 2,5 kW) jednostki generacji przechodzą w tryb poboru mocy biernej, tj. pracy w kierunku  $\cos\varphi_{\text{poj}} = 0,95$ , czego efektem jest obniżenie napięcia.

Dla zobrazowania tego procesu na rysunkach 5.9 i 5.10 porównano kierunek zmian napięcia w PCC w ciągu jednej doby o niskim, tj.  $P < 0,5 P_{E_{\text{max}}}$ , i wysokim poziomie wytwarzania, tj.  $P > 0,5 P_{E_{\text{max}}}$ . Odzwierciedla to krzywa średniej ruchomej zaznaczona dodatkowo na rysunkach linią przerywaną. Warto zauważyć, że dla niskich poziomów generacji mocy czynnej nie występuje efekt ograniczenia wzrostu napięcia uzyskany w wyniku poboru mocy biernej z systemu.

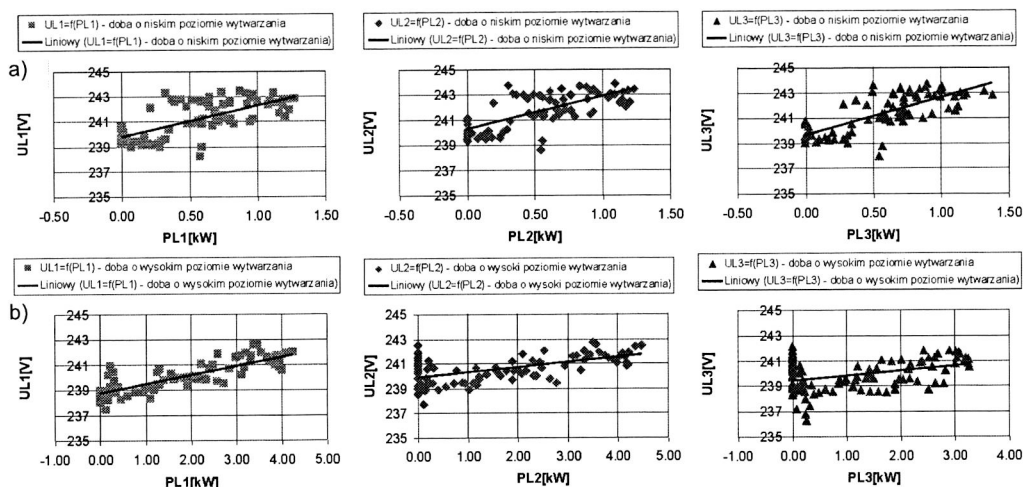


Rys. 5.9. Efekt ograniczenia wzrostu napięcia poprzez pobór mocy biernej z systemu zgodnie z charakterystyką  $\cos\varphi(P)$  dla doby o wysokim poziomie wytwarzania jednostek generacji  $P > 0,5 P_{E_{\text{max}}}$





Rys. 5.10. Brak efektu ograniczenia wzrostu napięcia ze względu na brak trybu poboru mocy biernej dla doby o niskim poziomie wytwarzania  $P < 0,5P_{Emax}$



| Współczynnik korelacji pomiędzy poziomem napięcia a mocą generowaną | L1   | L2   | L3   |
|---------------------------------------------------------------------|------|------|------|
|                                                                     | [-]  | [-]  | [-]  |
| Doba o niskim poziomie wytwarzania                                  | 0,67 | 0,70 | 0,74 |
| Doba o wysokim poziomie wytwarzania                                 | 0,59 | 0,57 | 0,38 |

Rys. 5.11. Analiza korelacji między generowaną mocą czynną a poziomem napięcia w odniesieniu do doby o niskim (a) oraz wysokim (b) poziomie wytwarzania

Omówiony efekt regulacji napięcia znajduje również potwierdzenie w analizie korelacji. Do oceny wykorzystano zbiory 78 danych z czasem uśredniania 10 min, pomiędzy godziną 7 rano a 20 wieczorem, obejmujące pełen cykl generacji źródeł. Efekt współbieżności poziomu napięcia z poziomem mocy wytwarzanej przedstawiono dla doby o niskim oraz dla doby o wysokim poziomie generacji. Współczynniki korelacji oraz wykresy rozrzutu punktów wskazują zauważalną korelację pomiędzy wzrostem mocy czynnej generowanej a wzrostem poziomu napięcia, choć słabszą dla doby o wyższym nasłonecznieniu, kiedy to efekt wzrostu napięcia jest ograniczany przez pobór mocy biernej. Szczegóły analizy korelacji omawianych cech przedstawiono na rysunku 5.11.

### 5.1.3. Analiza szybkich zmian napięcia

Szybkie zmiany napięcia w punkcie przyłączenia systemu generacji PCC spowodowane operacjami łączeniowymi mikroźródła i w normalnych warunkach pracy sieci nie powinny przekroczyć 3% napięcia znamionowego  $U_N$  w punkcie przyłączenia. Wartość ta nie może jednak występować częściej niż raz na 10 min.

Weryfikacja pomiarowa wymaga zarejestrowania z możliwie wysoką rozdzielczością czasową dynamiki zmian napięcia podczas operacji łączeniowych związanych np. z wyłączeniem i załączeniem systemu generacji. Próbę taką należy przeprowadzić w warunkach możliwie wysokiego poziomu wytwarzania, tak by wpływ zmian przepływów mocy na punkt przyłączenia był relatywnie wysoki.

Poniżej zamieszczono analizę kierunków szybkich zmian napięcia zarejestrowanych z krokiem 200 ms wywołanych wyłączeniem systemu i jego ponownym załączeniem.

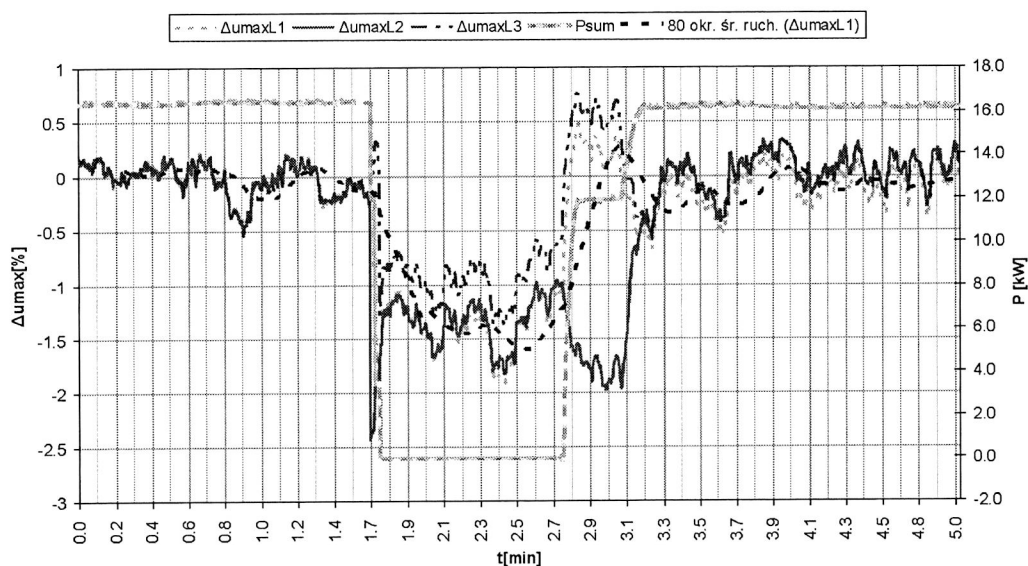
W przypadku analizy pomiarowej w danym punkcie sieci jako odniesienie bezwzględne należy stosować średnią wartość napięcia uzyskaną na bazie pomiarów przed wystąpieniem zdarzenia łączeniowego, tzw. wartość poziomu *pre-event*. Należy jeszcze raz podkreślić znaczenie wyboru reprezentatywnego czasu wykonania próby, uwzględniającego normalny układ pracy sieci oraz maksymalny udział innych mikroźródeł pracujących w sieci:

$$\Delta U_{\max} = U_k - \bar{U}_{\text{pre}} \quad (5.3)$$

gdzie:  $U_k$  – wartości skuteczne napięcia 10 ms, 20 ms lub z czasem uśredniania 200 ms, zarejestrowane podczas zdarzenia,  $\bar{U}_{\text{pre}}$  – wartość skuteczna przed zdarzeniem.

Bezwzględną szybką zmianę napięcia  $\Delta u_{\max}$  odnosi się do napięcia znamionowego, uzyskując procentowy wskaźnik szybkich zmian napięcia:

$$\Delta U_{\max} = \frac{\Delta U_{\max}}{U_N} \cdot 100\% \quad (5.4)$$



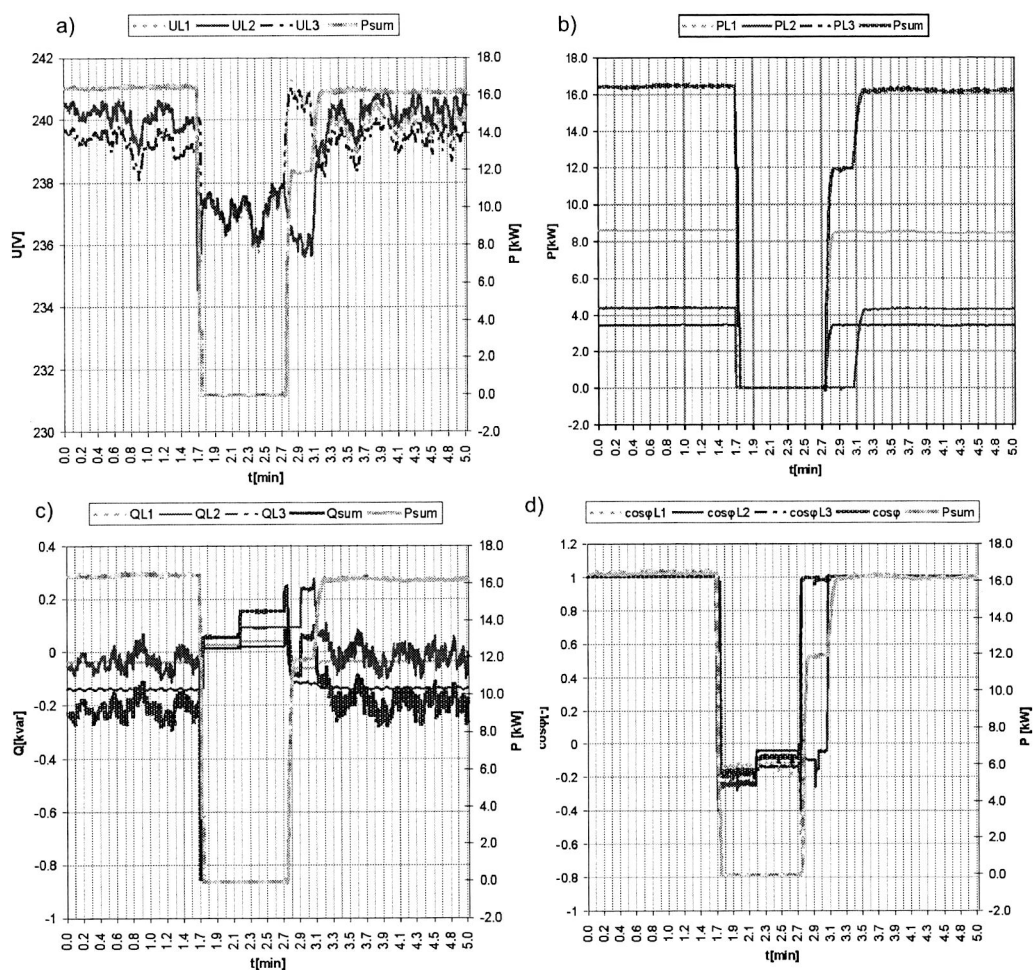
| Statystyka<br>szybkiej zmiany napięcia |          | L1<br>[%] | L2<br>[%] | L3<br>[%] |
|----------------------------------------|----------|-----------|-----------|-----------|
| Δu <sub>max</sub> 200 ms               | min      | 0         | 0         | 0         |
|                                        | średnia  | 0,4       | 0,5       | 0,3       |
|                                        | P95      | 1,5       | 1,7       | 1,1       |
|                                        | max WYŁ. | 2,1       | 2,4       | 1,4       |

Rys. 5.12. Szybka zmiana napięcia wywołana wyłączeniem systemu generacji oraz podstawowe parametry zmiany na podstawie pomiarów z przedziałem uśredniania 200 ms

W omawianym przypadku średnie wartości napięć w poszczególnych fazach przed zdarzeniem wynoszą: L1: 240,1 V, L2: 240,2 V, L3: 239,3 V.

Względna szybka zmiana napięcia w PCC wywołana nagłym wyłączeniem systemu generacji nie przekracza 2,1% L1, 2,4% L2, 1,4% L3, co spełnia wymóg tolerancji 3% szybkich zmian napięcia. Analizę zilustrowano na rysunku 5.12.

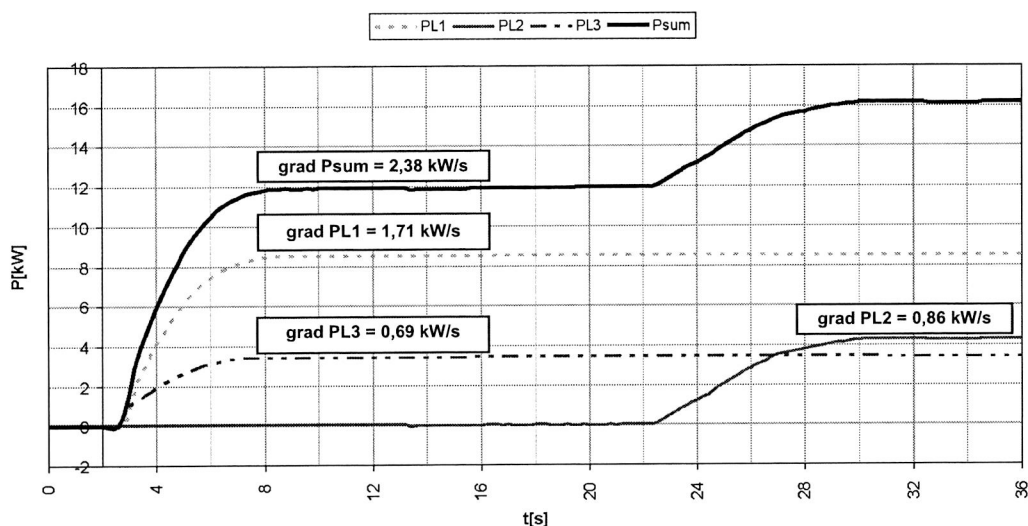
W szczególności w odniesieniu do pracy mikrogeneracji przeanalizować można pozostałe parametry pracy, w tym zmiany mocy czynnej, biernej czy współczynnika mocy w trakcie procesu ponownego załączenia.



Rys. 5.13. Wizualizacja zmian podstawowych wielkości:  
napięcia (a), mocy czynnej (b), mocy biernej (c), współczynnika mocy  $\cos\phi$  (d)  
podczas procesu wyłączenia i ponownego załączenia jednostek generacji

Przebiegi wymienionych parametrów przedstawiono na rysunku 5.13. Istotne są również różnice w czasach synchronizacji zastosowanych inwerterów. Systemy fotowoltaiczne L1, L3 zawierają inwertery tego samego typu, tj. beztransformatowe. System fotowoltaiczny fazy L3 zbudowany jest na panelach cienkowarstwowych typu CIGS, które wymagają izolacji galwanicznej uzyskanej przez zastosowanie dodatkowego transformatora w konstrukcji inwertera. Tego typu inwerter potrzebuje dłuższego czasu do przełączenia w tryb wytwarzania po ponownym załączeniu.

Jako parametr świadczący o dynamice źródła wprowadza się gradient narostu mocy czynnej. Wyniki analizy wykazują następujące prędkości narostu mocy czynnej poszczególnych jednostek generacji: L1: 1,71 kW/s, L2: 0,86 kW/s, L3: 0,69 kW/s. Efekt ten ilustruje rysunek 5.14.

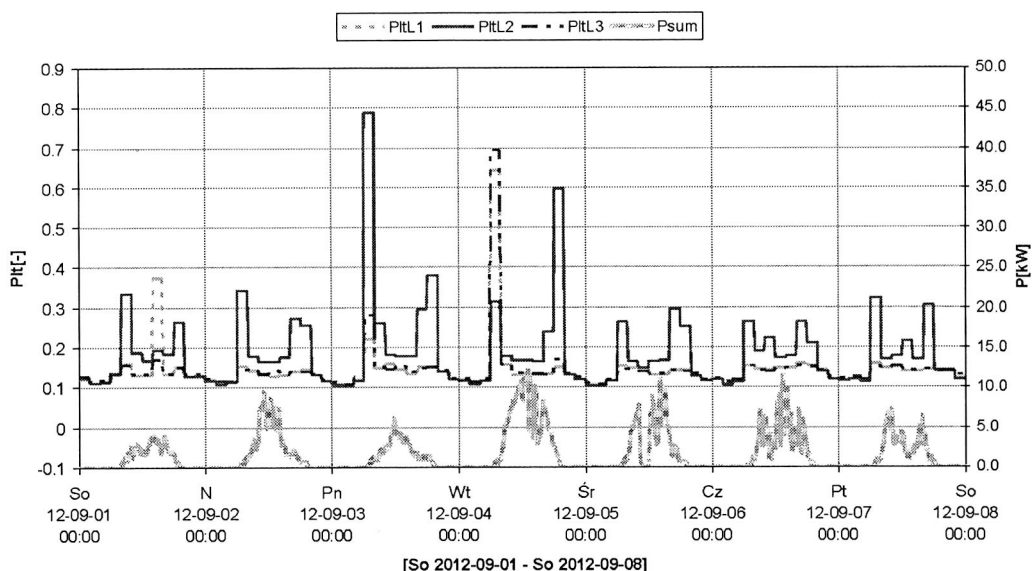


Rys. 5.14. Ocena gradientu narostu mocy czynnej podczas załączenia jednostek generacji

### 5.1.4. Analiza wahań napięcia i migotania światła

Przy odpowiednim nasileniu i częstotliwości wahań napięcia związanych z operacjami łączeniowymi może dojść do zauważalnego gołym okiem migotania światła. Parametrem technicznym służącym ocenie uciążliwości migotania światła jest współczynnik długookresowego migotania światła  $P_{lt}$  oraz współczynnik krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$ .

W ciągu prawie całego analizowanego tygodnia (95% czasu) wartości długookresowego współczynnika migotania światła  $P_{lt}$  mieszczą się w zakresach (min÷P95): L1: 0,1–0,16, L2: 0,1–0,33, L3: 0,11–0,16, co spełnia wymóg wartości dopuszczalnej równej 1. W szczególności w odniesieniu do pracy źródła zauważa się korelację pomiędzy zwiększeniem współczynnika migotania światła a pracą źródła, zwłaszcza w momentach zmiany trybu pracy na charakterystyce  $\cos\varphi(P)$ . Omawiane relacje zaznaczono na rysunku 5.15.



| Statystyka długookresowego współczynnika migotania |         | L1 [%] | L2 [%] | L3 [%] |
|----------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|
| $P_{lt\ 2\ h}$                                     | min     | 0,10   | 0,10   | 0,11   |
|                                                    | średnia | 0,14   | 0,19   | 0,14   |
|                                                    | P95     | 0,16   | 0,33   | 0,16   |
|                                                    | max     | 0,64   | 0,79   | 0,69   |

Rys. 5.15. Przebiegi zmian długookresowego współczynnika migotania  $P_{lt}$  z odniesieniem do mocy wytwarzanej oraz ocena statystyczna

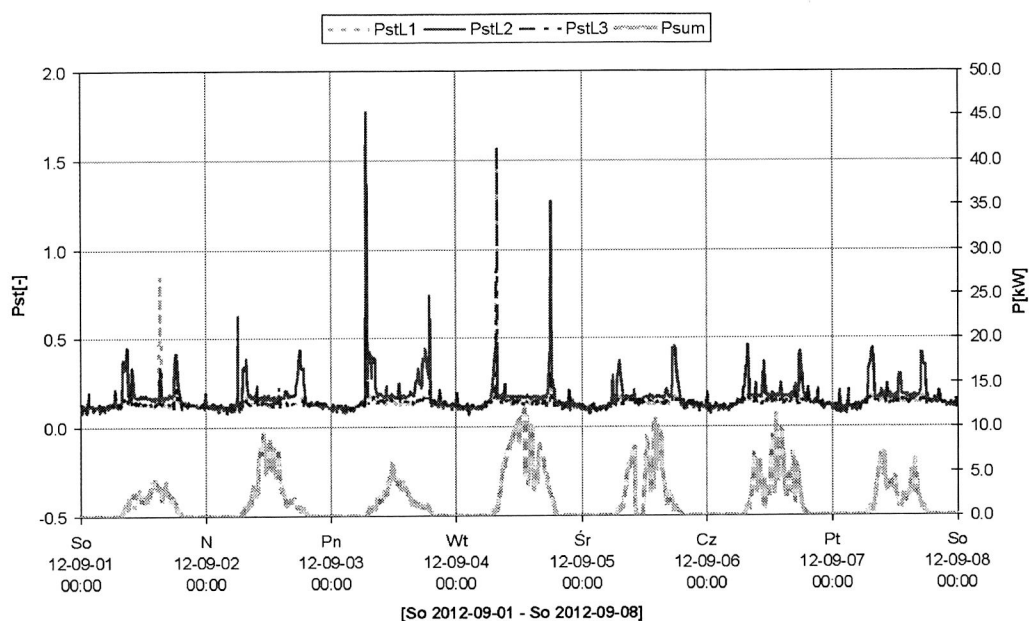
Znaczący efekt szybkich zmian napięcia zauważalny jest w momentach przejścia na charakterystyce  $\cos\varphi(P)$  przez poziom  $P = 0,2P_{E\max}$  oraz  $P = 0,5P_{E\max}$ . Potwierdzają to obserwacje współczynnika krótkookresowego migotania światła  $P_{st}$  zaprezentowane na rysunku 5.16.

Dla współczynników  $P_{st}$  odnotowano:

- jedno przekroczenie współczynnika  $P_{st}$  w fazie L1 ( $\max P_{st} = 1,46$ ),
- dwa przekroczenia współczynnika  $P_{st}$  w fazie L2 ( $\max P_{st} = 1,77$ ),
- jedno przekroczenie współczynnika  $P_{st}$  w fazie L3 ( $\max P_{st} = 1,58$ ).

Dla współczynnika  $P_{lt}$  odnotowano:

- brak przekroczeń współczynnika  $P_{lt}$  w fazie L1,
- jedno przekroczenie współczynnika  $P_{lt}$  w fazie L2 ( $\max P_{lt} = 0,79$ ),
- jedno przekroczenie współczynnika  $P_{lt}$  w fazie L3 ( $\max P_{lt} = 0,69$ ).

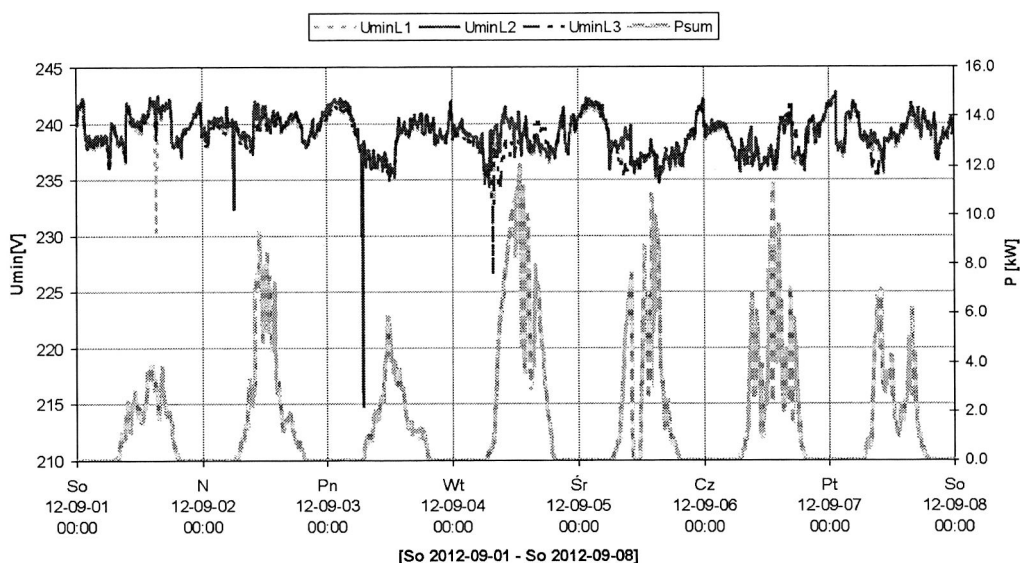


| Statystyka długookresowego współczynnika migotania |         | L1 [%] | L2 [%] | L3 [%] |
|----------------------------------------------------|---------|--------|--------|--------|
| $P_{st\ 10\ min}$                                  | min     | 0,07   | 0,07   | 0,07   |
|                                                    | średnia | 0,13   | 0,17   | 0,13   |
|                                                    | P95     | 0,17   | 0,35   | 0,16   |
|                                                    | max     | 1,46   | 1,77   | 1,58   |

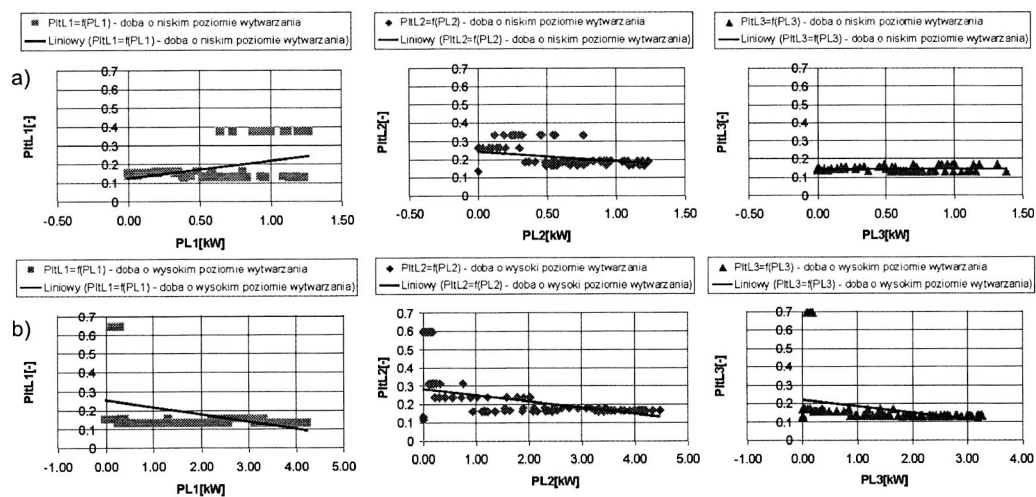
Rys. 5.16. Przebiegi zmian krótkookresowego współczynnika migotania  $P_{st}$  wraz z odniesieniem do mocy wytwarzanej oraz ocena statystyczna

W charakterystycznych punktach zmiany trybu pracy źródła układ tyrystorowy znajduje się w stanie „krótkiego zwarcia”, wywołując szybką zmianę napięcia. Znajduje to potwierdzenie na przebiegach minimalnych wartości napięć półokresowych (10 ms) występujących w 10-minutowych przedziałach wyznaczania współczynnika  $P_{st}$ , przedstawionych na rysunku 5.17. Mimo odnotowanych przekroczeń przez 99% czasu okresu pomiaru wymagania dla parametrów migotania światła zostały spełnione, co pozwala stwierdzić, iż poziom negatywnego wpływu przełączeń regulacyjnych w układzie inwerterów jest akceptowalny.

Analiza współzależności pomiędzy poziomem wytwarzania a zakłóceniami migotania światła wykazuje w większości przypadków korelację ujemną oraz duży



Rys. 5.17. Szybkie zmiany napięcia wywołane przełączaniem kluczy tyrystorowych przy przechodzeniu na charakterystyce regulacyjnej  $\cos \varphi = f(P)$  na poszczególne stopnie regulacji mocy



| Współczynnik korelacji pomiędzy<br>długookresowym współczynnikiem migotania<br>światła a poziomem mocy generowanej | L1<br>[-] | L2<br>[-] | L3<br>[-] |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Doba o niskim poziomie wytwarzania                                                                                 | 0,41      | -0,31     | 0,00      |
| Doba o wysokim poziomie wytwarzania                                                                                | -0,23     | -0,37     | -0,28     |

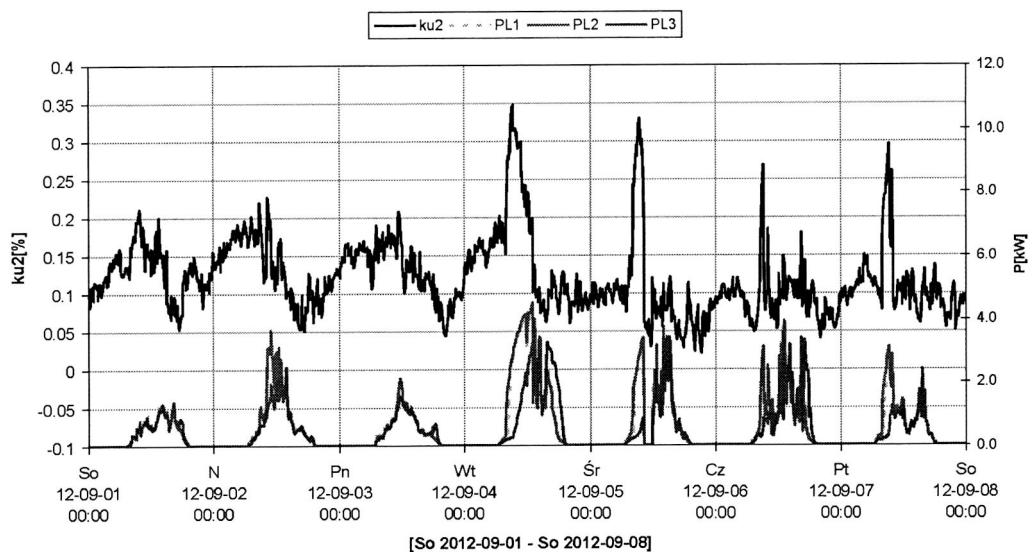
Rys. 5.18. Analiza korelacji pomiędzy generowaną mocą czynną a migotaniem światła w odniesieniu do doby o niskim (a) oraz doby o wysokim (b) poziomie wytwarzania



rozrzut dla małych mocy, co potwierdza, iż problemy szybkich zmian napięcia wpływające na współczynnik migotania światła mają charakter lokalny, tj. zależny od punktu pracy źródła. Tendencja do stabilniejszej pracy napięciowej widoczna jest przy wyższych mocach wytwarzania. Omawiane zależności przedstawiono na rysunku 5.18.

### 5.1.5. Analiza poziomu asymetrii

Ze zbioru analizowanych 10-minutowych średnich wartości ilorazu składowej przeciwnej do składowej zgodnej w danym tygodniu, 95% z nich mieści się w zakresie (min÷P95) 0,02–0,21%, co spełnia wymogi zakresu dopuszczalnego 0,0–2,0%.



| Statystyka współczynnika asymetrii |         | $k_{u2}$<br>[%] |
|------------------------------------|---------|-----------------|
| $k_{u2}$                           | min     | 0,02            |
|                                    | średnia | 0,12            |
|                                    | P95     | 0,21            |
|                                    | max     | 0,35            |

Rys. 5.19. Przebiegi zmian współczynnika asymetrii  $k_{u2}$  w odniesieniu do produkcji mocy czynnej oraz podstawowe analizy statystyczne

Szczególnie w omawianym przypadku 100% wartości ze zbioru 10-minutowych średnich wartości ilorazu składowej przeciwnej do składowej zgodnej w danym tygodniu mieści się w zakresie dopuszczalnym.

W odniesieniu do ogólnych warunków przyłączania źródeł jednofazowych należy stwierdzić, że moce poszczególnych jednostek generacji włączonych 1-fazowo są równe i spełniają kryterium ogólne.

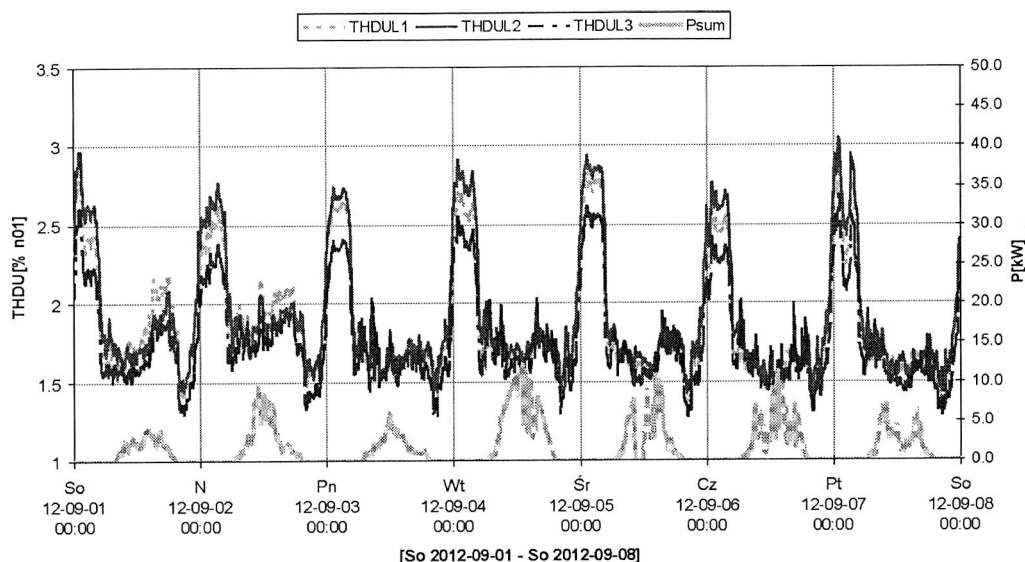
Analizując przedstawione na rysunku 5.19 zmiany asymetrii w pracy jednofazowych jednostek generacji można zauważyć wpływ na asymetrię napięcia, zwłaszcza w dniach o wysokim stopniu nasłonecznienia, a zatem wysokim poziomie wytwarzania. Badany system generacji ma dwa mikroźródła fotowoltaiczne podłączone do faz L1, L2, usytuowane w tym samym położeniu geograficznym, w kierunku południowo-wschodnim (azymut 135°). Trzecie mikroźródło fotowoltaiczne, podłączone do fazy L3 znajduje się na prostopadłym do dwóch pozostałych poszyciu dachu i jest skierowane na południowy zachód (azymut 225°). Stąd w fazach L1, L2 obserwuje się podobny stopień generacji, natomiast w fazie L3 następuje opóźnienie czasowe w wytwarzaniu mocy ze względu na różnice w nasłonecznieniu paneli, zwłaszcza w godzinach porannych. Wtedy obserwuje się zwiększony stopień asymetrii.

Mimo zaobserwowanego wpływu jednofazowych jednostek generacji na asymetrię napięcia, poziom współczynnika asymetrii pozostaje na dopuszczalnym poziomie. Maksymalne wartości asymetrii nie przekraczają 0,35%.

### **5.1.6. Analiza zawartości harmonicznych w napięciu i prądzie**

Badany punkt pomiarowy charakteryzuje się szerokim spektrum harmonicznych w napięciu, przedstawionych szczegółowo w tabeli 5.1. Klasyczny dla układów energetycznych jest przeważający udział nieparzystych harmonicznych, niebędących wielokrotnością 3, tj. 5, 7, 11, 13. harmonicznej. Wszystkie oceniane harmoniczne, zarówno w zakresie 95%, jak i 100% badanego zbioru, mieszczą się w zakresach dopuszczalnych.

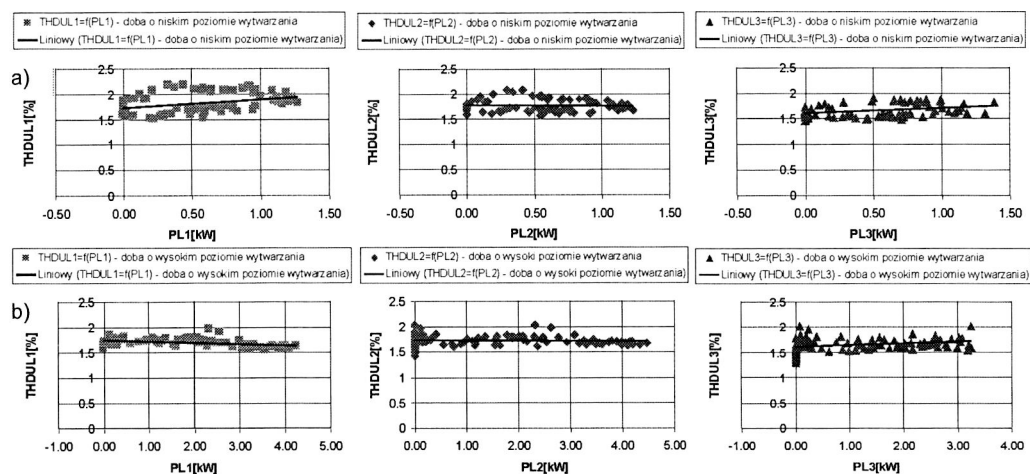
Jednocześnie 95% analizowanych 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi w napięciu THDU mieści się w zakresie min–P95: L1: 1,32–2,64%, L2: 1,40–2,78%, L3: 1,27–2,43%, co spełnia wymogi zakresu dopuszczalnego 0–8%. Szczególnie w omawianym przypadku 100% ze zbioru 10-minutowych średnich wartości współczynnika odkształcenia wyższymi harmonicznymi w napięciu THDU spełnia wymogi zakresu dopuszczalnego 0–8%. Dodatkowo, biorąc pod uwagę maksymalne wartości THDU uzyskane z krokiem algorytmu 200 ms z każdego 10-minutowego przedziału branego do analizy, można potwierdzić spełnienie warunków udziału harmonicznych. Maksymalne wartości THDU wynoszą: L1:5,75%, L2:5,67%, L3:6,18%.



| Statystyka THDU        |         | L1<br>[%] | L2<br>[%] | L3<br>[%] |
|------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|
| THDU <sub>10 min</sub> | min     | 1,32      | 1,40      | 1,27      |
|                        | średnia | 1,88      | 1,92      | 1,77      |
|                        | P95     | 2,64      | 2,78      | 2,43      |
|                        | max     | 2,92      | 3,05      | 2,69      |
| THDU <sub>200 ms</sub> | max     | 5,75      | 5,67      | 6,18      |

Rys. 5.20. Przebiegi zmian współczynnika odkształcenia napięcia THDU z odniesieniem do mocy wytwarzanej oraz podstawowe wyniki analiz statystycznych

Na podstawie zmian współczynnika THDU przedstawionych na rysunku 5.20 nie można stwierdzić znaczącego negatywnego wpływu pracy źródła na udział harmonicznych w porównaniu do poziomu harmonicznych należących do tła harmonicznych, tj. spektrum widmowego napięć fazowych w danym punkcie sieci bez obecności mikroźródła, przy normalnych warunkach pracy sieci. Znaczący wzrost udziału harmonicznych w napięciu obserwuje się w okresach nocnych, kiedy systemy fotowoltaiczne nie pracują. Ocenę tę potwierdza analiza korelacyjna, lokując poziom współzależności jako słaby, co zaprezentowano na rysunku 5.21.



| Współczynnik korelacji pomiędzy<br>całkowitą zawartością harmonicznym w napięciu<br>a poziomem mocy generowanej | L1<br>[–] | L2<br>[–] | L3<br>[–] |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Doba o niskim poziomie wytwarzania                                                                              | 0,32      | –0,04     | 0,31      |
| Doba o wysokim poziomie wytwarzania                                                                             | –0,25     | –0,02     | 0,29      |

Rys. 5.21. Analiza korelacji pomiędzy generowaną mocą czynną a udziałem harmonicznym w napięciu w odniesieniu do doby o niskim (a) oraz wysokim (b) poziomie wytwarzania

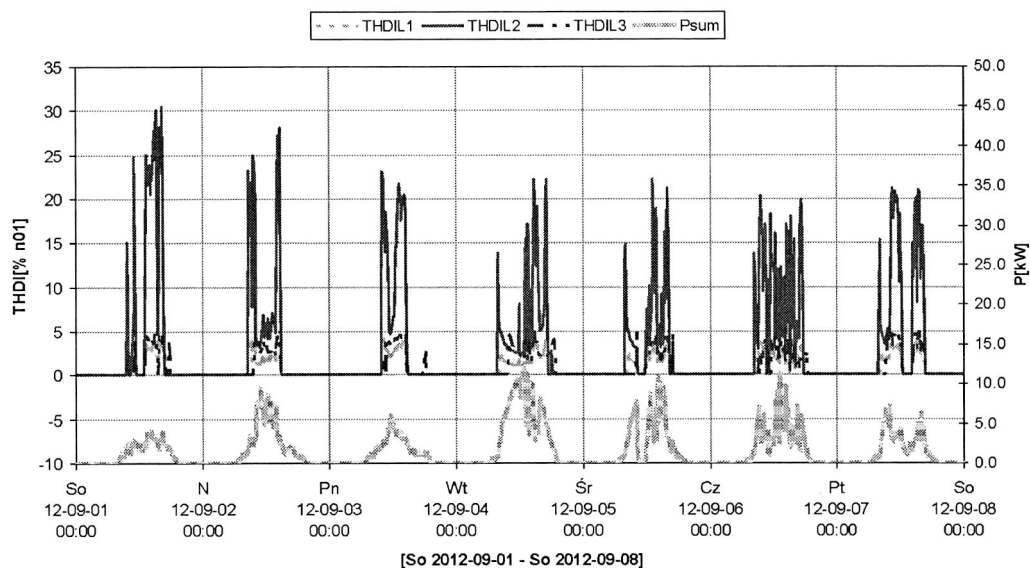
Tabela 5.1. Ocena udziału harmonicznym w napięciu

| THDU – całkowity współczynnik zniekształcenia harmonicznym w napięciu w % $U_1$ |                         |        |        |        |               |        |        |                   |
|---------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|--------|--------|--------|---------------|--------|--------|-------------------|
|                                                                                 | Zakres dopuszczalny [%] | P95    |        |        | max, tj. 100% |        |        | Ocena 100% zbioru |
|                                                                                 |                         | L1 [%] | L2 [%] | L3 [%] | L1 [%]        | L2 [%] | L3 [%] |                   |
| 1                                                                               | 2                       | 3      | 4      | 5      | 6             | 7      | 8      | 9                 |
| THDU                                                                            | 0,00–8,00               | 2,64   | 2,78   | 2,43   | 2,92          | 3,05   | 2,69   | ✓                 |
| $U_n$ – wartości skuteczne harmonicznym w napięciu                              |                         |        |        |        |               |        |        |                   |
| Rząd $n$                                                                        | Zakres dopuszczalny [%] | P95    |        |        | max           |        |        | Ocena 100% zbioru |
|                                                                                 |                         | L1 [%] | L2 [%] | L3 [%] | L1 [%]        | L2 [%] | L3 [%] |                   |
| 2                                                                               | 0,00–2,00               | 0,03   | 0,02   | 0,02   | 0,04          | 0,03   | 0,03   | ✓                 |
| 3                                                                               | 0,00–5,00               | 0,56   | 0,24   | 0,08   | 0,61          | 0,26   | 0,13   | ✓                 |
| 4                                                                               | 0,00–1,00               | 0,04   | 0,02   | 0,02   | 0,05          | 0,06   | 0,06   | ✓                 |

cd. tabeli 5.1

| 1  | 2         | 3    | 4    | 5    | 6    | 7    | 8    | 9 |
|----|-----------|------|------|------|------|------|------|---|
| 5  | 0,00–6,00 | 2,49 | 2,66 | 2,32 | 2,77 | 2,93 | 2,57 | √ |
| 6  | 0,00–0,50 | 0,03 | 0,02 | 0,03 | 0,05 | 0,08 | 0,05 | √ |
| 7  | 0,00–5,00 | 1,43 | 1,45 | 1,49 | 1,62 | 1,69 | 1,66 | √ |
| 8  | 0,00–0,50 | 0,01 | 0,02 | 0,01 | 0,03 | 0,03 | 0,02 | √ |
| 9  | 0,00–1,50 | 0,11 | 0,08 | 0,19 | 0,12 | 0,09 | 0,21 | √ |
| 10 | 0,00–0,50 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | √ |
| 11 | 0,00–3,50 | 0,26 | 0,22 | 0,27 | 0,34 | 0,30 | 0,35 | √ |
| 12 | 0,00–0,50 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | √ |
| 13 | 0,00–3,00 | 0,12 | 0,12 | 0,15 | 0,15 | 0,14 | 0,19 | √ |
| 14 | 0,00–0,50 | 0,01 | 0,01 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | √ |
| 15 | 0,00–0,50 | 0,05 | 0,07 | 0,06 | 0,06 | 0,09 | 0,07 | √ |
| 16 | 0,00–0,50 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | √ |
| 17 | 0,00–2,00 | 0,12 | 0,12 | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,14 | √ |
| 18 | 0,00–0,50 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | √ |
| 19 | 0,00–1,50 | 0,07 | 0,08 | 0,07 | 0,08 | 0,10 | 0,08 | √ |
| 20 | 0,00–0,50 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | √ |
| 21 | 0,00–0,50 | 0,04 | 0,05 | 0,05 | 0,04 | 0,06 | 0,06 | √ |
| 22 | 0,00–0,50 | 0,00 | 0,01 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | √ |
| 23 | 0,00–1,50 | 0,05 | 0,05 | 0,06 | 0,06 | 0,06 | 0,08 | √ |
| 24 | 0,00–0,50 | 0,00 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | 0,01 | √ |
| 25 | 0,00–1,50 | 0,04 | 0,04 | 0,06 | 0,05 | 0,04 | 0,07 | √ |

Relatywny wpływ źródła na udział harmonicznych w napięciu należy odnotować w obszarach, gdy źródło pracuje przy niewielkim poziomie generacji. Zmiany całkowitego współczynnika zawartości harmonicznych w napięciu THDU wykazują chwilowe wzrosty przy niskich mocach wytwarzanych. Należy powiązać to ze znaczącym odkształceniem prądu wypływającego ze źródła przy niskim poziomie generacji, zwłaszcza do poziomu  $P < 0,2P_{E_{\max}}$ . Natomiast dla wyższych poziomów generacji przebiegi prądów wypływających z systemów PV mają mniejszy stopień odkształcenia od sinusoidy. Ostatecznie przepływy odkształconego prądu wywołują na impedancjach sieci spadki napięć o zwiększonych udziałach harmonicznych, czego efektem jest obserwowalne relatywne zwiększenie THDU. Należy jednak podkreślić, że wpływ ten jest znacząco mniejszy niż efekt tła reprezentowany przez zwiększoną zawartość harmonicznych w okresach nocnych, gdy źródła nie pracują.

