



**SZKOŁA
DOKTORSKA**
POLITECHNIKI RZESZOWSKIEJ



**WYDZIAŁ
ELEKTROTECHNIKI
I INFORMATYKI**
POLITECHNIKI RZESZOWSKIEJ

Katedra Energoelektroniki i Elektroenergetyki

Rozprawa doktorska

Usprawnienie procesu wprowadzania wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej nN

mgr inż. Rafał Kurdyła

Promotor:

dr hab. inż. Łubomír Beňa, prof. PRz

Rzeszów, 2026

Podziękowania

Serdecznie dziękuję wszystkim osobom, które swoją wiedzą, wsparciem oraz życzliwością przyczyniły się do powstania niniejszej rozprawy doktorskiej.

Wyrazy głębokiej wdzięczności kieruję do dr hab. inż. Marka Gołębiowskiego, prof. PRz, za zainicjowanie mojej drogi naukowej w ramach studiów doktoranckich oraz za cenne wskazówki i ukierunkowanie badań w początkowej fazie realizacji pracy. Jego wiedza, życzliwe wsparcie oraz cenne wskazówki merytoryczne stanowiły istotny impuls do dalszego rozwijania koncepcji rozprawy.

Pragnę wyrazić szczególną wdzięczność dr hab. inż. Ľubomírowi Beňa, prof. PRz, za przejęcie opieki nad koncepcją pracy oraz za nieocenioną pomoc w jej dalszej realizacji i finalizacji. Jego doświadczenie naukowe, otwartość na dyskusję, zaangażowanie, merytoryczne wsparcie, inspirujące podejście do problemów badawczych oraz konstruktywne uwagi miały istotny wpływ na ostateczny kształt rozprawy. Szczególnie cenne były liczne dyskusje naukowe oraz wskazówki metodologiczne, które pozwoliły na dopracowanie założeń badawczych i osiągnięcie zakładanych celów pracy.

Najgłębszą wdzięczność pragnę wyrazić mojej żonie Agacie oraz córce Oliwii za ich cierpliwość, wyrozumiałość i nieustające wsparcie na każdym etapie realizacji pracy doktorskiej. Ich obecność, życzliwość i codzienna motywacja stanowiły dla mnie ogromną siłę w chwilach wymagających szczególnej determinacji. Dzięki nim możliwe było zachowanie równowagi między obowiązkami naukowymi, zawodowymi i rodzinnymi.

Serdeczne podziękowania składam również moim Rodzicom, Teściom oraz całej Rodzinie za nieustanne wsparcie, dobre słowo oraz wiarę w powodzenie podjętego wysiłku. Ich życzliwość, zrozumienie oraz nieustanne kibicowanie na kolejnych etapach pracy były dla mnie ważnym źródłem motywacji i dodawały energii do konsekwentnego dążenia do założonego celu zakończenia rozprawy.

Pragnę również wyrazić podziękowanie dla PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów za umożliwienie wykorzystania danych pomiarowych na potrzeby realizacji mojej pracy doktorskiej. Udostępnione dane miały charakter kluczowy i stanowiły podstawę części empirycznej rozprawy. Ich zakres oraz rzeczywisty charakter pozwoliły na przeprowadzenie rzetelnych analiz funkcjonowania sieci dystrybucyjnej oraz na uzyskanie wiarygodnych i reprezentatywnych wyników badań. Bez dostępu do tych informacji realizacja przyjętych celów badawczych nie byłaby możliwa w zakładanym zakresie.

Szczególne wyrazy wdzięczności kieruję do Dyrektora Generalnego Zbigniewa Możdżenia za wyrażenie zgody na wykorzystanie danych do celów naukowych. Decyzja ta umożliwiła przeprowadzenie badań w oparciu o rzeczywiste dane operacyjne i stanowiła istotny warunek realizacji rozprawy doktorskiej. Jest to również wyraz otwartości na współpracę ze środowiskiem naukowym oraz wsparcia inicjatyw służących rozwojowi sektora elektroenergetycznego.

Uzyskane wyniki badań, oparte na danych z obszaru działania Oddziału, posiadają zarówno wymiar naukowy, jak i praktyczny. Stanowią podstawę do formułowania wniosków i rekomendacji dotyczących funkcjonowania sieci dystrybucyjnej, w szczególności w kontekście wyzwań związanych z rozwojem odnawialnych źródeł energii. Możliwość wykorzystania rzeczywistych danych pomiarowych znacząco podniosła wartość merytoryczną pracy oraz jej użyteczność aplikacyjną.

Spis treści

Wykaz oznaczeń i symboli	8
1. Wprowadzenie do problematyki	10
1.1. Cel, plan i struktura pracy.....	10
2. Polityka klimatyczna	12
2.1. Stan aktualny OZE na świecie	13
2.2. Stan aktualny OZE w Unii Europejskiej.....	15
2.3. Stan aktualny OZE w Polsce.....	20
2.4. Pakiet „Fit for 55”	25
2.5. CSIRE	29
3. Warunki techniczne przyłączenia OZE do sieci elektroenergetycznej.....	32
3.1. Warunki ogólne przyłączania do sieci elektroenergetycznej	32
3.1.1. Złożenie wniosku o przyłączenie	32
3.1.2. Określenie warunków przyłączenia	33
3.1.3. Zawarcie umowy o przyłączenie.....	34
3.1.4. Realizacja przyłączenia	34
3.1.5. Zawarcie umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii	34
3.2. Przyłączenie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej	35
3.2.1. Ramy prawne i organizacyjne procesu przyłączeniowego	38
3.2.2. Specyfika PGE Dystrybucja S.A.	39
3.2.3. Techniczne warunki przyłączenia	39
3.2.4. Przeszkody systemowe i bariery.....	39
3.2.5. Strategie zwiększenia możliwości przyłączeniowych	40
3.2.6. Rola magazynów energii i elastyczności systemu.....	40
3.2.7. Kierunki zmian systemowych i legislacyjnych.....	41
3.3. Uwarunkowania techniczne dla PGE Dystrybucja S.A. jako lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego	41
3.3.1. Norma PN-EN 50160	44
3.3.1.1. Zakres i cel normy PN-EN 50160.....	44
3.3.1.2. Główne parametry napięcia według normy PN-EN 50160.....	45
3.3.1.3. Znaczenie normy PN-EN 50160 dla użytkowników końcowych i operatorów systemów dystrybucyjnych	48
3.3.1.4. Metody pomiaru i oceny parametrów jakości energii	49
4. Doświadczenia z dotychczasowej eksploatacji instalacji PV, opis problemów spowodowanych ich eksploatacją w sieci nN	51

4.1. Eksploatacja instalacji PV u odbiorcy końcowego w sieci nN	51
4.2. Opis problemów występujących po stronie nN przy zamontowanej instalacji PV	52
4.3. Analiza systemów 3-fazowych z przyłączeniem 1-fazowych oraz 3-fazowych instalacji PV	56
4.3.1. Przyłączenie 1-fazowych instalacji PV	57
4.3.2. Przyłączenie 3-fazowych instalacji PV	59
4.3.3. Przyłączenie 3-fazowych oraz 1-fazowych instalacji PV	62
4.4. Przedstawienie wpływu instalacji PV na sieć nN w oparciu o przeprowadzone pomiary ...	65
4.4.1. Badania dotyczące parametrów sieci nN	67
4.4.1.1. Przedstawienie sieci nN z przyłączeniem instalacji PV	68
4.4.1.2. Zmiany napięć po przyłączeniu instalacji PV	71
4.4.1.3. Monitoring wpływu instalacji PV na rzeczywistą sieć nN	78
5. Badania wpływu instalacji PV na sieć nN.....	80
5.1. Modelowana sieć nN.....	81
5.2. Wyniki obliczeń dla poszczególnych modelowanych stanów i ocena wpływu instalacji PV na sieć	84
5.2.1. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu A0	85
5.2.2. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu A1	90
5.2.3. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu A2	96
5.2.4. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu A3	102
5.2.5. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu B1	107
5.2.6. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu B2	113
5.2.7. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu B3	118
5.3. Podsumowanie osiągniętych wyników analizy	123
6. Propozycja działań ograniczających negatywny wpływ instalacji PV na sieć nN dla różnych wariantów	127
6.1 Propozycja działań dla stanu B1.....	127
6.1.1. Symetryzacja podłączenia 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych	128
6.1.2. Zastosowanie symetryzacji podłączenia i zmiany współczynnika mocy dla 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych.....	129
6.1.3. Zastosowanie symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji PV i zmiana napięcia po stronie pierwotnej transformatora SN/nN	129
6.1.4. Zastosowanie symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji PV i zmiana długości zastosowanych przewodów	130
6.1.5. Zmiana długości przewodów bez symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji PV	132

6.1.6. Zmniejszenie wydajności jednostkowej 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych przy zachowaniu ich liczby	133
6.2 Propozycja działań dla stanu B2	134
6.2.1. Zmiana współczynnika mocy instalacji fotowoltaicznej	135
6.2.2. Zmiana długości przewodów	135
6.2.3. Zmniejszenie wydajności jednostkowej 3-fazowych instalacji fotowoltaicznych przy zachowaniu ich liczby	137
7. Podsumowanie	138
8. Bibliografia	142

Wykaz ważniejszych oznaczeń i symboli:

PV	- fotowoltaika, ang. - photovoltaic
OSD	- operator systemu dystrybucyjnego
OZE	- odnawialne źródła energii
UE	- Unia Europejska
PSE	- Polskie Sieci Elektroenergetyczne
CSIRE	- Centralny System Informowania o Rynku Energii
PGE	- Polska Grupa Energetyczna
URE	- Urząd Regulacji Energetyki
LZO	- licznik zdalnego odczytu
$\cos\varphi$	- współczynnik mocy
V	- Volt, podstawowa jednostka napięcia elektrycznego
kV	- kilowolt
U	- wartość napięcia
U_n	- wartość napięcia znamionowego
U_f	- wartość napięcia znamionowego wraz z dopuszczalnym poziomem odchyień
U_{MIN}	- wartość minimalna poziomu napięcia elektrycznego
U_{MAX}	- wartość maksymalna poziomu napięcia elektrycznego
Δu	- zmiana poziomu napięcia
$+\Delta u_{MAX}$	- wartość maksymalnej dopuszczalnej zmiany poziomu napięcia elektrycznego
$+\Delta u_{MIN}$	- wartość minimalnej dopuszczalnej zmiany poziomu napięcia elektrycznego
A	- Amper, podstawowa jednostka natężenia prądu elektrycznego
I	- wartość natężenia prądu elektrycznego
I_n	- prąd znamionowy przewodu o najmniejszym przekroju wyrażany w Amperach
I_{max}	- wartość maksymalna natężenia prądu elektrycznego
I_{1n}	- maksymalne dopuszczalne obciążenie prądowe uzwojenia pierwotnego
I_{2n}	- maksymalne dopuszczalne obciążenie prądowe uzwojenia wtórnego
U_{xn}	- poziom napięcia na fazie x
δ_{xU}	- wartość kąta przesunięcia fazowego fazy x
Hz	- Hertz, jednostka częstotliwości

f	- częstotliwość w sieci nN, wyrażana w Hz
P	- moc czynna
Q	- moc bierna
ΔP	- straty mocy czynnej
k'	- współczynnik asymetrii
k'_{MAX}	- maksymalna dopuszczalna wartość współczynnika asymetrii
THD	- zniekształcenie harmoniczne
TR1	- transformator
kW	- kilowat
MW	- megawat
GW	- gigawat
kWh	- kilowatogodzina
MWh	- megawatogodzina
GWh	- gigawatogodzina
TWh	- terawatogodzina
CO ₂	- dwutlenek węgla
P_{st}	- krótkoterminowy wskaźnik migotania
P_{lt}	- długoterminowy wskaźnik migotania
nN	- niskie napięcie, poniżej 1kV
SN	- średnie napięcie, powyżej 1kV do 60 kV
WN	- wysokie napięcie, powyżej 60 kV
LED	- dioda emitująca światło, ang. Light Emitting Diode
L1, L2, L3	- oznaczenia fazy pierwszej, drugiej i trzeciej

1. Wprowadzenie do problematyki

Rozwój energetyki odnawialnej stanowi odpowiedź na globalne wyzwania związane z bezpieczeństwem energetycznym, zmianami klimatu oraz koniecznością transformacji systemów energetycznych w kierunku zrównoważonego rozwoju. Wśród wszystkich odnawialnych źródeł energii, energia promieniowania słonecznego przetwarzana na energię elektryczną za pomocą instalacji fotowoltaicznych zajmuje miejsce szczególne – zarówno ze względu na skalę wdrażania, jak i potencjał do dalszego rozwoju. W ostatnich latach w Polsce obserwuje się dynamiczny wzrost liczby mikroinstalacji fotowoltaicznych, szczególnie przyłączanych do sieci niskiego napięcia. O ile w początkowej fazie rozwoju fotowoltaiki ich wpływ na sieć był marginalny, to obecnie, przy dużym zagęszczeniu źródeł rozproszonych, powstaje szereg wyzwań technicznych związanych z jakością energii, stabilnością pracy systemu oraz integracją z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną.