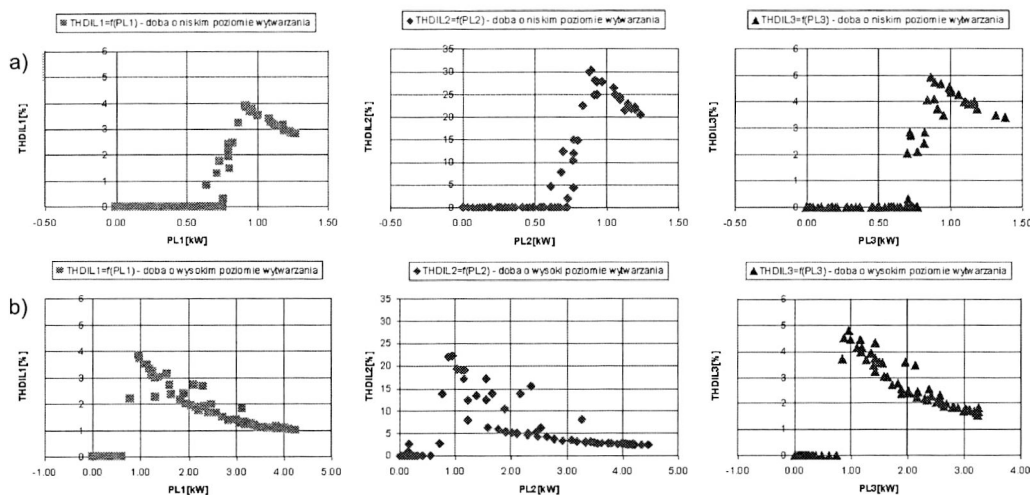


| Statystyka THDI        |         | L1<br>[%] | L2<br>[%] | L3<br>[%] |
|------------------------|---------|-----------|-----------|-----------|
| THDI <sub>10 min</sub> | min     | 0,00      | 0,00      | 0,00      |
|                        | średnia | 0,64      | 3,12      | 0,79      |
|                        | P95     | 3,23      | 19,50     | 4,18      |
|                        | max     | 4,03      | 30,36     | 5,41      |
| THDI <sub>200 ms</sub> | max     | 6,26      | 38,87     | 8,35      |

Rys. 5.22. Przebiegi zmian współczynnika odkształcenia prądu THDI z odniesieniem do mocy wytwarzanej wraz z podstawowymi statystykami

Szczególnie wysoki poziom zniekształceń harmonicznych w prądzie obserwuje się w systemie zbudowanym na modułach cienkowarstwowych, wyposażonym w inwerter transformatorowy z separacją galwaniczną. Maksymalne wartości THDI w fazie L2 osiągają poziom 38,87% i są kilkakrotnie większe niż maksymalne wartości w fazach L1: 6,26% i L3: 8,35%. Relacje te zaznaczono na rysunku 5.22.

Zmienność udziału harmonicznych w prądzie w zależności od mocy wytwarzanej oraz w odniesieniu do doby o wysokim i niskim poziomie wytwarzania, przedstawiono na rysunku 5.23. W tym przypadku współzależności nie tworzą monotonicznego trendu, a podane współczynniki korelacji należy rozumieć jako wartości globalne. Porównanie ich poziomów potwierdza tendencję do zniekształceń prądów przy niskim poziomie wytwarzania.



| Współczynnik korelacji pomiędzy całkowitą zawartością harmonicznym w prądzie a poziomem mocy generowanej | L1<br>[-] | L2<br>[-] | L3<br>[-] |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Doba o niskim poziomie wytwarzania                                                                       | 0,79      | 0,79      | 0,75      |
| Doba o wysokim poziomie wytwarzania                                                                      | 0,43      | 0,16      | 0,59      |

Rys. 5.23. Analiza korelacji pomiędzy generowaną mocą czynną z udziałem harmonicznym w prądzie w odniesieniu do doby o niskim (a) oraz wysokim (b) poziomie wytwarzania

Ocena pracy źródła pod względem generacji harmonicznym w prądzie, wykonana na podstawie pomiarów w warunkach terenowych, jest utrudniona. Wpływ na to ma kilka czynników:

- *Niewystarczający stan metodologii oceny w dokumentach legislacyjnych*

Nie istnieją obecnie obowiązujące rozporządzenia lub normy odnoszące się do sposobów oceny udziału harmonicznym w prądzie w publicznych sieciach rozdzielczych. Nie wprowadzono jak dotychczas metodologii oceny udziału harmonicznym w napięciu, z wykorzystaniem wartości uśrednionych 10-minutowych na podstawie 95% wartości z badanego zbioru. Jedy-nym dokumentem, który traktuje o ocenie udziału harmonicznym w prądzie, jest projekt normy VDE 4105:2011-08, w którym dopuszczalne wartości harmonicznym prądów podaje się w odniesieniu do mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia  $S_{kPCC}$ . Wprowadza się dla mikroźródła przyłączanego w PCC wartości dopuszczalne harmonicznym prądu  $i_{vzul}$  podane w [A/MVA], odniesione do mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia  $S_{kPCC}$ . Na podstawie mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia (bez uwzględnienia wpływu mocy źródła na moc zwarciową) można obliczyć faktyczne limity poszczególnych harmo-

nicznych w prądzie  $I_{\text{vzul}}$  w [A] dla rozważanego punktu przyłączenia systemu generacji odniesione do mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia.

Pozostałe dokumenty, tj. normy PN-EN 50438:2010 *Wymagania dotyczące równoległego przyłączania mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych niskiego napięcia dla mikroźródeł* oraz PN-EN 61000-3-2:2007 *Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC): Część 3-2: Poziomy dopuszczalne – Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznego prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika  $\leq 16$  A) dla urządzeń o prądzie znamionowym do 16 A*, PN-EN 61000-3-12:2012 *Kompatybilność elektromagnetyczna: Poziomy dopuszczalne – Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznego prądu dla odbiorników o znamionowym prądzie fazowym  $> 16$  A i  $\leq 75$  A* odnoszą się do emisji harmonicznnych w prądzie odbiorników.

Należy jednak podkreślić, że wartości te podawane są dla szczególnych warunków prób wykonywanych za pomocą testowego układu laboratoryjnego. W przypadku pomiaru w danym punkcie sieci, warunki te są zakłócone wpływem zniekształceń harmonicznnych w napięciu.

- *Ograniczenia w wiedzy o mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia*

Do wykonania oceny udziału harmonicznnych w prądzie niezbędna jest wiedza o mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia  $S_{\text{kpcc}}$  (bez uwzględnienia mocy źródła). Wtedy dla źródeł (inwerterów) mających certyfikaty kompatybilnościowe PN-EN 61000-3-2:2007, PN-EN 61000-3-12:2012 możliwe jest zweryfikowanie relacji współczynnika zwarciowego w punkcie przyłączenia  $R_{\text{kpcc}}$  w stosunku do współczynnika zwarciowego stosowanego podczas prób kompatybilnościowych ( $R_k = 33$ ). Dla źródeł bez certyfikatu w celu oceny udziału harmonicznnych w prądzie można zastosować tabelę wartości dopuszczalnych odniesionych do mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia według VDE 4105:2011-08.

- *Ograniczenia sprzętowe*

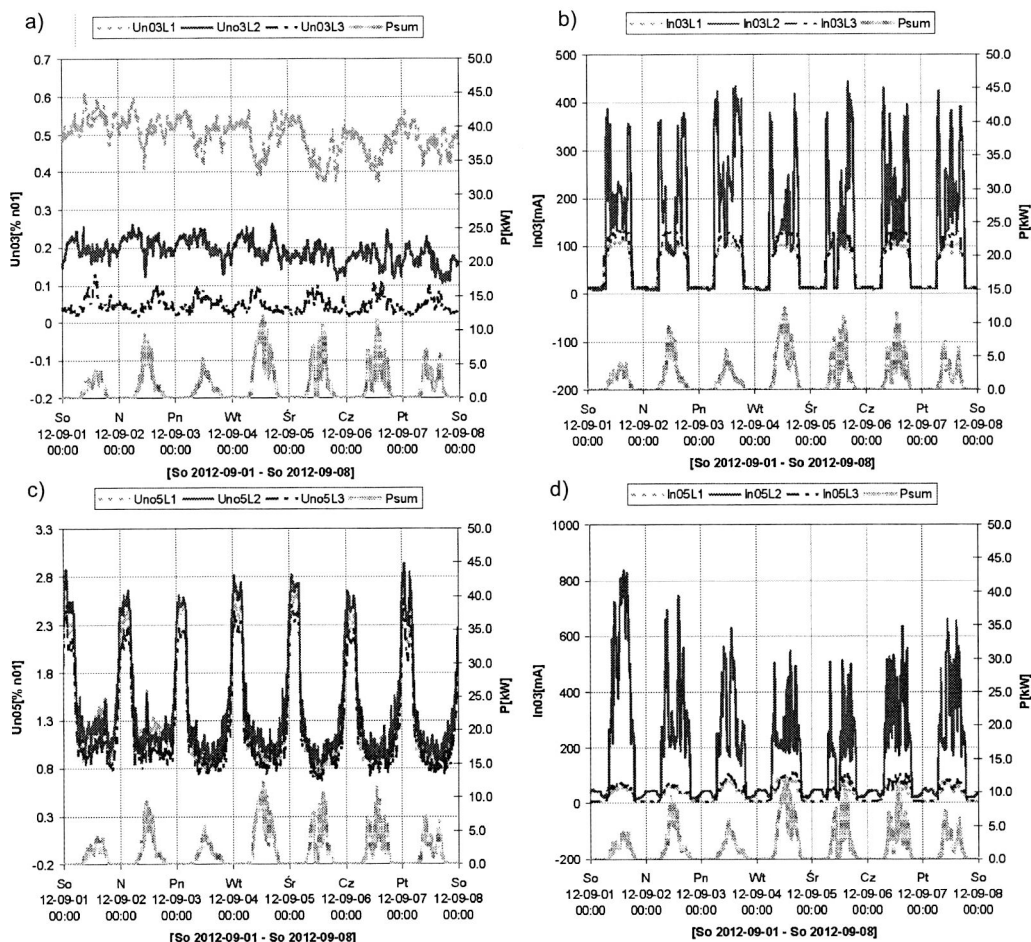
Klasyczne rejestratory jakości energii nie posiadają w standardzie zaimplementowanej analizy harmonicznnych w prądzie.

W związku z opisanymi uwarunkowaniami (por. tab. 5.2) proponuje się przeprowadzenie analizy udziału poszczególnych harmonicznnych w prądzie na podstawie 10-minutowych wartości średnich poszczególnych harmonicznnych, biorąc pod uwagę zarówno 95% zbioru wartości oraz pełen zbiór wartości pomiarowych. Za poziom odniesienia przyjęto poziomy dopuszczalne podawane za PN-EN 50438:2010 dla mikroźródeł oraz PN-EN 61000-3-2:2007 dla urządzeń o prądzie znamionowym do 16 A. Przy tak przyjętej metodologii badań, szczegółowa analiza poszczególnych harmonicznnych przedstawiona w tabeli 5.2 wykazuje, iż badany układ spełnia założenia emisji harmonicznnych w prądzie dla danych obejmujących 95% zbioru, lecz nie dla 100% zbioru. Ponadto potwierdza się wniosek o znacznym odkształceniu harmonicznnych w prądzie w systemie fotowoltaicznym cienkowarstwowym wyposażonym w inwerter transformatorowy włączony do fazy L2.



Tabela 5.2. Ocena harmonicznych w prądzie w odniesieniu do PN-EN:610.0-3-2

| Rząd<br><i>n</i>                                                                    | Limit<br>[mA] | P95        |            |            | Ocena<br>95%<br>zbioru | max, tj. 100% |            |            | Ocena<br>100%<br>zbioru |
|-------------------------------------------------------------------------------------|---------------|------------|------------|------------|------------------------|---------------|------------|------------|-------------------------|
|                                                                                     |               | L1<br>[mA] | L2<br>[mA] | L3<br>[mA] |                        | L1<br>[mA]    | L2<br>[mA] | L3<br>[mA] |                         |
| <i>I<sub>n</sub></i> – wartości skuteczne harmonicznych w prądzie <i>n</i> = (2–40) |               |            |            |            |                        |               |            |            |                         |
| 2                                                                                   | 1080          | 13,18      | 54,10      | 14,84      | √                      | 15,47         | 115,04     | 17,70      | √                       |
| 3                                                                                   | 2300          | 106,28     | 367,24     | 128,07     | √                      | 120,54        | 443,08     | 134,53     | √                       |
| 4                                                                                   | 430           | 11,36      | 40,68      | 11,02      | √                      | 13,79         | 65,17      | 12,21      | √                       |
| 5                                                                                   | 1140          | 77,97      | 570,54     | 93,09      | √                      | 94,61         | 836,59     | 116,04     | √                       |
| 6                                                                                   | 300           | 12,08      | 37,61      | 11,72      | √                      | 13,71         | 52,22      | 13,07      | √                       |
| 7                                                                                   | 770           | 85,20      | 591,20     | 112,18     | √                      | 103,06        | 786,21     | 140,34     | –                       |
| 8                                                                                   | 230           | 8,62       | 26,48      | 9,70       | √                      | 9,65          | 34,73      | 11,27      | √                       |
| 9                                                                                   | 400           | 38,03      | 195,76     | 38,11      | √                      | 43,32         | 235,22     | 46,63      | √                       |
| 10                                                                                  | 184           | 5,74       | 25,72      | 5,96       | √                      | 6,87          | 33,67      | 7,00       | √                       |
| 11                                                                                  | 330           | 26,63      | 153,07     | 32,22      | √                      | 32,45         | 177,10     | 46,15      | √                       |
| 12                                                                                  | 153           | 5,32       | 21,25      | 5,71       | √                      | 6,23          | 27,86      | 6,51       | √                       |
| 13                                                                                  | 210           | 15,55      | 135,28     | 18,08      | √                      | 17,05         | 150,90     | 16,00      | √                       |
| 14                                                                                  | 131           | 3,72       | 19,61      | 4,71       | √                      | 4,32          | 26,33      | 5,50       | √                       |
| 15                                                                                  | 150           | 13,20      | 119,23     | 11,23      | √                      | 17,05         | 150,90     | 16,00      | -                       |
| 16                                                                                  | 115           | 4,60       | 19,15      | 4,60       | √                      | 5,73          | 25,81      | 5,08       | √                       |
| 17                                                                                  | 132           | 20,94      | 100,59     | 27,87      | √                      | 24,18         | 128,54     | 33,44      | √                       |
| 18                                                                                  | 102           | 4,17       | 19,40      | 4,49       | √                      | 5,01          | 25,67      | 5,18       | √                       |
| 19                                                                                  | 118           | 10,34      | 87,77      | 14,99      | √                      | 12,08         | 110,96     | 17,38      | √                       |
| 20                                                                                  | 92            | 4,25       | 20,89      | 4,75       | √                      | 5,33          | 27,28      | 6,03       | √                       |
| 21                                                                                  | 107           | 11,78      | 73,07      | 15,14      | √                      | 14,73         | 88,03      | 21,28      | √                       |
| 22                                                                                  | 84            | 4,51       | 22,55      | 4,21       | √                      | 5,42          | 30,69      | 5,00       | √                       |
| 23                                                                                  | 98            | 15,12      | 66,32      | 19,63      | √                      | 19,84         | 83,83      | 26,06      | √                       |
| 24                                                                                  | 77            | 4,03       | 24,84      | 4,58       | √                      | 5,22          | 33,33      | 5,42       | √                       |
| 25                                                                                  | 90            | 16,40      | 60,79      | 19,24      | √                      | 21,64         | 82,41      | 26,91      | √                       |
| 26                                                                                  | 71            | 4,02       | 27,19      | 4,46       | √                      | 5,29          | 36,05      | 5,90       | √                       |
| 27                                                                                  | 83            | 10,42      | 56,28      | 10,59      | √                      | 15,77         | 79,92      | 14,82      | √                       |
| 28                                                                                  | 66            | 3,89       | 28,79      | 4,32       | √                      | 5,47          | 37,74      | 6,27       | √                       |
| 29                                                                                  | 78            | 10,22      | 56,84      | 13,35      | √                      | 12,87         | 79,08      | 19,38      | –                       |
| 30                                                                                  | 61            | 3,81       | 30,08      | 4,15       | √                      | 5,18          | 39,03      | 5,86       | √                       |
| 31                                                                                  | 73            | 9,48       | 53,80      | 7,85       | √                      | 13,56         | 74,78      | 12,53      | –                       |
| 32                                                                                  | 58            | 3,75       | 31,43      | 4,12       | √                      | 4,84          | 40,90      | 5,99       | √                       |
| 33                                                                                  | 68            | 8,31       | 50,71      | 5,88       | √                      | 10,62         | 71,76      | 9,17       | –                       |
| 34                                                                                  | 54            | 3,37       | 32,12      | 3,73       | √                      | 4,36          | 42,60      | 4,80       | √                       |
| 35                                                                                  | 64            | 10,09      | 48,90      | 7,19       | √                      | 12,76         | 71,42      | 8,58       | –                       |
| 36                                                                                  | 51            | 3,27       | 33,45      | 3,56       | √                      | 4,07          | 44,45      | 4,65       | √                       |
| 37                                                                                  | 61            | 7,16       | 45,06      | 5,80       | √                      | 10,00         | 62,86      | 7,36       | –                       |
| 38                                                                                  | 48            | 3,06       | 34,26      | 3,38       | √                      | 4,07          | 45,53      | 4,18       | √                       |
| 39                                                                                  | 58            | 8,99       | 40,89      | 5,91       | √                      | 11,43         | 63,72      | 6,79       | –                       |
| 40                                                                                  | 46            | 2,95       | 34,52      | 3,27       | √                      | 3,76          | 46,08      | 3,64       | –                       |

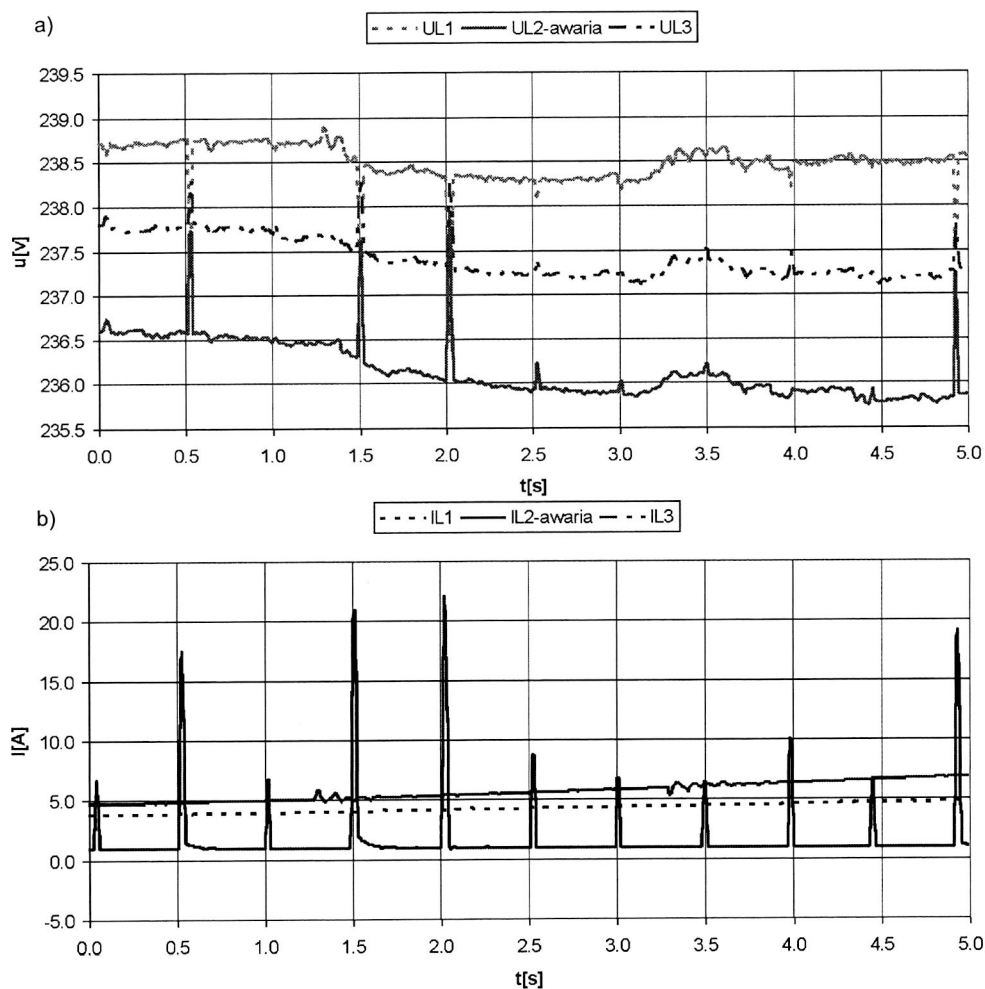


Rys. 5.24. Zmiany zawartości 3 harmonicznej (a), (b) i 5 harmonicznej (c), (d) w napięciu i w prądzie w odniesieniu do mocy wytwarzanej

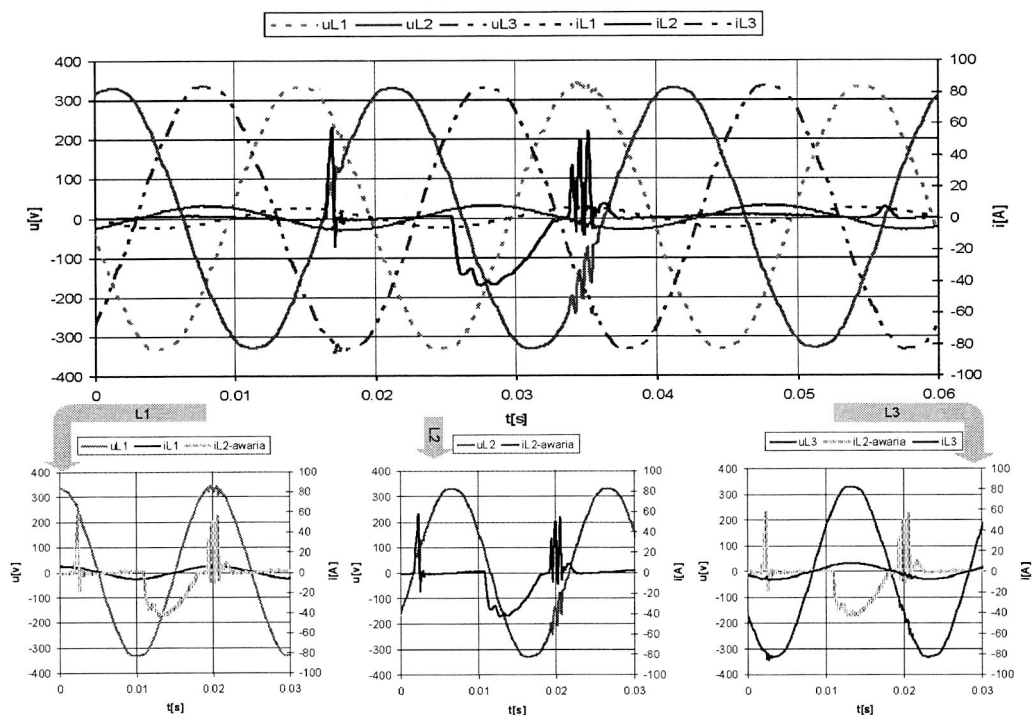
### 5.1.7. Przykład awarii w układzie falownika wyjściowego

Jako przykład możliwych zakłóceń przenoszonych do sieci elektroenergetycznej w wyniku awarii elementów systemu fotowoltaicznego, przedstawiono na rysunku 5.25 i 5.26 charakterystykę zakłócenia wnoszonego do wszystkich faz systemu generacji na skutek awarii w jednej jednostce generacji. W badanym systemie nastąpiła awaria falownika w fazie L2 służącego integracji systemu cienkowarstwowego

z siecią elektroenergetyczną. Na skutek uszkodzenia nie było możliwe przejście systemu fazy L2 na wyższe stopnie generacji, tj. powyżej  $0,2P_{E_{\max}}$ . Jednocześnie efektem zakłóceńowym są silne szybkie zakłócenia impulsowe w prądzie uszkodzonej fazy. Zakłócenia te przenoszą się nie tylko na napięcie fazy uszkodzonej, ale również na pozostałe fazy, powodując szybkie zakłócenia oscylacyjne. Fragmenty przebiegów wartości skutecznej napięć i prądów wyznaczonych algorytmem 10 ms oraz przebiegów oscylacyjnych podczas analizowanego zakłócenia przedstawiono na rysunku 5.25 oraz 5.26.



Rys. 5.25. Wpływ awarii falownika systemu podłączonego do fazy L2 na wartości skuteczne napięć (a) i prądów (b) w badanym systemie fotowoltaicznym



Rys. 5.26. Przebiegi napięć i prądów w badanym systemie fotowoltaicznym podczas awarii falownika systemu podłączonego do fazy L2

### 5.1.8. Podsumowanie

Przedstawiona analiza pracy systemu fotowoltaicznego zawiera propozycję procedury badań odbiorczych systemu generacji pod względem wpływu generacji na wskaźniki jakościowe energii w punkcie przyłączenia. W zaproponowanej metodologii wykorzystuje się klasyczne narzędzia oceny jakości napięcia, rozszerzona jest ona jednak o elementy oceny współzależności parametrów jakościowych z charakterystyką wytwarzania jednostek generacji. Elementem wykraczającym poza standardowe rozwiązania oceny jakości energii jest również ocena udziału emisji harmonicznych w prądzie źródła.

Szczególnie w badanym przypadku rezultat zastosowanej procedury wskazuje na wpływ źródła na pracę sieci w następujących zakresach:

- Regulacja według charakterystyki  $\cos\phi(P)$  wpływa na ograniczenie wzrostu poziomu napięcia wraz ze wzrostem poziomu wytwarzanej mocy. W początkowej fazie krzywej generacji jednostki wytwarzają moc czynną i moc bierną ( $\cos\phi_{ind}$ ) o udziale maksymalnym  $P - Q$  1 kW, 0,1–0,2 kVA. Temu obszarowi pracy to-

warzyszy wzrost poziomu napięcia. Po przekroczeniu poziomu wytwarzania mocy czynnej równego  $0,2P_{E_{\max}}$ , (około 1 kW), następuje ograniczenie wytwarzania mocy biernej w kierunku  $\cos\varphi = 1$ , co skutkuje ograniczaniem wzrostu napięcia. Po przekroczeniu  $0,5P_{E_{\max}}$  (około 2,5 kW) jednostki generacji przechodzą w tryb poboru mocy biernej, tj. pracy w kierunku  $\cos\varphi_{\text{poj}} = 0,95$ , czego efektem jest obniżenie napięcia.

- Szybka zmiana napięcia powstała w wyniku odłączenia źródła nie przekraczała poziomu 3%. Dodatkowo odnotowano łagodny tryb narostu mocy czynnej po podłączeniu źródła do sieci. Moment podłączenia poprzedzony jest synchronizacją z siecią.
- Nastąpiła korelacja zwiększonych wahań napięcia z przełączaniem inwerterów do regulacji w kolejnych stopniach wytwarzania mocy, tj. na poziomach  $0,2P_{E_{\max}}$  oraz  $0,5P_{E_{\max}}$ . Przełączeniom towarzyszą szybkie zmiany napięcia o charakterze zapadów, które jednak ze względu na krótki czas trwania formalnie nie klasyfikują się jako zapady napięcia.
- Zachodzi ścisła korelacja poziomu harmonicznych w prądzie z poziomem mocy wytwarzanej. Dla niskich poziomów mocy, tj.  $P < 0,2P_{E_{\max}}$ , względny udział harmonicznych w prądzie jest znaczący. Wraz ze wzrostem mocy generowanej powyżej poziomu  $P = 0,2P_{E_{\max}}$  obserwuje się poprawę jakości generowanego prądu.
- Dochodzi do pośredniego wpływu na zwiększenie udziału harmonicznych w napięciu w wyniku wzrostu udziału harmonicznych w prądzie w trakcie wytwarzania na niskim poziomie mocy. Przebieg współczynnika udziału harmonicznych w napięciu wskazuje na relatywny wzrost poziomu przy małych mocach generowanych. Należy powiązać to ze znaczącym odkształceniem prądu wpływającego ze źródła przy niskim poziomie generacji, zwłaszcza do poziomu  $P < 0,2P_{E_{\max}}$ . Przepływy odkształconego prądu wywołują na impedancjach sieci spadki napięć o zwiększonych udziałach harmonicznych, czego efektem jest obserwowalne relatywne zwiększenie THDU. Relatywny wzrost oznacza tu wzrost lokalny, który ze względu na niskie wartości prądów poszczególnych harmonicznych przy niskim poziomie generacji jest znacząco niższy, niż średni poziom THDU wynikający z charakteru zniekształceń napięciowych w badanym punkcie sieci.
- Dodatkowym elementem analizy jest wpływ odmiennego usytuowania geograficznego jednego z mikrogeneratorów w stosunku do dwóch pozostałych. W wyniku tego jeden z mikrogeneratorów jest nasłoneczniany z opóźnieniem, czego efektem jakościowym jest wzrost asymetrii napięcia w wyniku nierównomiernego wytwarzania mocy w jednofazowych jednostkach generacji. Efekt ten zauważalny jest zwłaszcza przy wysokich poziomach nasłonecznienia.
- Jako przykład zakłócenia wpływającego na jakościowe parametry pracy punktu przyłączenia podano efekt szybkich zakłóceń impulsowych powstałych w wy-

niku awarii w falowniku jednego z systemów fotowoltaicznych podłączonego do fazy L2. Awaria układu tyrystorowego uniemożliwia przejście falownika w stan generacji na wyższym poziomie mocy, a jednocześnie prądowe zjawiska impulsowe przenoszą się na napięcia fazy uszkodzonej oraz do faz zdrowych w postaci krótkich oscylacji wysokoczęstotliwościowych.

## **5.2. Analiza współpracy farmy wiatrowej z siecią elektroenergetyczną wysokiego napięcia**

Specyficzny charakter pracy elektrowni wiatrowych, zależny od warunków wiatrowych, oraz elastyczne możliwości dopasowania produkcji mocy czynnej i biernej, jakie dają współczesne układy energoelektroniczne, sprawiają, iż integracja farm wiatrowych z krajowym systemem elektroenergetycznym jest tematem aktualnym i rozwijanym. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) oraz Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP) wyodrębniają kilka grup zagadnień związanych ze współpracą farm wiatrowych z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE). Należą do nich: regulacja mocy czynnej, praca przy różnym napięciu i częstotliwości, załączanie do pracy i wyłączanie z sieci, regulacja napięcia i mocy biernej, wymagania dla pracy przy zakłóceniach w sieci, dotrzymywanie standardów jakości energii, koordynacja elektroenergetycznej automatyki zabezpieczeniowej, monitoring i systemy telekomunikacji, testy sprawdzające.

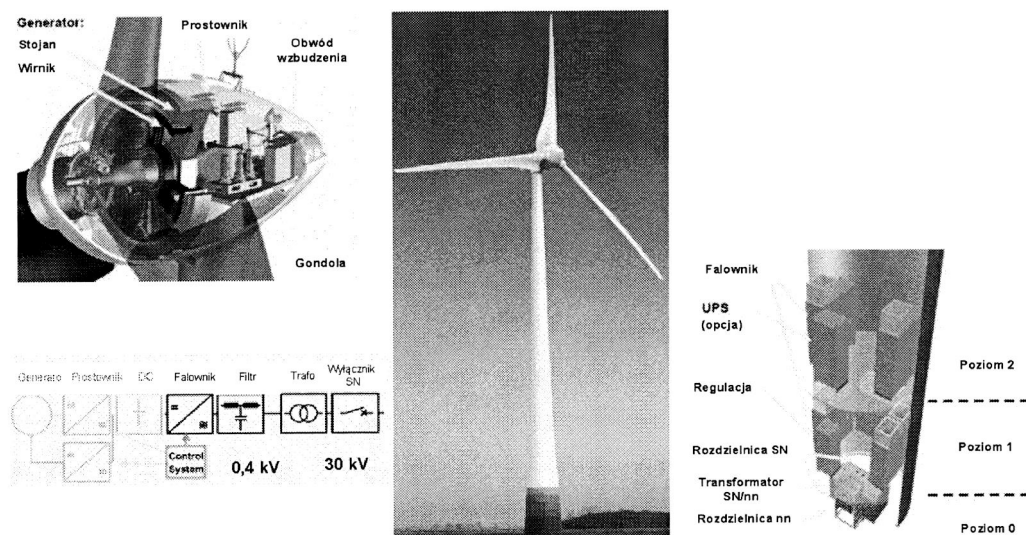
Podrozdział obejmuje tematykę dynamiki pracy farmy wiatrowej w kontekście zdarzeń zakłóceńowych spowodowanych przez sieć. W tym celu dokonano pomiarów dla układu rzeczywistego farmy wiatrowej o mocy 30 MW zasilającej sieć 110 kV w miejscu jej przyłączenia. Wprowadzono analizę teoretyczną technicznych możliwości podtrzymania pracy farmy w warunkach podnapięciowych oraz skonfrontowano ją z wynikami pomiarów dla przypadku pracy farmy w reżimie stałego współczynnika mocy.

Jednocześnie warto podkreślić, że podnoszony w pracy aspekt aktywnego udziału farmy wiatrowej w procesie współpracy z KSE, zarówno jako źródło mocy czynnej, jak i biernej, podąża za omawianymi obecnie najnowszymi kierunkami rozwoju inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Jednym z szeroko omawianych produktów w zakresie wytwarzania są tzw. elektrownie wirtualne, zrzeszające wiele generacji rozproszonych w jeden wspólny system informatyczno-sterujący, skojarzony z chwilowym zapotrzebowaniem na energię oraz udziałem na rynku energii. To pozwoliłoby na tworzenie tzw. klastrów (ang. *clusters*), które w elastyczny sposób mogłyby odpowiadać na dynamiczne zmiany zapotrzebowania mocy lub mieć udział w procesie regulacji pracy systemu czy rezerwowania mocy [56, 137].

### 5.2.1. Charakterystyka badanej farmy wiatrowej

Badaną farmę wiatrową stanowi 15 elektrowni wiatrowych produkcji firmy Enercon GmbH typu E-70 o mocy 2 MW każda. Elektrownie te połączone są wewnętrznymi kablowymi liniami energetycznymi 30 kV. Wraz z niezbędnymi urządzeniami technicznymi stanowią całościowy zespół techniczny służący do produkcji energii elektrycznej o łącznej mocy 30 MW.

Generator pierścieniowy synchroniczny stosowany w elektrowni E-70 jest bezpośrednio napędzany przez wirnik turbiny, osiągając moc znamionową przy prędkości wirnika około 21,5 obr/min i prędkości wiatru 12,7 m/sek. Wyprowadzenie mocy na poziomie 0,4 kV realizuje układ energoelektroniczny WEC (ang. *Wind Energy Converter*) wykorzystujący przekształtnik częstotliwości AC-DC-AC w obwodzie stojana, stanowiąc przykład elastycznego rozwiązania FIC (ang. *Full Converter Interface*). Skojarzenie z wewnętrzną siecią kablową farmy następuje za pomocą transformatora blokowego 30/0,4 kV/kV. Za kontrolę parametrów konwersji odpowiedzialny jest nadrzędny system kontroli Grid Managment System. System ten kontroluje również w szerokim zakresie współpracę elektrowni z systemem zarówno pod względem realizacji wymogów operatorskich, w tym koordynacji zachowania się elektrowni podczas stanów zakłóceńowych, zachowania parametrów jakości energii, jak i możliwości regulacyjnych mocy i częstotliwości, napięcia i mocy biernej [138]. Wizualizacją podstawowych bloków funkcjonalnych elektrowni E-70 jest rysunek 5.27.

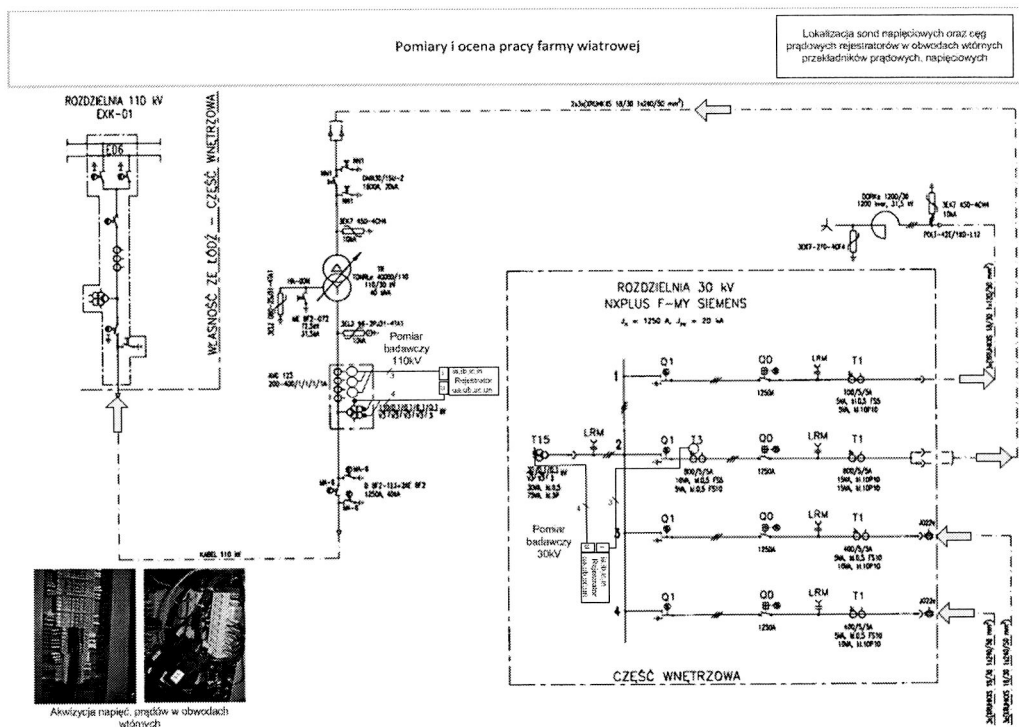


Rys. 5.27. Wizualizacja podstawowych bloków funkcjonalnych elektrowni E-70



Struktura sieci wewnętrznej 30 kV podzielona jest na dwa promienie po 7 oraz 8 elektrowni E-70, przy czym w każdym promieniu istnieje jedna elektrownia wyposażona dodatkowo w układ statycznej kompensacji mocy biernej STATCOM (ang. *Static Compensator*). W rozdzielni 30 kV zainstalowano regulowany dławik kompensacyjny SN.