1.1. Cel, plan i struktura pracy

Głównym celem niniejszej pracy jest usprawnienie procesu wprowadzania wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia, z uwzględnieniem uwarunkowań technicznych, środowiskowych oraz systemowych. Przez „usprawnienie” rozumie się zarówno poprawę parametrów jakościowych energii elektrycznej (m. in. napięcie, częstotliwość, współczynnik mocy, zawartość harmonicznych, asymetria napięcia), jak i zwiększenie efektywności energetycznej oraz niezawodności całego procesu wprowadzenia energii do sieci. Celem jest również wskazanie optymalnych rozwiązań technologicznych, organizacyjnych i systemowych, które umożliwią bezpieczną i stabilną pracę sieci elektroenergetycznej przy rosnącym udziale źródeł odnawialnych. Praca ma charakter interdyscyplinarny i obejmuje analizę z zakresu elektroenergetyki, energoelektroniki, automatyki oraz technologii magazynowania energii. W ramach badań i analiz zostanie uwzględniony wpływ jednofazowych, trójfazowych jak i mieszanych (jednofazowych i trójfazowych) instalacji PV na parametry sieci nN. Poruszony zostanie również szerszy kontekst systemowy uwzględniający regulacje prawne, normy techniczne (np. PN-EN 50160), a także wyzwania związane z rozwojem infrastruktury.

W perspektywie dalszej transformacji energetycznej, kluczowe jest zapewnienie elastyczności systemu, co wymaga m.in. integracji źródeł PV z lokalnymi magazynami energii, wykorzystania zaawansowanych systemów zarządzania przepływami mocy oraz zastosowania automatyki sieciowej (np. FDIR, SPS). Instalacje fotowoltaiczne przyłączane do sieci nN mogą być nie tylko źródłem energii, ale także aktywnym uczestnikiem rynku mocy i usług systemowych – o ile ich integracja z siecią będzie zoptymalizowana technologicznie i zarządczo.

Jednym z istotnych elementów celu pracy jest również wskazanie barier oraz ograniczeń technicznych i ekonomicznych, które obecnie utrudniają pełne wykorzystanie potencjału fotowoltaiki w sieciach niskiego napięcia. Należą do nich m.in. niewystarczająca przepustowość linii kablowych i napowietrznych oraz transformatorów, ograniczenia

napięciowe w sieci nN, brak możliwości lokalnego magazynowania nadwyżek energii, czy też zbyt sztywna struktura taryf i brak zachęt do bilansowania lokalnego. Przeanalizowany zostanie również wpływ regulacji wynikających z pakietu legislacyjnego Fit for 55. Znaczenie zrównoważonego rozwoju w energetyce rozproszonej wymaga, aby przy projektowaniu systemów wprowadzania energii elektrycznej do sieci uwzględniać nie tylko aspekty ekonomiczne, ale również środowiskowe, w tym: cykl życia urządzeń (produkcja, eksploatacja, utylizacja), wpływ na lokalną jakość powietrza, zagospodarowanie przestrzeni oraz wpływ na otoczenie akustyczne i wizualne.

Celem pośrednim pracy jest również opracowanie rozwiązania podłączania nowych instalacji w sposób pozwalający na wzajemne bilansowanie energii w lokalnej sieci niskiego napięcia poprzez stworzenie schematu funkcjonalnego, usprawnionego systemu wprowadzania energii, który może zostać wykorzystany jako wzorcowy model wdrożeniowy.

Praca wpisuje się w szerszy kontekst transformacji energetycznej Polski i Unii Europejskiej, w tym w cele redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto. W ujęciu krajowym, temat wpisuje się również w Strategię Zrównoważonego Rozwoju Energetyki oraz Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu. Implementacja rozwiązań zwiększających efektywność procesu wprowadzania energii z PV do sieci nN stanowi realny wkład w budowę nowoczesnej, elastycznej i niskoemisyjnej gospodarki energetycznej.

W ujęciu metodologicznym celem pracy jest również opracowanie zestawu rekomendacji dla operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD), projektantów oraz inwestorów, które pozwolą lepiej dostosować proces przyłączania i zarządzania instalacjami PV do zmieniających się warunków rynkowych, technologicznych i środowiskowych. Usprawnienie tego procesu może przyczynić się do ograniczenia liczby odmów przyłączenia OZE do sieci, poprawy parametrów jakości energii, redukcji strat przesyłowych oraz zwiększenia efektywności lokalnego bilansowania mocy.

Podsumowując, głównym celem pracy jest identyfikacja, analiza oraz wdrożeniowa propozycja rozwiązań technicznych i systemowych, które umożliwią bezpieczne, efektywne i stabilne wprowadzanie energii wyprodukowanej przez instalacje fotowoltaiczne do sieci niskiego napięcia, przy jednoczesnym uwzględnieniu wymogów środowiskowych, technologicznych oraz polityki energetycznej kraju i Unii Europejskiej. Praca ma również na celu pogłębienie wiedzy na temat wzajemnych oddziaływań między źródłami OZE a siecią elektroenergetyczną oraz wykazanie, że transformacja energetyczna może być oparta na rozwiązaniach zdecentralizowanych, o wysokiej efektywności i niskim wpływie środowiskowym, jeśli będzie wsparta odpowiednimi narzędziami inżynierskimi i regulacyjnymi.