Farma przyłączona jest do sieci dystrybucyjnej 110 kV linią kablową do Głównego Punktu Zasilającego (GPZu) Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) [103]. Farmę nie obejmuje regulacja nadrzędna w ramach automatyki stacyjnej, tzn. automatycznej regulacji napięcia i mocy biernej w węźle wytwórczym (ARNE – Automatematyczna Regulacja Napięcia Elektrowni) oraz automatycznej regulacji napięcia w sieci wykorzystującej regulację napięcia transformatora (ARST – Automatematyczna Regulacja Stacji Transformatorowej). Dodatkowo szczególne położenie farmy w pobliżu dużej klasycznej elektrowni sprawia, iż warunki sieciowe należy uznać za sztywne i w dużej mierze wymuszane pracą elektrowni systemowej.



Rys. 5.28. Przyłączenie badanej farmy wiatrowej do systemu oraz lokalizacja układów pomiarowych

Pomiary wykonano w obwodach wtórnych przekładników napięciowych i prądowych strony wysokiej transformatora sieciowego 110 kV (wyprowadzenie mocy do systemu) oraz dodatkowo w polu odpływu kablowego rozdzielni 30 kV łączącej rozdzielnię 30 kV ze stroną wtórną transformatora 110/30 kV/kV. Rejestracji dokonano za



pomocą urządzeń klasy A, skonfigurowanych do zapisu ciągłego danych z uśrednianiem 1 min, 10 min, 15 min oraz wartości skutecznych 200 ms z wykorzystaniem algorytmu półokresowego. Dodatkowo wyzwalano rejestrację zapisów oscyloskopowych sygnałów napięć i prądów podczas zdarzeń dynamicznych. Lokalizację punktów pomiarowych na schemacie wyprowadzenia mocy z farmy przedstawiono na rysunku 5.28.

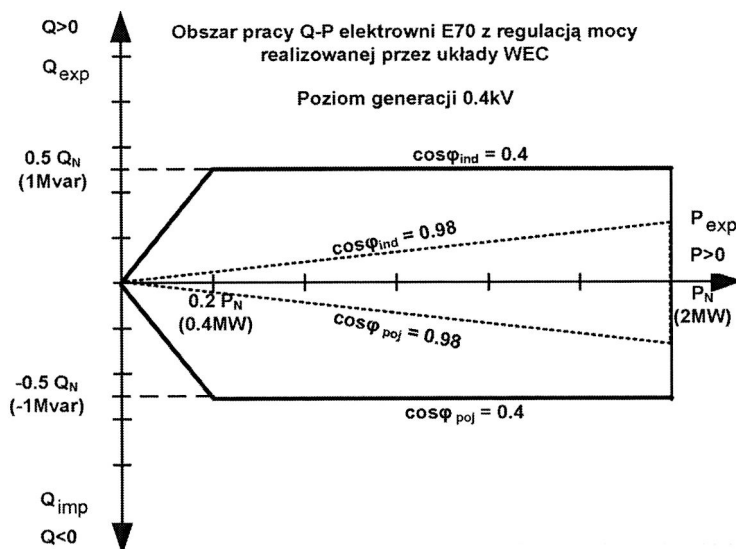
### 5.2.2. Analiza możliwości regulacyjnych mocy farmy

W pracy poszczególne elektrownie i farmy wiatrowe traktowane są jako źródła mocy czynnej i biernej, dodatnie wartości przyjmuje się, kiedy moc jest wyprowadzana z elektrowni (farmy) do systemu (eksport), a wartości ujemne, kiedy jest ona z systemu pobierana (import). Podobne cechy wyraża znak współczynników mocy  $\cos\varphi$  lub  $\operatorname{tg}\varphi$ , tj. oddawanie energii czynnej i biernej do systemu określane jest za pomocą  $\cos\varphi > 0$  oraz  $\operatorname{tg}\varphi > 0$  (odpowiednikiem takiego trybu pracy jest spotykany w literaturze  $\cos\varphi_{\text{ind}}$ ). Pobieranie energii biernej z systemu przy jednoczesnej produkcji mocy czynnej oznacza  $\cos\varphi > 0$  oraz  $\operatorname{tg}\varphi < 0$  (odpowiednikiem tego trybu pracy jest stosowany w literaturze  $\cos\varphi_{\text{poj}}$ ). Dodatni znak mocy biernej przyporządkowano również źródłom mocy biernej pojemnościowej, reprezentowanej przez kablową sieć wewnętrzną, którą można traktować jako źródło mocy biernej. Ujemny znak mocy biernej przyporządkowano mocy biernej indukcyjnej dławika kompensacyjnego SN i stratom mocy biernej w transformatorach blokowych i sieciowych.

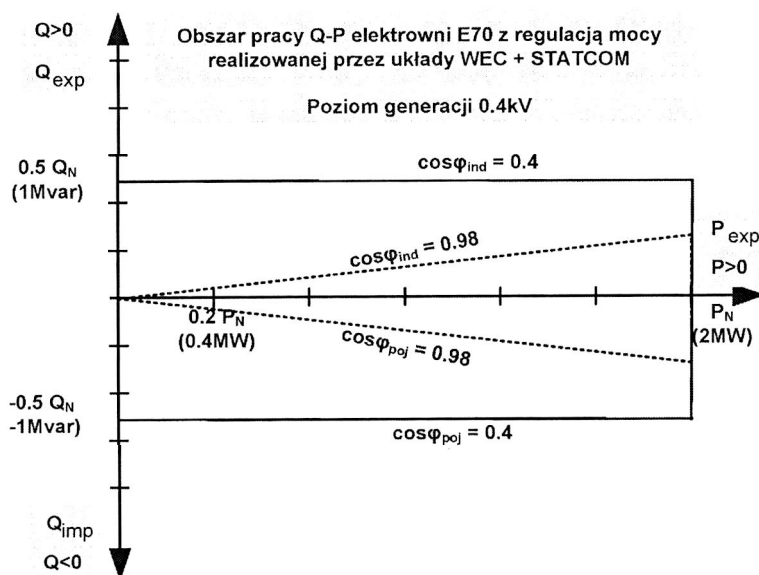
Należy również podkreślić, że badana farma przyłączona jest do węzła 110 kV znajdującego się blisko dużej elektrowni klasycznej z generatorami synchronicznymi. Wspólny punkt przyłączenia (PCC) jest tzw. sztywnym węzłem systemu o dużej wartości mocy zwarciowej. Ze względu na statyczne warunki napięciowe zaniechano regulacji automatycznej napięcia transformatora sieciowego. W czasie okresu pomiarowego nie nastąpiła zmiana pozycji zaczepów transformatora i wpływ regulacji napięcia transformatora pominięto w analizie.

Analizę teoretyczną możliwości regulacyjnych mocy biernej farmy należy rozpocząć od omówienia możliwości regulacyjnych poszczególnych elektrowni farmy. Możliwości regulacyjne mocy biernej (ang. *Reactive Power Capability*) zależą od przyjętej strategii regulacji, tzn. poszczególne elektrownie mogą pracować z możliwością regulacji współczynnika mocy  $\cos\varphi$  lub w trybie pracy stałego współczynnika mocy  $\cos\varphi$ . W drugim przypadku nie istnieje możliwość regulacji mocy biernej. Spośród 15 elektrowni 13 wykorzystuje charakterystyczną budowę generatora synchronicznego elektrowni Enercon E-70 oraz cechy układu WEC (ang. *Wind Energy Converter*). Realizacja układu WEC oparta jest na układzie energoelektronicznym realizującym integrację z siecią elektroenergetyczną poprzez przekształcenie wolnozmiennej generacji pierwotnej na prąd stały i ponowne na prąd zmienny, co z punktu widzenia układów integracji elektrowni wiatrowej z siecią znane jest jako rozwiązanie

FCI (ang. *Full Converted Interface*). Dzięki temu możliwe jest elastyczne dopasowanie do wymogów współpracy z siecią, co nosi znamiona układu FACTS (ang. *Flexible AC Transmission Systems*) [26, 33, 81]. Elastyczność tego rozwiązania wyraża się również przez możliwość regulacji mocy biernej w szerokim zakresie, limitowane jednak poziomem produkcji mocy czynnej oraz przyjętym zakresem regulacji współczynnika mocy  $\cos\varphi$ . Zakres możliwości regulacyjnych przedstawiają tzw. obszary pracy elektrowni w układzie współrzędnych  $Q$ - $P$  [29, 45, 46, 70]. Obszar ten należy rozumieć jako „siatkę” charakterystyk odpowiadających danemu współczynnikowi mocy. W przypadku strategii aktywnej regulacji mocy biernej następuje „przechodzenie” pomiędzy poszczególnymi charakterystykami. Natomiast przyjmując pracę w trybie stałego współczynnika mocy, np.  $\cos\varphi = 0,98$ , punkt pracy elektrowni przenosi się tylko po jednej charakterystyce i nie ma możliwości aktywnej regulacji mocy biernej. Zgodnie z danymi producenta i danymi zawartymi w literaturze przedmiotu [32, 33, 81, 138], obszar dopuszczalnych stanów pracy E-70 w układzie WEC, widzianych na poziomie generacji 0,4 kV ilustruje rysunek 5.29. Obserwując możliwości regulacyjne E-70 na poziomie generacji, warto zauważyć, że silnie zależą one od przyjętego współczynnika mocy. Dla granicznej wartości  $\cos\varphi = 0,4$  ( $\tan\varphi = 2,3$ ) i powyżej 0,2 mocy znamionowej elektrowni uzyskuje się możliwość sterowania mocą bierną do  $0,5P_N$  (Mvar) niezależnie od poziomu generacji mocy czynnej. Natomiast dla  $\cos\varphi = \pm 0,98$  ( $\tan\varphi = \pm 0,2$ ) możliwości eksportu lub importu mocy biernej silnie zależą od poziomu generacji mocy czynnej. Tak więc praca, gdy współczynnik mocy jest wysoki, ogranicza możliwości regulacji mocy biernej.



Rys. 5.29. Możliwe obszary pracy E-70 w układzie WEC widziane na poziomie generacji 0,4 kV



Rys. 5.30. Możliwe obszary pracy E-70 w układzie WEC+STATCOM widziane na poziomie generacji 0,4 kV

W każdym promieniu sieci wewnętrznej 30 kV badanej farmy wiatrowej znajduje się jedna elektrownia E70 wyposażona dodatkowo w układy statycznej kompensacji mocy biernej STATCOM. Podstawową zaletą tego układu jest dostępność mocy biernej o charakterze zarówno generacji, jak i poboru niezależnie od prędkości wiatru, tzn. niezależnie od poziomu produkcji mocy czynnej. Dostępność mocy biernej dla tych układów jest w zakresie  $+0,5P_N \div -0,5P_N$ , tj.  $+1 \text{ Mvar} \div -1 \text{ Mvar}$ . Obszar dopuszczalnych stanów pracy E-70 w układzie WEC+STATCOM, widziane na poziomie generacji 0,4 kV pokazano na rysunku 5.30.

Chcąc uzyskać obraz możliwości regulacji mocy biernej całej farmy, należy wziąć pod uwagę:

- charakterystyki  $Q-P$  poszczególnych elektrowni,
- wpływ strat mocy w transformatorze blokowym,
- wpływ pojemności wewnętrznej sieci kablowej 30 kV,
- wpływ kompensacji mocy przez dławik kompensacyjny 30 kV,
- wpływ strat mocy w transformatorze sieciowym.

Wpływ wymienionych elementów przedstawiono na rysunku 5.31. Dla uproszczenia przyjęto jednakowe charakterystyki wszystkich elektrowni farmy w układzie WEC, stąd kształt obszaru dopuszczalnych stanów pracy farmy jest taki sam, jak pojedynczej elektrowni pracującej w konfiguracji jak na rysunku 5.29, lecz przeskalowany do wartości nominalnych  $P_{FW}$ , tj. 30 MW (rys. 5.31a). W transformatorach blo-

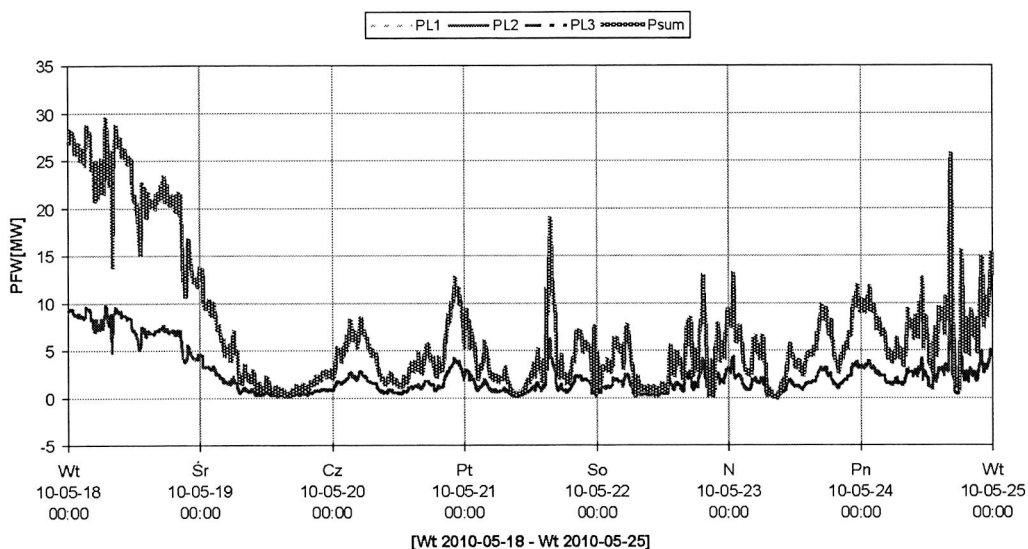


kowych 30/0,4 kV/kV występują straty mocy czynnej i biernej, zaś sieć kablowa stanowi głównie źródło mocy biernej. Efektem tego jest zakrzywienie obszaru dopuszczalnych stanów pracy i „podniesienie” ku dodatnim wartościom mocy biernej, głównie ze względu na efekt mocy biernej pojemnościowej, oraz ograniczenie generacji mocy czynnej (rys. 5.31b). W przypadku braku dodatkowej kompensacji i jednocześnie pojawienia się nadmiernie wysokiego napięcia w węźle przyłączeniowym należałoby rozważyć problem warunków napięciowych w sieci wewnętrznej oraz pojawienia się niedopuszczalnego wzrostu napięcia na zaciskach generatorów. Rozdzielnia 30 kV farmy wyposażona jest dodatkowo w regulowany dławik kompensacyjny, konsumujący moc bierną sieci wewnętrznej. Na skutek kompensacji mocy biernej następuje obniżenie obszaru dopuszczalnych stanów pracy (rys. 5.31c). Ostatecznie obszar  $Q$ – $P$  możliwości regulacyjnych mocy farmy widziany od strony systemu ograniczają straty mocy czynnej i biernej w transformatorze sieciowym (rys. 5.31d).

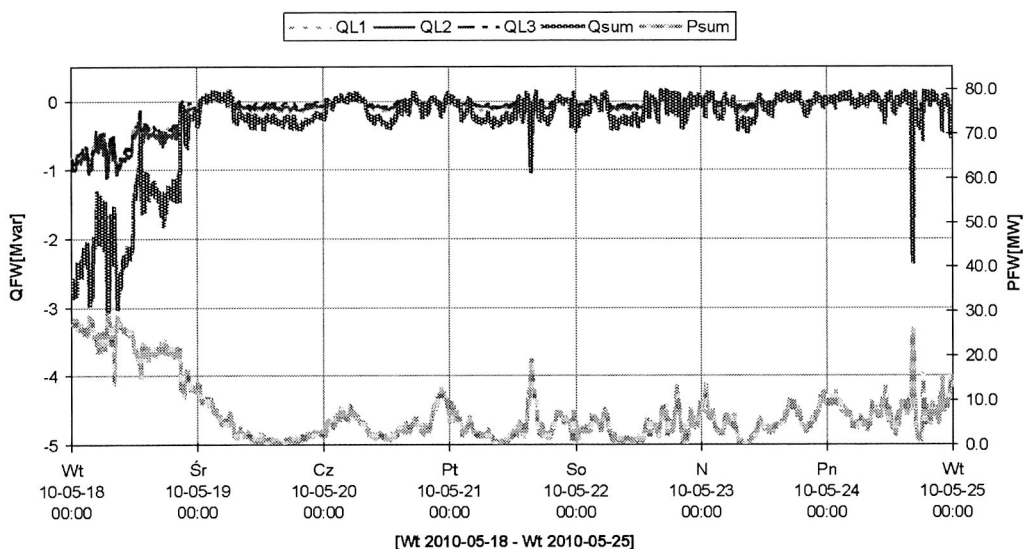
Podsumowując przedstawioną analizę możliwości regulacyjnych farmy wiatrowej, można wyodrębnić najważniejsze czynniki:

- W rozwiązaniu WEC opartym na konwersji AC-DC-AC istnieje ograniczenie możliwości uzyskania mocy biernej dla małych prędkości wiatru, tzn. poziomów generacji mocy czynnej do  $0,2P_N$ .
- Ograniczenie to nie występuje w specjalnej konfiguracji WEC+STATCOM, gdzie możliwości sterowania mocą bierną nie zależą od generacji mocy czynnej.
- Należy zwrócić uwagę, że podawane maksymalne możliwości regulacyjne mocy biernej (ang. *Maximum Reactive Power Capability*)  $+0,5P_{FW} \div -0,5P_{FW}$ , czyli około  $+15 \text{ Mvar} \div -15 \text{ Mvar}$ , dotyczą pracy farmy na poziomie generacji 0,4 kV przy niskim współczynniku mocy  $\cos\varphi_{\text{ind}} = 0,4$  oraz  $\cos\varphi_{\text{poj}} = 0,4$ , czyli  $\text{tg}\varphi = \pm 2,3$ .
- Praca przy wysokich wartościach współczynnika mocy  $\cos\varphi$ , np. 0,98, bardzo silnie ogranicza zakres regulacji mocy biernej w całym zakresie produkcji mocy czynnej (nawet do 20% wartości znamionowych). Ponadto rozważając możliwości regulacji od strony wspólnego punktu przyłączenia 110 kV, należy dodatkowo uwzględnić wpływ poszczególnych elementów wyprowadzenia mocy, tj. transformatorów blokowych, pojemności linii kablowych, konsumpcji mocy biernej przez dławik kompensacyjny oraz transformatora sieciowego. Efektem tego jest bardzo silne ograniczenie faktycznych możliwości regulacyjnych mocy biernej.

W przypadku strategii pracy farmy wiatrowej ze stałym współczynnikiem mocy, obszar pracy  $Q$ – $P$  redukuje się do pojedynczej charakterystyki  $Q = f(P)$ . Badana farma wiatrowa pracuje w takim właśnie reżimie, a pełne możliwości regulacyjne nie są obecnie wykorzystane. Przedstawiona analiza teoretyczna ma na celu ilustrację moż-



Rys. 5.32. Przebiegi mocy czynnej farmy wiatrowej 30 MW w PCC 110 kV na podstawie zbioru tygodniowych pomiarów mocy z czasem uśredniania 10 min

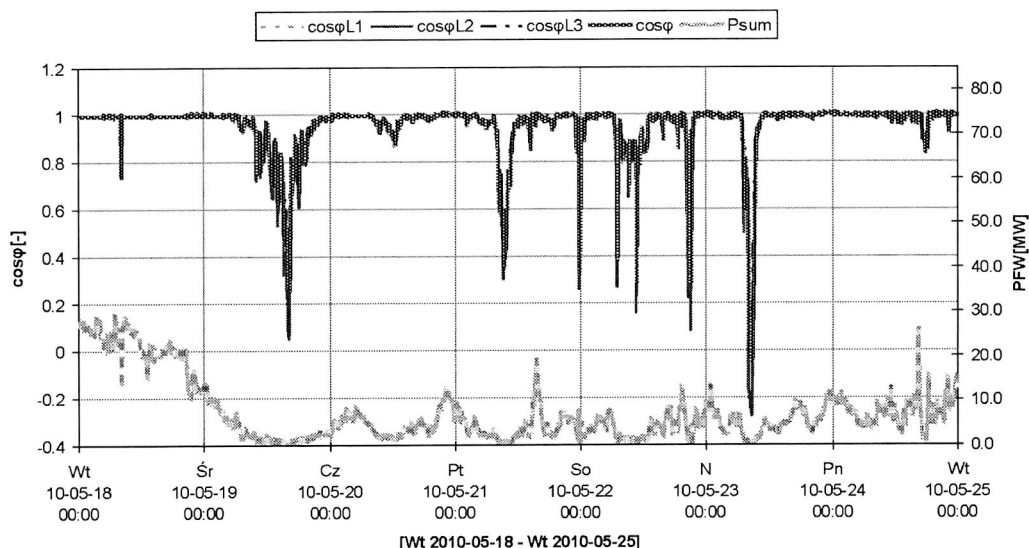


Rys. 5.33. Przebiegi mocy biernej farmy wiatrowej 30 MW w PCC 110 kV z odniesieniem do mocy czynnej na podstawie zbioru tygodniowych pomiarów mocy z czasem uśredniania 10 min

liwości regulacyjnych ze względu na szeroko omawiany obecnie aspekt udziału farm wiatrowych w procesie dostarczania mocy biernej do systemu.

Zaprezentowano zarejestrowane pomiary mocy czynnej, biernej oraz współczynników mocy  $\cos\varphi$  oraz  $\tan\varphi$  badanej farmy we wspólnym punkcie przyłączenia PCC po stronie wysokiej transformatora 110 kV na podstawie tygodniowych pomiarów rzeczywistych. Wybrano interwał uśredniania 10 min. Otrzymane dane 1008 punktów ( $P$ ,  $Q$ ) posłużyły następnie jako współrzędne do oceny rzeczywistej charakterystyki  $Q = f(P)$  farmy we wspólnym punkcie przyłączenia PCC 110 kV. Dla porównania dołączono również rzeczywistą charakterystykę  $Q = f(P)$  w punkcie przyłączenia PC 30 kV. Zamieszczone wyniki przedstawiają odpowiednio:

- tygodniowy trend mocy czynnej farmy (rys. 5.32),
- tygodniowy trend mocy biernej farmy (rys. 5.33),
- tygodniowy trend współczynnika mocy  $\cos\varphi$  farmy (rys. 5.34),

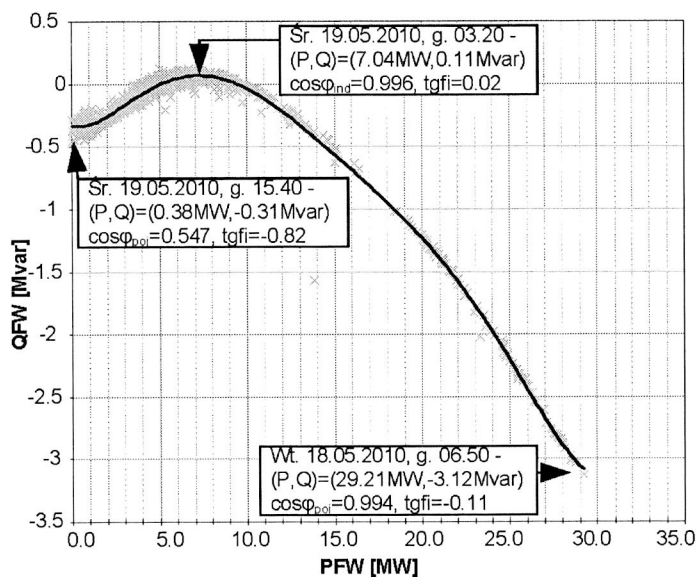


Rys. 5.34. Przebiegi współczynnika mocy  $\cos\varphi$  farmy 30 MW w PCC 110 kV z odniesieniem do mocy czynnej na podstawie zbioru tygodniowych pomiarów mocy z czasem uśredniania 10 min

Prezentowane wyniki pomiarów mocy czynnej i biernej badanej farmy wykorzystano jako 1008 współrzędnych ( $P$ ,  $Q$ ) do utworzenia rzeczywistej charakterystyki  $Q = f(P)$  farmy we wspólnym punkcie przyłączenia PCC 110 kV. Następnie sklasyfikowano przedziały ( $P$ ,  $Q$ ) ze względu na wzajemne relacje poziomów produkcji mocy czynnej ze względu na poziom produkcji i konsumpcji mocy biernej. Wykonane przekroje charakterystyki rzeczywistej  $Q = f(P)$  wskazują, że farma przez 75% ze 100% czasu w ciągu całego tygodnia produkuje moc czynną i pobiera moc bierną indukcyjną z sieci, z czego:

- 56% ze 100% czasu (94 h ze 168 h całego tygodnia) w zakresie „niskich” mocy, tj. średnio do 5 MW,
- 19% ze 100% czasu (32 h ze 168 h całego tygodnia) w zakresie mocy „wysokich”, tj. średnio od 10–29 MW.

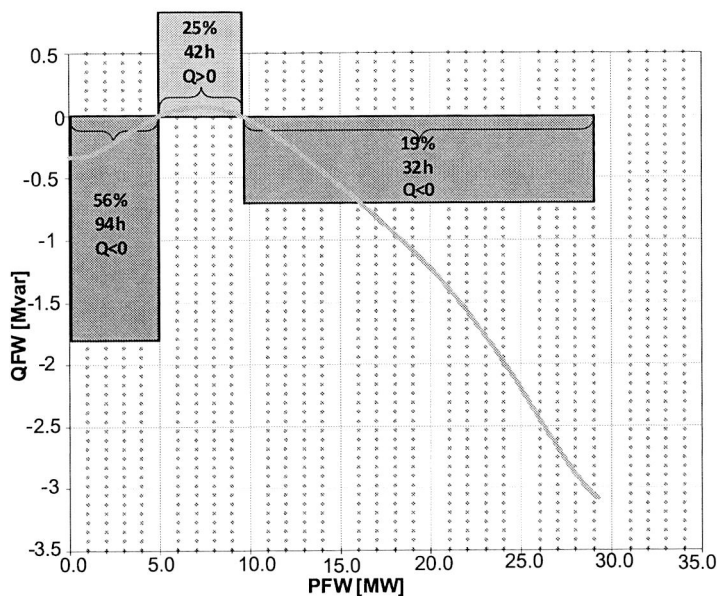
Przez pozostałe 25% czasu w ciągu całego tygodnia (42 h) farma pracuje jako źródło mocy czynnej i biernej, w zakresie mocy „średnich”, tj. średnio 5–10 MW. Omawianą ocenę zilustrowano na rysunkach 5.35 oraz 5.36.



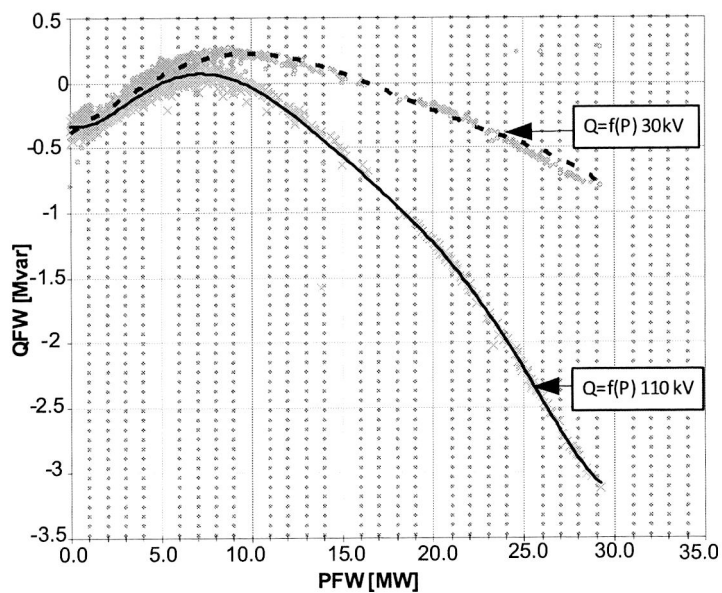
Rys. 5.35. Rzeczywista charakterystyka regulacji mocy  $Q = f(P)$  farmy 30 MW w PCC 110 kV na podstawie zbioru tygodniowych pomiarów mocy z czasem uśredniania 10 min

Pomiary obejmowały pole transformatora (110 kV), a więc punkt przyłączenia do sieci, oraz pole kablowe sieci wewnętrznej (30 kV farmy). W nawiązaniu do przedstawionej analizy teoretycznej możliwości regulacji mocy biernej badanej farmy (por. rys. 5.31), możliwa jest również ocena udziału dławika kompensacyjnego i wpływu transformatora sieciowego na rzeczywiste charakterystyki regulacyjne farmy w punkcie przyłączenia. W tym celu porównano rzeczywiste charakterystyki farmy  $Q = f(P)$  na poziomie 30 kV (bez udziału dławika kompensacyjnego) i 110 kV (w punkcie PCC). Wizualizację omawianego porównania przedstawia rysunek 5.37. Widoczne jest przekompensowanie w kierunku poboru mocy biernej wprowadzane głównie przez dławik kompensacyjny i impedancję transformatora sieciowego.





Rys. 5.36. Przekroje rzeczywistej charakterystyki  $Q = f(P)$  farmy w PCC 110 kV na podstawie zbioru tygodniowych pomiarów mocy z czasem uśredniania 10 min



Rys. 5.37. Wpływ dławika kompensacyjnego oraz impedancji transformatora sieciowego na rzeczywistą charakterystykę  $Q = f(P)$  farmy 30 MW w PCC 110 kV z odniesieniem do poziomu wewnętrznej sieci kablowej 30 kV

### 5.2.3. Ocena pracy farmy w warunkach podnapięciowych

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) pracuje w ramach europejskiej sieci operatorów elektroenergetycznych systemów przesyłowych ENTSO-E (ang. *European Network of Transmission System Operators for Electricity*), którego członkiem z szóstą siłą głosu, spośród 41 operatorów z 34 krajów, jest PSE Operator SA [28]. Organizacja skonsolidowała dotychczasowe struktury ETSO (ang. *European Transmission System Operators*) i UCTE (ang. *Union for the Coordination of the Transmission of Electricity*) oraz regionalne stowarzyszenia operatorskie krajów skandynawskich, krajów bałtyckich, Wielkiej Brytanii i Irlandii. Jako jedna organizacja zrzeszająca operatorów elektroenergetycznych systemów przesyłowych ENTSO-E współpracuje z agencją współpracy urzędów regulacji energetyki ACER (ang. *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*). Główne zadania ENTSO-E skupiają się na zapewnieniu niezawodnej pracy systemów wchodzących w skład organizacji, optymalnego rozwoju połączonego systemu przesyłowego oraz bezpieczeństwa energetycznego [28, 134–136].

W obszarze rozwoju systemu podjęto prace nad stworzeniem kodeksu sieciowego ENTSO-E w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci elektroenergetycznej. Prace rozpoczęły się w 2010 roku po wydaniu przez ERGEG (ang. *European Regulators Group for Electricity and Gas*) założeń do zasad przyłączania do sieci elektroenergetycznej (ang. *Pilot Framework Guidelines on Electricity Grid Connection Guideline*) [90]. Efektem przystąpienia ENTSO-E do prac nad tym dokumentem była pierwsza wersja dokumentu wydanego w 2010 roku pod nazwą *Pilot Network code for requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* [91] oraz dodatkowe opracowanie poświęcone zagadnieniom stabilności systemowej *Technical background and recommendation for defence plans in the Continental Europe synchronous area* [92]. Jednocześnie w marcu 2011 roku Komisja Europejska podjęła decyzję o przejęciu przez ACER zakresu działalności ERGEG, a ENTSO-E otrzymało zlecenie opracowania wiążącego kodu sieciowego w zakresie przyłączania wytwórców do sieci elektroenergetycznych. W marcu 2011 roku ENTSO-E wydało drugą wersję pilotażowego dokumentu o nazwie *ENTSO-E Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* [93]. Formalny proces zatwierdzania dokumentu rozpoczęła wszczęta przez ACER w marcu 2011 roku procedura publicznych konsultacji. W maju oraz październiku 2011 roku ENTSO-E opublikowało odpowiedzi na zgłaszane uwagi w ramach przeprowadzonych przez ACER publicznych konsultacji (*ENTSO-E Response to ACER consultation: Framework Guidelines on Electricity Grid Connections*). Jednocześnie w lipcu 2011 roku ENTSO-E udostępniło wyniki rozmów i odpowiedzi na najczęściej zadawane pytania operatorów systemów przesyłowych, omawiane

podczas spotkań roboczych operatorów nad opracowaną wersją kodeksu sieciowego *Pilot network code for requirements for grid connection applicable to all generators: Assessment of stakeholder comments*. W nawiązaniu do rozmów podjętych w listopadzie 2011 roku ENTSO-E wydało aktualizację dokumentu ENTSO-E *Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* [94]. Od stycznia do marca 2012 roku kodeks ten był poddawany publicznej konsultacji, a następnie został przedłożony ACER jako *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (RfG)* [95]. Agencja w kwietniu 2013 roku wydała pozytywną opinię na temat nowego dokumentu kodeksu sieciowego.

Zapisy kodeksu sieciowego ENTSO-E mogą mieć znaczący wpływ na przyszły kształt wymogów w krajowych Instrukcjach Ruchu: Eksploatacji Sieci Przesyłowych i Dystrybucyjnych, zwłaszcza w zakresie wymagań dotyczących współpracy jednostek generacji z siecią. Jednym z omawianych wymogów dla jednostek wytwórczych jest podtrzymanie współpracy z siecią w przypadku krótkich zapadów napięcia wywołanych zwarciami w systemie elektroenergetycznym [69]. Wymóg ten jest relatywnie nowym zagadnieniem i powszechnie znanym jako profile FRT (ang. *Fault Ride Through*), co w wolnym tłumaczeniu na język polski może oznaczać „przeżyć zwarcie” lub „pokonać zakłócenia zwarciove”. W większości krajów FRT jest określone kodeksach sieciowych za pomocą profilu napięciowego  $U(t)$ , ze wskazaniem poziomów napięć, przy których musi być podtrzymana współpraca jednostki z siecią. Początkowo zasada FRT była opisana tylko w kodeksach sieciowych na poziomie transmisyjnym i dotyczyła jedynie farm wiatrowych. Dopiero później, ze względu na dużą penetrację generacji rozproszonej w sieciach dystrybucyjnych, zaszła potrzeba zaadaptowania tej metody na niższe poziomy napięć.

Wprowadzany przez ENTSO-E kodeks sieciowy przyłączania jednostek wytwórczych definiuje podział jednostek wytwórczych ze względu na wartość napięcia w punkcie przyłączenia oraz moc osiągalną [93–95]. Kategoryzacja jednostek dla Europy jest następująca (por. także tab. 5.3):

- Typ A – jeśli jednostka przyłączona jest do sieci poniżej 110 kV i moc osiągalna wynosi 400 W lub więcej;
- Typ B – jeśli jednostka przyłączona jest do sieci poniżej 110 kV i moc osiągalna wynosi 100 kW lub więcej;
- Typ C – jeśli jednostka przyłączona jest do sieci poniżej 110 kV i moc osiągalna wynosi 10 MW lub więcej;
- Typ D – jeśli punkt przyłączenia jednostki jest na poziomie 110 kV i powyżej.

Wprowadzona kategoryzacja nie podejmuje podziału ze względu na technologie wytwarzania, tzn. dotyczy zarówno jednostek konwencjonalnych, węglowych, gazowych, wodnych (ang. *Synchronous Generating Unit*), jak i farm wiatrowych czy fotowoltaicznych (ang. *Power Park Module*). Farmom wiatrowym morskim przypisano kategorię D.

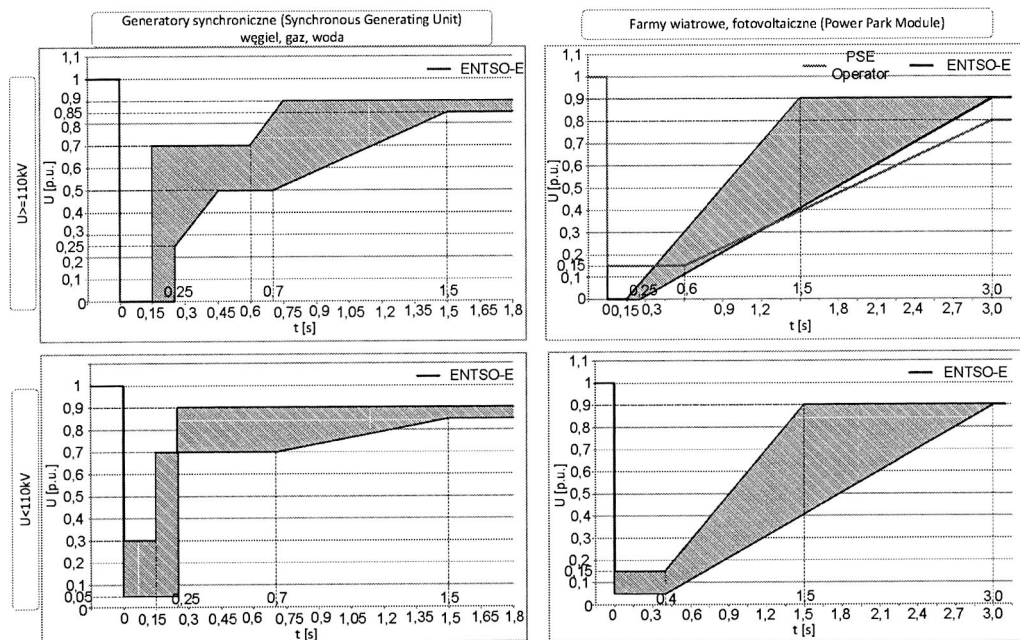
Tabela 5.3. Kategoryzacja jednostek wytwórczych wg ENTSO-E

| Napięcie w PCC          | Moc osiągalna         | Kategoryzacja jednostki wg ENTSO-E |
|-------------------------|-----------------------|------------------------------------|
| $U < 110 \text{ kV}$    | $\geq 0.4 \text{ kW}$ | A                                  |
|                         | $\geq 100 \text{ kW}$ | B                                  |
|                         | $\geq 10 \text{ MW}$  | C                                  |
| $U \geq 110 \text{ kV}$ | –                     | D                                  |

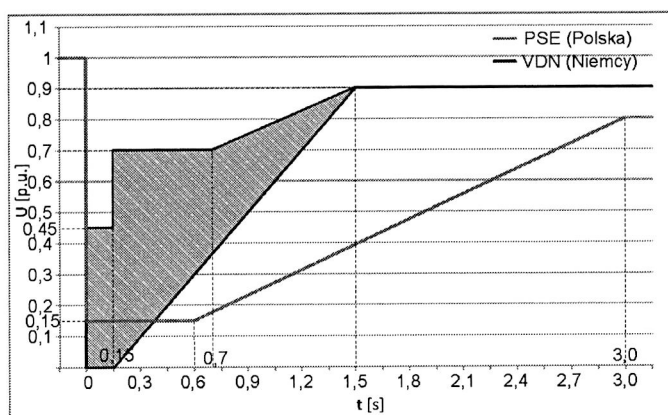
Dla poszczególnych kategorii kodeks sieciowy ENTSO-E opisuje szereg wymagań ogólnych i szczegółowych dla wytwarzania konwencjonalnego oraz źródeł z grupy farm wiatrowych i fotowoltaicznych. W dokumencie definiowane są profile FRT dla źródeł wytwarzania we wszystkich kategoriach, w tym przyłączonych do sieci poniżej 110 kV, osobno dla wytwarzania z wykorzystaniem generatorów synchronicznych i farm. Te propozycje wyprzedzają obecnie obowiązujące przepisy w tym zakresie, zawarte w krajowych instrukcjach ruchu, gdzie określa się wymogi podtrzymania, w warunkach zwarć występujących w sieci jedynie dla farm wiatrowych i to przyłączonych na poziomie 110 kV i wyższym [102]. Brak jest obecnie w zapisach KSE definicji profile podtrzymania pracy dla poziomów napięć niższych niż 110 kV oraz dla technologii wytwarzania innych niż farmy wiatrowe. Jak pokazuje przedstawione na rysunku 5.38 zestawienie charakterystyk podtrzymania proponowanych przez ENTSO-E, dla różnych kategorii jednostek z uwzględnieniem technologii wytwarzania, brak jest obecnie przyjętych podobnych wymogów ze strony KSE. Możliwe jest jedynie porównanie wymogów FRT w zakresie farm wiatrowych przyłączonych na napięcie 110 kV i wyższe, które wskazuje na różnice w wymaganiach stawianych obecnie przez operatora w porównaniu do rekomendacji ENTSO-E. Operator krajowy nie dopuszcza pracy farmy przy całkowitym zaniku napięcia, a jedynie do poziomu 15% napięcia znamionowego. W przypadku płytszych zapadów napięcia, tj. do poziomu 30% napięcia znamionowego operator krajowy zezwala na dłuższą pracę jednostki wytwórczej niż określono w kodeksie sieciowym ENTSO-E. Ponadto górna granica dla wymogów krajowych jest na poziomie 80, a nie 90% napięcia znamionowego jak w przypadku ENTSO-E.

W krajach, w których generacja rozproszona ma wysoki udział w sektorze energetycznym kodeksy sieciowe uwzględniają i różnicują jednostki wytwórcze w zależności od zastosowanej technologii i poziomu napięcia w punkcie przyłączenia. Niemcy były jednym z pierwszych krajów, które na podstawie kodeksów sieciowych sieci przesyłowych wprowadziły i zaadaptowały wymagania podtrzymania pracy jednostek wytwórczych do kodeksów sieciowych na poziomie dystrybucyjnym [83, 120]. Widoczna jest pewna analogia do kategoryzacji jednostek wprowadzonych w ENTSO-E. W niemieckich kodeksach sieciowych definiuje się dwa typy jednostek: jednostki wytwórcze typu-1 (generator synchroniczny przyłączony jest do sieci bezpośrednio, tj. przez transformator) oraz jednostki wytwórcze typu-2 (obejmuje wszystkie inne jednostki wytwórcze, np. panele fotowoltaiczne).

Dodatkowo profile podtrzymania w warunkach podnapięciowych od zwarć w sieci zależą od poziomu napięcia. Na rysunku 5.39 porównano granice profili podtrzymania  $U(t)$  dla ENTSO-E, VDN oraz PSE Operator S.A. w zakresie wymagań dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci na poziomie 110 kV i wyższym.

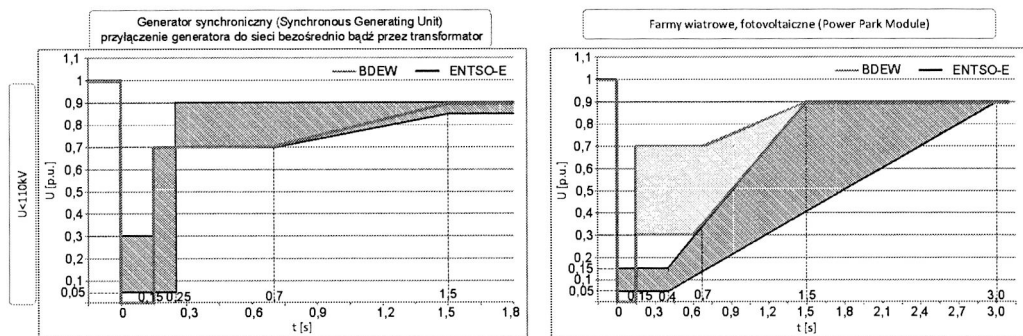


Rys. 5.38. Granice profilu napięciowego FRT wg ENTSO-E na różnych poziomach napięć i technologi wytwarzania z porównaniem do zapisów w KSE dla farm wiatrowych powyżej 110 kV



Rys. 5.39. Porównanie granic profilu napięciowego FRT dla farm wiatrowych na poziomie 110 kV i wyżej wg ENTSO-E, VDN oraz PSE Operator SA

Dolna granica obszaru podtrzymania  $U(t)$  w sieci niemieckiej odpowiada górnej granicy obecnie rekomendowanego obszaru ENTSO-E. A zatem już dzisiaj sieć przesyłowa Niemiec dokładnie spełnia wymagania podtrzymania dla farm wiatrowych w systemie połączonym. W przypadku charakterystyki dla krajowej sieci przesyłowej będzie konieczna modyfikacja w celu dopuszczenia ciągłości pracy nawet przy krótkim zaniku napięcia (do 150 ms) oraz zwiększenia nachylenia charakterystyki do pułapu 90% napięcia zasilającego.



Rys. 5.40. Porównanie granic profilu napięciowego FRT dla sieci dystrybucyjnych poniżej 110 kV wg ENTSO-E oraz BDEW

W przypadku Niemiec możliwe jest również porównanie rekomendacji ENTSO-E w zakresie FRT na poziomie napięć niższych niż 110 kV, a więc w ramach kompetencji operatora systemu dystrybucyjnego. Na rysunku 5.40 porównano rekomendacje zawarte w pilotażowym kodeksie sieciowym ENTSO-E z zapisami uzgodnionymi przez przedstawicieli kilku OSD i wytwórców BDEW (niem. *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.*). Jedynym odstępstwem od rekomendacji sieci operatorów przesyłowych jest dopuszczenie w sieci średniego napięcia do podtrzymania pracy nawet przy krótkim zaniku napięcia.

Chcąc omówić pracę farmy w warunkach zakłóceń, należy zwrócić uwagę na współdziałanie grupy zabezpieczeń elektroenergetycznych podstawowych chroniących poszczególne elektrownie i farmę oraz zabezpieczeń od skutków zakłóceń w systemie. W grupie zabezpieczeń podstawowych znajdują się m.in. zabezpieczenia nadprądowe zwłoczne i bezzwłoczne, zabezpieczenia od zwarć doziemnych, zabezpieczenia od przepięć i zabezpieczenia temperaturowe. Do grupy zabezpieczeń od skutków zakłóceń w systemie należą zabezpieczenia pod- i nadnapięciowe, pod- i nadczęstotliwościowe. Rola zabezpieczeń od skutków zakłóceń w systemie obejmuje zarówno ochronę farmy, np. zabezpieczenie nadnapięciowe, jak również zapobieganie zbędnemu wyłączaniu farmy z pracy w systemie. Cel ten nabiera szczególnego znaczenia w sieciach słabszych, w których farma może pełnić rolę wzmacniającą, lub



w systemach o dużym nasyceniu lokalnym farm. Najczęściej podawane przykłady dotyczą podtrzymania pracy farmy mimo spadku częstotliwości na skutek ubytku mocy w systemie lub zachowania się elektrowni w obliczu zwarcia w systemie. Szybkie wyłączenie farmy przez zabezpieczenia podczęstotliwościowe mogłoby prowadzić do dalszego niezbilansowania mocy czynnej i głębszego spadku częstotliwości. Natomiast zwarcia w systemie rozpoznawane są przez zabezpieczenia podnapięciowe elektrowni jako obniżenie napięcia. Jednocześnie zwarciowa automatyka zabezpieczeniowa systemowa (stacyjna) reaguje na zwarcie w czasie relatywnie krótkim, od kilkudziesięciu ms do kilku s. Podobnie więc szybkie wyłączenie elektrowni przez zabezpieczenia podnapięciowe elektrowni w czasie krótszym niż likwidacja zwarcia przez automatykę systemową może wprowadzić dodatkową deregulację w systemie.

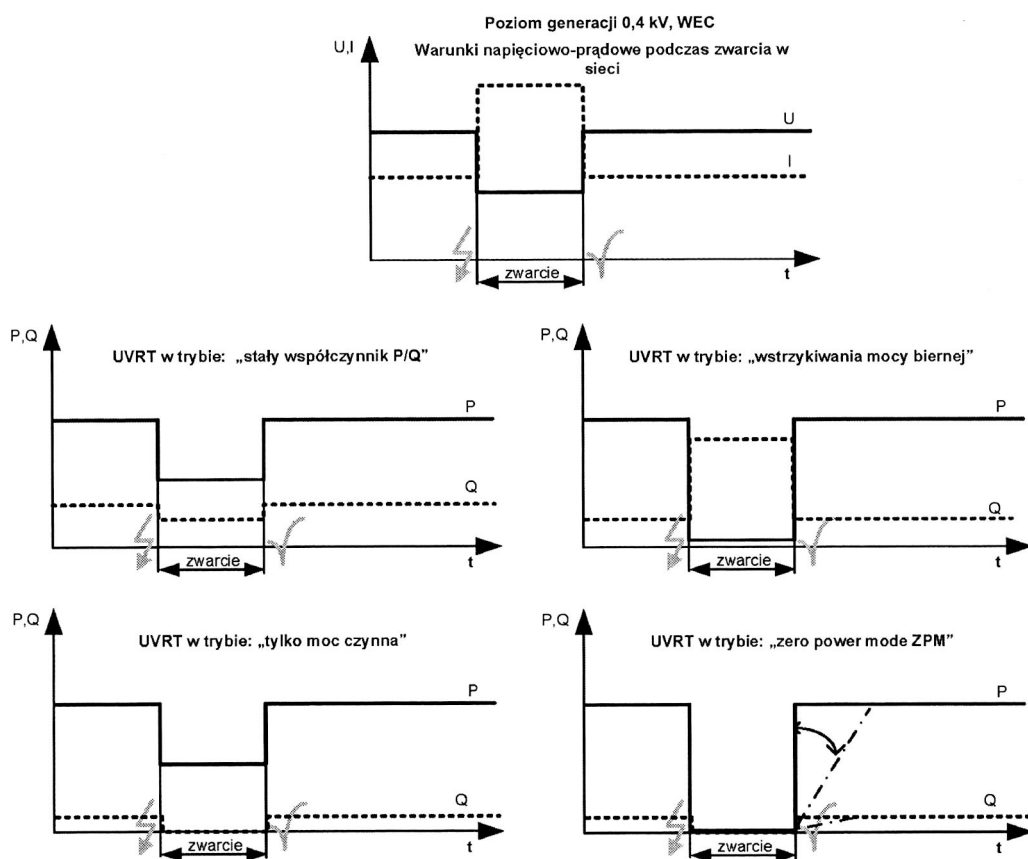
Jak podają opracowania literaturowe [32, 33, 67, 81, 138] w rozwiązaniach technicznych elektrowni Enercon istnieje możliwość rozszerzenia głównego układu konwersji AC-DC-AC (WEC) o układy umożliwiające przejścia elektrowni przez podnapięciowe warunki zakłócenia w postaci opcji UVRT (ang. *Under Voltage Ride Through*). Producent podaje możliwości tego rozwiązania do 5s zakłócenia, analogicznie jak zdefiniowano w charakterystyce operatora systemowego. Ze względu na odseparowanie strony generacji od punktu przyłączenia do wewnętrznej sieci nN przez połączenie stałoprądowe, istnieje możliwość pracy wirnika i przekształtnika niezależnie od warunków napięciowych. W celu podtrzymania kontroli procesu konwersji AC-DC-AC oraz pracy urządzeń technicznych do części stałoprądowej podłącza się wewnętrzny układ podtrzymania zasilania UPS. Tak wyposażone rozwiązanie układu WEC daje możliwość produkcji mocy czynnej lub mocy biernej w trakcie zakłócenia spowodowane przez sieć.

Podtrzymanie pracy elektrowni podczas zwarcia w systemie może przebiegać według czterech scenariuszy (rys. 5.41):

- podtrzymanie produkcji mocy czynnej i biernej ze stałą relacją  $P/Q$ ,
- podtrzymanie produkcji tylko mocy czynnej,
- głównie „wstrzykiwanie” mocy biernej,
- tryb zerowej mocy (ang. ZPM – *Zero Power Mode*).

Opisywane przez producenta tryby pracy elektrowni w warunkach podnapięciowych są ograniczone charakterystyką dopuszczalną  $U(t)$  oraz działaniem pozostałych zabezpieczeń zarówno z grupy podstawowej, jak i przeznaczonych do kontroli współpracy z siecią. W pierwszym trybie na skutek obniżenia warunków napięciowych następuje ograniczenie mocy czynnej i biernej ze stałym współczynnikiem mocy. W drugim trybie ograniczenie dotyczy mocy czynnej, ale przy zerowych wartościach mocy biernej. W warunkach brzegowych układ konwersji energii przechodzi z trybu zasilania sieci mocą czynną do „wstrzykiwania” do sieci prądu biernego do zakresu mocy znamionowych. W ten sposób możliwa jest realizacja jednej z najnowszych koncepcji wykorzystania elektrowni wiatrowych jako źródła mocy biernej i wsparcia pracy systemu podczas zwarcia. Należy jednak podkreślić, że takie wyko-

rzystanie zależy od lokalizacji elektrowni w systemie pod względem rozptyłów mocy. Innym sposobem pracy rozwiązania UVRT jest praca w tzw. trybie zerowej mocy ZPM (ang. *zero power mode*). Ten tryb pracy układu UVRT powoduje zatrzymanie „wstrzykiwania” prądu biernego do systemu oraz brak produkcji mocy czynnej. W wielu wypadkach uwarunkowane jest to charakterystyką punktu przyłączenia i wymogami warunków technicznych przyłączenia. Istnieje również możliwość kombinacji trybów pracy układu UVRT, np. z początkiem zwarcia następuje aktywna praca układu UVRT, a przy bardzo małym poziomie napięcia układ gotów do ponownej aktywacji, przechodzi to trybu ZPM, jeśli podczas 5 s przemijania zwarcia następuje zgodność z wymaganą charakterystyką  $U(t)$ .



Rys. 5.41. Możliwe tryby podtrzymania pracy elektrowni E-70 podczas zwarcia z wykorzystaniem regulacji UVRT

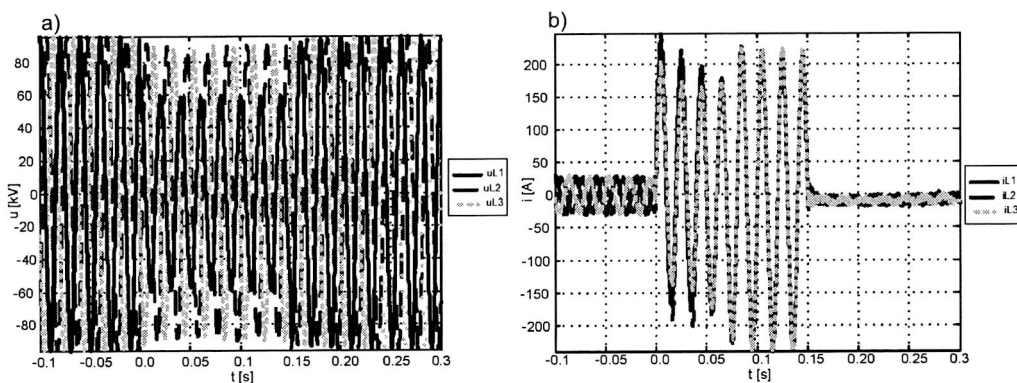
W trakcie przeprowadzanych pomiarów zarejestrowano zdarzenie zakwalifikowane pod względem jakości jako zapad napięcia wywołany przemijającym zwarcie



w sieci 110 kV, któremu towarzyszyło zasilanie zwarcia z farmy. W efekcie omawianego zdarzenia sieciowego zarejestrowano uder prądowy od wartości około 20 A wartości skutecznej na fazę przed zdarzeniem do około 140 A po zdarzeniu, a maksymalne chwilowe wartości prądu osiągały wartość do 248 A. Ponadto w fazie L1 zakwalifikowano zapad napięcia do wartości 40,26 kV, tj. 63,4% fazowego skutecznego napięcia znamionowego strony 110 kV, o czasie trwania 160 ms. Wizualizację zdarzenia przedstawiono na rysunku 5.42. Następnie nastąpiło odłączenie farmy od systemu, czemu towarzyszyło przekroczenie poziomów harmonicznych od czynności łączeniowych. Szczegóły zdarzenia oraz atrybuty zarejestrowanego zakłócenia w punkcie przyłączenia PCC 110 kV zawarto w tabeli 5.4.

Tabela 5.4. Profil jakościowy reakcji farmy wiatrowej podczas zakłócenia spowodowanego zwarcie w sieci  
(parametry pracy farmy przed zdarzeniem  $P = 3,7$  MW,  $Q = -0,2$  Mvar)

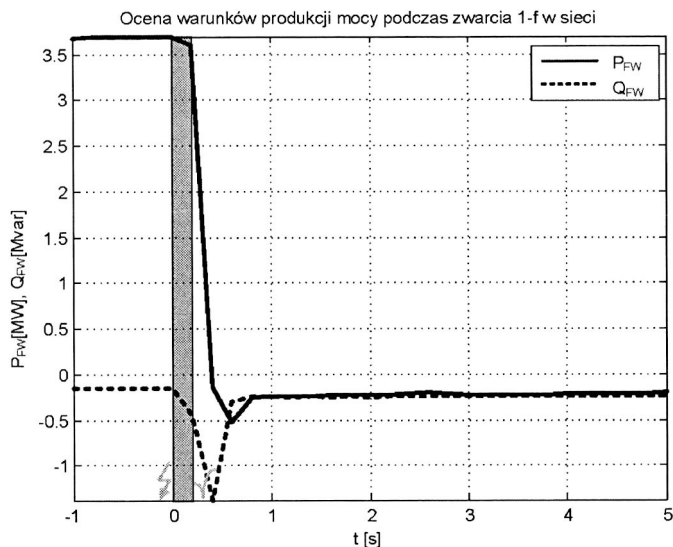
| Klasyfikacja zdarzenia             | Faza | Czas trwania zdarzenia | Wartości graniczne |
|------------------------------------|------|------------------------|--------------------|
| Zapad napięcia                     | VL1  | 159,90 [ms]            | 40,260 [kV]        |
| Wzrost prądu                       | IL1  | 159,90 [ms]            | -239,73 [A]        |
| Wzrost prądu                       | IL2  | 159,90 [ms]            | 248,11 [A]         |
| Wzrost prądu                       | IL3  | 159,90 [ms]            | -239,43 [A]        |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 2$ | V L1 | 199,77 [ms]            | 1,095 [%]          |
| Przekroczenie THDU                 | V L2 | 199,77 [ms]            | 3,043 [%]          |



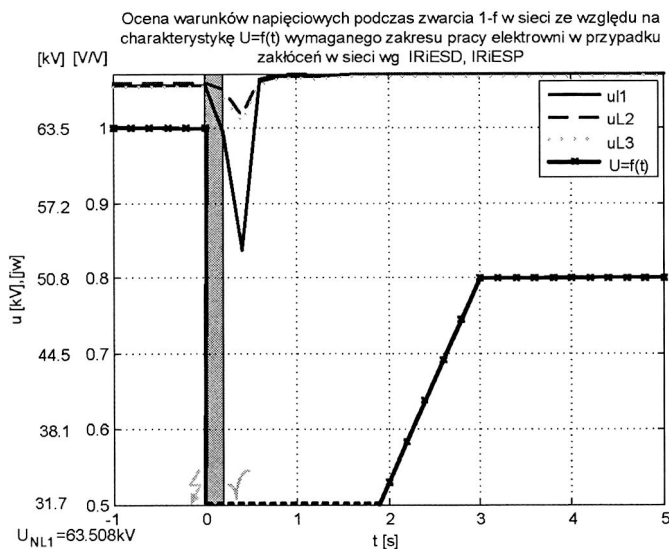
Rys. 5.42. Przebiegi napięć (a) i prądów (b) zarejestrowanych w punkcie przyłączenia PCC 110 kV podczas zwarcia w sieci

Omawiany przypadek zwarcia w sieci jest od strony farmy przemijającym zapadem napięcia. Parametry tego zjawiska, tj. głębokość i czas trwania zapadu, lokują go na wymaganej przez IRiESP oraz IRiESD charakterystyce  $U(t)$  w obszarze podtrzymania pracy farmy. Współpraca zabezpieczeń podstawowych, w tym nadprądowych, i od skutków zdarzeń w systemie nie pozwala na podtrzymanie pracy farmy podczas tego

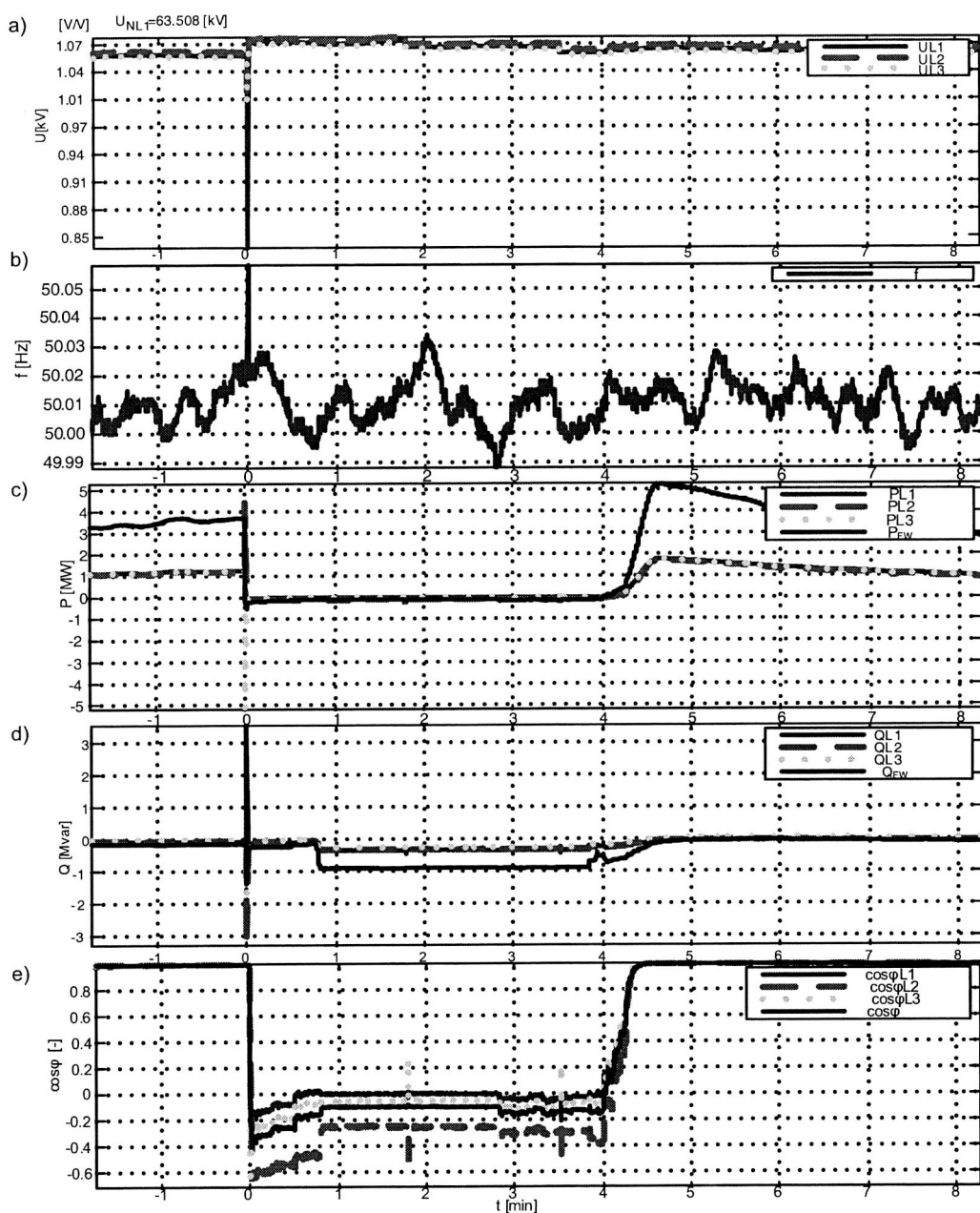
zjawiska. Obecnie jednak farma pracuje w trybie regulacji stałego współczynnika mocy, a podtrzymanie nie jest realizowane. Ocenę warunków produkcji mocy oraz podtrzymania pracy farmy na sieć przedstawiono na rysunkach 5.43 oraz 5.44. W wyniku zakłócenia



Rys. 5.43. Ocena produkcji mocy w PCC 110 kV podczas zwarcia w sieci ze względu na tryb pracy farmy „ze stałym współczynnikiem mocy”



Rys. 5.44. Ocena warunków napięciowych w PCC 110 kV podczas zwarcia w sieci ze względu na wymagania charakterystyki  $U(t)$  IRIESD, IRIESP

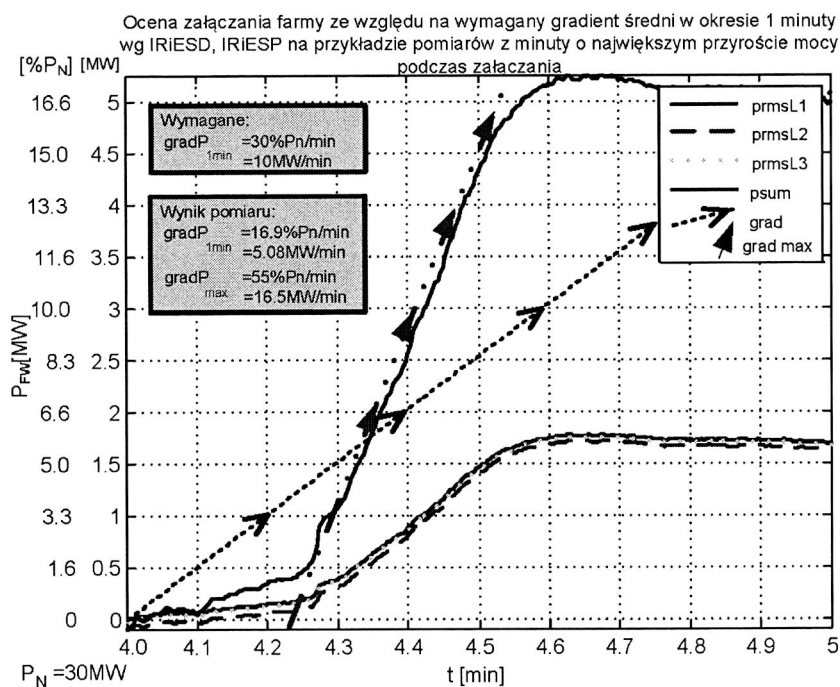


Rys. 5.45. Przebiegi zmian podstawowych parametrów elektrycznych w PCC 110 kV badanej farmy:

a) napięcie, b) częstotliwość, c) moc czynna, d) moc bierna, e) całkowity współczynnik mocy podczas wyłączenia w wyniku zwarcia w sieci i ponownego włączenia

spowodowanego przez sieć farma reaguje redukcją mocy czynnej i biernej, co potwierdza tryb pracy ze stałym współczynnikiem mocy. Mimo iż parametry zakłócenia nie przekraczają zadanej przez operatora charakterystyki podtrzymania pracy, badana farma jest wyłączana z sieci przy poziomie produkcji 3,6 MW, tj. 12% mocy znamionowej, na skutek działania zabezpieczeń nadprądowych.

Ponowne włączenie farmy na sieć ma miejsce po około 4 min od wyłączenia. Przebiegi zmian podstawowych parametrów elektrycznych pracy badanej farmy wiatrowej podczas wyłączenia i ponownego włączenia przedstawiono na rysunku 5.45. Jednym z dodatkowych wymogów dotyczących współpracy farm wiatrowych z siecią elektroenergetyczną jest zapewnienie odpowiedniego narostu mocy czynnej po ponownym włączaniu farmy do sieci. Ocena gradientu narostu mocy czynnej badanej farmy wskazuje na spełnienie wymogów operatora systemowego. Nawet dla granicznie dobranej minuty, uwzględniającej największą prędkość narostu mocy farmy podczas włączania, uzyskany gradient w okresie 1 min wynosi 16,9% mocy znamionowej na minutę przy dopuszczalnym poziomie 30% mocy znamionowej na min. Lokalnie maksymalny narost mocy wynosił 16,5 MW/min (0,275 MW/s). Praca z maksymalnym narostem mocy trwała około 18 s. Omawiany aspekt zilustrowano na rysunku 5.46.



Rys. 5.46. Ocena średniego gradientu mocy na podstawie 1 min o największym narości mocy w trakcie załączania farmy

## 5.2.4. Podsumowanie

Omówiony w niniejszym rozdziale rozwój prac nad wprowadzeniem profili podnapięciowych FRT, rozszerzonych w kodeksie sieciowym ENTSO-E, na niższe poziomy napięcie i różne technologie wytwarzania, pokazuje, jak rozwój generacji rozproszonej i koncepcje aktywnego wspierania systemu wpłynęły na sprecyzowanie kryteriów współpracy jednostek wytwórczych z systemem elektroenergetycznym. Kodeksy sieciowe obejmują w tym zakresie coraz niższe poziomy napięcie i różne typy generatorów.

Jednocześnie porównanie zapisów krajowych Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych i Dystrybucyjnych z wymaganiami ENTSO-E czy choćby kodeksami sieciowymi Niemiec wskazują na pilną potrzebę konsultacji i adaptacji profili podtrzymania na niższe poziomy napięcie w KSE. Brak jest obecnie w zapisach operatorskich definicji charakterystyk  $U(t)$  dla poziomów napięcie niższych niż 110 kV oraz dla technologii wytwarzania innych niż farmy wiatrowe.

Warto również podkreślić, że zapisy ENTSO-E odnoszą się praktycznie do generatorów synchronicznych z możliwością automatycznej kontroli obwodów wzbudzenia i produkcji prądu biernego oraz farm wiatrowych czy fotowoltaicznych. W przepisach brak jest jednoznacznego określenia, że jednostki w okresie podtrzymania nie powinny pobierać mocy biernej z sieci. A zatem niektóre rozwiązania technologiczne, zwłaszcza na poziomie niższych napięć wykorzystujące małe elektrownie wodne i wiatrowe z generatorem asynchronicznym, powinny zostać wyłączane po określonym czasie i nie podlegać wymogom podtrzymania pracy w przypadku zapadu napięcia spowodowanego przez zakłócenia występujące w sieci. Są rozważane możliwości pracy generatorów asynchronicznych na sieć, ale rozwiązania te bazują na zasobnikach energii, są bardzo kosztowne i zagrożone procesami samowzbudzenia.

W przypadku generatorów synchronicznych warto zauważyć, że dopuszczenie zbyt długiej pracy jednostki przy głębokim zapadzie napięcia wywołanym zwarciem w sieci grozi utratą stabilności katowej, czego nie przetrwają jednostki konwencjonalne bez specjalnych układów tzw. szybkiego zaworowania (ang. *fast-valving*). W turbinach parowych konieczna jest modyfikacja klasycznego układu regulacji mocy turbiny i wprowadzenie możliwości bezpośredniego oddziaływania na zawory. W przypadku turbin wodnych rozwiązanie to jest jednak trudne do zastosowania ze względu na znaczące skoki ciśnień i momentów w układach zamykania łopatek kierowniczych i śmigieł wirnika. W dokumentach ENTSO-E można znaleźć zapisy, iż szybkie zaworowanie nie jest rekomendowane do zastosowania w generatorach synchronicznych przyłączonych do sieci poniżej 110 kV.

Jako organizacja ENTSO-E, w odróżnieniu od UCTE, nie podlega wprost Komisji Europejskiej, której działalność i zatwierdzone dokumenty mogą mieć większy wpływ formalny na kształt zapisów krajowych poszczególnych operatorów.

Wymagania stawiane współpracy farm wiatrowych z systemem elektroenergetycznym obejmują wiele zagadnień oraz wymagają kontynuacji prac i dyskusji

w środowiskach naukowych i inżynierskich. Prezentowany w pracy aspekt oceny możliwości produkcyjnych mocy czynnej i biernej 30 MW farmy wiatrowej, wyposażonej w układy energoelektroniczne elastycznego sterowania mocą, wskazuje na duże możliwości regulacyjne, które wyprzedzają obecne wymagania zawarte w instrukcji ruchu i eksploatacji, najczęściej ukierunkowane na utrzymywanie współczynnika mocy  $\text{tg}\varphi$  na poziomie nie przekraczającym 0,4. Spełnienie tego wymogu bardzo silnie ogranicza możliwości elastycznej regulacji mocy biernej. Rozważanie udziału farm wiatrowych o mocy mniejszej niż 50 MW w systemowych procesach regulacyjnych wymagałoby opracowania nowej strategii dopasowania współczynnika mocy.

### **5.3. Porównanie dynamicznych aspektów współpracy z siecią wybranych układów mikroźródeł**

W celu identyfikacji profili zakłóceń towarzyszących dynamicznym aspektom pracy źródeł wykorzystano rejestracje monitoringu trzech różnych źródeł małej generacji: instalacji fotowoltaicznej włączonej bezpośrednio do sieci nN, małej elektrowni wodnej włączonej bezpośrednio do sieci nN oraz elektrowni wiatrowej włączonej do sieci SN za pośrednictwem transformatora.

Badany system fotowoltaiczny składa się z 10 modułów SP75 tworzących układ o łącznej mocy 750 W. Szczegółowe parametry systemu to: moc pojedynczego modułu 75 W, prąd zwarcia 4,8 A, napięcie otwartego obwodu 21,7 V, maksymalny wyjściowy prąd oraz maksymalne wyjściowe napięcie modułu przy dopasowaniu układu śledzącego do maksymalnej sprawności, odpowiednio 4,4 A oraz 17,0 V. Współpracę z siecią zapewnia falownik, którego zadaniem jest zamiana napięcia stałego uzyskanego poprzez ogniwa na napięcie zmienne oraz zapewnienie wysokiego uzysku energii. Falownik wyposażony jest w układ śledzenia maksymalnego punktu mocy (ang. *maximum power point tracking*), którego zadaniem jest wyznaczanie prądu wyjściowego, dla którego sprawność falownika dla danego nasłonecznienia będzie najwyższa. Parametry falownika: napięcie wejściowe stałe 120–300 V, moc 1500 W, moc generowana max 2200 W, napięcie wyjściowe zmienne 230 V  $\pm$  10/15%, częstotliwość 50 Hz  $\pm$  0,6 Hz, sprawność max 93%.

Elektrownia wodna wyposażona jest w generator asynchroniczny o mocy 160 kW pracujący na napięciu 0,4 kV, napędzany turbiną Peltona. Doprowadzenie wody do turbiny odbywa się rurociągiem stalowym. Wyprowadzenie mocy do systemu elektroenergetycznego odbywa się bezpośrednio na poziomie nN poprzez złącze kablowe z przejściem na linię napowietrzną. Układ wyposażony jest w kompensację mocy

biernej. Najbliższa stacja 20/0,4 kV/kV znajduje się w odległości około 0,5 km od złącza. Stacja położona jest wewnątrz rozległej górskiej sieci średniego napięcia w odległości 8 km od GPZ.

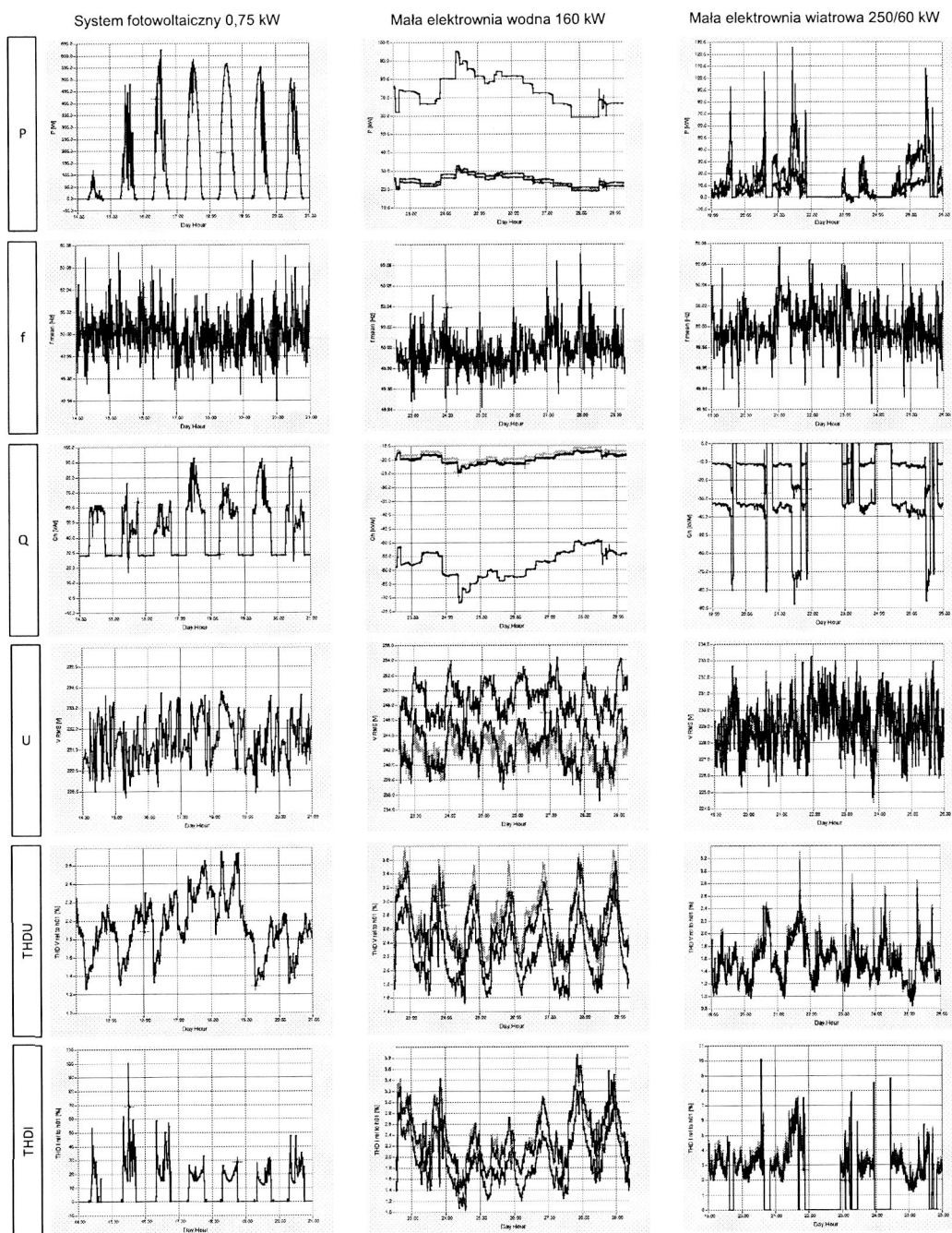
Małą elektrownię wiatrową reprezentuje konstrukcja HSW 250 z generatorem asynchronicznym z uzwojeniem wirnika o dwóch i trzech parach biegunów. Układ sterujący pozwala dopasować konfigurację par biegunów w zależności od prędkości wiatru. Dla mniejszych prędkości wiatru generator pracuje z 3 parami biegunów i mniejszą prędkością synchroniczną 1000 obr/min, przy osiągalnej mocy 60 kW. Natomiast dla większych prędkości wiatru następuje przełączenie na pracę z 2 parami biegunów z prędkością synchroniczną 1500 obr/min dla osiągnięcia maksymalnej mocy siłowni wiatrowej 250 kW. Minimalna prędkość wiatru 2,6 m/s, maksymalna prędkość wiatru 23 m/s. Znamionowe wartości mocy osiągane są przy prędkości wiatru 13 m/s. Układ wyposażony jest w kompensację mocy biernej. Wyprowadzenie mocy do systemu elektroenergetycznego odbywa się poprzez napowietrzną stację transformatorową 15/0,4 kV/kV z transformatorem 400 kVA, przy czym połączenie pomiędzy siłownią wiatrową a transformatorem wykonano kablem o długości 150 m.

Metodyka badań objęła monitoring parametrów statycznych, jak również rejestrację zdarzeń dynamicznych. Rejestratory zainstalowano po stronie niskiego napięcia. W trybie pracy ciągłej rejestrowano parametry z uśrednianiem 200 ms oraz 10 min. Dodatkowo kanały prądowe i napięciowe wyzwalano dobranymi do obiektu poziomami napięć i prądów z częstotliwością próbkowania 10,240 kHz.

Na rysunku 5.47 zestawiono trendy zmienności podstawowych parametrów monitorowanych obiektów. Uwzględniając możliwości wykorzystania małych źródeł energii do współpracy w ramach celów interoperacyjności inteligentnych systemów elektroenergetycznych, za najbardziej elastyczne rozwiązanie wśród badanych konfiguracji należy uznać instalacje fotowoltaiczne skojarzone z siecią za pomocą falownika. Świadczyć o tym może możliwość konfiguracji relacji produkcji mocy biernej i czynnej, choć badany przypadek charakteryzowała mała moc. W przypadku małej siłowni wiatrowej czy hydrogeneratorów asynchronicznych staje się przed problemem ścisłego związku poboru mocy biernej potrzebnej do produkcji mocy czynnej, co w znacznym stopniu ogranicza możliwości rozważenia udziału tych jednostek do podtrzymania pracy sieci. Z drugiej strony zmienność nasłonecznienia oraz wiatru w większy sposób przekłada się na dostępność produkowanej energii w porównaniu z dobrze zaprojektowaną pod względem przepływów wody lokalizacją małej elektrowni wodnej.

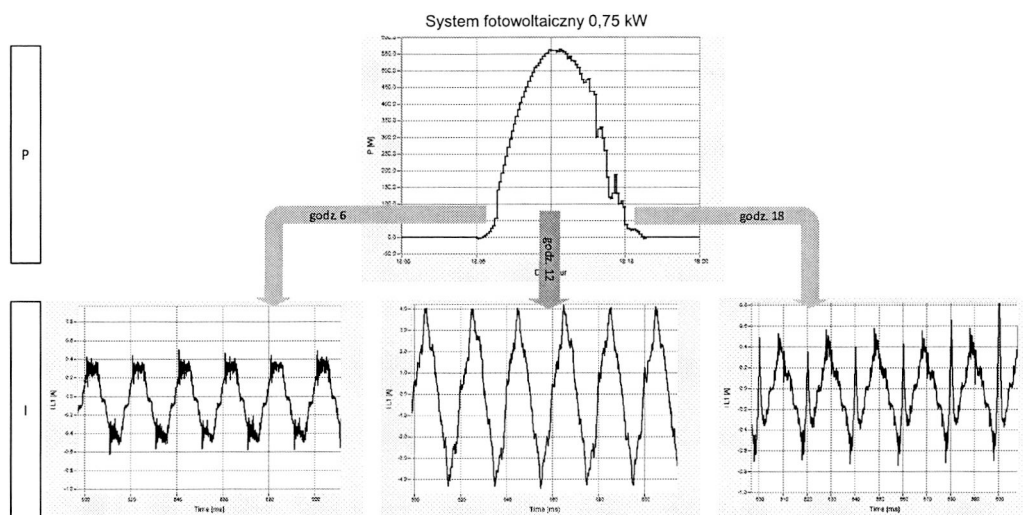
Zagadnieniem szczegółowym jest praca układów generacji rozproszonej w warunkach stanów przejściowych. Spośród zarejestrowanych zdarzeń wybrano m.in.: zmienność udziału harmonicznych w prądzie w zależności od poziomu mocy wyjściowej falownika w układzie fotowoltaicznym, pracę elektrowni wodnej podczas zakłóceń występujących w sieci oraz efekt krótkiego samowzbudzenia widziany od strony generatora przy odłączeniu od sieci, a także załączanie generatora siłowni wiatrowej w układzie 3 par biegunów i przełączenie na konfigurację 2 par biegunów.





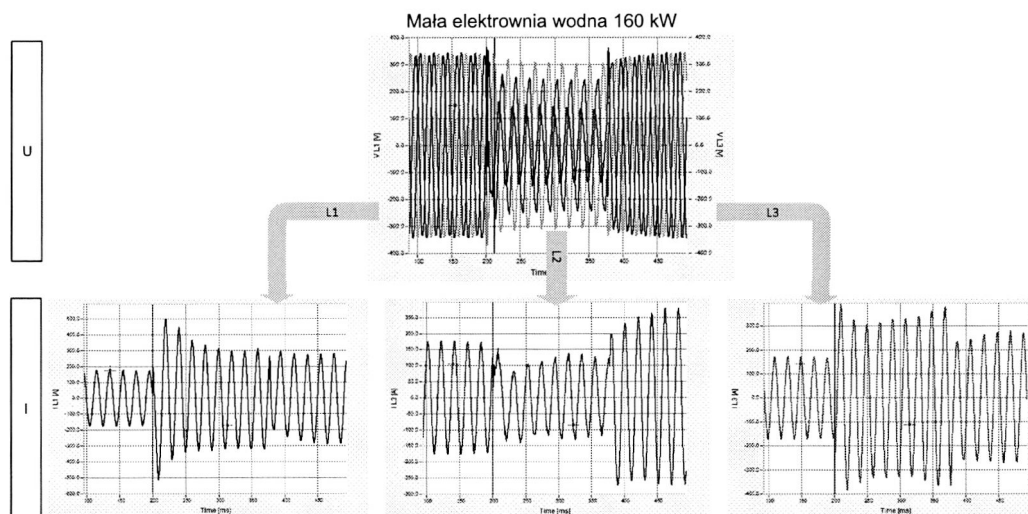
Rys. 5.47. Porównanie tygodniowych trendów podstawowych parametrów monitorowanych obiektów generacji rozproszonej uzyskanych z czasem uśredniania 10 min





Rys. 5.48. Zmiana udziału harmonicznych w prądzie wyjściowym instalacji fotowoltaicznej w zależności od punktu pracy (godz. 6 THDI = 25%, godz.12 THDI = 14%, godz.18 THDI = 26%)

Kontroler falownika realizujący proces śledzenia maksymalnego punktu mocy ma wpływ na kształt przebiegu prądu wyjściowego. Na rysunku 5.48 przedstawiono moc czynną generowaną przez układ w ciągu wybranej doby oraz przebiegi prądu dla różnych faz nasłonecznienia. Udział harmonicznych w prądzie maleje przy nominalnych parametrach wytwarzania, co skorelowane jest silnie z nasłonecznieniem. Badane źródło przyłączone jest bezpośrednio do rozdzielnic nN obsługującej odbiory biurowe.