2. Polityka klimatyczna

Źródła energii odnawialnej określane skrótem OZE pełnią coraz większą rolę w naszym codziennym życiu. Instalacje fotowoltaiczne w gospodarstwach domowych czy turbiny wiatrowe wykorzystywane przy oświetlaniu infrastruktury drogowej są dla nas przykładem, że nie musimy być uzależnieni od konwencjonalnych źródeł pozyskiwania energii elektrycznej jak paliwa kopalne (ropa, węgiel, gaz) czy energia atomowa. O ile w skali gospodarstw domowych o umiarkowanej konsumpcji energii elektrycznej czy infrastrukturze drogowej, gdzie pozyskana energia ma za zadanie oświetlać np. przejście drogowe, nie potrzebujemy stosowania skomplikowanej aparatury, tak w skali światowej, europejskiej czy nawet jednego kraju musimy nieustannie zwracać uwagę na wiele szczegółów, które są istotne dla zachowania równowagi w systemie energetycznym oraz na bieżąco skrupulatnie monitorować sytuację energetyczną danego obszaru. Energoelektronika, która bezsprzecznie nam w tym pomaga pełni bardzo ważną rolę jako czynnik umożliwiający integrację energii odnawialnej i przyszłych systemów energetycznych i inteligentnych sieci. Naturalną rzeczą jest wykorzystywanie różnych form odnawialnych źródeł energii elektrycznej, nie ograniczając się jedynie do tych najpopularniejszych, np. wodorowe ogniwa paliwowe czy generatory pracujące w wyniku ruchu płytów morskich.

Kolejnym ważnym aspektem, który należy poruszyć, jest magazynowanie wyprodukowanej energii elektrycznej. W uproszczeniu można przyjąć, że w sieci energetycznej powinno być tyle energii, na ile w danym momencie jest zapotrzebowanie. O ile technologia przesyłania i jakość magazynów nie stanowi obecnie większego problemu, tak aspekty środowiskowe jak ich utylizacja po okresie przydatności niesie ze sobą szereg energochłonnych procesów, które również należy uwzględniać we wszelkich bilansach zarówno energetycznych jak i finansowych danej gałęzi produkcji. Pracując nad technologiami generowania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, powinniśmy brać pod uwagę nie tylko technologię produkcji ale także magazynowania i utylizacji.

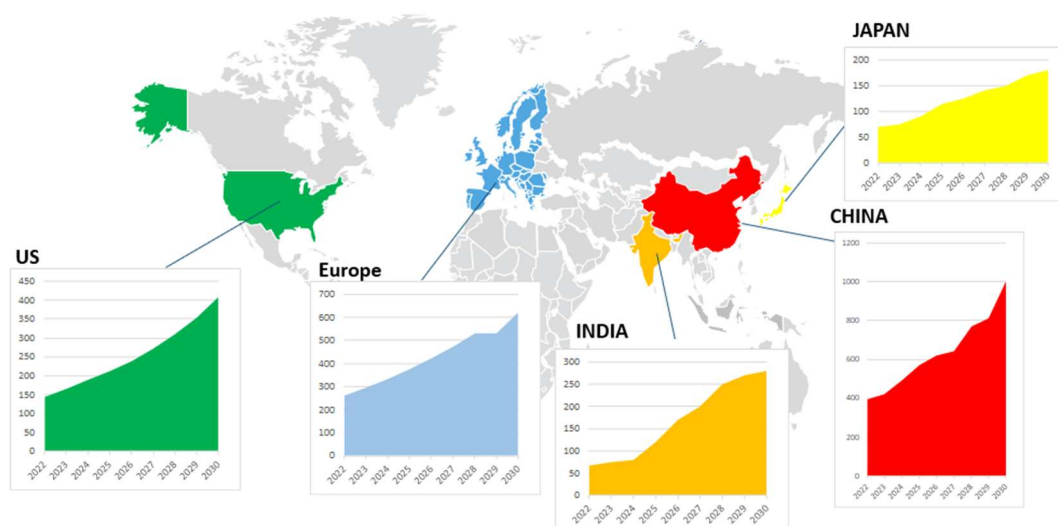
Zrównoważone dostawy energii pozostają głównym wymogiem i problemem współczesnego społeczeństwa w celu zaspokojenia zwiększonego zapotrzebowania na energię, wynikającego z rosnącej konsumpcji, zwłaszcza z powodu wzrostu liczby ludności. Przez długi czas produkcja energii elektrycznej opierała się jedynie na paliwach kopalnych. Z uwagi na fakt, że dostępne złoża ropy naftowej, węgla i gazu ziemnego są ograniczone i według analiz wyczerpią się w niedalekiej przyszłości, pojawiają się poważne problemy z zanieczyszczeniem środowiska związane z wykorzystaniem tradycyjnych źródeł energii. Dlatego tak ważną rolę pełnią rozwiązania alternatywne, które pozwolą nie tylko ograniczyć szkodliwy wpływ na środowisko, ale także uniezależnić się od tzw. „brudnej energii”. Różne technologie energii odnawialnej są postrzegane jako jedne z najważniejszych rozwiązań przyszłości. Aby mogły stanowić większość produkcji energii elektrycznej, powinny być nieustannie rozwijane. Jak wiadomo, istnieje wiele nowych technologii, których poziom zaawansowania jest zróżnicowany, tak samo jak ich skala zastosowania. Większość tych technologii jest zależna od warunków pogodowych, stanowiąc jednocześnie wyzwanie, jeśli ma dotyczyć to integracji z istniejącą siecią energetyczną.

2.1. Stan aktualny OZE na świecie

Światowy sektor energii odnawialnej, a w szczególności technologia fotowoltaiczna, notują bezprecedensowy wzrost. Według International Energy Agency (IEA) w 2023 roku łączna moc nowych przyłączy instalacji fotowoltaicznych zwiększyła się o około 30% w porównaniu z rokiem poprzednim [1]. W kontekście produkcji energii elektrycznej z wykorzystaniem PV podaje się, że generacja z fotowoltaiki w 2023 r. przekroczyła poziom 1 600 TWh, co oznacza wzrost o około 25 % rok do roku. Natomiast według International Renewable Energy Agency (IRENA) globalna skumulowana moc zainstalowanych instalacji fotowoltaicznych osiągnęła przynajmniej 2 156 GW na koniec 2024 roku. [2]. Według raportu Ember (ember-climate.org) wynika, że w roku 2023 po raz pierwszy w historii ponad 30% wytworzonej na świecie energii elektrycznej pochodziło z odnawialnych źródeł energii. Za dynamiczny wzrost odpowiadają przede wszystkim ogniwa fotowoltaiczne i turbiny wiatrowe. Szybki rozwój energetyki, która została oparta na energii słonecznej i energii wiatru, doprowadził świat do kluczowego punktu zwrotnego [3]. Jednym z głównych czynników są przemiany, które najbardziej widoczne są w Azji. Chiny to największy emitent CO² w sektorze elektroenergetycznym, a jednocześnie najbardziej aktywne państwo w sektorze OZE. Transformacja postępuje także w USA i Europie.