Rys. 5.49. Dynamika pracy małej elektrowni wodnej podczas zakłóceń od strony sieci

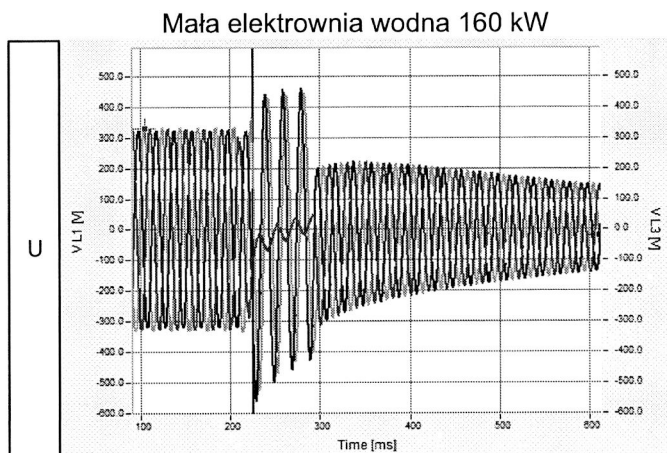
Innym zarejestrowanym przykładem jest zachowanie się badanej małej elektrowni wodnej z 160 kW generatorem asynchronicznym podczas zaburzenia pracy sieci. Przedstawiony na rysunku 5.49 zapad napięcia oraz związane z nim zachwiania prądu ilustrują bezpośrednie związki elektromechaniczne układu. Pełen profil jakościowy uwzględniający wszystkie rodzaje zakłóceń jakości energii towarzyszące zarejestrowanemu zakłóceniu przedstawiono w tabeli 5.5. Wartości graniczne oznaczają maksymalne wartości chwilowe podczas zdarzenia.

Tabela 5.5. Profil jakościowy zaburzenia pracy sieci widziany w PCC 0,4 kV MEW

| Klasyfikacja zdarzenia              | Faza | Czas trwania zdarzenia | Wartości graniczne |
|-------------------------------------|------|------------------------|--------------------|
| Zapad napięcia                      | VL1  | 190,83 ms              | 91,96 [V]          |
| Zapad napięcia                      | VL2  | 180,13 ms              | 173 [V]            |
| Szybka zmiana prądu                 | IL1  | 346,78 ms              | -490,1 [A]         |
| Szybka zmiana prądu                 | IL2  | 324,07 ms              | 284,6 [A]          |
| Szybka zmiana prądu                 | IL3  | 350,25 ms              | -234,4 [A]         |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 2$  | V L1 | 400,56 ms              | 3,716 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 2$  | V L3 | 198,83 ms              | 2,051 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 2$  | V L2 | 198,83 ms              | 2,342 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 4$  | V L1 | 400,56 ms              | 1,671 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 4$  | V L3 | 198,83 ms              | 1,206 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 4$  | V L2 | 198,83 ms              | 1,006 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 6$  | V L3 | 400,56 ms              | 1,176 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 6$  | V L2 | 400,56 ms              | 1,046 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 6$  | V L1 | 400,56 ms              | 1,76 [%]           |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 8$  | V L3 | 201,72 ms              | 1,015 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 8$  | V L1 | 400,56 ms              | 2,119 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 8$  | V L2 | 400,56 ms              | 1,088 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 9$  | V L1 | 201,72 ms              | 2,666 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 9$  | V L3 | 201,72 ms              | 1,503 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 10$ | V L2 | 400,56 ms              | 1,039 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 10$ | V L3 | 201,72 ms              | 0,8125 [%]         |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 10$ | V L1 | 201,72 ms              | 1,979 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 10$ | V L1 | 201,72 ms              | 1,336 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 12$ | V L3 | 201,72 ms              | 0,5732 [%]         |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 12$ | V L2 | 400,56 ms              | 0,6634 [%]         |

Odłączenie generatora asynchronicznego od sieci jest procesem, który może nieść zagrożenia związane z samowzbudzeniem jednostki przy nieodpowiedniej koordynacji wyłączenia układów kompensacji mocy biernej [34, 60]. Kondensatory kompensujące mogą wtedy przejąć rolę kondensatorów wzbudzających. Na przedstawionym

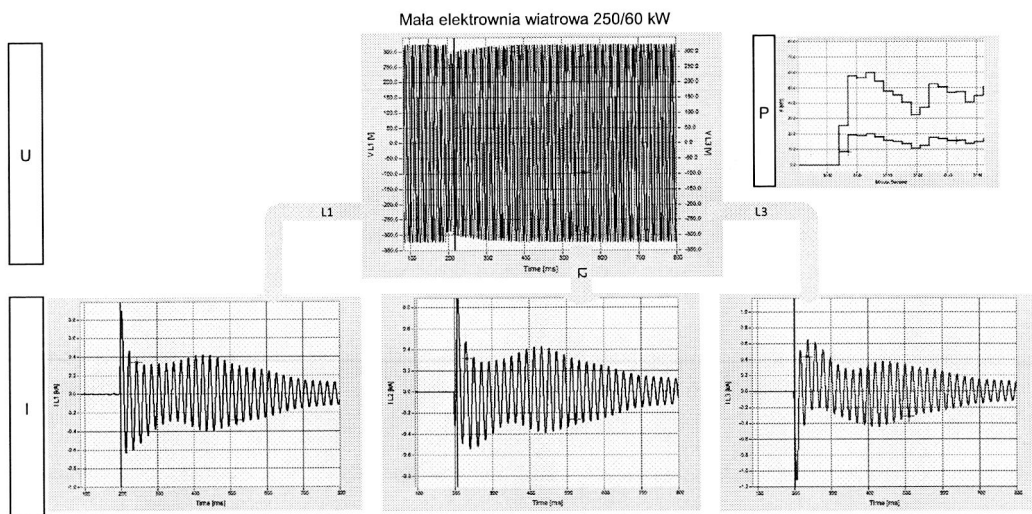
rysunku 5.50 widoczne jest krótkie samowzbudzenie generatora i związany z tym wzrost napięcia na zaciskach generatora, przerwane wyłączeniem baterii kondensatorów. Poszczególne parametry zarejestrowanego zaburzenia opisuje profil jakościowy przedstawiony w tabeli 5.6.



Rys. 5.50. Odłączanie generatora asynchronicznego w MEW  
– rejestracja na zaciskach generatora

Tabela 5.6. Profil jakościowy wyłączania generatora w MEW  
– rejestracja na zaciskach generatora

| Klasyfikacja zdarzenia              | Faza | Czas trwania zdarzenia | Wartości graniczne |
|-------------------------------------|------|------------------------|--------------------|
| Przebiecie                          | V L2 | 70,024 ms              | 358[V]             |
| Przebiecie                          | V L3 | 70,024 ms              | 339,5[V]           |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 2$  | V L3 | 1,2075 s               | 2,354 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 2$  | V L1 | 1,8181 s               | 3,377 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 2$  | V L2 | 201,93 ms              | 2,175 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 6$  | V L1 | 1,2075 s               | 0,5327 [%]         |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 6$  | V L3 | 404,75 ms              | 0,5986 [%]         |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 6$  | V L2 | 201,93 ms              | 0,5168 [%]         |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 12$ | V L1 | 1,8181 s               | 0,9164 [%]         |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 12$ | V L3 | 1,6175 s               | 0,9003 [%]         |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 12$ | V L2 | 1,6175 s               | 0,876 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 21$ | V L1 | 1,4156 s               | 1,042 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 21$ | V L3 | 1,6175 s               | 1,165 [%]          |
| Przekroczenie harmonicznej $n = 21$ | V L2 | 1,6175 s               | 1,076 [%]          |

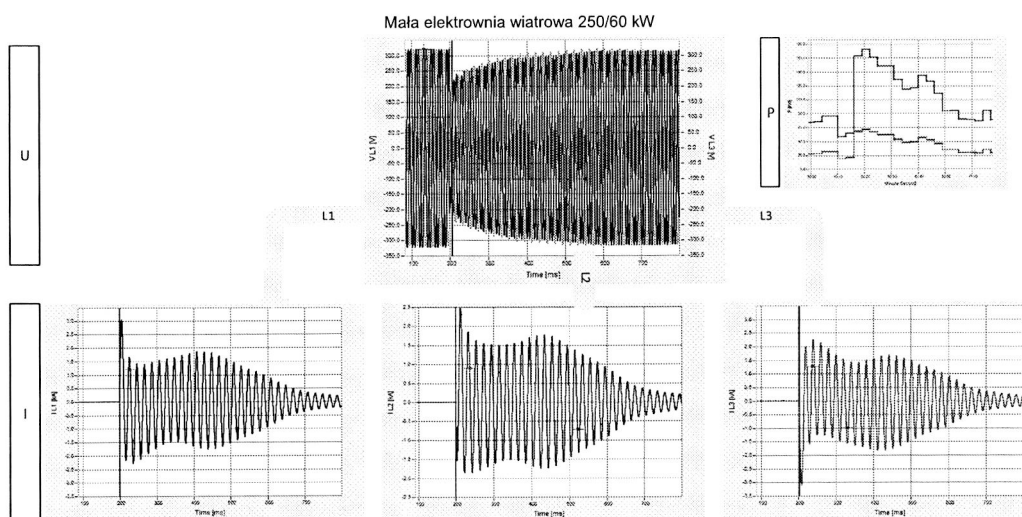


Rys. 5.51. Załączanie generatora asynchronicznego w konfiguracji 3 par biegunów w małej elektrowni wiatrowej

Tabela 5.7. Profil jakościowy procesu załączanie generatora asynchronicznego w małej elektrowni wiatrowej w konfiguracji 3 par biegunów

| Klasyfikacja zdarzenia | Faza  | Czas trwania zdarzenia | Wartości graniczne |
|------------------------|-------|------------------------|--------------------|
| Zapad napięcia $3f$    | VL123 | 9,9657 ms              | 206 [V]            |
| Szybka zmiana prądu    | I L1  | 16,023 ms              | -889,1 [A]         |
| Szybka zmiana prądu    | I L3  | 27,454 ms              | 1114 [A]           |
| Szybka zmiana prądu    | I L2  | 7,3278 ms              | -892,3 [A]         |

W badanej elektrowni wiatrowej zastosowano ciekawe rozwiązanie konstrukcji generatora z dwoma oraz trzema parami biegunów w uzwojeniu wirnika. Układ sterujący pracą elektrowni rekomenduje wykorzystanie konfiguracji 3 par biegunów, przyporządkowując dla małych prędkości wiatru mniejszą prędkość synchroniczną wirnika i moc osiągalną do 60 kW. Dla większych prędkości wiatru następuje przełączenie na układ z 2 parami biegunów o większej prędkości obrotowej wirnika i mocy osiągalnej do 250 kW. Na rysunkach 5.51, 5.52 oraz w tabelach 5.7 i 5.8 przedstawiono charakter udaru prądu biernego oraz związanego z nim zapadu napięcia przy włączaniu elektrowni w konfiguracji 3 par biegunów oraz przełączenia na pracę z 2 parami biegunów.



Rys. 5.52. Przełączanie generatora asynchronicznego w małej elektrowni wiatrowej w konfiguracji 3 par biegunów na pracę z 2 parami biegunów

Tabela 5.8. Profil jakościowy procesu załączanie generatora asynchronicznego na pracę z 2 parami biegunów w małej elektrowni wiatrowej

| Klasyfikacja zdarzenia | Faza | Czas trwania zdarzenia | Wartości graniczne |
|------------------------|------|------------------------|--------------------|
| Zapad napięcia         | V L1 | 289,01 ms              | 147,4 [V]          |
| Zapad napięcia         | V L3 | 169,78 ms              | 151,7 [V]          |
| Zapad napięcia         | V L2 | 269,11 ms              | 161,6 [V]          |
| Szybka zmiana prądu    | I L2 | 33,989 ms              | -2490 [A]          |
| Szybka zmiana prądu    | I L1 | 30,375 ms              | -3040 [A]          |
| Szybka zmiana prądu    | I L3 | 32,231 ms              | 3089 [A]           |

### 5.3.1. Podsumowanie

W rozdziale porównano podstawowe właściwości trzech małych źródeł generacji: instalacji fotowoltaicznej, małej elektrowni wodnej oraz małej elektrowni wiatrowej. Zaprezentowano również rzeczywiste rejestracje związane z wytwarzaniem energii i jej jakością, jak również problematykę stanów przejściowych wywołanych czynnościami łączeniowymi lub zakłóceniovymi. Celem przedstawionych przypadków jest nie tylko scharakteryzowanie profili zakłóceńowych występujących w układach generacji rozproszonej, ale również poszerzenie wiedzy w zakresie oceny możliwo-

ści wykorzystania generacji rozproszonej w koncepcjach interoperacyjności sieci elektroenergetycznych. Intensyfikacja działań w zakresie teleinformatyzacji i wzajemnej komunikacji elementów sieci oraz rozwój algorytmów służących utrzymaniu i ocenie stabilności obszarowej, są działaniami niezbędnymi. Jednakże nie należy zapominać o szczególnych cechach różnych technologii małej generacji i ograniczeń lub korzyści z nich wynikających. Przykładem są podkreślone w pracy zależności wytwarzania energii od warunków atmosferycznych, a także właściwości dynamiczne poszczególnych rozwiązań. Zaprezentowane rejestracje zagrożenia samowzbudzeniem czy zapadów napięcia podczas poboru prądu biernego przy włączaniu, wskazują na aspekty związane z trudnościami w realizacji podtrzymania pracy na sieć z wykorzystaniem generatora asynchronicznego. Za rozwiązania najbardziej obiecujące z punktu widzenia integracji z systemem oraz udziału w rozwoju inteligentnych sieci elektroenergetycznych można uznać obecnie układy wykorzystujące konwersję AC-DC-AC bądź DC-AC. Przykładem jest omawiany w pracy przykład systemu fotowoltaicznego bądź rozwiązania stosowane w dużych siłowniach wiatrowych z generatorem synchronicznym.

## **6. Badania obszarowe jakości energii w sieci z generacją rozproszoną**

Badania rozproszone jakości energii prowadzi się, gdy celem badań staje się wykrycie wzajemnych oddziaływań pomiędzy badanymi węzłami pomiarowymi. W tym celu wymagane jest zastosowanie systemu monitoringu jakości energii, którego podstawową cechą, oprócz dokładności układu pomiarowego, jest synchronizacja pomiarów. W pracach [24, 25, 55] odnaleźć można podstawowe wymagania i założenia funkcjonalności dla systemów monitoringu jakości energii. W praktyce systemy tego typu spotykane są zazwyczaj w rozwiązaniach stacjonarnych. W pracy do badań rozproszonych wykorzystano opisany w podrozdziale 4.2 autorski system monitoringu jakości energii, zbudowany na bazie rejestratorów mobilnych. System ten spełnia wymagania parametryczne dla pomiarów rozproszonych i został przetestowany w warunkach laboratoryjnych oraz terenowych [64]. W tym rozdziale umieszczono ocenę współzależności pomiędzy zakłóceniami występującymi w różnych węzłach pomiarowych sieci elektroenergetycznej. Omówione przypadki dotyczą współpracy dwóch małych elektrowni wodnych i stacji rozdzielczej na jednym ciągu liniowym SN, współpracę bloku elektrociepłowni z siecią WN, a także współpracę elektrowni biogazowej z siecią nN.

### **6.1. Współpraca z siecią dwóch małych elektrowni wodnych**

Mając na uwadze liczbę klasyfikacji w Europie i w Polsce, można podać przykładową graniczną moc zainstalowaną dla obiektów hydroenergetyki MEW na poziomie 5 MW. Wymaga to jednak wprowadzenia dodatkowej klasyfikacji na: mikroenergetykę (moc do 70 kW), minienergetykę (moc do 100 kW) oraz małą energetykę (moc do 5 MW) [7, 40]. Ze względów konstrukcyjnych obiekty MEW realizowane są jako elektrownie przepływowe, derywacyjne, niskospadowe ze spadem 2–20 m, średniospadowe ze spadem do 150 m oraz wysokospadowe dla spadków powyżej 150 m.



Turbiny stosowane w energetyce wodnej można sklasyfikować jako turbiny akcyjne, w których ciśnienie wody zamieniane jest na energię kinetyczną doprowadzaną do łopat za pośrednictwem dysz natryskowych, oraz reakcyjne, zwane również naporowymi, wykorzystujące zarówno energię kinetyczną przepływu, jak i ciśnienie wody na wlocie. Przedstawicielem turbin akcyjnych jest konstrukcja Peltona, często stosowana przy dużych spadkach. Turbiny reakcyjne to głównie rozwiązania Kaplana dla małych spadków oraz Francisa dla średnich spadków [7].

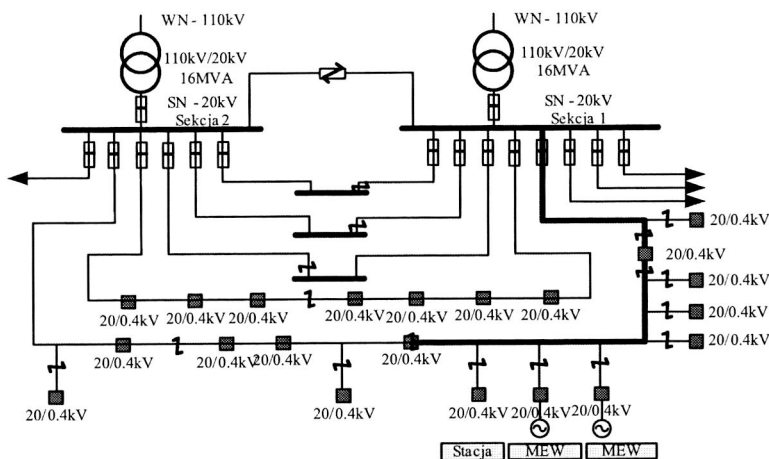
Jako generatory wykorzystuje się głównie maszyny indukcyjne, asynchroniczne, a w większych obiektach generatory synchroniczne. Połączenie z siecią elektroenergetyczną odbywa się bezpośrednio na poziomie niskiego napięcia lub za pośrednictwem transformatora na poziomie średniego napięcia. Generatory asynchroniczne MEW są zazwyczaj jednostkami od kilkudziesięciu do kilkuset kW, wyposażonymi w układ baterii kondensatorów służący do kompensacji mocy biernej. Ze względów eksploatacyjnych generatory asynchroniczne charakteryzują się znacznie niższymi kosztami inwestycyjnymi. Ponadto w odróżnieniu od generatorów synchronicznych nie wymagają stałoprądowego obwodu wzbudzenia i urządzeń do synchronizacji z siecią. Należy jednak pamiętać, że generator asynchroniczny wytwarza moc czynną, pobierając jednocześnie moc bierną z sieci. Z tego względu praca generatora asynchronicznego w warunkach dynamicznych pracy sieci elektroenergetycznej, zwłaszcza związanych z odłączeniami linii, do których przyłączone są generatory, może prowadzić do gwałtownej zmiany prędkości obrotowej, nadmiaru energii wytworzonej w stosunku do zapotrzebowanej i wzrostu napięcia. Włączenie generatora asynchronicznego wiąże się z chwilowym udarem prądowym związanym z poborem mocy biernej [11, 34, 41, 58, 65].

Omawiany przypadek dotyczy pomiarów synchronicznych w trzech punktach linii średniego napięcia i obejmuje rejestrację podstawowych parametrów jakościowych energii oraz zdarzeń zakłóceń w dwóch małych elektrowniach wodnych MEW1, MEW2 oraz sąsiadującej stacji odbiorczej. Skojarzenie z siecią elektrowni oraz stacji realizowane jest za pomocą transformatorów 20/0,4 kV/kV. Odległość od GPZ wynosi 3,4 km, 3,9 km, 4,4 km, odpowiednio dla MEW1, MEW2 oraz stacji odbiorczej. Lokalizację omawianych obiektów w strukturze sieci dystrybucyjnej przedstawia rysunek 6.1.

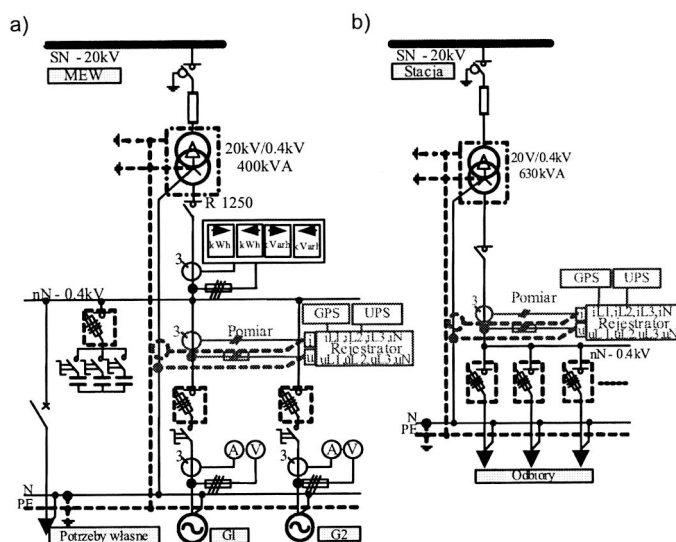
Badane elektrownie wodne reprezentują grupę rozwiązań z kanałem derywacyjnym. Produkcja energii oparta została na dwóch niezależnych generatorach asynchronicznych 200 kW/0,4 kV, przy czym w elektrowni MEW1 jeden z generatorów napędzany jest turbiną Kaplana, drugi turbiną Francisa. W MEW2 wykorzystuje się dwie turbiny Kaplana. Niecodziennym rozwiązaniem jest wykorzystanie pasa transmisyjnego pomiędzy turbiną a generatorem. Układy automatyki elektrowni umożliwiają m.in. wyłączenie elektrowni w przypadku zaniku napięcia od strony sieci i jej ponowne załączenie po przywróceniu warunków normalnych, a także dobór poziomu kompensacji w zależności od poziomu produkcji. Pomiary wykonano z użyciem opisanego



systemu monitoringu jakości energii z rejestratorami zainstalowanymi w obwodach głównych generatorów (rys. 6.2). Główny cel przeprowadzonych badań obejmuje ocenę wzajemnych powiązań elektrowni oraz stacji odbiorczej podczas dynamicznych stanów pracy, takich jak: włączanie generatora, włączanie baterii kondensatorów czy zdarzeń zakłóceń w sieci. Wybrana stacja elektroenergetyczna stanowi przykład standardowej konfiguracji w warunkach miejskich.

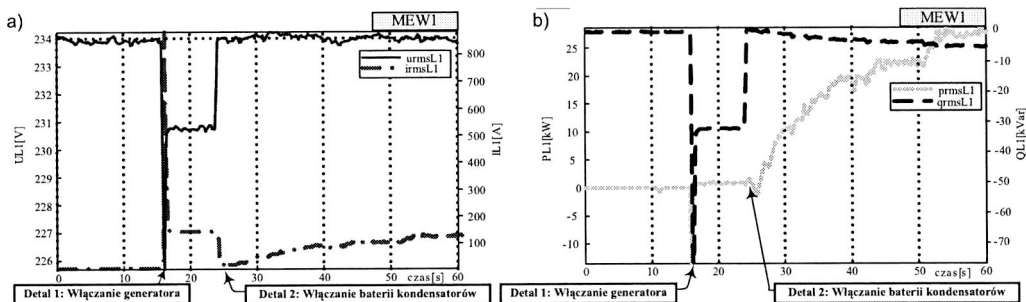


Rys. 6.1. Fragment sieci dystrybucyjnej średniego napięcia zawierającej badane elektrownie wodne oraz stację odbiorczą



Rys. 6.2. Instalacja rejestratorów jakości energii w obwodach elektrowni (a) oraz stacji odbiorczej (b)

Jako przykład zaprezentowano stany zakłóceń związane z procesem włączania generatora w elektrowni MEW1 wraz z relacją do pozostałych punktów pomiarowych, tj. MEW2 oraz stacji odbiorczej. Omawiany proces zawiera włączenie generatora, włączenie baterii kondensatorów oraz zwiększanie prędkości generatora i produkowanej mocy czynnej. Jednominutowy fragment omawianego procesu, z wykorzystaniem wartości skutecznych 200 ms przedstawiono na rysunku 6.3.



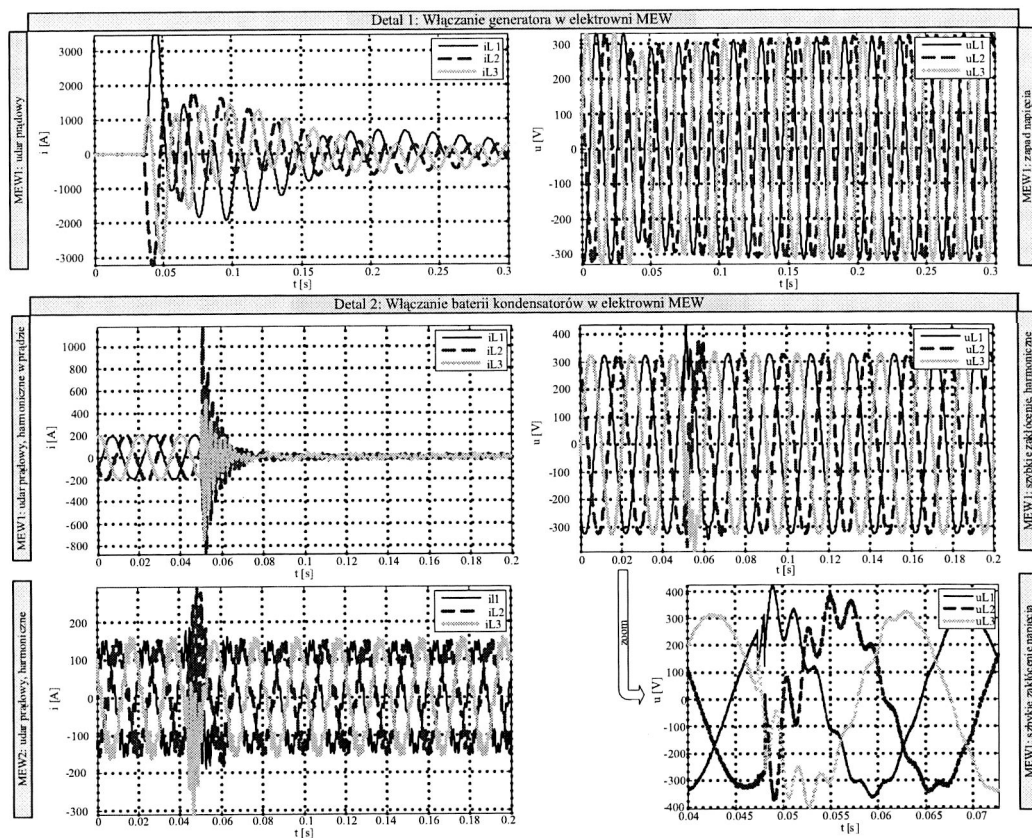
Rys. 6.3. Proces załączania generatora w elektrowni MEW1 na podstawie 200 ms wartości skutecznych napięć i prądów (a) oraz mocy biernej i czynnej (b) w wybranej fazie

Najbardziej znaczący wpływ na zakłócenie jakości energii miały przyłączenie generatora do sieci (Detal 1) oraz włączenie baterii kondensatorów (Detal 2). Jak przedstawiono na rysunku 6.4, włączenie generatora wiąże się z udarem prądowym o charakterze indukcyjnym, który skutkuje zanikającym zapadem napięcia we wszystkich fazach po stronie generacji. Zdarzenie to nie jest znacząco odczuwalne przez sąsiednią elektrownię oraz stację odbiorczą. Jest to jeden z pozytywnych aspektów integracji z siecią SN za pośrednictwem transformatora. Szczegóły parametrów jakościowych omawianego zdarzenia zebrano w tabeli 6.1, część Detal 1: włączanie generatora w MEW1.

Detal 2 dotyczy włączania baterii kondensatorów w elektrowni MEW1 po włączeniu generatora do sieci. W tym przypadku po stronie generacji obserwuje się uder prądowy o charakterze pojemnościowym z wysokim udziałem harmonicznym w prądzie oraz krótkie zakłócenie napięcia w każdej z faz. Charakterystyczne dla operacji łączeniowych jest również pojawienie się w napięciu grupy parzystych harmonicznym 6, 8, 10, 12. Omawiane zdarzenie zostało również zarejestrowane w elektrowni MEW2 jako niewielki uder prądowy z udziałem harmonicznym w prądzie oraz zanotowaniem przekroczenia poziomu dopuszczalnego 10 harmonicznym w napięciu. Nie zanotowano znaczącego wpływu na pracę stacji odbiorczej. Szczegóły parametrów jakościowych omawianego zdarzenia zebrano w tabeli 6.1, część Detal 2: włączanie baterii kondensatorów. Wizualizację napięć i prądów podczas omawianych zdarzeń przedstawiono dodatkowo na rysunku 6.4.

Tabela 6.1. Profile jakościowe zarejestrowanych zakłóceń związanych z procesami łączeniowymi w MEW1 oraz ocena ich wpływu na pracę pozostałych obserwowanych obiektów MEW2, STACJA

| Detal 1: Włączenie generatora w MEW1            |                                                                                                       |        |                        |                    |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------|------------------------|--------------------|
| MEW1                                            | Klasyfikacja zdarzenia                                                                                | Faza   | Czas trwania zdarzenia | Wartości graniczne |
|                                                 | zapał napięcia 3-ph                                                                                   | V L123 | 36,710 ms              | 197,6 [V]          |
|                                                 | udar prądowy                                                                                          | I L3   | 275,71 ms              | 2905 [A]           |
|                                                 | udar prądowy                                                                                          | I L2   | 268,77 ms              | 3217 [A]           |
|                                                 | udar prądowy                                                                                          | I L1   | 291,23 ms              | -3478 [A]          |
| MEW2                                            | Brak znaczącego wpływu zdarzenia związanego z włączaniem generatora w MEW1 na pracę MEW2              |        |                        |                    |
| STACJA                                          | Brak znaczącego wpływu zdarzenia związanego z włączaniem generatora w MEW1 na pracę STACJI            |        |                        |                    |
| Detal 2: Włączanie baterii kondensatorów w MEW1 |                                                                                                       |        |                        |                    |
| MEW1                                            | szybkie zakłócenie                                                                                    | V L3   | 822,07 us              | -201,9 [V]         |
|                                                 | szybkie zakłócenie                                                                                    | V L1   | 740,05 us              | -159,5 [V]         |
|                                                 | szybkie zakłócenie                                                                                    | V L2   | 67,949 us              | 233 [V]            |
|                                                 | udar prądowy                                                                                          | I L1   | 36,321 ms              | 711,6 [A]          |
|                                                 | udar prądowy                                                                                          | I L3   | 37,395 ms              | -718,4 [A]         |
|                                                 | udar prądowy                                                                                          | I L2   | 40,226 ms              | 1208 [A]           |
|                                                 | h06 harmoniczna                                                                                       | V L2   | 199,96 ms              | 0,5836 [%]         |
|                                                 | h08 harmoniczna                                                                                       | V L3   | 199,96 ms              | 1,159 [%]          |
|                                                 | h08 harmoniczna                                                                                       | V L2   | 199,96 ms              | 2,063 [%]          |
|                                                 | h08 harmoniczna                                                                                       | V L1   | 199,96 ms              | 1,339 [%]          |
|                                                 | h10 harmoniczna                                                                                       | V L3   | 199,96 ms              | 1,204 [%]          |
|                                                 | h10 harmoniczna                                                                                       | V L2   | 199,96 ms              | 1,401 [%]          |
|                                                 | h10 harmoniczna                                                                                       | V L1   | 199,96 ms              | 0,5638 [%]         |
|                                                 | h12 harmoniczna                                                                                       | V L3   | 199,96 ms              | 0,6343 [%]         |
|                                                 | h12 harmoniczna                                                                                       | V L2   | 199,96 ms              | 0,6658 [%]         |
|                                                 | h09 harmoniczna                                                                                       | V L2   | 199,96 ms              | 3,189 [%]          |
|                                                 | h09 harmoniczna                                                                                       | V L3   | 199,96 ms              | 2,262 [%]          |
| MEW2                                            | udar prądowy                                                                                          | I L3   | 28,218 ms              | -161,9 [A]         |
|                                                 | udar prądowy                                                                                          | I L2   | 29,585 ms              | 220 [A]            |
|                                                 | udar prądowy                                                                                          | I L1   | 27,730 ms              | 87,58 [A]          |
|                                                 | h10 harmoniczna                                                                                       | V L3   | 199,97 ms              | 0,6441 [%]         |
|                                                 | h10 harmoniczna                                                                                       | V L2   | 199,97 ms              | 0,9839 [%]         |
| STACJA                                          | Brak znaczącego wpływu zdarzenia związanego z włączeniem baterii kondensatorów w MEW1 na pracę STACJI |        |                        |                    |



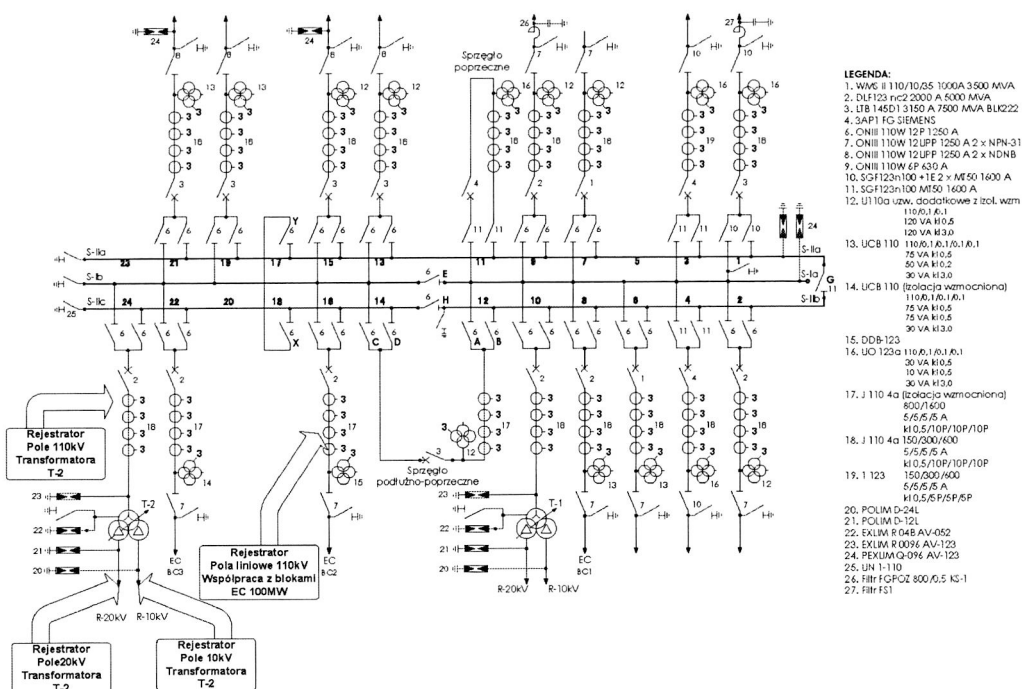
Rys. 6.4. Stany dynamiczne związane z włączaniem generatora w MEW1 (Detal 1) oraz włączaniem baterii kondensatorów w MEW1 (Detal 2) oraz ich oddziaływanie widziane od strony MEW2

## 6.2. Praca sieci dystrybucyjnej z blokiem elektrociepłowni

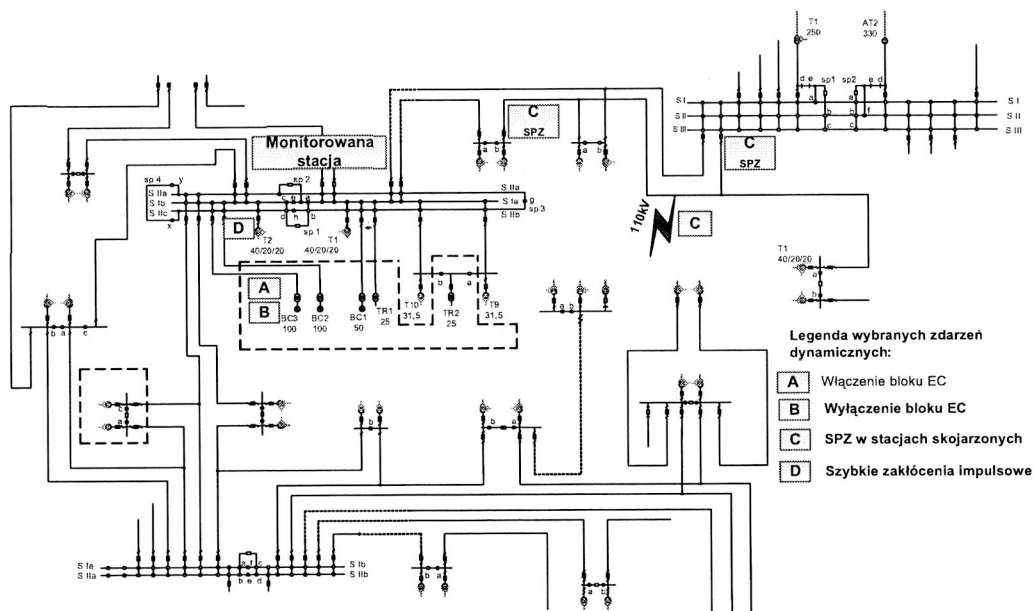
Opracowany synchroniczny system monitoringu jakości energii zainstalowano również w wybranych polach stacji elektroenergetycznej 110/20/10 kV/kV/kV. Rozdzielnia 110 kV pracuje w układzie 2 systemowym, 5 sekcyjnym i współpracuje z dwoma transformatorami trójzwojowymi 110/20/10 kV/kV/kV T-1 i T-2 zasilanymi w układzie normalnym z osobnych systemów lub sekcji 110 kV. Stacja powiązana jest polami liniowymi z siecią dystrybucyjną 110 kV oraz liniami blokowymi z elektrociepłownią. Rozdzielnia 20 kV składa się z dwóch sekcji rozdzielonych polem sprzęgłowym, zasilanych w układzie normalnym osobno

z transformatorów głównych T-1 i T-2. Rozdzielnia 10 kV zbudowana jest z 3 sekcji z wykorzystaniem łącznika szynowego oraz pola sprzęgłowego. Sekcje zasilane są ze strony 10 kV transformatorów T-1, T-2. Do rozdzielni 10 kV przyłączone są synchronicznie dwie elektrownie wodne o łącznej mocy zainstalowanej 6,8 MW. Stacja wyposażona jest w dwa transformatory potrzeb własnych o grupie połączeń ZNyn-11 z uziemieniem punktu gwiazdowego SN przez rezystor. Układ charakteryzuje dobra selektywność działania kablowych zabezpieczeń ziemnozwarciowych, obniżenie przepięć towarzyszących doziemieniom oraz obniżenie napięć rażeniowych. Schemat badanej stacji wraz z rozmieszczeniem rejestratorów przedstawiono na rysunku 6.5.

Prezentowane badania poświęcone są współpracy bloku elektrociepłowni z systemem 110 kV. Rejestratory umieszczono w polu transformatora T-2 110 kV, w polu linii blokowej wyprowadzającej moc ze 100 MW bloku elektrociepłowni oraz w polu transformatora T-2 po stronie 20 kV. Dodatkowy aspekt badań poświęcono szybkim zakłóceniom przejściowym w sieci średniego napięcia. W tym celu w polu transformatora T-2 po stronie 10 kV zainstalowano rejestrator wyposażony w moduł detekcji szybkich zakłóceń.



Rys. 6.5. Schemat rozdzielni 110 kV oraz lokalizacja rejestratorów w badanej stacji

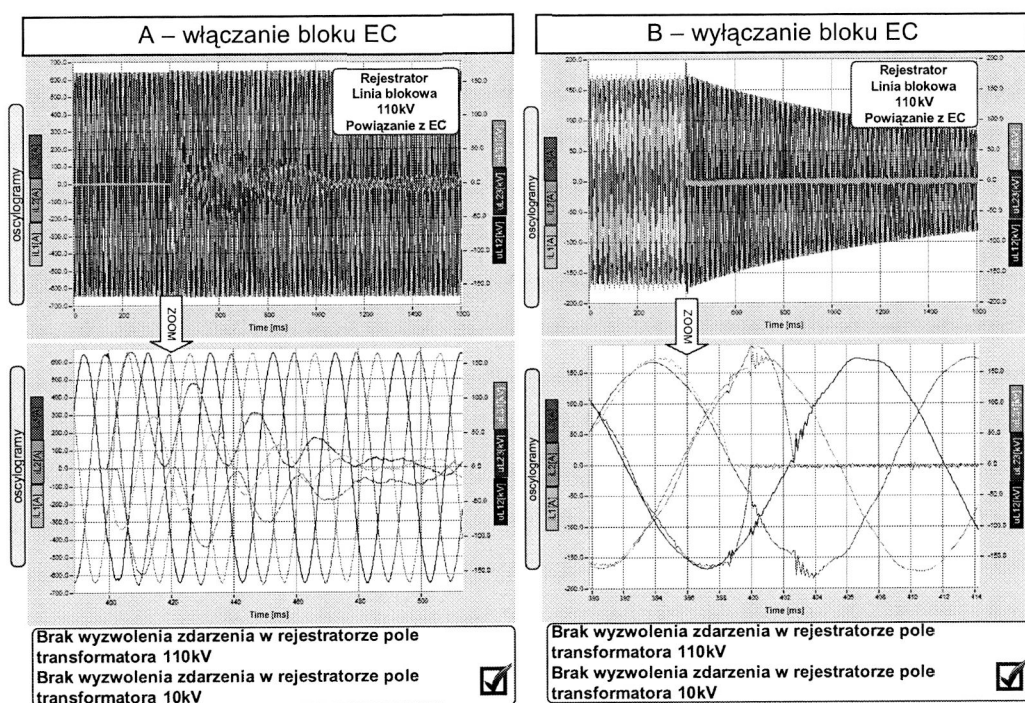


Rys. 6.6. Fragment powiązań monitorowanej stacji z siecią 110 kV z zaznaczonymi zdarzeniami

Celem badań było przeprowadzenie jakościowej i ilościowej oceny zjawisk dynamicznych odnotowanych w omówionych konfiguracjach pól stacji. Układ wyzwalania rejestracji został skonfigurowany tak, aby zdarzeniu towarzyszył zapis wartości skutecznych półokresowych w trybie 5 s przed zdarzeniem oraz 10 s po zdarzeniu, a także zapis oscylogramów napięć i prądów w trybie 0,4 s przed zdarzeniem oraz 1,2 s po zdarzeniu. Rejestratory umożliwiały zapis oscylogramów z częstotliwością 10,240 kHz, tj. 2048 próbek na okres składowej podstawowej. Jeden z rejestratorów wyposażony był w moduł detekcji i rejestracji szybkich zakłóceń w torze napięciowym z częstotliwością próbkowania 500 kHz. W torze pomiaru napięcia wykorzystano zainstalowane przekładniki napięciowe UMZ 12-1 10/0,1 kV/kV, kl. 0,5. Producenci przekładników podają niepewność pomiaru dla częstotliwości z zakresu 45–65 Hz. Ze względu na brak charakterystyk amplitudowych i fazowych przekładnika w wymaganym zakresie do 250 kHz, przy 500 kHz akwizycji próbek nie jest możliwa precyzyjna ocena niepewności wykonywanych pomiarów szybkich zakłóceń. Niemniej jednak zaprezentowane rejestracje wnoszą obiektywną wiedzę w zakresie oceny szybkich zakłóceń w sieciach dystrybucyjnych.

Poniżej zaprezentowano wybrane rejestracje zjawisk dynamicznych związanych m.in. z operacjami włączania (A) i wyłączania (B) bloku EC oraz wpływu cyklu SPZ podczas zwarć w linii 110 kV powiązanej z badaną stacją (C). Dodatkowym aspektem jest ocena szybkich zakłóceń impulsowych i oscylacyjnych wysokiej częstotliwości (D). Powiązania badanej stacji z siecią 110 kV przedstawiono na rysunku 6.6.

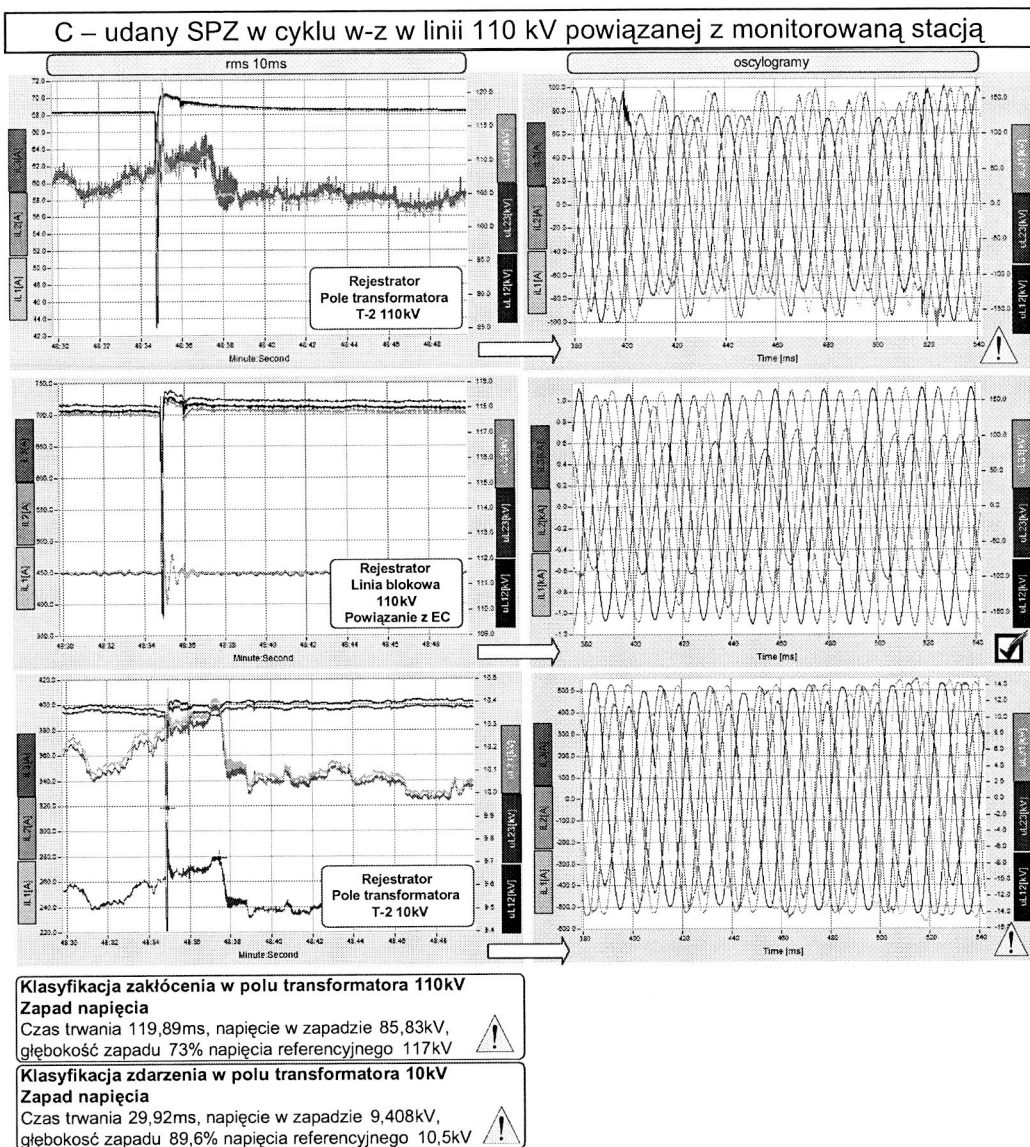
Rejestrację oscylogramów towarzyszących wyłączeniu oraz włączeniu bloku elektrociepłowni przedstawiono na rysunku 6.7. Podczas tych operacji nie odnotowano znaczących zjawisk zaburzeń jakości energii poza krótkimi oscylacjami przejściowymi oraz nieznacznym zjawiskiem skoku fazy w napięciu. Rejestratory umieszczone w polu transformatora T-2 po stronie 110 kV, przyłączonego do tego samego systemu, na który pracuje badany blok elektrociepłowni, oraz po stronie SN 10 kV tego transformatora nie odnotowały żadnych zakłóceń jakościowych. Jedynie przez pierwszą minutę od włączenia bloku wykryto wzrost wartości skutecznej napięcia po stronie 110 kV do wartości przekraczających limit 110%, co dla przyjętej wartości napięcia referencyjnego 117 kV oznaczało wzrost do wartości 130 kV.



Rys. 6.7. Przebiegi napięć i prądów w procesie włączania (zdarzenie A) oraz wyłączania (zdarzenie B) bloku elektrociepłowni 110 kV

Innym przykładem zarejestrowanego stanu zakłóceń jest wpływ zadziałania automatyki restytucyjnej SPZ w linii powiązanej z badaną stacją. Powiązanie linii poddanej restytucji z badaną stacją zaznaczono na rysunku 6.6, a przebiegi zarejestrowanego zakłócenia odebrane w punktach pomiarowych zilustrowano na rysunku 6.8. Zadziałanie automatyki SPZ nastąpiło na skutek zakłócenia w fazie L2 obustronnie w stacjach krańcowych uszkodzonej linii w udanym cyklu W-Z. Pod względem jakości energii odnotowane zjawisko zakwalifikowane zostało do kategorii trójfazowego





Rys. 6.8. Przebiegi napięć i prądów podczas zwarcia z udanym cyklem SPZ w linii 110 kV powiązanej ze monitorowaną stacją (zdarzenie C)

zapadu napięcia. Parametry zapadu wynosiły odpowiednio: w polu transformatora T-2 po stronie 110 kV – czas trwania 119,89 ms, napięcie resztkowe 85,83 kV, co stanowi spadek do 73% napięcia referencyjnego 117 kV, w polu transformatora T-2 po stronie 10 kV – czas trwania 29,92 ms, napięcie resztkowe 9,408 kV, co przy napięciu referencyjnym 10,5 kV stanowi spadek do 89,6%. Ciekawe jest to, iż w polu linii bloko-

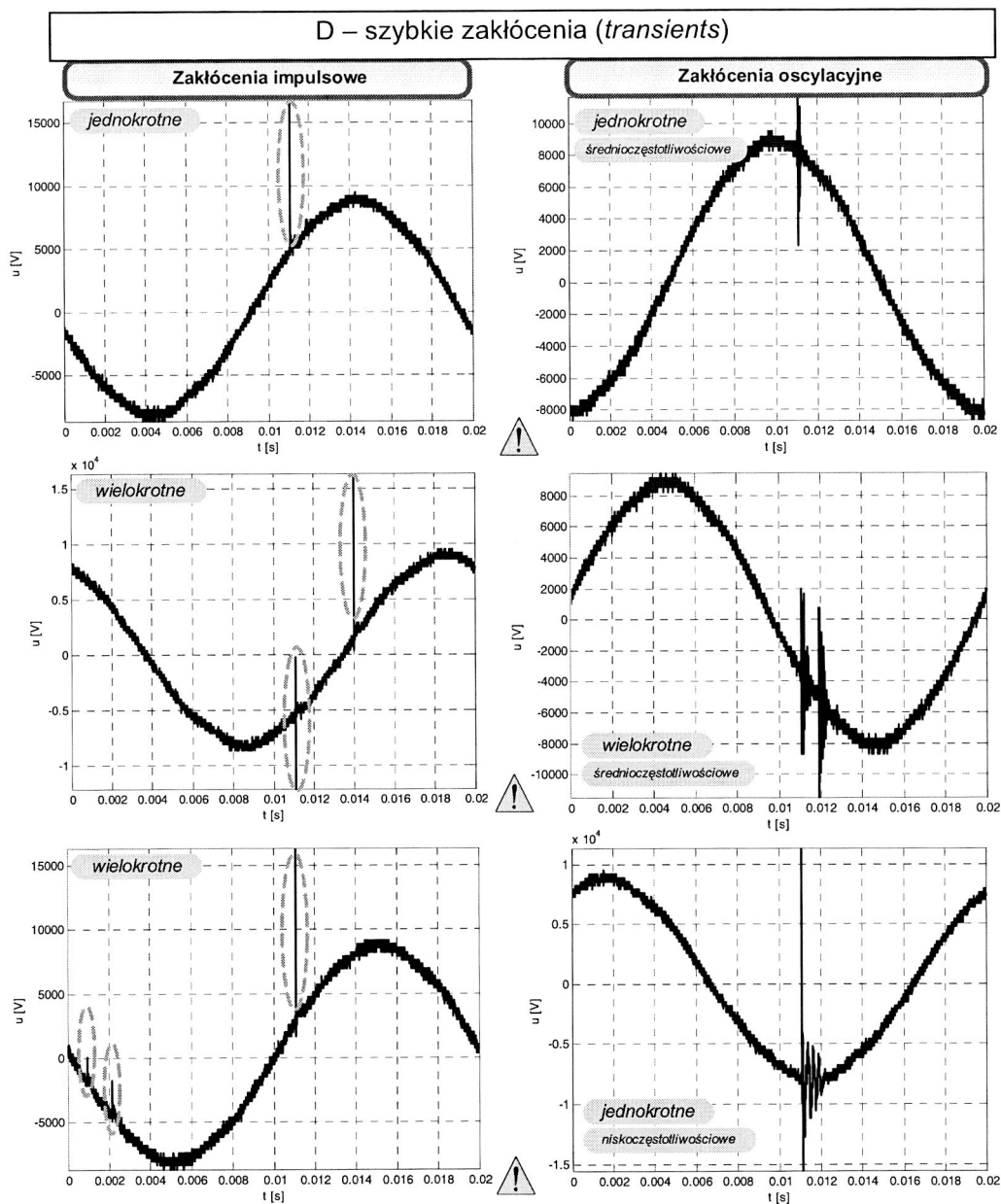


wej z generacją EC na poziomie 92 MW/10 Mvar omawiane zdarzenie nie zostało zakwalifikowane jako definicyjny zapad napięcia, co można odczytywać jako pozytywny skutek lokalnej generacji na podtrzymanie warunków prądowo-napięciowych. Porównując głębokości i czasy trwania zarejestrowanych zapadów napięcia, wnioskować można o kierunkowości zaburzenia, tj. wystąpieniu zaburzenia po stronie 110 kV, co zostało potwierdzone w dziennikach operatorskich.

W zakresie badań ujęto również próbę oceny szybkich zakłóceń impulsowych i oscylacyjnych [3, 22, 68, 73]. W celu ich identyfikacji i oceny w polu 10 kV badanego transformatora zainstalowano rejestrator wyposażony w moduł detekcji i rejestracji szybkich zakłóceń w torze napięciowym z częstotliwością próbkowania 500 kHz.

Tabela 6.2. Charakterystyka zakłóceń impulsowych i oscylacyjnych zarejestrowanych w ciągu 3-tygodniowego pomiaru po stronie 10 kV transformatora 110/20/10 kV

| Czas trwania | Wartość graniczna | Rodzaj      | Charakter   |
|--------------|-------------------|-------------|-------------|
| 8,106 us     | 6378 [V]          | impulsowe   | pojedyncze  |
| 830,17 us    | 4484 [V]          | oscylacyjne | podwójne    |
| 5,960 us     | 8537 [V]          | impulsowe   | pojedyncze  |
| 1,907 us     | -5960 [V]         | oscylacyjne | pojedyncze  |
| 1,907 us     | 2509 [V]          | oscylacyjne | podwójne    |
| 2,2080 ms    | -1,466e+04 [V]    | impulsowe   | podwójne    |
| 1,0700 ms    | -6501 [V]         | oscylacyjne | podwójne    |
| 530,00 us    | -8928 [V]         | oscylacyjne | potrójne    |
| 1,1821 ms    | -1,487e+04 [V]    | impulsowe   | potrójne    |
| 4,053 us     | 1,429e+04 [V]     | impulsowe   | pojedyncze  |
| 1,907 us     | -5564 [V]         | impulsowe   | podwójne    |
| 1,907 us     | 9299 [V]          | impulsowe   | pojedyncze  |
| 14,067 us    | 1,183e+04 [V]     | impulsowe   | pojedyncze  |
| 2,9020 ms    | 1,482e+04 [V]     | impulsowe   | podwójne    |
| 2,146 us     | 6451 [V]          | impulsowe   | pojedyncze  |
| 12,159 us    | 8012 [V]          | impulsowe   | pojedyncze  |
| 4,053 us     | 1,218e+04 [V]     | impulsowe   | podwójne    |
| 2,146 us     | -1,257e+04 [V]    | impulsowe   | potrójne    |
| 1,907 us     | -1,096e+04 [V]    | impulsowe   | podwójne    |
| 4,053 us     | 1,464e+04 [V]     | impulsowe   | podwójne    |
| 13,828 us    | 1,05e+04 [V]      | impulsowe   | pojedyncze  |
| 1,907 us     | -8544 [V]         | impulsowe   | pojedyncze  |
| 1,907 us     | 1,346e+04 [V]     | impulsowe   | potrójne    |
| 1,907 us     | 7890 [V]          | impulsowe   | pojedyncze  |
| 538,11 us    | 1,853e+04 [V]     | oscylacyjne | pojedyncze  |
| 1,907 us     | 8972 [V]          | impulsowe   | pojedyncze  |
| 2,146 us     | 7512 [V]          | impulsowe   | pojedyncze  |
| 1,907 us     | -6805 [V]         | impulsowe   | potrójne    |
| 2,146 us     | 1,366e+04 [V]     | impulsowe   | potrójne    |
|              |                   | Jednokrotne | Wielokrotne |
|              | Impulsowe         | 12          | 11          |
|              | Oscylacyjne       | 2           | 4           |



Rys. 6.9. Przykładowe przebiegi zakłóceń impulsowych i oscylacyjnych w sieci SN 10 kV

W trakcie trzytygodniowej rejestracji zanotowano 29 przypadków szybkich zakłóceń, które można podzielić na: 23 zakłócenia impulsowe mikrosekundowe (czas trwania 2–13  $\mu$ s, wartość maksymalna 8–14 kV), 5 zakłóceń oscylacyjnych średnioczęsto-

tliwościowych (czas trwania do 5  $\mu$ s, wartość maksymalna 0,2–0,8 kV), 1 zakłócenie oscylacyjne niskoczęstotliwościowe (czas trwania 0,6 ms, wartość maksymalna 18 kV, częstotliwość dominująca 4 kHz). Przeprowadzone analizy wykazały ponadto, że omawiane zakłócenia mogą występować wielokrotnie w ciągu okresu składowej podstawowej. Wybrane przebiegi omawianych zakłóceń zaprezentowano na rysunku 6.9, a szczegółową charakterystykę profili zakłóceń zawarto w tabeli 6.2.

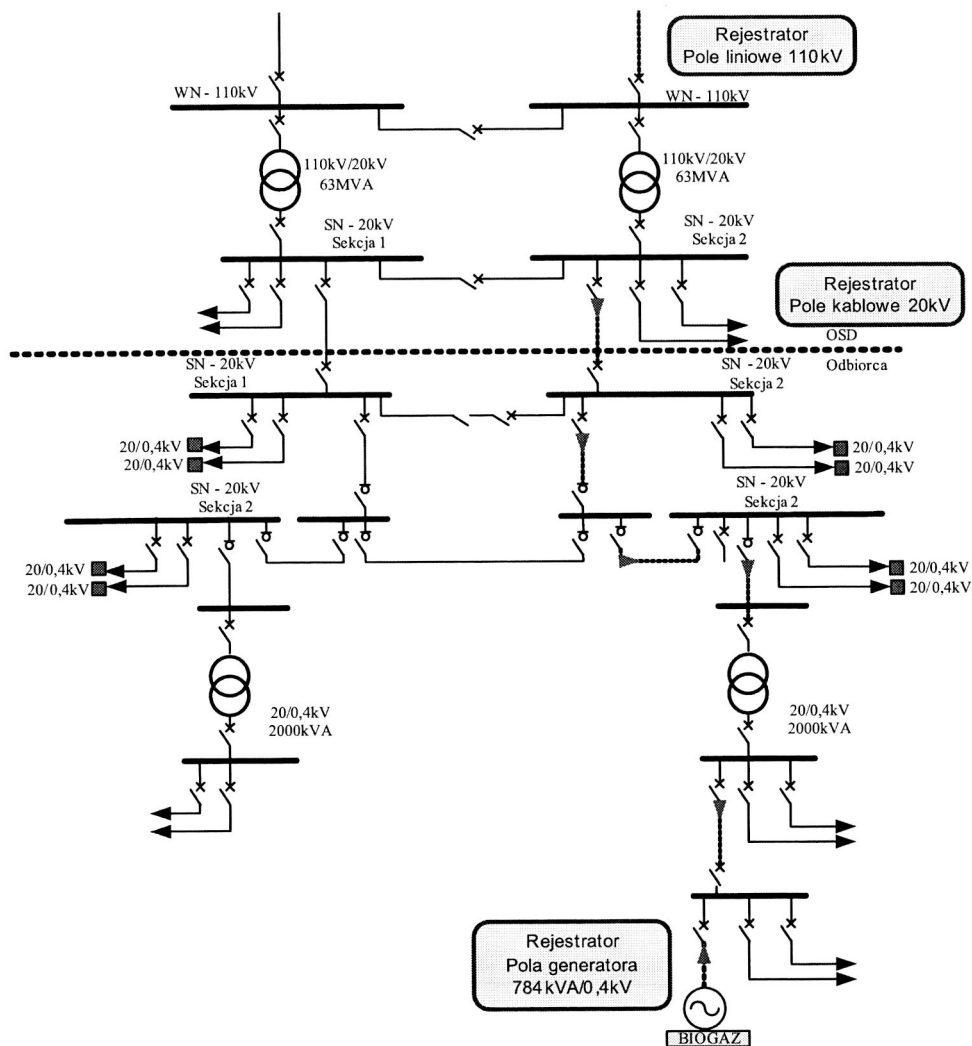
### 6.3. Praca sieci zakładowej z generacją biogazową

Wykorzystanie biogazu powstającego w procesie produkcji do spalania i produkcji energii elektrycznej jest rozwiązaniem poprawiającym nie tylko efektywność ekonomiczną procesu produkcji, ale mogącym mieć wpływ również na pracę zakładowej sieci elektroenergetycznej. Omawiany przypadek dotyczy badań i oceny pracy wybranych węzłów sieci podczas zdarzeń zakłóceńowych zarejestrowanych synchronicznie na trzech poziomach napięć 110, 20, 0,4 kV. Jednostkę generacji rozproszonej stanowił moduł kogeneracyjny z generatorem synchronicznym firmy Stamford 635 kW/0,4 kV/ $\cos\varphi = 1,0$  napędzany silnikiem spalinowym Jenbachera na biogaz powstający w procesie produkcji [139]. Na wspólnym wale napędzanym silnikiem umieszczony jest generator główny, prostowniki rotacyjne, wzbudnik i dodatkowy generator z magnesami trwałymi (ang. PMG – *Permanent Magnets Generator*). Rozwiązanie realizuje układ wzbudzenia obcego poprzez umieszczenie na końcu wału głównego generatora z magnesami trwałymi, który stanowi źródło zasilania dla regulatora napięcia. Regulator napięcia sprawdza napięcie wyjściowe i częstotliwość generatora głównego, porównuje je z wartościami zadanymi, a następnie doprowadza stały prąd wyjściowy do uzwojeń obwodu wzbudzenia. W wirniku wzbudnika napędzanego wałem indukuje się prąd zmienny, który prostowany jest przez prostownik rotacyjny w celu zasilania prądem stałym głównego wirnika. Generator PMG stanowi oddzielne zasilanie dla regulatora i obwodu wzbudzenia, tak więc obciążenie generatora nie ma wpływu na obwód wzbudzenia generatora, jak ma to miejsce w rozwiązaniu samowzbudnym.

Badaną jednostkę generacji charakteryzują następujące parametry:

- moc nominalna przy  $\cos\varphi = 1,0$ : 635 kW,
- moc nominalna przy  $\cos\varphi = 0,8$ : 627 kW,
- moc pozorna przy  $\cos\varphi = 0,8$ : 784 kVA,
- prąd nominalny przy  $\cos\varphi = 0,8$ : 1132 A,
- moc napędu: 657 kW,
- częstotliwość: 50 Hz,
- napięcie: 400 V,
- liczba obrotów: 1500/min,
- ilość obrotów pola wirującego: 2250/min,

- współczynnik mocy: 0,8: 1,0,
- sprawności przy  $\cos\varphi = 1$ : 96,6%,
- sprawności przy  $\cos\varphi = 0,8$ : 95,5%.

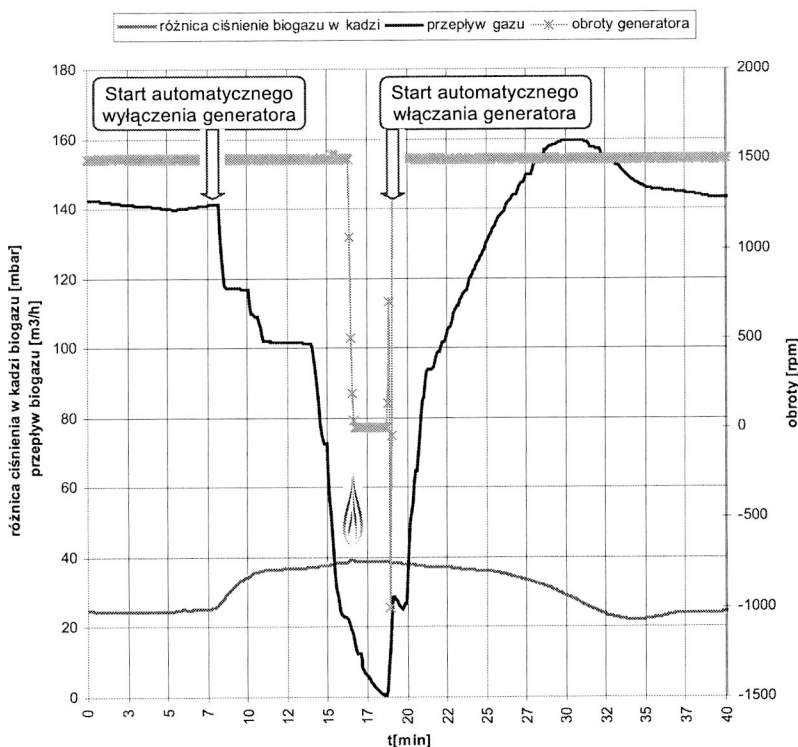


Rys. 6.10. Schemat układu zasilania zakładu przemysłowego z synchronicznym generatorem biogazowym zainstalowanym wewnątrz sieci na poziomie 0,4 kV

Celem przeprowadzonych badań było określenie profilu zakłóceń powstających podczas procesów ruchowych pracy generatora, tj. włączania i wyłączania, oraz zmian produkowanej mocy wywołanej zmianą dostarczanego paliwa. Dodatkowym elementem była ocena pracy generatora podczas zakłóceń sieciowych. Miejsce zainstalowa-

nia generatora w sieci elektroenergetycznej oraz lokalizację rejestratorów systemu monitoringu przedstawiono na rysunku 6.10.

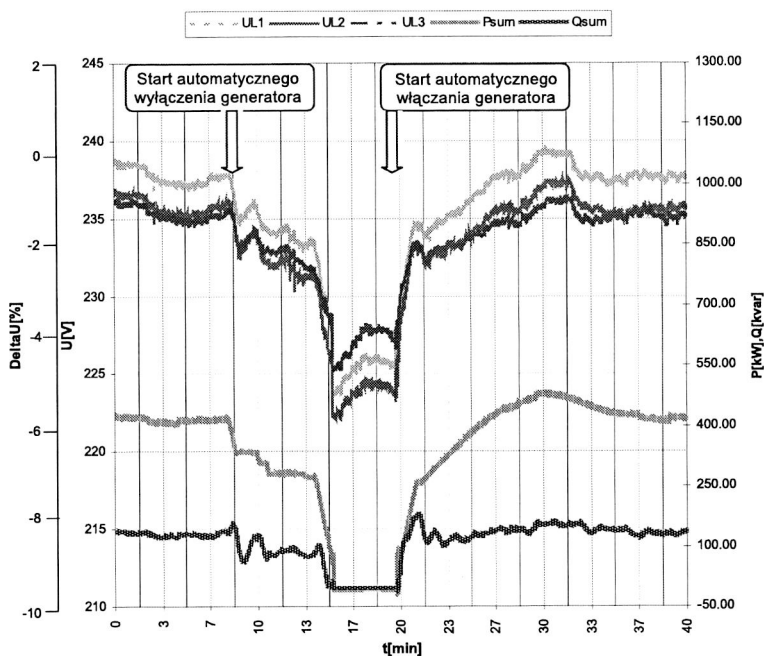
W ramach badań przeprowadzono próby ruchowe generatora obejmujące wyłączenie oraz włączenie generatora w trybie automatycznym. Na rysunku 6.11 przedstawiono zmiany podstawowych wielkości instalacji biogazowej, takich jak: różnica ciśnienia gazu w kadzi biogazu, ciśnienie gazu czystego dostarczanego do silnika spalalinowego oraz obroty generatora. Proces automatycznego wyłączenia i włączenia generatora, wykonywany w trybie serwisowym, trwa około 10–12 minut. Redukcję mocy wyjściowej generatora uzyskuje się poprzez zmniejszenie przepływu gazu dostarczanego do silnika. Zmniejszeniu zużycia paliwa towarzyszy wzrost ciśnienia biogazu w komorze fermentacyjnej, aż do zapalenia się pochodni zabezpieczającej. Włączenie generatora w trybie automatycznym poprzedza proces synchronizacji z siecią. Zwiększenie mocy wyjściowej uzyskuje się przez zwiększenie ciśnienia gazu dostarczanego do silnika.



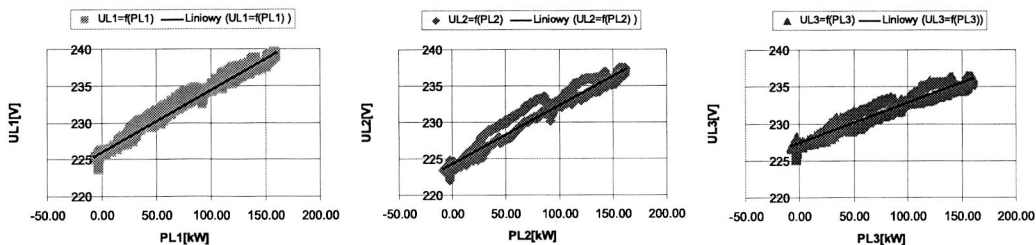
Rys. 6.11. Przebiegi podstawowych wielkości instalacji biogazowej (przepływy gazu, różnica ciśnienia w zbiorniku biogazu, obroty) podczas prób ruchowych zarejestrowane z czasem uśredniania 5 s

Generator pracuje w trybie produkcji mocy czynnej i biernej z zadaniem  $\cos\varphi_{\text{ind}} = 0,95$ . Podczas prób ruchowych rejestrowano podstawowe parametry elektryczne

z czasem uśredniania 200 ms. W odniesieniu do pracy źródła odnotowano ścisły związek pomiędzy poziomem napięcia w punkcie przyłączenia nN PCC a pracą generatora. Zmiana napięcia wywołana procesem wyłączenia generatora osiąga poziom 6%, co przekracza 3% limit dopuszczalny dla generatorów włączanych do sieci nN. Omawiany efekt przedstawiono na rysunku 6.12. Zależność pomiędzy poziomem napięcia a generowaną mocą potwierdza również analiza korelacyjna przedstawiona na rysunku 6.13.



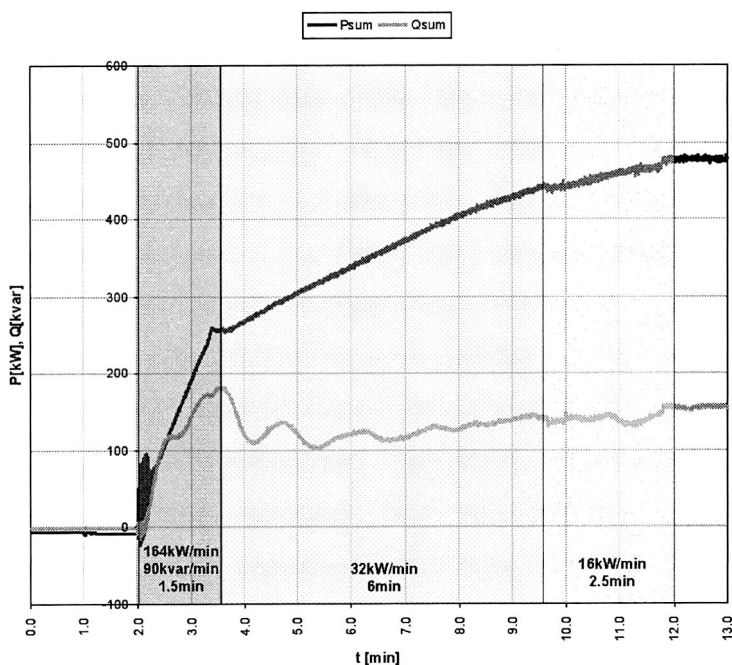
Rys. 6.12. Zmiany napięcia w punkcie przyłączenia PCC 0,4 kV podczas procesu wyłączania i włączania generatora z odniesieniem do mocy czynnej i biernej



| Współczynnik korelacji pomiędzy<br>poziomem napięcia a mocą generowaną | L1   | L2   | L3   |
|------------------------------------------------------------------------|------|------|------|
|                                                                        | [–]  | [–]  | [–]  |
|                                                                        | 0,99 | 0,99 | 0,97 |

Rys. 6.13. Analiza korelacji pomiędzy generowaną mocą czynną na poziomie napięcia

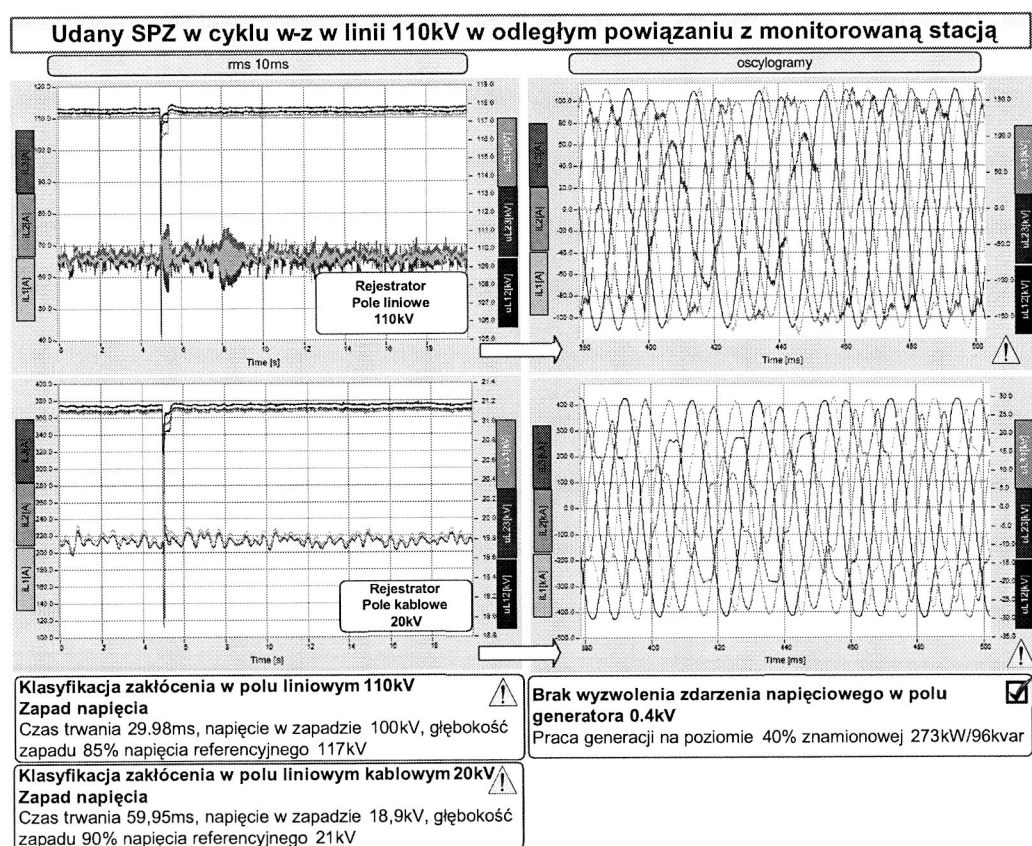
Chcąc ocenić szybkość narostu mocy w procesie załączania generatora do sieci przeprowadzono analizę gradientu mocy. Wyniki rejestracji mocy czynnej wskazują na trzy strefy prędkości narostu mocy czynnej. W ciągu 1,5 min moc narasta ze średnią prędkością 164 kW/min. W tej strefie wzrasta również moc bierna z prędkością średnią 90 kvar/min. W dalszych etapach nie następuje wzrost mocy biernej generowanej, co ogranicza wzrost napięcia. Następnie w ciągu kolejnych 6 min następuje ustabilizowanie narostu mocy do średniej prędkości narostu 32 kW/min. Ostatnie 2,5 min przed osiągnięciem mocy założonej 75% mocy znamionowej wzrost mocy odbywa się w sposób łagodny z narostem 16 kW/min. Odnotowane właściwości dynamiczne układu zaprezentowano na rysunku 6.14.



Rys. 6.14. Dynamika zmian mocy podczas procesu załączania generatora biogazowego

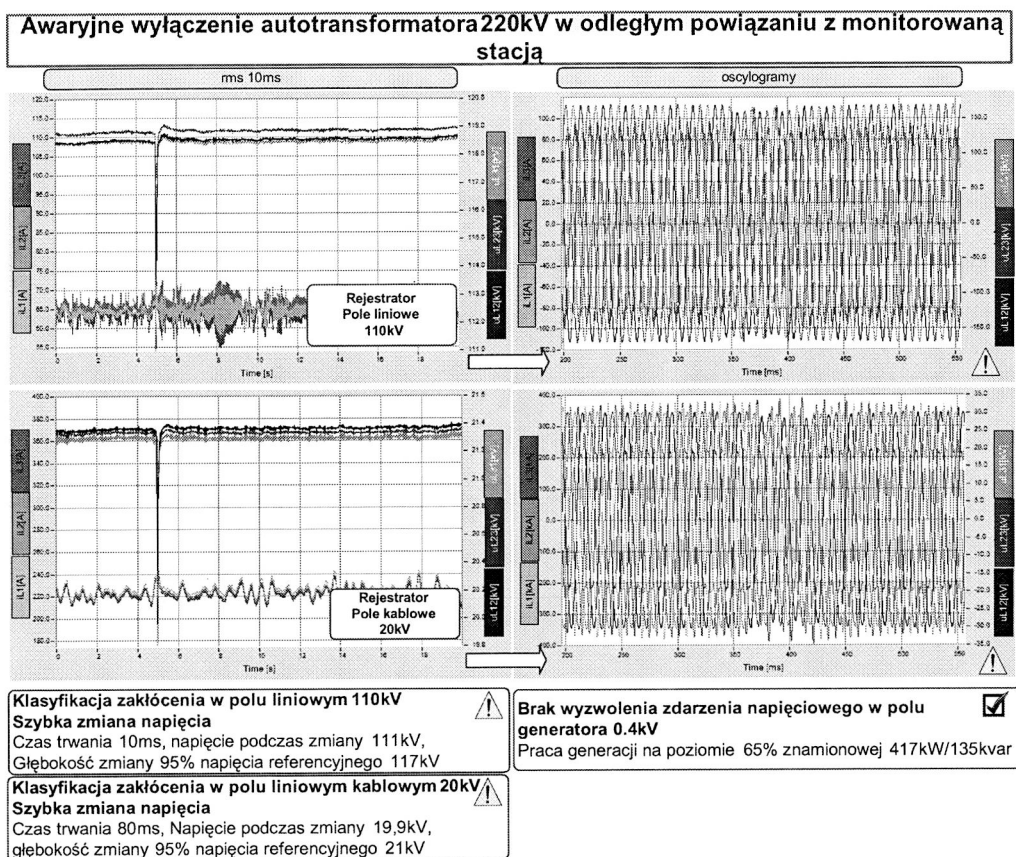
Dodatkowy element analizy zjawisk dynamicznych dotyczył zachowania się generatora podczas zakłóceń w sieci elektroenergetycznej. W trakcie wykonywanych pomiarów wielopunktowych zarejestrowano kilka zdarzeń sieciowych. Wybrane zakłócenia obejmują zwarcie w sieci 110 kV w linii odległej od badanej stacji z pozytywnym cyklem restytucyjnym typu w-z, a także wyłączenie autotransformatora 220 kV. Źródła obu zdarzeń miały miejsce w dalekim powiązaniu sieciowym z monitorowaną stacją. Efektem zwarcia w sieci 110 kV, z udanym ponownym załączeniem linii po wyłączeniu jej przez automatykę zabezpieczeniową, jest zapad napięcia odnotowany zarówno na poziomie WN, jak i SN. Głębokość zapadu po stronie

WN wynosiła 85% ze 117 kV napięcia referencyjnego, natomiast głębokość zapadu po stronie SN wynosiła 90% z 21 kV napięcia referencyjnego. Warto zauważyć, że mimo rozległej sieci zakładowej SN i nN zapad napięciowy przeniesiony na stronę SN nie został odnotowany na stronie nN w punkcie przyłączenia PCC badanego generatora biogazowego. Podczas zakłócenia generator pracował na poziomie 40% mocy znamionowej. Odległe wyłączenie autotransformatora 220 kV odnotowano na poziomach 110 kV i 20 kV badanej stacji jako szybką zmianę napięcia, nie wykraczającą poza granice zapadu. Podobnie jak w przypadku odległego zwarcia występującego w sieci 110 kV, omawiane zjawisko nie wpłynęło znacząco na pracę punktu PCC generatora. Podczas tego zakłócenia generator wytwarzał energię na poziomie 65% mocy znamionowej. Omawiane przypadki zilustrowano na rysunkach 6.15 oraz 6.16.



Rys. 6.15. Ocena zakłóceń na różnych poziomach napięć  
wywołanych odległym zwarciem występującym w sieci 110 kV  
z restytucją SPZ – obserwowane pole liniowe 110 kV, pole kablowe 20 kV, pole generatora 0,4 kV





Rys. 6.16. Ocena zakłóceń na różnych poziomach napięć podczas awaryjnego wyłączenia autotransformatora w odległej sieci 220 kV;  
 obserwowane pole liniowe 110 kV, pole kablowe 20 kV, pole generatora 0,4 kV

## 6.4. Podsumowanie

W rozdziale przedstawiono badania z zastosowaniem opracowanego mobilnego systemu monitoringu jakości energii, ukierunkowane na ocenę wzajemnych oddziaływań sieci elektroenergetycznych i źródeł rozproszonych. Synchroniczne obserwacje po stronie niskiej transformatorów SN/nN trzech węzłów wydzielonego promienia sieci SN, obejmujące dwie elektrownie wodne i jedną stację odbiorczą, umożliwiły wykazanie braku znaczącego wpływu operacji łączeniowych w elektrowniach na pracę sieci. Dzięki integracji z siecią SN za pośrednictwem transformatora, zjawiska dynamiczne związane z włączaniem i wyłączaniem elektrowni nie są odnotowywane w pozostałych węzłach badanego promienia.

Badania rozproszone w sieci dystrybucyjnej 110 kV z blokiem elektrociepłowni potwierdzają brak wpływu operacji związanych z włączeniem bądź wyłączeniem bloku EC na jakościowe parametry w sieci WN i SN. Moc zwarciowa rozdzielni 110 kV wynosi 3520 MVA w stosunku do 100 MW bloku EC. Metoda porównawcza profilu zakłóceń odnotowanych na różnych poziomach napięć umożliwia wskazanie kierunku zakłócenia. Jako przykład podano zdarzenie zwarciove z restytucją SPZ powstałe po stronie sieci 110 kV, gdzie procentowe głębokości zapadów napięcia są większe niż na niższych poziomach, co pozwala wnioskować o kierunkowości zakłócenia. Efekty analiz znalazły potwierdzenia w dziennikach operatorskich. Podobne zależności potwierdziły również badania rozproszone przeprowadzone w sieci przemysłowej na poziomach napięć 110 kV (GPZ), 20 kV (kabel SN zasilający sieć zakładową) i 0,4 kV (mała generacja głęboko wewnątrz sieci zakładowej). Zarejestrowane zaburzenia napięciowe wykazują gradację procentową w kierunku źródła zaburzenia. Podobnie i w tym przypadku wskazany kierunek zaburzenia znalazł potwierdzenie w zapisach operatorskich, w których szczegółowo wskazano źródło zaburzenia, którym było wyłączenie transformatora w sieci 220 kV na skutek pożaru przekładnika prądowego.