Ważne jest wyraźne rozróżnienie mocy zainstalowanej, która oznacza maksymalną zdolność produkcji energii elektrycznej zainstalowanej instalacji (wyrażoną zwykle w GW lub MW) i energii wyprodukowanej odnoszącej się do faktycznej ilości energii wytworzonej w danym okresie (np. w MWh rocznie). Z uwagi na zmienność warunków atmosferycznych i różną sprawność systemów, zależność między mocą a produkcją nie jest liniowa.

W analizie danych przedstawionych dla poszczególnych państw dominują wyraźnie regiony Azji-Pacyfiku (ze znaczącą rolą Chin i Indii), następnie Europa oraz Ameryka Północna (głównie USA). Inne regiony, choć rosną, mają nadal relatywnie niski udział.



Rys. 1 Podział mocy PV zainstalowanej wyrażonej w GWh dla poszczególnych krajów i Europy z prognozą na przyszłe lata [4]

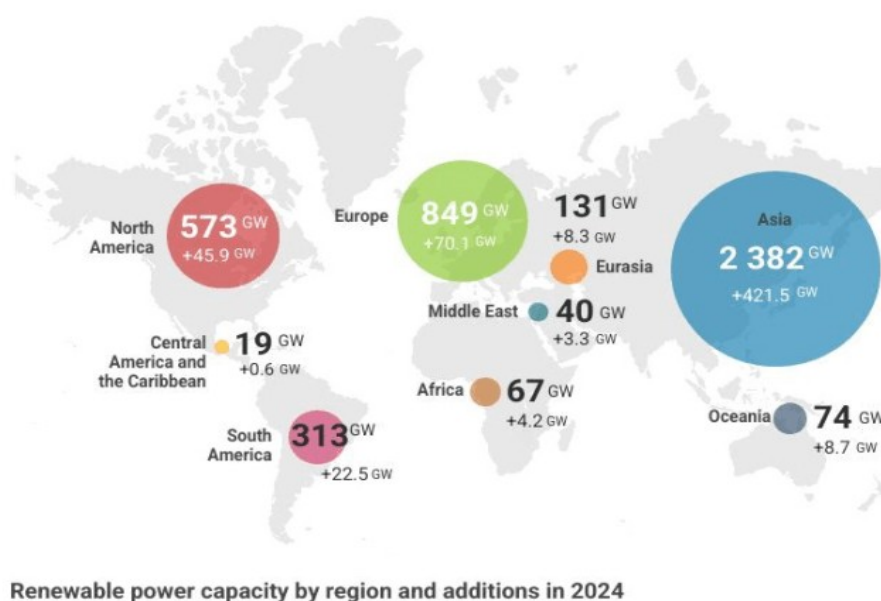
Przedstawiony na rysunku 1 podział zainstalowanej mocy PV wskazuje na następujący przybliżony udział w ogólnoswiatowym zestawieniu na koniec 2024 roku:

- Azja i Pacyfik: ok. 63 %
- Europa: ok. 20 %
- USA: ok. 15 %
- Afryka i Bliski Wschód: ok. 2 % (nieuwzględnione szczegółowo na rysunku)
- Oceania: bardzo niski udział, poniżej 2 % (nieuwzględnione szczegółowo na rysunku)

Warto podkreślić, że choć moc zainstalowana rośnie bardzo szybko, produkcja zależy od czynnika wykorzystania, który w tym przypadku bywa znacznie niższy niż dla np. elektrowni wodnych czy konwencjonalnych. Tym samym region z dużą mocą może nie mieć proporcjonalnie równie dużej produkcji, jeśli warunki nasłonecznienia lub infrastruktura są mniej sprzyjające.

Od początku dekady technologia PV rozwija się wykładniczo: IRENA wskazuje, że moc zainstalowana wzrosła z ok. 710 GW w 2020 r. do ponad 1,6 TW w 2023 r. [2] Roczne przyrosty również gwałtownie się zwiększają — np. globalne przyrosty w 2023 r. przekroczyły ok. 400 GW nowych przyłączy [5]. Regiony, które wcześniej dominowały (Europa, Ameryka Północna), zostały prześcignięte pod względem przyrostów przez Azję, co powoduje przesunięcie struktury regionalnej mocy instalacyjnej. Historia wskazuje, że udział mocy instalowanej w regionach rozwijających się (np. Azja, Afryka) będzie dalej rósł, pod warunkiem, że dostęp do finansowania i infrastruktury pozwoli na wdrażanie tej technologii.

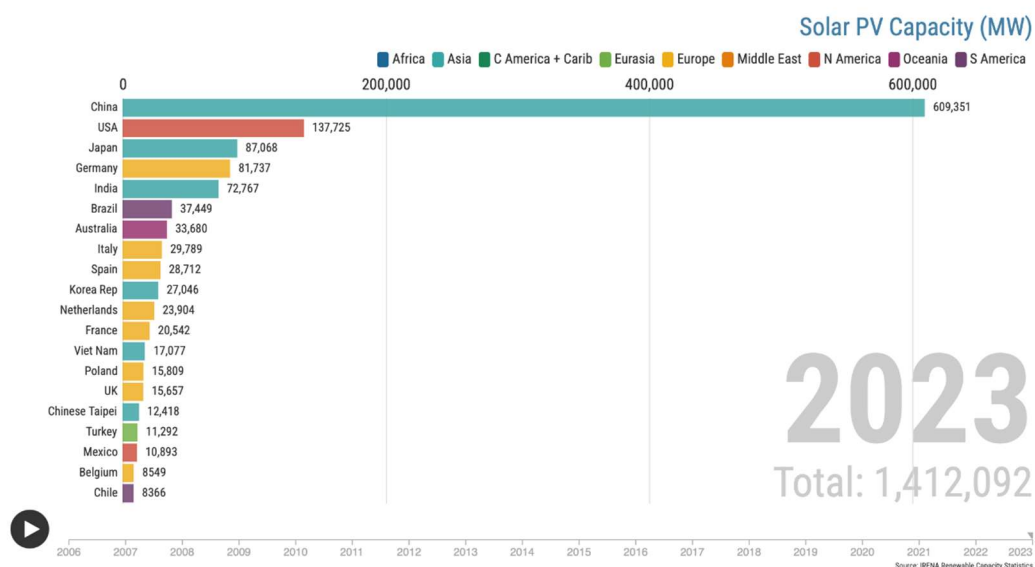
W sprawie produkcji energii elektrycznej warto zauważyć, że wzrost generacji jest konsekwencją wzrostu zainstalowanej mocy, jednak pojawiają się również kwestie integracji z siecią, magazynowania oraz zmienności generacji. IEA przewiduje, że generacja PV w kolejnych latach nadal będzie rosła szybciej niż inne technologie odnawialne. [6]