W wyniku badań rozproszonych odnotowano również pozytywny wpływ lokalnej generacji na warunki napięciowe w miejscu przyłączenia. W zarejestrowanych przypadkach zakłóceń spowodowanych przez sieć, zakwalifikowanych jako zapad napięcia, nie odnotowano synchronicznego zapadu w punkcie przyłączenia generacji. Jeśli nawet występowało chwilowe zaburzenie napięcia, nie spełniało ono kategorizacji zapadu. Świadczy to o wzmocnieniu warunków napięciowych w punkcie przyłączenia generacji.

Badania rozproszone wnoszą nowe możliwości do oceny jakości energii i z pewnością będą uzupełnianie o aplikację algorytmów umożliwiających ocenę wzajemnych relacji między poziomami zakłóceń w monitorowanych węzłach sieci.

## **7. Rozproszone systemy monitoringu jakości energii**

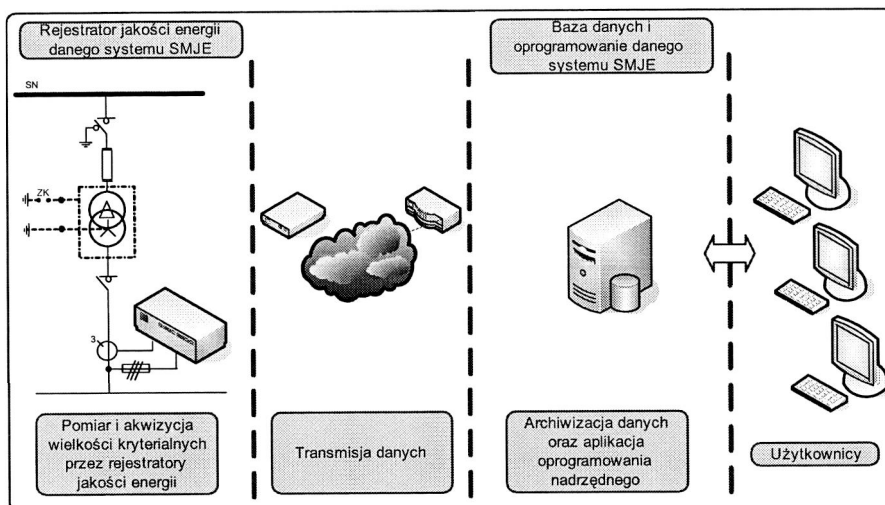
### **7.1. Struktura rozproszonego systemu monitoringu jakości energii**

Przegląd dostępnych na rynku systemów monitoringu jakości energii umożliwia wyodrębnienie pewnych powtarzalnych elementów funkcjonalnych, które odpowiedzialne są za realizację pełnego procesu obszarowej oceny jakości energii. Zgodnie z pracami [24, 25] podkreśla się modułowość tego typu systemów tak, aby możliwe było przeprowadzanie zmian konfiguracyjnych danej warstwy, bez ingerencji w pracę pozostałych modułów. Taki rodzaj struktury systemu umożliwia również elastyczną skalowalność, tj. zmianę rozmiarów bądź parametrów w zależności od potrzeb obszaru objętego monitoringiem. Uogólniając, system monitoringu jakości energii zawiera najczęściej następujące warstwy (podsystemy) (por. rys. 7.1):

- Pomiaru i akwizycji danych pomiarowych oraz wyznaczania wielkości kryterialnych realizowany przez rejestratory jakości energii.
- Transmisji danych pomiarowych z rejestratorów przez wybrane media komunikacyjne do centralnej bazy danych.
- Archiwizacji danych pomiarowych z wykorzystaniem serwerów bazodanowych oraz nadrzędnego oprogramowania aplikacyjnego do analiz, wizualizacji i oceny zgromadzonych danych, a także zastosowania narzędzi wspomagających, w tym raportowania, alarmowania i korelacji zdarzeń.

W każdej z wyodrębnionych warstw istnieją kluczowe dla prawidłowości działania całego systemu elementy. W warstwie pomiarowo-akwizycyjnej główną rolę odgrywają rejestratory jakości energii oraz sposób skojarzenia obwodów pomiarowych, a w szczególności wykorzystanie przekładników napięciowych i prądowych. Zaleca się, aby rejestratory spełniały wymagania dokładności pomiarowej w klasie A według normy PN-EN 6100-4-30. Ponadto zaimplementowane algorytmy wyznaczania wielkości kryterialnych powinny odwzorowywać wymagania odpowiednich norm. Pomiar harmonicznych i interharmonicznych powinien uwzględniać wytyczne normy PN-EN

61000-4-7. W zakresie pomiarów migotania światła wymagane jest spełnienie cech przyrządu określonego normą PN-EN 61000-4-15.



Rys. 7.1. Podstawowe warstwy funkcjonalne systemu monitoringu jakości energii

W przypadku przeznaczenia rejestratorów do pracy w systemie rozproszonym, niezbędna jest możliwość synchronizacji czasu np. z wykorzystaniem modułów współpracy z satelitarnym sygnałem czasu GPS (ang. *global positioning system*) lub radiowego sygnału czasu z nadajnika DCF-77 we Frankfurcie. Drugim warunkiem wykorzystania rejestratorów do pracy systemowej jest możliwość komunikacji zdalnej z urządzeniem, np. z wykorzystaniem portów Ethernetowych lub innych rozwiązań z użyciem modemów i portów szeregowych czy szybkich magistral transmisji stacyjnej według protokołu IEC61850. Dla bardziej wysublimowanych rozwiązań rozważa się rozszerzenie obwodów wyjściowych i wejściowych rejestratorów o dodatkowe obwody analogowe, cyfrowe i przekaźnikowe. Ma to szczególne znaczenie w integracji urządzeń monitoringu jakości energii z lokalnym systemem EAZ (Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa) stacji elektroenergetycznych. Realizacja opisanej funkcjonalności sprzętowej wykonywana jest na etapie projektowania rejestratora oraz opracowania programu wewnętrznego (sprzętowego, tzw. *firmware*). O ile architektura sprzętowa jest rozwiązaniem stałym dla danego urządzenia, o tyle oprogramowanie wewnętrzne daje możliwości aktualizacji wybranych funkcji lub rozszerzenie funkcjonalności wykonywanych przez rejestrator algorytmów. Ma to szczególne znaczenie w przypadku zmian w normach podających sposoby wyznaczania wielkości kryterialnych czy dopuszczalne limity mierzonych parametrów, których wdrożenie realizowane jest przez zmianę *firmware'u*, bez ingerencji sprzętowej.

W oprogramowaniu wewnętrznym rejestratora są nie tylko stosowane wymagania metrologiczne w zakresie użytych algorytmów, ale również realizowane implementacje norm służących ocenie rejestrowanych parametrów jakościowych energii. Przykładem może być realizacja za pomocą rejestratora oceny parametrów jakości energii według normy PN-EN 50160. Efektem tego jest wyznaczanie i agregacja istotnych parametrów wyrażonych wartościami uśrednionymi w przedziałach czasu 200 ms, 1 s, 3 s, 10 min, 15 min, 2 h czy 1 dnia. Tak przygotowane dane mogą być następnie transmitowane do centralnej bazy danych. Oprócz danych uśrednionych, każde zdarzenie przekraczające limity dopuszczalne podane w normie powinno być rejestrowane na liście zdarzeń, a rejestrator działający w systemie powinien mieć możliwość alterowania oprogramowania nadrzędnego, pracującego na serwerze głównym systemu. Ponadto poprzez zmiany w oprogramowaniu wewnętrznym w łatwy sposób można wprowadzić nowelizacje stosowanej normy. Dla normy PN-EN 50160 taka nowelizacja miała miejsce w 2010 roku. Dodatkowo można poszerzyć możliwości oceny jakości energii w przypadku monitoringu obiektów o szczególnym rodzaju pracy. Monitoring sieci najwyższych napięć wymaga sprawdzania limitów, których nie obejmuje norma PN-EN 50160, a które podają instrukcje ruchu, rozporządzenie systemowe lub umowy. Ocena pracy elektrowni wiatrowej bazuje na zapisach normy PN-EN 61400-21. Wykorzystanie rejestratora jakości energii do oceny pracy tego typu obiektu wymagałoby bądź manualnych zmian w ustawieniach rejestratora bądź rozszerzenie oprogramowania sprzętowego o realizację agregacji danych i ich oceny zgodnie z wymogami określonymi w normie dotyczącej badań elektrowni wiatrowych.

Do celów transmisji danych wykorzystuje się dostępne medium transmisyjne: sieci LAN/WAN, sieć GSM/GPRS/LTE/EDGE/UMTS, instalacje telefonii analogowej. W związku z tym konieczne jest zastosowanie w instalacji punktu pomiarowego dodatkowych urządzeń peryferyjnych takich jak: bramki, serwery portów równoległych, modemy GSM, modemy analogowe itp. Związane jest to również z możliwościami sprzętowymi wbudowanymi w samym rejestratorze, za które odpowiedzialne są zaimplementowane porty i protokoły komunikacyjne LAN(TCP/IP), RS232, RS485, USB, GPIB. Ze względów transmisji na odległość preferowanym rozwiązaniem jest wykorzystanie portów TCP/IP, w których zainstalowano modemy GSM lub wykorzystano lokalne sieci internetowe. W szczególnych przypadkach możliwe jest wykorzystanie szybkich powiązań informatycznych między stacjami elektroenergetycznymi, ale wymaga to zaimplementowania w rejestratorze protokołu komunikacyjnego IEC61850.

Ostatnim elementem systemu monitoringu jakości energii jest program nadrzędny i dostępne w nim funkcjonalności wizualizacji, analizy i oceny oraz możliwości zarządzania danymi. Integracja danych z różnych rejestratorów odbywa się z wykorzystaniem baz danych, najczęściej SQL. Część zarządzająca programu nadrzędnego odpowiada m.in. za tryb pobierania i lokację danych. Zalecane jest, aby proces ten mógł być realizowany automatycznie przez oprogramowanie nadrzędne po wywołaniu

w określonych chwilach czasu bądź manualnie przez użytkowników systemu (rozwiązanie typu *pull*), jak również w sposób wymuszony przez rejestratory na skutek pojawienia się zdarzeń zakłócających jakość energii (rozwiązanie typu *push*). W procesie zapisu danych należy rozważyć elementy redundancji z wykorzystaniem lokalnej pamięci rejestratorów i archiwum centralnej bazy danych. Na podstawie zgromadzonych w bazie danych informacji program nadrzędny powinien umożliwiać szeroką gamę funkcjonalności służących wizualizacji, ocenie statystycznej, filtrowaniu i raportowaniu danych. W szczególności wyróżnić można:

- tworzenie wykresów takich jak: trendy, histogramy, wykresy skumulowane, w profilach dobowych, miesięcznych, rocznych itp.,
- analizę statystyczną wyników z różnych punktów pomiarowych według lokalizacji, czasu trwania pomiarów, pory roku itp.,
- agregację i filtrowanie tabel danych pomiarowych,
- przygotowanie raportów okresowych, zestawień, podsumowań,
- analizę i raportowanie zdarzeń, w tym analiza FFT dla zarejestrowanych wybranych fragmentów oscylogramów,
- tworzenie wskaźników do analizy zapadów i wzrostów napięcia oraz krótkotrwałych i długotrwałych przerw w zasilaniu.

Dodatkowe aspekty funkcjonalności systemu mogą obejmować elementy automatycznego raportowania oraz umieszczania ich w folderach sieciowych, wysyłania w formie e-mail, informacji sms, jak również dostępności danych przez serwisy www z autoryzacją użytkowników.

Należy podkreślić, iż współczesne systemy monitoringu jakości energii wprowadzają wciąż nowe rozwiązania sprzętowo-programowe podnoszące ich parametry techniczne oraz zwiększające możliwości oceny jakości energii. Można tu przywołać zwiększanie liczby bitów toru przetwarzania AC/DC (8, 12, 16, 24 bity), zwiększanie częstotliwości próbkowania (5 kHz, 6,4 kHz, 10 kHz, 12,8 kHz) czy aplikację modułu rejestracji szybkich stanów przejściowych (transient) z wysoką częstotliwością próbkowania (100 kHz, 500 kHz, 1 MHz). Wdrażane są również funkcje współpracy systemów monitoringu jakości energii w szerszych systemach typu SCADA oraz poszerzania funkcjonalności o elementy prognozowania zużycia energii czy nowych algorytmów lokalizacji miejsca awarii.

## 7.2. Integracja systemów monitoringu jakości energii

Rozwój systemów monitoringu jakości energii odbywał się wieloetapowo z udziałem różnych producentów branżowych. Efektem tego jest obecnie dostępność na rynku rejestratorów jakości energii i zbudowanych na nich rozwiązań SMJE. Urządzenia te wprowadzane były na rynek w warunkach braku norm odnośnie do standardu i formatu

zapisu danych jakości energii, w związku z czym dane jakości energii charakteryzują się dowolnym formatem przyjętym przez określonego producenta. Podobnie oprogramowania nadrzędne różnych rejestratorów nie mają spójnej funkcjonalności. Sytuacja ta naturalną drogą przeszła na ofertę systemów monitoringu jakości energii, które choć rozszerzają możliwości monitoringu na szerszym obszarze, dalej bazują na charakterystycznej dla danego rozwiązania strukturze danych pomiarowych. Można powiedzieć, że systemy te mają charakter systemów zamkniętych.

Sytuacja diametralnie zmienia się, kiedy rozważana jest realizacja centralnego systemu monitoringu jakości energii, co skłania do dyskusji na temat unormowania formatu danych oraz utworzenia tzw. otwartego systemu monitoringu jakości energii, którego zadaniem byłaby również integracja systemów monitoringu różnych producentów stosujących tzw. zamknięte formaty danych, jedynie przez autorskie oprogramowania rozpoznawalne. Realizacja tak przyjętego celu wymaga:

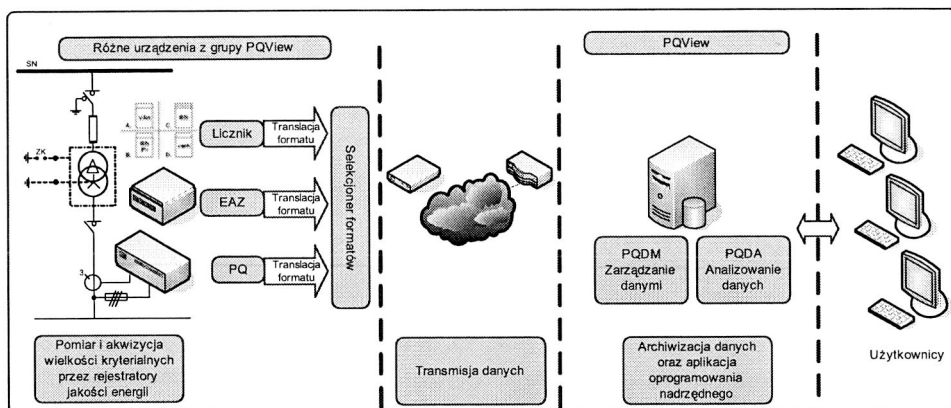
- przyjęcia ujednoliconego formatu danych na bazie istniejących bądź nowo opracowanych norm,
- translację danych z formatów zamkniętych istniejących rozwiązań,
- przyjęcie funkcjonalności oprogramowania nadrzędnego,
- dbałości o zachowanie spójności i jednorodności systemu.

Jednym z proponowanych rozwiązań w zakresie monitoringu jakości energii jest przyjęcie ujednoliconego formatu danych jakości energii PQDIF (ang. *power quality data interchange format*) wdrażanego przez amerykański standard IEEE Std. 1159. Opis założeń dla systemu monitoringu oraz specyfikacja wspomnianego formatu danych zawarto w dokumentach [96, 97], przez co format PQDIF stał się formatem otwartym. Wdrożenie systemu opartego na tym standardzie wymagało aplikacji formatu na wybranych urządzeniach różnych firm, ich wzajemnej integracji oraz opracowania wspólnego oprogramowania nadrzędnego. Wieloletni projekt prowadzony przez amerykański instytut naukowo-badawczy EPRI (ang. *Electric Power Research Institute*) we współpracy z firmą Electroteck Concepts zaowocował rozwiązaniem znanym dzisiaj pod nazwą PQView. Jest to oprogramowanie nadrzędne służące do pobierania, archiwizowania i wizualizacji danych pomiarowych z różnych rejestratorów używających wprost formatu PQDIF bądź udostępniających zasoby oprogramowania wewnętrznego rejestratorów w celu przeprowadzenia translacji formatu danych. System PQView bazuje na dwóch modułach: zarządzającym danymi PQDM (ang. *power quality data manager*) oraz analizującym dane PQDA (ang. *power quality data analyzer*). Warto podkreślić, iż twórcy PQView deklarują współpracę z dowolnymi producentami urządzeń rejestrujących w celu przygotowania translacji stosowanych formatów zamkniętych do formatu PQDIF oraz integrację takich urządzeń w jednorodny system obsługiwany przez PQView.

Przy tej okazji należy zaznaczyć, iż oprogramowanie PQView może również integrować urządzenia rejestrujące różne parametry techniczne, tj. jakość energii, rejestrację zakłóceń i zwarć oraz odczyty zużycia energii. W takiej strukturze występuje rów-



niez translacja danych na odpowiednie ujednolicone formaty oraz selekcja formatu danych w celu ich właściwej organizacji w bazie danych PQView (rys. 7.2).



Rys. 7.2. Integracja różnych urządzeń w jeden system zarządzany środowiskiem PQView

### 7.3. Przegląd i ocena dostępnych systemów monitoringu jakości energii

Na rynku pojawia się wiele stacjonarnych analizatorów jakości energii. Stosowane rozwiązania są bardzo różne i brakuje jednolitego, standardowego podejścia do konstrukcji analizatorów i ich funkcjonalności. Wybór właściwego rozwiązania może być dokonany na podstawie analizy porównawczej parametrów w zakresie interesującym inwestora. Prezentowany przegląd i ocena systemów skupia się przede wszystkim na aspektach związanych z rozproszonym systemem monitorowania jakości energii, dlatego oprócz typowych danych mierników stacjonarnych takich jak: klasa pomiarowa, liczba wejść analogowych, zakresy pomiarowe, częstotliwość próbkowania czy rozdzielczość cyfrowa, ważnymi parametrami technicznymi mierników są te, które dotyczą komunikacji i przesyłu danych, w tym medium transmisyjnego, synchronizacji czasowej, protokołów i interfejsów, automatyzacji zapisu, współpracy z bazami danych czy formatu danych. Dodatkowo w tego typu systemach niebagatelną rolę pełni program nadrzędny agregujący dane z mierników rozproszonych na dużym obszarze systemu elektroenergetycznego. Program taki zarządza danymi, wykonuje analizy, oceny oraz raporty i wizualizacje, wykorzystując normy jakościowe oraz parametry wprowadzane przez operatora. W tabeli 7.1 zebrano wyniki przeglądu i porównania kilku dostępnych na rynku systemów monitoringu jakości energii. Podstawowe różnice dotyczą częstotliwości próbkowania oraz ilości możliwych do rejestracji kanałów pomiarowych, zdolności oprogramowania nadrzędnego czy możliwości współpracy ze standardem PQDIF.



Tabela 7.1. Porównanie wybranych systemów monitoringu jakości energii cz. 1

|                               | ELCOM<br>ENA              | PROCOM<br>CERTAN                                           | DRANETZ-BMI<br>ENCORE                                                                                              | ELSPEC<br>PQSCADA                                          | MIKRONIKA<br>SYNDIS PQ                  |
|-------------------------------|---------------------------|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|
| Model rejestratora            | ENA450                    | Certan PQ-100                                              | ENCORE 61STD                                                                                                       | G4430                                                      | S0-52v11-SER<br>S0-52v11-BPE<br>USP-10x |
| Klasa                         | A                         | A                                                          | A                                                                                                                  | A                                                          | A                                       |
| Analogowe kanały pomiarowe    | 4 U + 4 I                 | 4 U + 4 I                                                  | 4 U + 4 I                                                                                                          | 24 U + 24 I                                                | 4 U + 4 I                               |
| Częstotliwość próbkowania     | 9,6kHz<br>(192/cykl)      | 10kHz<br>(200/cykl)                                        | 25,6 kHz<br>(512/cykl)                                                                                             | 51,2 kHz<br>(1024/cykl)                                    | 12,8kHz<br>(256/cykl)                   |
| Liczba bitów przetwornika A/C | 24                        | 16                                                         | 16                                                                                                                 | 16/20                                                      | 24                                      |
| Zakresy napięciowe            | 600 V                     | 600 V                                                      | 600 V                                                                                                              | 1000 V                                                     | 600 V                                   |
| Pamięć wewnętrzna             | 1 GB                      | 250 GB                                                     | 1 GB                                                                                                               | 8192 MB                                                    | 1 GB                                    |
| Wyzwalanie rejestracji        | CZAS<br>ZDARZENIA         | CZAS<br>ZDARZENIA                                          | CZAS<br>ZDARZENIA                                                                                                  | BRAK                                                       | CZAS<br>ZDARZENIA                       |
| Obsługiwane normy             | IEC61000-4-30<br>EN50160, | IEC61000-4-30<br>IEC61000-4-7,<br>IEC61000-4-15<br>EN50160 | IEC61000-4-30<br>IEC61000-4-7,<br>IEC61000-4-15<br>EN50160, NVE,<br>IEEE1159,<br>IEEE1453,<br>IEEE519,<br>IEEE1459 | IEC61000-4-30<br>IEC61000-4-7,<br>IEC61000-4-15<br>EN50160 | PN-EN 50160<br>EN 61000-4-30            |
| Oscyloskop                    | TAK                       | TAK                                                        | TAK                                                                                                                | TAK                                                        | TAK                                     |
| Typ montażu                   | dowolny                   | 19"6 U                                                     | 19"6 U<br>PANELOWY                                                                                                 | 19"6 U<br>PANELOWY                                         | 19"6 U<br>PANELOWY                      |
| Interfejsy komunikacji        | Ethernet                  | Ethernet, RS485,<br>RS232,<br>USB                          | Ethernet,<br>RS232,<br>RS485, GSM/GPRS                                                                             | Ethernet,<br>RS485                                         | Ethernet,<br>RS232,<br>RS485, CAN       |
| Zdalna kontrola               | TAK                       | TAK                                                        | TAK                                                                                                                | TAK                                                        | TAK                                     |
| Synchronizacja czasowa        | BRAK                      | GPS                                                        | NTP<br>GPS                                                                                                         | NTP<br>GPS                                                 | GPS                                     |
| Typ bazy danych               | SQL                       | SQL, Binarna                                               | SQL                                                                                                                | PQZIP                                                      | Syndis PQ serwer jakości energii        |
| Format danych                 | własny                    | własny                                                     | XML, Modbus<br>TCP/RTU                                                                                             | OPC, Modbus<br>TCP/RTU                                     | SSiN                                    |
| Eksport do formatu PQDIF      | TAK                       | TAK                                                        | TAK                                                                                                                | TAK                                                        | NIE                                     |

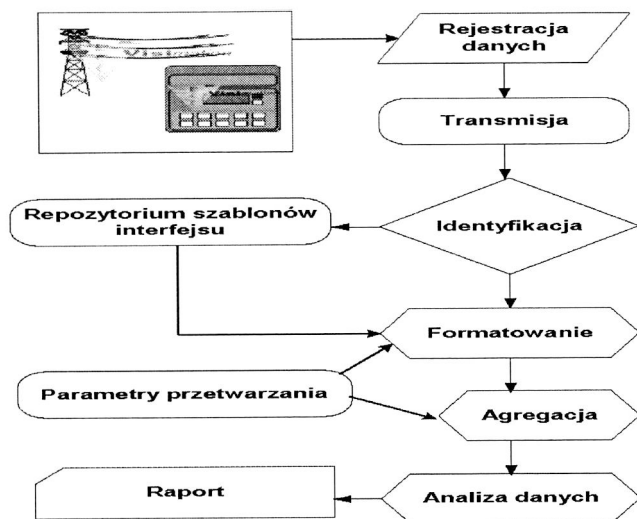
Tabela 7.1. Porównanie wybranych systemów monitoringu jakości energii cz. 2

|                                  | METROL<br>OBR ME                                                                                   | QUALITROL<br>INFORMA                                                                     | SCHNEIDER<br>POWERLOGIC                                                                                         | A-EBERLE<br>WINPQ                                                                                                                                                | CIRCUTOR<br>QNA                                            |
|----------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| Model rejestratora               | ARJ1                                                                                               | PMD-A                                                                                    | ION7650                                                                                                         | PQD-IA                                                                                                                                                           | QNA 413                                                    |
| Klasa                            | A                                                                                                  | A                                                                                        | A                                                                                                               | A                                                                                                                                                                | A                                                          |
| Analogowe kanały pomiarowe       | 4 U + 4 I                                                                                          | 9, U, I, AC, DC                                                                          | 4 U + 4 I                                                                                                       | 4 U + 4 I                                                                                                                                                        | 4 U + 4 I                                                  |
| Częstotliwość próbkowania        | –                                                                                                  | 25,6 kHz<br>(512/cykl)                                                                   | 50 kHz                                                                                                          | 10,24 kHz<br>(2048/10 cykl)z                                                                                                                                     | 5,12 kHz<br>(1024/10 cykl)                                 |
| Liczba bitów przetwornika A/C    | 16                                                                                                 | 16                                                                                       |                                                                                                                 | 24                                                                                                                                                               | 16                                                         |
| Zakresy napięciowe               | 600 V                                                                                              | 800 V AC;<br>480 V DC                                                                    | 600 V                                                                                                           | 600 V                                                                                                                                                            | 500 V                                                      |
| Pamięć wewnętrzna                | –                                                                                                  | 64 MB                                                                                    | 10MB                                                                                                            | 1,64 MB                                                                                                                                                          | 2 MB                                                       |
| Wyzwalanie rejestracji           | CZAS<br>ZDARZENIA                                                                                  | CZAS<br>ZDARZENIA                                                                        | CZAS<br>ZDARZENIA                                                                                               | CZAS<br>ZDARZENIA                                                                                                                                                | CZAS<br>ZDARZENIA                                          |
| Obsługiwane normy                | PN-EN 50160<br>IEC 61000-2-2<br>IEC 61000-2-4<br>IEC 61000-3-2<br>IEC 61000-3-3<br>PN-IEC 1000-3-3 | IEC 61000-4-30<br>IEC 61000-4-7<br>IEC 61000-4-9<br>CBEMA, ITIC<br>IEEE 1159<br>IEEE 519 | IEC 61000-4-30<br>EN50160 <sup>t</sup><br>IEC 61000-4-7<br>IEC 61000-4-15<br>IEE 519<br>IEEE 1159<br>CBEMA/ITIC | IEC 255-4<br>EN 61000-6-2<br>EN 61000-6-4<br>EN 61326-1 :<br>IEC 688-1<br>IEC 529<br>EN 50178/<br>VDE 0160<br>VDE0106 part 100<br>DIN EN 50160<br>IEC 61000-4-30 | IEC61000-4-7<br>IEC61000-4-15<br>IEC61000-4-30,<br>EN50160 |
| Oscyloskop                       | TAK                                                                                                | NIE                                                                                      | NIE                                                                                                             | TAK                                                                                                                                                              | TAK                                                        |
| Typ montażu                      | 144 × 144<br>× 110 mm                                                                              | 19"                                                                                      | Panel 192 × 192<br>× 156 mm                                                                                     | Rack 19",<br>szyna TS 35                                                                                                                                         | na szynę                                                   |
| Interfejsy komunikacji           | RS232C,<br>RS485                                                                                   | Ethernet<br>GSM/ GPRS<br>RS232<br>USB                                                    | Ethernet<br>RS232<br>RS485<br>IRDA                                                                              | Ethernet,<br>GSM/GPRS,<br>RS 485,                                                                                                                                | RS-232<br>RS-485,<br>GSM /GPRS                             |
| Protokoły komunikacji            |                                                                                                    | TCP/IP;<br>DNP 3.0<br>Modbus                                                             | TCP/IP;                                                                                                         |                                                                                                                                                                  |                                                            |
| Zdalna kontrola                  | TAK                                                                                                | TAK                                                                                      | TAK                                                                                                             | TAK                                                                                                                                                              | TAK                                                        |
| Synchronizacja czasowa           | GPS                                                                                                | GPS                                                                                      | GPS                                                                                                             | GPS                                                                                                                                                              | GPS                                                        |
| Nazwa oprogramowania systemowego | METROL45<br>METROL65                                                                               |                                                                                          | Power Logic <sup>TM</sup><br>ION Enterprise <sup>TM</sup>                                                       | WINPQ                                                                                                                                                            | Power Studio<br>SCADA                                      |
| Typ bazy danych                  |                                                                                                    | -                                                                                        | XML                                                                                                             | SQL                                                                                                                                                              | SQL                                                        |
| Format danych                    | OBRBUS<br>4800...57600                                                                             | własny                                                                                   |                                                                                                                 | PQdiv                                                                                                                                                            | własny                                                     |
| Eksport do formatu PQDIF         | NIE                                                                                                | TAK                                                                                      | TAK                                                                                                             | TAK                                                                                                                                                              | NIE                                                        |

## 7.4. Problematyka standaryzacji danych pomiarowych

W celu jak najobszerniejszego omówienia tematu prób podejmowanych w zakresie standaryzacji danych pomiarowych należy wspomnieć o własnych inicjatywach instytucji zajmujących się pracami nad monitoringiem jakości energii. W Instytucie Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej opracowano autorskie rozwiązanie programowe „Normalizacja Danych Pomiarowych NDP”, służące ujednoliceniu danych pomiarowych z różnych rejestratorów jakości energii [78, 79]. Przyczynkiem do powstania tego narzędzia stała się podawana przez większość producentów rejestratorów możliwość eksportu wybranych danych do formatu otwartego csv. Autorzy rozwiązania podjęli zatem próbę ujednolicenia formy prezentacji oraz oceny parametrów jakości energii na bazie platformy Microsoft Excel z użyciem programowania Visual Basic. Obecnie narzędzie pracuje, zachowując kompatybilność z 32 bitowymi systemami operacyjnymi w polskiej wersji językowej (PL) firmy Microsoft Windows. Użytkowanie programu jest możliwe wyłącznie w środowisku pakietu biurowego firmy Microsoft MS Office 2003 PL SP3 wraz z zintegrowanym arkuszem kalkulacyjnym MS Excel 2003 PL. W aktualnej wersji programu do repozytorium interfejsów wprowadzono dane z mierników: Fluke 435, Fluke 1744, Fluke 1760 oraz A-EberlePQBox 100, dzięki czemu środowisko rozpoznaje zbiory danych eksportowane do formatu csv w oryginalnych środowiskach programowych urządzeń. Główne bloki wykonawcze oprogramowania NDP związane są z realizacją zunifikowanego formatu danych pomiarowych oraz agregacją czasową zadaną przez użytkownika. Dodatkowym narzędziem jest wyznaczanie wskaźników statystycznych służących do oceny jakości energii. Do programu NDP dołączono podsystem generowania wielowariantowych wykresów dla każdego zestawu analizowanych parametrów. Do standardowego zbioru szablonów graficznych przypisano ponad 30 typów, spośród których użytkownik może wybrać najlepiej odpowiadające tematyce i charakterowi przygotowywanego raportu końcowego.

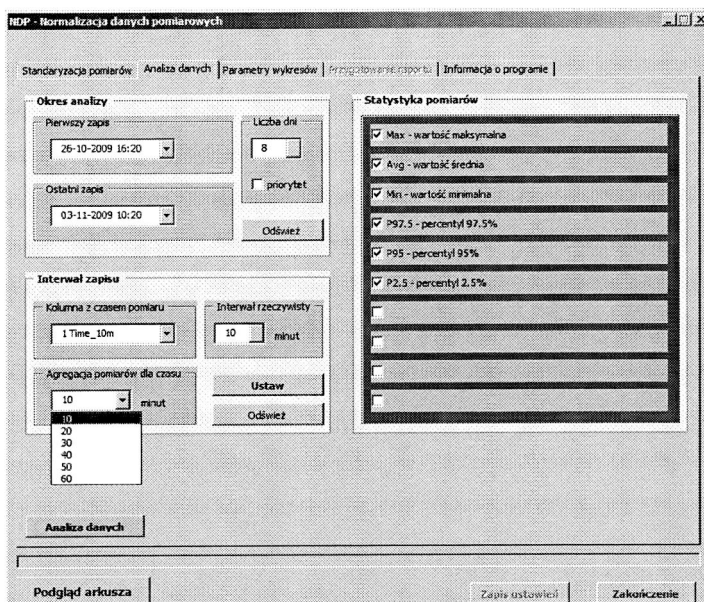
Opracowane narzędzie NDP wspomaga ocenę jakości energii w przypadku pomiarów wielopunktowych z użyciem różnych rejestratorów jakości energii. Wykonane testy potwierdziły założone istotne uproszczenie procedury analizy, w szczególności w kontekście interpretacji wprowadzanych przez producentów parametrów (także oznaczeń), ich uporządkowania oraz znacznego skrócenia czasu przygotowywania raportów końcowych. Uzyskana standaryzacja wyników analiz nabiera szczególnego znaczenia przy opracowaniu zbiorczego raportu z synchronicznych pomiarów wielopunktowych z użyciem różnych rejestratorów jakości energii. Na rysunkach 7.3–7.6 przedstawiono podstawowe bloki funkcjonalne opracowanego narzędzia programowego oraz wyniki standaryzacji danych pomiarowych z różnych rejestratorów jakości energii.



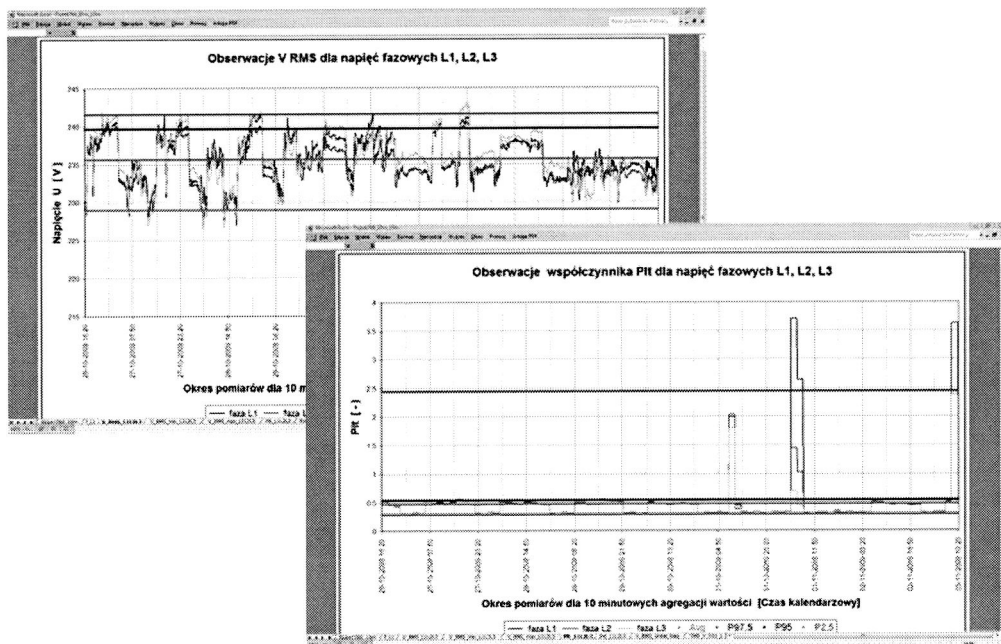
Rys. 7.3. Uproszczony algorytm standaryzacji formatu danych realizowany przez opracowane narzędzie NDP



Rys. 7.4. Interfejs użytkownika programu NDP – import danych zarejestrowanych przez mierniki jakości energii



Rys. 7.5. Interfejs użytkownika programu NDP  
– Wybór dostępnych zestawów wykresów prezentacyjnych  
oraz opcjonalnych znaczników statystycznych



Rys. 7.6. Przykładowa analiza trendów parametrów jakości energii w środowisku NDP



## 8. Podsumowanie i wnioski

Wiedza dotycząca integracji źródeł rozproszonych z siecią elektroenergetyczną jest dziedziną stosunkowo młodą, ale rozwijającą się bardzo intensywnie. Z jednej strony obserwuje się dynamiczny rozwój technologii stosowanych w układach generacji rozproszonej, z drugiej zaś coraz bardziej wyraziste stają się zmiany w architekturze sieci elektroenergetycznych, zmierzające w kierunku informatyzacji i interoperacyjności elementów systemu. To stwarza nowe możliwości regulacji i kontroli sieci, w tym zainstalowanych w niej źródeł rozproszonych. Wciąż jednak wiele idei pozostaje w fazie koncepcji, a jednocześnie rynek energetyczny już zdaje się wyprzedzać rozwiązaniami legislacyjnymi faktyczne możliwości architektury krajowych sieci elektroenergetycznych. Mowa tu chociażby o planowanych w projekcie ustawy o źródłach odnawialnych ułatwieniach w instalowaniu mikroźródeł i małych źródeł u odbiorców podłączonych do sieci nN. Przedstawione w pracy badania rzeczywistych układów generacji rozproszonej oraz zaproponowane rozwiązania oceny ich współpracy z siecią elektroenergetyczną mogą stanowić swoisty wkład w obraz bieżącego stanu rzeczy. Tego typu podsumowanie jest etapem pożądanym w procesie zrównoważonego rozwoju każdej nowej gałęzi wiedzy.

Wychodząc naprzeciw potrzebie praktycznej weryfikacji rzeczywistego wpływu pracy źródła na sieć elektroenergetyczną zdefiniowano procedurę oceny na podstawie pomiarów w punkcie przyłączenia, co można traktować jako propozycję elementu procedury odbiorczej. Cechą charakterystyczną tej metody jest rozszerzenie klasycznej metodologii pomiarów i oceny jakości energii o zastosowanie odniesienia oceny do charakterystyki pracy źródła, a także uwzględnienia w definicji reprezentatywnego okresu pomiaru pracy innych źródeł zainstalowanych we wspólnej sieci ze źródłem badanym. Weryfikację metody przeprowadzono w warunkach rzeczywistych na przykładzie szczegółowej analizy pracy Badawczego Systemu Fotowoltaicznego zainstalowanego na Wydziale Elektrycznym Politechniki Wrocławskiej. Wyniki analiz potwierdzają poprawność zaproponowanej procedury, a oceny odnoszące się do charakterystyki pracy źródła podnoszą ich wiarygodność.

Parametry jakości energii są podstawą opracowania wielu kryteriów przyłączeniowych źródeł rozproszonych do sieci. Jednak jak wykazała szczegółowa analiza proponowanych obecnie w literaturze wartości limitów dopuszczalnych, brak jest spójności w przyjętych wielkościach w różnych krajach. Ponadto brak jest również norm i przepi-

sów dotyczących badań emisji zaburzeń wprowadzanych do sieci przez źródła małej generacji, a proponowane kryteria nierzadko odnoszą się do norm dla odbiorników. Jednak i tutaj odwołania do norm typowych dla urządzeń odbiorczych są jedynie fragmentaryczne lub wymagają zdefiniowania rozszerzonego układu pomiarowo-testującego o elementy dające możliwość odbioru energii ze źródła lub skojarzenia z siecią.

Zdaniem autora, istnieje potrzeba rozwijania wiedzy poznawczej w zakresie dynamicznych aspektów współpracy źródeł rozproszonych z siecią elektroenergetyczną. Wątek ten wnosi wiele praktycznych informacji i daje możliwość weryfikacji koncepcji wdrożenia nowych regulacji, w tym możliwości pracy wyspowej, czy wykorzystania źródeł do podtrzymania pracy sieci. Jednym z celów pracy stało się zebranie i przedstawienie szerokich badań wzajemnych relacji pomiędzy zaburzeniami występującymi w sieci a pracą źródła i odwrotnie. Choć literatura w zakresie współpracy z siecią generacji rozproszonej wciąż jest poszerzana, to brak jest przykładów analiz rzeczywistych zakłóceń zarejestrowanych na różnych poziomach napięć oraz oceny reakcji źródeł rozproszonych. Dzięki badaniom przeprowadzonym z użyciem opracowanego mobilnego systemu monitoringu jakości energii możliwe jest postawienie generalnych wniosków, wskazujących źródła rozproszone skojarzone z siecią przez układ przekształtnikowy lub źródła z generatorem synchronicznym jako technologie dające większą elastyczność w procesie integracji z siecią. Badania rozproszone potwierdzają również polepszenie warunków napięciowych w punkcie przyłączenia źródeł w obliczu zakłóceń występujących w sieci.

Charakterystyka najistotniejszych osiągnięć autora obejmuje:

- *Opis stanu wiedzy i udział w dyskusji w zakresie poziomów dopuszczalnych zaburzeń jakości energii wprowadzanych do sieci przez mikroźródła*

W zwięzły i systematyczny sposób przedstawiono genezę wprowadzanych obecnie przez projekty norm dopuszczalnych parametrów zaburzeń jakości energii wprowadzanych do sieci rozdzielczej  $nN$  przez systemy generacji. Wobec niespójności wymagań przyjętych w różnych krajach i braku zatwierdzonych standardów takie opracowanie znacznie przybliży wiedzę specjalistyczną i pozwala kreować postawę wobec projektów kryteriów przyłączeniowych dla tej grupy generacji, w których parametry jakościowe energii stanowią ważny element. Warto podkreślić, że w związku z końcowym etapem prac nad ustawą o odnawialnych źródłach energii oraz rosnącą świadomością odbiorców należy w najbliższym czasie spodziewać się znacznego wzrostu wnioskowania o warunki przyłączenia dla mikroźródeł i małych źródeł zainstalowanych u odbiorców krańcowych w sieciach rozdzielczych  $nN$ . Oznacza to poważną zmianę w architekturze sieci rozdzielczych i należy uznać podjęte starania jako ważne dla przyszłych zasad bezpieczeństwa ruchu sieciowego. Autor wziął udział w opracowaniu wymagań technicznych dla małych źródeł energii elektrycznej instalowanych przez prosumentów i zasad ich współpracy z siecią rozdzielczą niskiego napięcia [75, 76].