Rys. 2 Dane całkowitej zainstalowanej mocy odnawialnych źródeł energii na świecie wyrażonej w gigawatach [GW]

Energia pochodząca ze słońca i wiatru dominuje wśród różnych rodzajów energetyki odnawialnej. Europa zamknęła rok 2024 z łączną liczbą 848 627 megawatów (MW) zainstalowanej mocy odnawialnej, co oznacza wzrost o prawie 70 GW w porównaniu z rokiem poprzednim. Według danych opublikowanych przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej (IRENA) w raporcie Renewable Capacity Statistics 2025, wzrost ten stanowi wzrost o 9% rok do roku. W raporcie podkreślono, że w 2024 r. na całym świecie dodano 585 GW mocy ze źródeł odnawialnych, przy czym Europa, Chiny i Stany Zjednoczone były głównymi motorami wzrostu [7].

Bar Chart Race: Top 20 Global Solar PV Installations by Country



Data source: IRENA Renewable Capacity Statistics 2010-2024 (latest update: May 24, 2024)

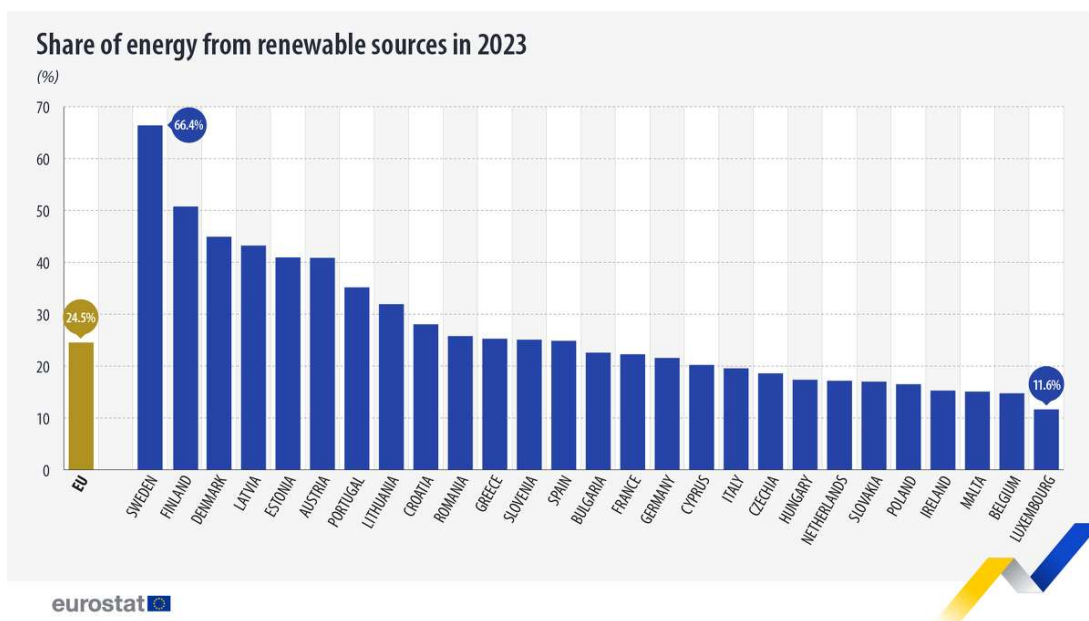
Rys. 3 Przedstawienie mocy PV zainstalowanej w 2023 roku, wyrażonej w MW dla 20 krajów świata przodujących w mocy zainstalowanej OZE [8]

2.2. Stan aktualny OZE w Unii Europejskiej

Od początku dekady rozwój OZE w UE cechował się szybkim wzrostem: udział OZE w produkcji elektrycznej w 2019 r. wynosił ok. 34% i wzrósł do ok. 45% w 2023 r. W latach 2021-2023 technologie PV i wiatrowe przyczyniały się w dużym stopniu do tego wzrostu: np. w 2023 r. energia z OZE wzrosła o 4,1 pkt proc. względem 2022 r. (rok wcześniej przyrost wynosił 3,5 pkt). W zakresie mocy PV, w 2014 r. moc wynosiła ok. 82 GW, a w 2024 r. osiągnęła poziom ok. 338 GW. Oznacza to czterokrotny przyrost w ciągu dekady. Jednak tempo wzrostu załamało się w 2024 r. do ok. 4% w skali roku, co stanowi istotny sygnał ostrzegawczy dla realizacji ambitnych celów. Z kolei w samym 2023 r. przyrost mocy PV wyniósł ok. 62-63 GW. [9].

Unia Europejska przedstawiła szereg strategii i dokumentów regulujących rozwój OZE, w tym m.in. reformę Dyrektywy w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED II/III) oraz strategię „European Solar Energy Strategy”. Jednym z celów jest osiągnięcie udziału co najmniej 42,5 % energii odnawialnej w końcowym zużyciu w 2030 r. [10] Ponadto w kwietniu 2024 r. podpisano European Solar Charter, który określa dobrowolne działania

wspierające rozwój technologii fotowoltaicznych w UE. [11] Ramy regulacyjne i polityczne stanowią istotny kontekst dla rozwoju OZE, wpływając zarówno na moc przyłączaną, efektywność systemu oraz integrację z siecią.



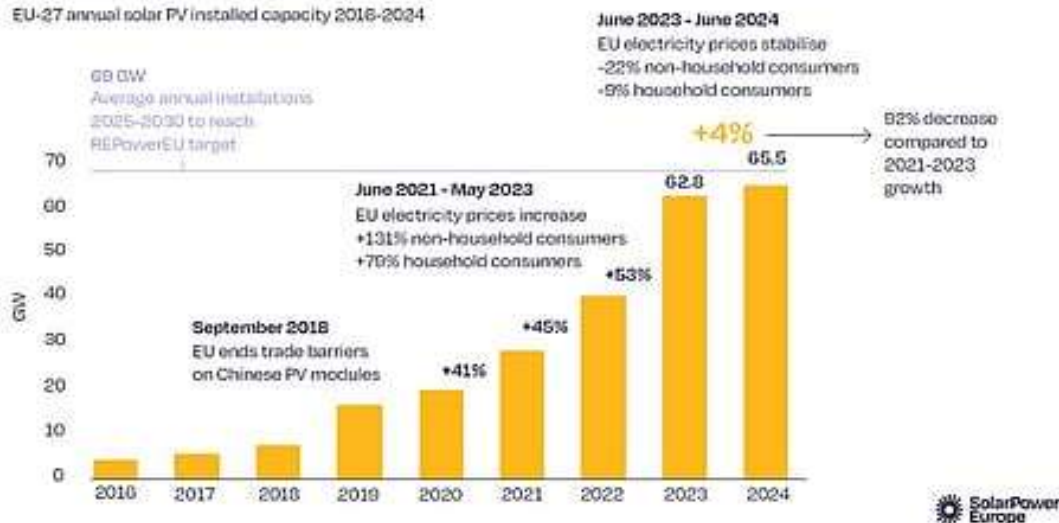
Rys. 4 Udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w krajach UE w 2023 r. [10]

Technologia fotowoltaiczna w UE osiągnęła znaczący poziom: na koniec 2024 r. skumulowana moc zainstalowana wynosiła około 338 GW [12]. W samym tylko 2024 roku przyłączono dodatkowo około 65,5 GW mocy PV w UE, co oznacza wzrost ok. 4 % względem roku poprzedniego. Należy podkreślić, że moc zainstalowana to maksymalna zdolność techniczna systemów (wyrażona w np. GW), a nie ilość wyprodukowanej energii elektrycznej. Z dostępnych opracowań wynika, że w 2024 r. jak również we wcześniejszych latach, największe przyrosty PV notowano w takich krajach jak Niemcy (ok. 16 GW) i Hiszpania (ok. 9,3 GW). [9]

Warto również odnotować, że wzrost mocy w segmencie fotowoltaicznym uległ znacznemu osłabieniu. Po trzech latach z rocznymi wzrostami przekraczającymi 40–50 %, tempo spadło do ok. 4% w 2024 r. [13]

Newly added solar PV capacity growth has fallen dramatically, with a 92% decrease compared to previous years

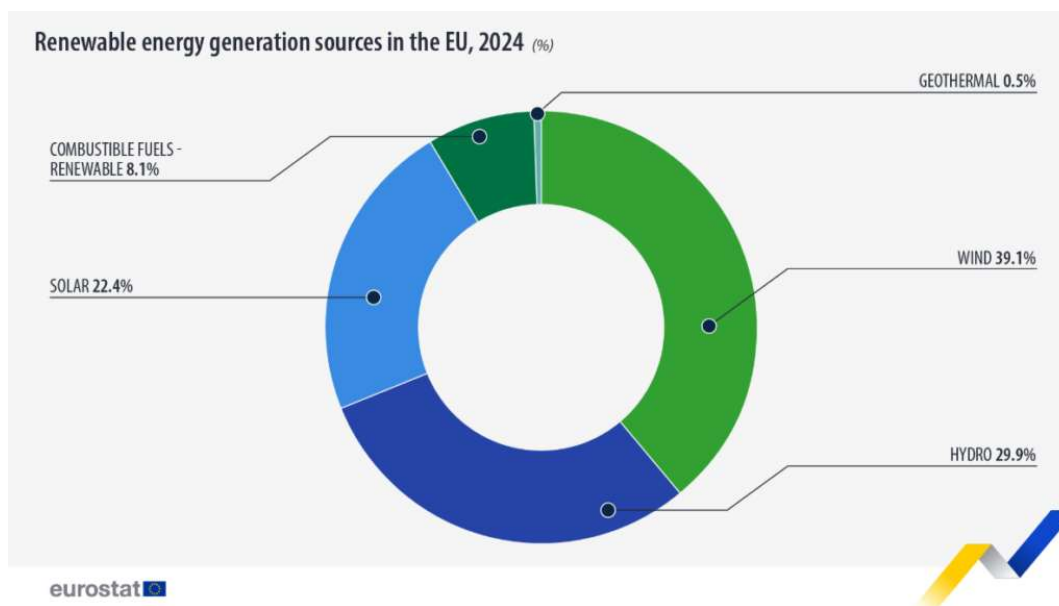
EU-27 annual solar PV installed capacity 2016-2024



Rys. 5 Moc zainstalowanej fotowoltaiki w 27 państwach UE w latach 2016-2024 [9]

W odniesieniu do wszystkich technologii produkcji energii elektrycznej, raporty wskazują, że w 2024 roku udział OZE w produkcji netto energii elektrycznej w UE wyniósł około 46,9%. [14] Według danych International Renewable Energy Agency (IRENA) kontynent europejski osiągnął w 2024 r. skumulowaną moc OZE rzędu 848,6 GW (cały region europejski), przy czym sama Unia Europejska jest dominującą częścią tego wyniku. [15] Tym samym moc instalacyjna OZE w UE i krajach europejskich stanowi znaczący komponent globalnej struktury.

Na dzień 31 marca 2025 roku, najnowsze dostępne dane Eurostatu dotyczące udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w krajach Unii Europejskiej pochodzą z roku 2023. Wśród czołówki krajów Unii Europejskiej, w których najbardziej rozwinięte jest pozyskiwanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, utrzymują się Szwecja, Finlandia i Dania. Wśród krajów, w których najmniej energii pozyskiwane jest z OZE są m.in. Luksemburg, Belgia i Malta. Polska znajduje się poniżej średniej wśród wszystkich krajów członkowskich Unii Europejskiej. Rys. 4. przedstawia procentowy udział energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto w krajach UE w 2023 r. Można zauważyć, że kraje z czołówki, pomimo mocno północnego położenia geograficznego, utrzymują wysoki procent pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych.



Rys. 6 Struktura pozyskania energii pierwotnej ze źródeł odnawialnych w 2024 r. dla Unii Europejskiej [16]

Produkcja energii elektrycznej z OZE w UE dynamicznie rośnie. W 2023 r. udział OZE w „gross electricity consumption” osiągnął 45,3 %, co oznacza przyrost o 4,1 pkt proc. względem 2022 r. W 2024 r. z kolei produkcja netto energii elektrycznej z OZE wyniosła ok. 1 310 TWh, co przekłada się na ok. 46,9% całkowitej produkcji elektrycznej w UE [17]. W przypadku fotowoltaiki, sektor ten staje się coraz istotniejszy w miksie generacyjnym: w II kwartale 2025 r. energia elektryczna z PV w UE wyniosła ponad 123 TWh i reprezentowała ok. 19,9% całkowitej generacji elektrycznej w tym okresie [18].