- *Opracowanie i przetestowanie procedury oceny wpływu mikroźródła na jakość energii na podstawie pomiarów w punkcie przyłączenia*

Zaproponowano procedurę weryfikacji wpływu źródła na pracę sieci na podstawie pomiarów w punkcie przyłączenia. Cechą oryginalną metody jest uzupełnienie definicji reprezentatywnego okresu pomiaru o jednoczesność pracy pozostałych źródeł pracujących w danym obszarze sieci, a także wprowadzenie zasady uwzględnienia charakterystyki pracy źródła. Jako miary współzależności pomiędzy charakterem pracy źródła a poszczególnymi parametrami jakościowymi energii zaproponowano narzędzia korelacyjne. Zaproponowaną metodę można uznać jako propozycję części procedury odbiorczej.

- *Opracowanie mobilnego systemu monitoringu jakości energii*

Wykonano mobilny system monitoringu jakości energii spełniający wymagania poprawności akwizycji danych pomiarowych, synchronizacji czasu, transmisji pakietowej oraz ochrony dostępu i autoryzacji zarządzania. Wymagało to od autora poszerzenia i zastosowania wiedzy wykraczającej poza główny nurt pracy, a zamieszczony w pracy szczegółowy opis wykonanego rozwiązania może zostać z powodzeniem wykorzystany przez czytelników do własnych opracowań. W odróżnieniu od typowych komercyjnych rozwiązań stacjonarnych oryginalna cecha mobilności umożliwiła elastyczne zastosowanie systemu w badaniach różnych obszarów sieci elektroenergetycznych.

- *Badania rozproszone zaburzeń jakości energii*

Autor przeprowadził szeroki program oryginalnych badań jakości energii uwzględniający synchroniczne pomiary wielopunktowe na różnych poziomach napięć z wyszczególnieniem obszarów zawierających różnego typu jednostki generacji rozproszonej. Chociaż literatura dotycząca jakości energii jest bardzo bogata, to brak jest pozycji literaturowych zawierających rzeczywiste rejestracje i ocenę wędrówki zakłóceń w systemie elektroenergetycznym wraz z odniesieniem do pracy przyłączonych źródeł. W pracy umieszczono oryginalne oceny profili zakłóceń jakościowych obserwowanych na różnych poziomach napięć towarzyszących m.in. załączaniu i wyłączaniu bloku elektrociepłowni, reakcji bloku na zwarcia i restytucję SPZ w liniach powiązanych, reakcji kogeneracji biogazowej nN na stany awaryjne w sieci WN, wzajemnych współzależności pomiędzy dwiema małymi elektrowniami wodnymi i stacją rozdzielczą przyłączonymi do wspólnego ciągu liniowego SN.

- *Badania i ocena profili jakościowych stanów dynamicznych źródeł*

Autor zamieścił w pracy oryginalne rejestracje stanów dynamicznych wybranych mikroźródeł wraz z oceną profili zakłóceń, obejmujące m.in. reakcję małej elektrowni wodnej podczas zakłóceń w sieci elektroenergetycznej, proces załącza-

nia i wyłączania elektrowni wodnej, załączanie małej elektrowni wiatrowej, zmiany liczby par biegunów generatora małej elektrowni wiatrowej, a także zakłócenia wnoszonego do sieci podczas awarii w układzie falownika instalacji fotowoltaicznej.

- *Analiza aktualnego stanu wiedzy i konfrontacja zapisów kodeksów sieciowych w odniesieniu do zasad podtrzymania pracy jednostek wytwórczych w warunkach podnapięciowych*

W zwięzły sposób przeanalizowano charakterystyki podtrzymania pracy jednostek wytwórczych zaproponowane w najnowszym kodzie sieciowym ENTSO-E i odniesiono je do rozwiązań stosowanych przez operatorów krajowych i zagranicznych. Wprowadzone rozważania uzupełnia przykład oryginalnej analizy reakcji farmy wiatrowej na zwarcie w sieci w odniesieniu do profilu produkcji mocy czynnej i biernej.

- *Analiza, przegląd i ocena funkcjonalności systemów monitoringu jakości energii*  
Wyszczególniono podstawowe wymagania funkcjonalne dla systemów monitoringu jakości energii, a także zdefiniowano najważniejsze właściwości i parametry techniczne, które wykorzystano następnie jako cechy porównawcze w przeglądzie dostępnych na rynku stacjonarnych systemów monitoringu jakości energii. Zaprezentowane uporządkowanie cech funkcjonalnych oraz wad i zalet dostępnych rozwiązań wnosi praktyczną wiedzę ekspercką w kontekście rosnącego zainteresowania rozproszonym monitoringiem jakości energii.
- *Wykonanie narzędzia programowego do standaryzacji danych pomiarowych z różnych rejestratorów*

W Instytucie Podstaw Elektrotechniki i Elektrotechnologii Wydziału Elektrycznego Politechniki Wrocławskiej przy merytorycznym udziale autora wykonano oprogramowanie służące do normalizacji danych pomiarowych z różnych rejestratorów jakości energii [78, 79]. Oprogramowanie pełni rolę wspomagającą i w znaczący sposób upraszcza procedury analizy danych z różnych rejestratorów jakości energii.

Autor wyraża nadzieję, że zaprezentowane i opracowane w pracy zagadnienia przybliżą złożoną i specyficzną problematykę wpływu źródeł rozproszonych na jakość energii w sieciach elektroenergetycznych. Poprzez przedstawioną propozycję procedury odbiorczej oceny wpływu źródła na parametry jakości energii, a także omówienie kryteriów przyłączeniowych mikroźródeł, praca wnosi wkład w aktualne i ważne dla prowadzenia ruchu sieciowego zagadnienia w tym zakresie. Zdaniem autora, bogaty zbiór analiz zarejestrowanych stanów zakłóceń pracy źródeł rozproszonych, w tym obejmujący elementy propagacji zakłóceń i rejestracji synchronicznych, stanowi również istotny wkład w rozwój omawianej dziedziny wiedzy.

## Literatura

### Książki, referaty, raporty zwarte

- [1] ACKERMAN T., ANDERSSON G., SODER L., *Distributed generation: a definition*, Electrical Power System Research, 2001, Vol. 57, 195–204.
- [2] ACKERMAN T., KNYAZKIN V., *Interaction between distributed generation and the distribution network: operation aspects*, Transmission and Distribution Conference, 2002, 1357–1362.
- [3] ARRILLAGA J., WATSON N.R., *Power system harmonics*, John Wiley & Sons, 2003.
- [4] ARRILLAGA J., WATSON N.R., CHEN S., *Power quality assessment*, John Wiley & Sons, 2001.
- [5] BAGGINI A., *Handbook of Power Quality*, John Wiley & Sons, 2008.
- [6] BARKER P.P., DE MOLLO R.W., *Determining the impact of distributed generation on power system. I. Radial distribution systems*, Power Engineering Society Meeting, 2000, Vol. 3, 1645–1656.
- [7] BOBROWICZ W., *Small Hydro Power Investor Guide*, Power Quality and Utilization Guide – Section 8: Distributed Generation and Renewable, Leonardo Energy, 2006.
- [8] BOLLEN M.H.J., *Understanding Power Quality Problems. Voltage sags and interruptions*, IEE Press Series on Power Engineering, 2000.
- [9] BOLLEN M.H.J., GU Y.H.I., *Signal processing of power quality disturbances*, John Wiley & Sons, 2006.
- [10] BOLLEN M.H.J., STYVAKTAKIS E., GU Y.H.I., *Categorization and analysis of power system transients*, IEEE Trans. Power Deliv., 2005, 20(3), 2298–2306.
- [11] BOLLEN M.H.J., RENDERS B. et al., *Distributed Generation for Mitigating Voltage Dips in Low-Voltage Distribution Grids*, IEEE Transaction on Power Delivery, 2008, Vol. 23, No. 3.
- [12] BOLLEN M., HASSAN F., *Integration of distributed generation in the power systems*, Wiley and IEEE Press, 2011.
- [13] CARAMIA P., CARPINELLI G., VERDE P., *Power Quality Indices in Liberalized Markets*, John Wiley & Sons, 2009.
- [14] CEER – Council of European Energy Regulator, *Quality of electricity supply: Initial benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies*, report 2001.
- [15] CEER – Council of European Energy Regulator, *4th Benchmarking report on quality of electricity supply*, report 2008.
- [16] CEER – Council of European Energy Regulator, *5th Benchmarking report on quality of electricity supply*, report 2011.
- [17] CIGRE, *Influence enhanced distributed generation on power system*, TF 37.23 Report, Paris 1998.
- [18] CIGRE, Task Force C6.04.01 *Connection criteria at the distribution network for distributed generation*, Brochure 313, February 2007.
- [19] DONDI P., BYOUMI D., HEADERLI C., JULIAN D., SUTER M., *Network integration of distributed power generation*, Journal of Power Sources, 2002, Vol. 106, 1–9.
- [20] DUGAN R.C., McDERMONTT E. et al., *Distributed Generation*, IEEE Industry Application Magazine, 2002.

- [21] DUGAN R.C., McDERMONTT E. et al., *PQ, Reliability and DG*, IEEE Industry Application Magazine, 2003.
- [22] DUGAN R.C. et al., *Electrical Power Systems Quality*, McGraw-Hill, 2004.
- [23] DUGAN R.C., WALLING R.A. et al., *Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems*, IEEE Transactions on power delivery, 2008, Vol. 23, No. 3.
- [24] FIRLIT A., BŁAJSZCZAK G., *Narzędzia do oceny jakości energii elektrycznej*, Energetyka, grudzień 2009.
- [25] FIRLIT A., *Ciągły monitoring jakości energii elektrycznej*. II Konferencja Naukowo-Techniczna „Jakość Energii i Efektywność Energetyczna”, 2011.
- [26] FRERIS L., INFELD D., *Renewable energy in power systems*, John Wiley & Sons, 2010.
- [27] FUCHS E., MASOUM M., *Power quality in power systems and electrical machines*, Academic Press, 2008.
- [28] GLUSZEK A., *Współpraca PSE Operatora SA z europejskimi operatorami systemów energetycznych*. XV Konferencja „Aktualne Problemy w Elektroenergetyce”, 2011.
- [29] GRZĄDZIŁSKI I., *Sposoby kompensacji mocy biernej farm wiatrowych*. Nowoczesne elementy układów przyłączeniowych do systemu elektroenergetycznego – przyłączanie farm wiatrowych, Międzynarodowe Targi Energetyki Expopower, Poznań 2010.
- [30] HANZELKA Z., *Jakość energii elektrycznej: wczoraj, dziś i jutro*, Materiały, Twelve Electric.
- [31] HADJSAID N., SABONNADIÈRE J.C., *Smart grids*, John Wiley & Sons, 2012.
- [32] HARTAGE S., WACHTEL S., *Technical and economical benefits of wind energy converters with FACTS capabilities for power system and the grid integration of wind power*, EWEC Conference, 2007.
- [33] HEIER S., *Grid intergration of wind energy conversion systems*, John Wiley & Sons, 2006.
- [34] HICKIEWICZ J., MOCH J., *Zagrożenia przy pracy generatorów w małych elektrowniach wodnych*, Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne, 2008, nr 79, 133–137.
- [35] JANICZEK R., PRZYGRODZKI M., *Rozproszone źródła energii w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice, 2006.
- [36] JANIK P., ŁOBOS T., REZMER J., SIKORSKI T., *Power quality analysis of grid-connected wind turbine system*, Computer applications in electrical engineering. Poznań Gaudentinum, 2008, 235–247.
- [37] JANIK P., ŁOBOS T., REZMER J., SIKORSKI T., *Time frequency analysis of power distortion under fault conditions for grid connected wind turbine*, Renewable energy resources impact. International Conference on Clean Electrical Power, 2007, 741–746.
- [38] JANIK P., SIKORSKI T., *Power quality assessment*, Wrocław University of Technology, 2011.
- [39] JENKINS N., *Embedded generation – Tutorial*, Power Engineering Journal, 1995, 145–150.
- [40] KACEJKO P., *Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym*, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin, 2004.
- [41] KAROLEWSKI B., LIGOCKI P., *Układy automatyki małej elektrowni wodnej*, Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej Nr 56, 2004.
- [42] KEYHANI A., MARWALI M., *Smart Power Grids 2011*, Springer, 2012.
- [43] KUSKO A., THOMPSON M.T., *Power quality in electrical systems*, McGraw Hill, 2007.
- [44] LEWANDOWSKI W. M., *Proekologiczne odnawialne źródła energii*, WNT, Warszawa, 2007.
- [45] LUBOŚNY Z., *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa, 2006.
- [46] LUBOŚNY Z., *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa, 2009.
- [47] ŁOBOS T., REZMER J., SIKORSKI T., WACŁAWEK Z., *Power distortion issues in wind turbine power systems under transient states*, Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Science, 2008, Vol. 16, No. 3, 229–238.
- [48] ŁOBOS T., SIKORSKI T., AMARIS H., ALONSO M., FLOREZ D., *Classical and alternative methods dedicated to voltage quality monitoring*, Computer Applications in Electrical Engineering, 2009, 147–157.

- [49] MALKO J., *Generacja rozproszona w europejskiej polityce energetycznej*, Materiały konferencyjne „Sieci Elektroenergetyczne w Przemśle i Energetyce”, Szklarska Poręba, 2004.
- [50] MARSZAŁKIEWICZ L., SROKA K., GRZĄDZIELSKI I., *Możliwości pracy bloków energetycznych elektrociepłowni z wydzielonymi wyspami obciążeniowymi* Seminarium ogólnopolskie – Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, 2010.
- [51] MORENO-MUNOZ A. et al., *Power Quality. Mitigation Technologies in a Distributed Environments*, Springer, 2007.
- [52] PASKA J., *Generacja rozproszona*, Elektroenergetyka, 2002, nr 4.
- [53] PASKA J., *Distributed Generation and Renewable Energy Sources in Poland*. 9th International Conference Electrical Power Quality and Utilization, 2007.
- [54] PASKA J., *Multimedialny katalog generacji rozproszonej*, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, Zakład Elektrowni i Gospodarki Elektroenergetycznej, 2002.
- [55] PIĄTEK K., *Rozproszone systemy monitoringu sieci elektroenergetycznej*. Seminarium, Akademia Górniczo-Hutnicza, 2010 <http://www.smartgrid.agh.edu.pl/index.php/inne-prezentacje>, dostęp 12.03.2012.
- [56] PUDJANTO D., RAMSAY C., STRBAC G., *Microgrids and virtual power plants: concepts to support the integration of distributed energy resources*. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy, 2008, Vol. 222, No. 7.
- [57] RIBEIRO P.F., *Time-varying waveform distortions in power systems*, John Wiley & Sons, 2009.
- [58] ROJEWSKI W., SOBIERAJSKI M., *Warunki pracy małej elektrowni wodnej z generatorem indukcyjnym w sieci średniego napięcia*, V Konferencja Naukowo-Techniczna Elektroenergetyczne Sieci Rozdzielcze, Sieci, 2004, 105–112.
- [59] ROJEWSKI W., SOBIERAJSKI M., *Praca wyspowa własnych źródeł energii odbiorcy przemysłowego sposobem obrony przed skutkami awarii w KSE*. Konferencja Naukowo-Techniczna Blackout a Krajowy System Elektroenergetyczny, nr XXIII, 2012.
- [60] ROZŁUCKI W., *Kompensacja mocy biernej w małych elektrowniach wodnych*, Biuletyn Elma Energia.
- [61] SANKARAN C., *Power quality*, CRC Press, 2011.
- [62] SCHLABBACH J., *Low Voltage Fault Ride Through Criteria for Grid Connection of Wind Turbine Generators*, EEM 2008, 5th International Conference on European Electricity Market, 2008.
- [63] SCHLABBACH J., MOMBAUER W., *Power Quality. Entstehung und Bewertung von Netzruckwirkungen. Netzanschluss erneuerbarer Energiequellen*, VDE Schriftenreihe Normen vestandish, VDE Verlag GMBH, 2008, Vol. 127.
- [64] SIKORSKI T., SZYMAŃDA J., ZENGER M., *Monitoring i analiza stanów zakłóceń w sieciach elektroenergetycznych*, Przegląd Elektrotechniczny, 2012, vol. 88, nr 11b, 178–181.
- [65] SIKORSKI T., *Współpraca małych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym: doświadczenia pomiarowe*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2012, vol. 80, nr 2, 18–22.
- [66] SIKORSKI T., ZIAJA E., WYCECH B., *Wymagania podtrzymania pracy jednostek wytwórczych w warunkach podnapięciowych*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2012, 80, nr 4, 12–15.
- [67] SIKORSKI T., ZIAJA E., TERLECKI B., *The dynamic aspects of wind farm operation: measurements and analysis*, Acta Energetica, 2011, Vol. 3, No. 9, 66–73.
- [68] SIKORSKI T., KOSOBUDZKI G., *Jakość energii w układach generacji rozproszonej*, Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej, Studia i Materiały Nr 31, 2011, 430–439.
- [69] SIKORSKI T., ZIAJA E., WYCECH B., *Profile podtrzymania pracy jednostek wytwórczych w warunkach podnapięciowych*, Energetyka, 2011, nr 12, 789–794.
- [70] SIKORSKI T., ZIAJA E., TERLECKI B., *Wybrane aspekty pomiarów i oceny pracy farm wiatrowych*, Energetyka, 2010, nr 12, 791–796.

- [71] SIKORSKI T., ZIAJA E., HERLENDER K., BĄTKIEWICZ-PANTUŁA M., BOBROWICZ W., *Zakłócenia jakości energii w układach z generacją rozproszoną*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2010, vol. 78, nr 7, 12–15.
- [72] SKOMUDEK W., *Pomiary i analiza przepięć oraz ocean ich skutków w sieciach średniego i wysokiego napięcia*, COSiW, Warszawa 2011.
- [73] SLUIS S., *Transients in Power Systems*, John Wiley & Sons, 2001.
- [74] SOBIERAJSKI M., ROJEWSKI W., *Próba pracy wyspowej EC Legnica*, Wiadomości Elektrotechniczne, 2010, vol.78, nr 8, 31–36.
- [75] SOBIERAJSKI M., ROJEWSKI W., SIKORSKI T., KOBUSIŃSKI M., JANIK P., REZMER J., BILEWICZ K., *Opracowanie wymagań technicznych dla małych źródeł energii elektrycznej zainstalowanych u drobnych odbiorców i zasad ich współpracy z siecią rozdzielczą niskiego napięcia – Etap 1*, Raport z serii Sprawozdania, nr 29/2012.
- [76] SOBIERAJSKI M., ROJEWSKI W., SIKORSKI T., LIS R., WĄSOWSKI M., *Opracowanie wymagań technicznych dla małych źródeł energii elektrycznej zainstalowanych u drobnych odbiorców i zasad ich współpracy z siecią rozdzielczą niskiego napięcia – Etap 2*, Raport z serii Sprawozdania, nr 03/2013.
- [77] STADLER I., *Study about International Standards for the connection of Small Distributed Generation to the power grid*, Cologne University of Applied Science, 2007.
- [78] SZYMAŃDA J., SIKORSKI T., *Standardization of data formatting used in different power quality analyzers*, Poznań University of Technology Academic Journals, Electrical Engineering, 2011, No. 66, 17–25.
- [79] SZYMAŃDA J.M., SIKORSKI T., *Dokumentacja programu „Normalizacja Danych Pomiarowych NDP 2.0”*, praca niepublikowana, Wrocław, 2010.
- [80] URE – Urząd Regulacji Energetyki, *I Krajowy raport benchmarkingowy nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej*, 2009.
- [81] WACHTEL S., *Wind energy converters with FACTS capabilities and their options for the grid integration of wind power into power systems*. NZ Wind Energy Conference, 2010.
- [82] WALLING R.A. *Distributed generation islanding – implications on power systems dynamics performance*, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 2002, Vol. 1, 92–96.

## Akty prawne, normy, rozporządzenia, instrukcje ruchu

- [83] BDEW: *Technical Guideline – Generating Plants Connected to the Medium-Voltage Network – Guideline for generating plant's connection to and parallel operation with the medium-voltage network*, Federal Association of the Management of Energy and Water (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.), 2008.
- [84] Dyrektywa 2001/77/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 27 września 2001 r. w sprawie wspierania na rynku wewnętrznym produkcji energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych, Dz.U. L. 283 z 27.10.2007 r. (<http://eur-lex.europa.eu>) [dostęp 20.10.2008].
- [85] Dyrektywa 2001/80/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania, Dz.U. L. 309 z 27.11.2001 r. (<http://eur-lex.europa.eu>) [dostęp 20.10.2008].
- [86] Dyrektywa 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 czerwca 2003 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej Dz.U. L. 176 z 15.07.2003r. (<http://eur-lex.europa.eu>) [dostęp 20.10.1008].
- [87] Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii, Dz.U. L. 52 z 21.04.2004 r. (<http://eur-lex.europa.eu>) [dostęp 20.10.2008].

- [88] Dyrektywa 2006/32/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 5 kwietnia 2006 r. w sprawie efektywności końcowego wykorzystania energii i usług energetycznych, Dz.U. L. 114 z 27.04.2006 r. (<http://eur-lex.europa.eu>) [dostęp 20.10.2008].
- [89] Dyrektywa 2006/67/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 26 lipca 2006 r. nakładająca na państwa członkowskie obowiązek utrzymywania zapasów ropy naftowej lub produktów ropopochodnych, Dz.U. L. 217 z 08.08.2006 r. (<http://eur-lex.europa.eu>) [dostęp 20.10.2008].
- [90] ERGEG: *Pilot Framework Guidelines on Electricity Grid Connection*, 12 July 2010.
- [91] ENTSO-E: *Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators* – Working draft for the purpose of initiating an extensive consultation process at an early stage in an open and transparent manner, 20 October 2010.
- [92] ENTSO-E: *Technical background and recommendation for defense plans in the Continental Europe synchronous area*, System Protection and Dynamics Subgroup, 31 January 2011.
- [93] ENTSO-E: *Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators – Pilot network code*, 22 March 2011.
- [94] ENTSO-E: *Draft Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators – Pilot network code*, 27 October 2011.
- [95] ENTSO-E: *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators*, 26 June 2012.
- [96] IEEE Std. 1159 – *Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Working Group on Monitoring Electric Power Quality reports to the Power Quality Subcommittee of the IEEE Power Engineering Society, 2003–2009.
- [97] IEEE Std. 1159.3 – *IEEE Recommended Practice for the Transfer of Power Quality Data*, IEEE Standards Coordinating Committee 22 on Power Quality, 2003–2009.
- [98] IEEE Std. 1547 – *Series of Interconnection Standards*, IEEE SCC21 Standards Coordinating Committee on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, 2005–2011.
- [99] IEEE Std. 2030 – *Smart Grid Interoperability Series of Standards*, IEEE SCC21 Standards Coordinating Committee on Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage, 2011.
- [100] IEC/TR 61000-3-15:2011 *Electromagnetic compatibility (EMC). Limits. Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV Network* (Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Część 3–15: Poziomy dopuszczalne – Wymagania dla niskoczęstotliwościowych poziomów odporności oraz emisji zakłóceń elektromagnetycznych w układach generacji rozproszonej przyłączanych do sieci niskiego napięcia – projekt).
- [101] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Tauron Dystrybucja SA – Dokument skierowany do zatwierdzenia przez Prezesa URE, 2011.
- [102] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej PSE S.A. Operator – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, tekst jednolity obowiązujący od 01.07.2011 r.
- [103] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD) PGE Dystrybucja Łódź-Teren SA zatwierdzona uchwałą 154/2008 z dnia 11.06.2008, w szczególności Załącznik 3: *Szczegółowe wymagania techniczne dla jednostek wytworczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej z punktem 7 Załącznika: Dodatkowe wymagania dla elektrowni wiatrowych*, PGE, Dystrybucja Łódź – Teren S.A.
- [104] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych (IRiESP) – Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci (wersja 1.2 z dnia 17 marca 2007 uwzględnia zmiany wprowadzone kartami aktualizacji K/1/2007, K/2/2007), a w szczególności punkt II.B.3.3.3. Wymagania techniczne i warunki pracy farm wiatrowych, PSE S.A. Operator.
- [105] PN-EN 50160, *Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych*, 2010.
- [106] PN-EN 50438:2010, *Wymagania dotyczące przyłączania mikrogeneratorów do publicznych sieci rozdzielczych*.



- [107] PN-EN 61000-2-2:2003 (oryg.), *Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości i sygnałów przesyłanych w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia*.
- [108] PN-EN 61000-2-4:2003, *Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości w sieciach zakładów przemysłowych*.
- [109] PN-EN 61000-3-2:2007, *Poziomy dopuszczalne emisji harmoniczných prądu (fazowy prąd zasila-jący odbiornika  $\leq 16 A$ )*.
- [110] PN-EN 61000-3-12:2012 (oryg.), *Poziomy dopuszczalne emisji harmoniczných prądu dla odbiorni-ków o znamionowym prądzie fazowym  $> 16 A$  i  $\leq 75 A$  przyłączonych do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia*.
- [111] PN-EN 61000-3-3:2011, *Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia, powodowanych przez odbiorniki o fazowym prądzie znamionowym  $\leq 16 A$  przyłączone bezwarunkowo*.
- [112] PN-EN 61000-3-11:2004, *Ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia. Urządzenia o prądzie znamionowym  $\leq 75 A$  podlegające podłączeniu warunkowemu*.
- [113] PN-EN 61000-4-30: 2011, *Metody pomiaru jakości energii*.
- [114] PN-EN 61400-21: 2001, *Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turboze-społy wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej*.
- [115] PN-EN 61800-3:2008, *Elektryczne układy napędowe mocy o regulowanej prędkości. Część 3: Wymagania dotyczące EMC i specjalne metody badań*.
- [116] PN-EN 61850, *Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych, Communication networks and systems in substations*.
- [117] PN-EN 60870, *Elektroenergetyczne Systemy Sterowania i Nadzoru. Urządzenia i systemy teleste-rowania*.
- [118] PN-EN 61970, *Interfejs aplikacji systemów zarządzania energią (EMS-API), Energy management system application program interface (EMS-API)*.
- [119] VDE-AR-N 4105:2011-8, *Power generation systems connected to the low-voltage distribution network – technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks*, 2011
- [120] VDN: Transmission Code, VDN – Verband der Netzbetreiber e.V., 2007.
- [121] Europejska Polityka Energetyczna, Komisja Wspólnot Europejskich, Bruksela 10.01.2007, przyjęta przez Radę Europejską w dniach 8–9 marca 2007, <http://www.cire.pl> [dostęp 20.10.2008].
- [122] Polityka Energetyczna Polski do 2025 r., Ministerstwo Gospodarki i Pracy, Warszawa 04.01.2005, Monitor Polski z dnia 22 lipca 2005 r., nr 42, poz. 562, <http://www.mg.gov.pl> [dostęp 20.10.2008].
- [123] Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. – Projekt Ministerstwa Gospodarki, wersja 3.2 z dnia 10.09.2007, <http://www.mg.gov.pl> [dostęp 20.10.2008].
- [124] Polityka Ekologiczna Państwa na lata 2003–2006 z uwzględnieniem perspektywy do 2010 roku – Ministerstwo Ochrony Środowiska, <http://www.mos.gov.pl> [dostęp 20.10.2008].
- [125] Polityka Ekologiczna Państwa na lata 2007–2010 z uwzględnieniem perspektywy do 2014 roku – Projekt Ministerstwa Ochrony Środowiska, <http://www.mos.gov.pl> [dostęp 20.10.2008].
- [126] Program dla elektroenergetyki – Ministerstwo Gospodarki, 28 marca 2006, <http://www.mg.gov.pl> [dostęp 20.10.2008].
- [127] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego*, ze zmianami 21 sierpnia 2008 r., Dz.U. 2008 nr 162, poz. 1005.
- [128] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną*, Dz.U. 2011, nr 189, poz. 1126.



- [129] *Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii*, Dz.U. 2012, nr 0, poz. 1229.
- [130] *Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska* (Dz.U. 2001, nr 62, poz. 627) z późniejszymi zmianami, jednolity tekst ustawy w Dz.U. 2008, nr 25, poz. 150 oraz ostatnie zmiany w Dz.U. 2008, nr 111, poz. 708.
- [131] *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne* (Dz.U. z 1997, nr 54, poz. 348) z późniejszymi zmianami, jednolity tekst ustawy w Dz.U. 2006, nr 89, poz. 625, oraz ostatnie zmiany w Dz.U. z 2007 r., nr 21, poz. 124, Dz.U. z 2007 r., nr 52, poz. 343, Dz.U. z 2007 r., nr 115, poz. 790, Dz.U. z 2007 r., nr 130, poz. 905.
- [132] *Ustawa z dnia 16 lutego 2007 r. o zapasach ropy naftowej, produktów naftowych i gazu ziemnego oraz zasadach postępowania w sytuacjach zagrożenia bezpieczeństwa paliwowego państwa i załóceniu na rynku naftowym*, Dz.U. 2007, nr 52, poz. 343.
- [133] *Ustawa o odnawialnych źródłach energii*, projekt, wersja 2.0.2 z dnia 09.10.2012 r.

## Katalogi, materiały informacyjne

- [134] ACER Agency for the Cooperation of Energy Regulators, <http://www.acer.europa.eu/>.
- [135] CEER/ERGEG Council of European Energy Regulators, <http://www.energy-regulators.eu/>
- [136] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, <https://www.entsoe.eu/>
- [137] ENCORP Corporation: Virtual Power Plant – Product and Technical Data Sheet, [www.encorp.com](http://www.encorp.com)
- [138] ENERCON: Grid integration and wind farm management – folder, <http://www.enercon.de>
- [139] KWE Technika Energetyczna Sp.z o.o., Instrukcja obsługi i konserwacji modułu kogeneracyjnego Ecomax-Bio AB Impianti S.r.l., Engineering Industrialne, nr MUMG14-0B02 R00, dystrybucja KWE Technika Energetyczna Sp.z o.o.
- [140] URE: Urząd Regulacji Energetyki, interaktywna mapa odnawialnych źródeł energii, maj 2013 r., <http://www.ure.gov.pl/>



# **Monitoring and assessment of power quality in power systems with distributed generation**

This work is dedicated to monitoring and assessment of power quality events in powers system with distributed generation. Introductory current chapters describe contribution of distributed generation in present national power systems, depict developments in power quality assessment and discussion on connection criteria of the distribution network for distributed generation. An extended testing and measurement technique for assessing an impact of distributed generation on power quality has been introduced. The method was verified on the basis of real case investigation of photovoltaic system. Then, a lot of real measurements of the dynamic states of distributed generations were made using the aforementioned technique. Next part of the work focused on dispersed synchronized measurement and power quality monitoring application. A self-prepared mobile power quality system was described and used for multipoint observation of power system dynamics with distributed generation. A number of investigations were carried out including synchronized observation of power system transients and its impact on distributed generation. The investigations of dispersed measurement used power quality profile technique which in addition to synchronized measurement allow the path of the disturbances to be traked, including different levels of voltage, and indicate an origin of the phenomena and relation between the network and distributed generation. The work is supplemented with a review of techniques and concepts used in power quality monitoring systems. Additionally, authorized software for standardization of data formatting used in different power quality analyzers is also described.



## Spis treści

|                                                                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Wykaz ważniejszych oznaczeń .....                                                                                   | 5  |
| 1. Wstęp .....                                                                                                      | 7  |
| 1.1. Cel pracy .....                                                                                                | 10 |
| 1.2. Zakres pracy .....                                                                                             | 11 |
| 2. Generacja rozproszona na tle energetyki krajowej .....                                                           | 15 |
| 2.1. Przegląd technologii stosowanych w generacji rozproszonej .....                                                | 16 |
| 2.2. Dokumenty legislacyjne a rozwój generacji rozproszonej .....                                                   | 19 |
| 3. Wybrane zagadnienia oceny jakości energii w odniesieniu do układów generacji rozproszonej .....                  | 23 |
| 3.1. Jakość energii jako element kompatybilności elektromagnetycznej .....                                          | 23 |
| 3.2. Umieszczenie jakości energii w eksploatacji sieci elektroenergetycznych .....                                  | 25 |
| 3.3. Znaczenie jakości energii w zagadnieniach współpracy generacji rozproszonej z siecią elektroenergetyczną ..... | 27 |
| 3.3.1. Charakterystyka mocy generowanej .....                                                                       | 33 |
| 3.3.2. Odchylenie poziomu napięcia .....                                                                            | 35 |
| 3.3.3. Wahanía napięcia i migotanie światła .....                                                                   | 37 |
| 3.3.4. Harmoniczne w prądzie i napięciu .....                                                                       | 41 |
| 3.3.5. Asymetria napięcia .....                                                                                     | 44 |
| 3.3.6. Załamania komutacyjne .....                                                                                  | 45 |
| 3.3.7. Zakłócenia transmisji sygnałów .....                                                                         | 47 |
| 4. Metodologia badań oraz charakterystyka systemu pomiarowego .....                                                 | 49 |
| 4.1. Metodologia oceny współpracy źródeł rozproszonych z siecią elektroenergetyczną .....                           | 49 |
| 4.2. Charakterystyka opracowanego mobilnego systemu monitoringu jakości energii .....                               | 52 |
| 5. Badania jakości energii w punkcie przyłączenia źródeł rozproszonych .....                                        | 55 |
| 5.1. Analiza współpracy systemu fotowoltaicznego z siecią elektroenergetyczną niskiego napięcia .....               | 55 |
| 5.1.1. Analiza zmian częstotliwości .....                                                                           | 60 |
| 5.1.2. Analiza poziomu napięcia i odchyień napięcia .....                                                           | 61 |
| 5.1.3. Analiza szybkich zmian napięcia .....                                                                        | 66 |
| 5.1.4. Analiza wahań napięcia i migotania światła .....                                                             | 69 |
| 5.1.5. Analiza poziomu asymetrii .....                                                                              | 73 |
| 5.1.6. Analiza zawartości harmoniczných w napięciu i prądzie .....                                                  | 74 |
| 5.1.7. Przykład awarii w układzie falownika wyjściowego .....                                                       | 82 |
| 5.1.8. Podsumowanie .....                                                                                           | 84 |
| 5.2. Analiza współpracy farmy wiatrowej z siecią elektroenergetyczną wysokiego napięcia .....                       | 86 |
| 5.2.1. Charakterystyka badanej farmy wiatrowej .....                                                                | 87 |
| 5.2.2. Analiza możliwości regulacyjnych mocy farmy .....                                                            | 89 |
| 5.2.3. Ocena pracy farmy w warunkach podnapięciowych .....                                                          | 98 |

---

|                                                                                                    |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.2.4. Podsumowanie .....                                                                          | 109 |
| 5.3. Porównanie dynamicznych aspektów współpracy z siecią wybranych układów mikro-<br>źródeł ..... | 110 |
| 5.3.1. Podsumowanie .....                                                                          | 117 |
| 6. Badania obszarowe jakości energii w sieci z generacją rozproszoną .....                         | 119 |
| 6.1. Współpraca z siecią dwóch małych elektrowni wodnych .....                                     | 119 |
| 6.2. Praca sieci dystrybucyjnej z blokiem elektrociepłowni .....                                   | 124 |
| 6.3. Praca sieci zakładowej z generacją biogazową .....                                            | 131 |
| 6.4. Podsumowanie .....                                                                            | 137 |
| 7. Rozproszone systemy monitoringu jakości energii .....                                           | 139 |
| 7.1. Struktura rozproszonego systemu monitoringu jakości energii .....                             | 139 |
| 7.2. Integracja systemów monitoringu jakości energii .....                                         | 142 |
| 7.3. Przegląd i ocena dostępnych systemów monitoringu jakości energii .....                        | 144 |
| 7.4. Problematyka standaryzacji danych pomiarowych .....                                           | 147 |
| 8. Podsumowanie i wnioski .....                                                                    | 151 |
| Literatura .....                                                                                   | 155 |
| Streszczenie w języku angielskim .....                                                             | 163 |

# Contents

|                                                                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| List of symbols .....                                                                                       | 5   |
| 1. Introduction .....                                                                                       | 7   |
| 1.1. Aim of the work .....                                                                                  | 10  |
| 1.2. Scope of the work .....                                                                                | 11  |
| 2. Distributed generation in comparison with national power systems .....                                   | 15  |
| 2.1. Review of technology dedicated to distributed generation .....                                         | 16  |
| 2.2. Legislatives support for development in distributed generation .....                                   | 19  |
| 3. Selected issues of power quality assessment in distributed power generation systems .....                | 23  |
| 3.1. Power quality as part of electromagnetic compatibility .....                                           | 23  |
| 3.2. Location of power quality in quality of electricity supply .....                                       | 25  |
| 3.3. Meaning of power quality to criteria of integration of distributed generation with power systems ..... | 27  |
| 3.3.1. Power generation characteristic .....                                                                | 33  |
| 3.3.2. Voltage level .....                                                                                  | 35  |
| 3.3.3. Voltage fluctuation and flicker severity .....                                                       | 37  |
| 3.3.4. Current and voltage harmonics .....                                                                  | 41  |
| 3.3.5. Voltage unbalance .....                                                                              | 44  |
| 3.3.6. Commutation notching .....                                                                           | 45  |
| 3.3.7. Audio-frequency centralized ripple-control .....                                                     | 47  |
| 4. Methodology of investigation and characteristic of performed monitoring system .....                     | 49  |
| 4.1. Methodology of power quality assessment in distributed generation systems .....                        | 49  |
| 4.2. Characteristic of performed mobile power quality monitoring system .....                               | 52  |
| 5. Assessment of power quality in PCC with distributed generation .....                                     | 55  |
| 5.1. Analysis of power quality in photovoltaic system connected to low voltage network .....                | 55  |
| 5.1.1. Analysis of frequency .....                                                                          | 60  |
| 5.1.2. Analysis of voltage level and slow voltage changes .....                                             | 61  |
| 5.1.3. Analysis of rapid voltage changes .....                                                              | 66  |
| 5.1.4. Analysis of voltage flicker severity .....                                                           | 69  |
| 5.1.5. Analysis of voltage unbalance .....                                                                  | 73  |
| 5.1.6. Analysis of current and voltage harmonics .....                                                      | 74  |
| 5.1.7. Example of failure in inverter .....                                                                 | 82  |
| 5.1.8. Summary .....                                                                                        | 84  |
| 5.2. Analysis of wind farm connected to high voltage power system .....                                     | 86  |
| 5.2.1. Characteristic of investigated wind farm .....                                                       | 87  |
| 5.2.2. Analysis of power range capability .....                                                             | 89  |
| 5.2.3. Assessment of the wind farm referring to under voltage conditions .....                              | 98  |
| 5.2.4. Summary .....                                                                                        | 109 |

|                                                                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.3. Comparison of dynamic aspects of integration with power systems on the basis of selected technology applied in distributed integration ..... | 110 |
| 5.3.1. Summary .....                                                                                                                              | 117 |
| 6. Area power quality monitoring of power systems with distributed generation .....                                                               | 119 |
| 6.1. Integration of two small hydro power plants connected to the same MV line .....                                                              | 119 |
| 6.2. Cooperation of combined heat and power generation with distribution network .....                                                            | 124 |
| 6.3. Industrial network with biogas power plant .....                                                                                             | 131 |
| 6.4. Summary .....                                                                                                                                | 137 |
| 7. Power quality monitoring systems .....                                                                                                         | 139 |
| 7.1. Structure of power quality monitoring system .....                                                                                           | 139 |
| 7.2. Integration of different power quality systems .....                                                                                         | 142 |
| 7.3. Review and assessment of present power quality monitoring systems .....                                                                      | 144 |
| 7.4. Problem of standardization of power quality data format .....                                                                                | 147 |
| 8. Summary and final remarks .....                                                                                                                | 151 |
| References .....                                                                                                                                  | 155 |
| Summary in English .....                                                                                                                          | 163 |



PRACE NAUKOWE INSTYTUTU  
PODSTAW ELEKTROTECHNIKI I ELEKTROTECHNOLOGII  
(wydane w latach 2000–2013)

- Nr 35, Monografie nr 13, E. Motyl, *Ładunek przestrzenny w dielektrykach stałych. Analiza metod pomiarowych i badania*, Wrocław 2000
- Nr 36, Konferencje nr 11, *Napowietrzna izolacja wysokonapięciowa w elektroenergetyce. NIWE 2000*, Wrocław 2000
- Nr 37, Konferencje nr 12, *Postępy w elektrotechnologii. IV Konferencja naukowa*, Wrocław 2000
- Nr 38, Konferencje nr 13, *Postępy w elektrotechnologii. V Konferencja naukowa*, Wrocław 2003
- Nr 39, Konferencje nr 14, *Workshop. Environmental friendly materials and technologies in electrotechnics*, Wrocław 2003
- Nr 40, Konferencje nr 15, *Second international conference on advances in processing, testing and application of dielectric materials*, APTADM 2004, Wrocław 2004
- Nr 41, Monografie nr 14, R. Kacprzyk, *Wybrane zagadnienia badań ładunku i jego zaniku w dielektrykach stałych*, Wrocław 2004
- Nr 42, Konferencje nr 16, *Workshop. Modelling and elaboration of renewable energy sources and energy storage systems*, Wrocław 2005
- Nr 43, Konferencje nr 17, *Forum of Experts. Centre of Excellence for Materials for Low-energy Consuming Technologies in Electronics MALLET*, Wrocław 2006
- Nr 44, Konferencje nr 18, *Postępy w elektrotechnologii. VI Konferencja naukowa*, Wrocław 2006
- Nr 45, Monografie nr 15, Z. Leonowicz, *Parametric methods for time-frequency analysis of electric signals*, Wrocław 2006
- Nr 46, Konferencje nr 19, *Third international conference on advances in processing testing and application of dielectric materials*, APTADM 2007, Wrocław 2007
- Nr 47, Monografie nr 16, B. Łowkis, *Efekt elektretowy w dielektrykach polimerowych w aspekcie wykorzystania w medycynie i ochronie zdrowia*, Wrocław 2010
- Nr 48, Monografie nr 17, J. Ziąja, *Cienkowarstwowe struktury metaliczne i tlenkowe. Właściwości, technologia, zastosowanie w elektrotechnice*, Wrocław 2012

Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej  
są do nabycia w księgarni  
plac Grunwaldzki 13, 50-377 Wrocław  
budynek D-1 PWr., tel. 71 320 29 35  
Prowadzimy sprzedaż wysyłkową  
zamawianie.ksiazek@pwr.wroc.pl

ISSN 0324-945x