Niespełna 50 państw, które są narażone na drastyczne zmiany klimatu, wyraziło zgodę na pozyskiwanie energii elektrycznej wyłącznie ze źródeł odnawialnych do roku 2050. Zgodnie z raportem Międzynarodowej Agencji Energetycznej w okresie 2022-2027 przyspieszenie rozwoju farm wiatrowych i słonecznych w całej Europie mógłby zostać osiągnięty, gdyby wszystkie kraje członkowskie Unii Europejskiej usprawniły procesy i skróciły terminy dotyczące wydawania pozwoleń na elektrownie słoneczne i wiatrowe oraz wsparły odbiorców końcowych w instalacjach paneli fotowoltaicznych w gospodarstwach domowych. [19]

Cele UE na najbliższe lata:

Powszechnie wiadomo, że sektor energetyczny odpowiada za przeważającą ilość gazów cieplarnianych. Nie inaczej sytuacja wygląda w UE, gdzie za ponad ¾ całości emisji gazów cieplarnianych emitowanych do atmosfery odpowiada produkcja energii elektrycznej, ciepłownictwo oraz transport. Zwiększenie udziału energii elektrycznej, która pochodzi z odnawialnych źródeł jest niezbędne do znacznego ograniczenia emisji szkodliwych gazów w sektorze energetycznym i osiągnięcie założonego celu, czyli neutralności klimatycznej do 2050 roku. Udział zużycia energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii wzrósł ponad dwukrotnie w ostatnim dwudziestoleciu - z ok. 9,6% w 2004 roku do 22,1% w 2020 roku. To oznacza, że UE osiągnęła swój cel 20% na 2020 rok, gdzie ponad 20% zużywanej w Unii

Europejskiej energii elektrycznej pochodziło wtedy z odnawialnych źródeł energii [20]. Poprzednio założony cel osiągnięcia przez Unię Europejską poziomu 32% w 2030 roku został zaktualizowany we wrześniu 2023 roku, gdy Parlament Europejski zatwierdził nowy cel wynoszący aż 42,5% udziału OZE w sektorze energetycznym w Unii Europejskiej do 2030 roku. Porozumienie wzywa też kraje członkowskie, aby dążyły do osiągnięcia 45% udziału OZE.

Powyższa decyzja podyktowana została po części przez rosyjską agresję na Ukrainę, by przeciwdziałać uzależnieniu krajów UE od rosyjskich paliw kopalnych, w grudniu 2022 r. Parlament przegłosował dodatkowe środki na znaczne przyspieszenie wzrostu udziału OZE w Unii Europejskiej na długo przed 2030 rokiem. Przełożyło się to na przyspieszenie wydawania pozwoleń na nowe lub adaptowane elektrownie OZE wraz z panelami słonecznymi i turbinami wiatrowymi włącznie. Nowe instalacje w obszarach akceleracji OZE, które mają zostać wyznaczone przez każdy kraj członkowski, powinny uzyskać pozwolenia w ciągu dziewięciu miesięcy od daty złożenia wniosku. Każdy kraj Unii Europejskiej zobligowany jest do wykazania swojej zdolności do szybszego instalowania odnawialnych źródeł energii. Natomiast jeśli dany organ nie udzieli odpowiedzi w wyznaczonym terminie, zostanie to automatycznie uznane jako pozytywna weryfikacja złożonego wniosku. Nowe instalacje poza tymi obszarami powinny uzyskać akceptację w ciągu maksymalnie 18 miesięcy, a proces ten dla istniejących instalacji nie powinien przekraczać terminu sześciu miesięcy. Wyznaczone przez kraje należące do Unii Europejskiej obszary akceleracji odnawialnych źródeł energii powinny unikać wszelkich negatywnych wpływów na środowisko lub ograniczać je w maksymalny możliwy sposób. Definitywnie należy wykluczyć obszary chronione, takie jak np. obszary Natura 2000, parki krajobrazowe i rezerwy przyrody, szlaki migracyjne zwierząt, etc. Posłowie Parlamentu Europejskiego chcą, aby przede wszystkim obywatele mieli możliwość zaangażowania się w decyzje dotyczące instalacji elektrowni i wyznaczania obszarów OZE. Zagłosowali oni również za nałożeniem obowiązku dla krajów należących do UE, aby proces wydawania pozwoleń na instalację urządzeń fotowoltaicznych na budynkach trwał maksymalnie 30 dni od daty złożenia kompletnego wniosku. W przypadku mniejszych instalacji, których moc zainstalowana nie przekracza 50kW ma wystarczyć proste powiadomienie wnioskodawcy o pozytywnym rozpatrzeniu wniosku. Decyzja obejmuje również kwestię zwolnienia z wymogu przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko instalacji urządzeń fotowoltaicznych. Proces wydawania pozwolenia na instalację pomp ciepła również nie powinien przekraczać 30 dni [21].

Aby osiągnąć założone cele klimatyczne, UE zmieniła swoje przepisy dotyczące finansowania transgranicznych projektów w infrastrukturze energetycznej. Nowe przepisy mają stopniowo wycofać finansowanie z unii dla projektów związanych z gazem ziemnym i przekierować pieniądze w kierunku infrastruktury wodorowej oraz wychwytywania i składowania dwutlenku węgla. Przepisy te weszły w życie w czerwcu 2022 roku. Posłowie do Parlamentu Europejskiego z powodzeniem przeforsowali więcej morskich projektów energii odnawialnej i ułatwili tym samym ich integrację z sieciami w Unii Europejskiej. Wszystkie nowe projekty infrastrukturalne mają obowiązek przyczyniania się do realizacji założonych unijnych celów klimatycznych na lata 2030 i 2050, co skutecznie przełoży się na zakończenie wsparcia ze strony Unii Europejskiej dla infrastruktury opartej na paliwach kopalnych. Aby wesprzeć gospodarstwa domowe znajdujące się w trudnej sytuacji oraz małe przedsiębiorstwa podczas transformacji energetycznej, UE utworzy w 2026 roku Społeczny Fundusz Klimatyczny, z całkowitym budżetem szacowanym na 86,7 miliardów euro. Fundusz

ma pomóc sfinansować kwestie przejścia odbiorców na korzystanie z OZE, a także zapewnić środki, które skutecznie obniżyłyby podatki i opłaty za energię. Wspierałby również kwestie dotyczące renowacji budynków i wspólnego korzystania z samochodów oraz rozwoju rynku używanych pojazdów elektrycznych na przestrzeni kolejnych lat. W kwietniu 2023 roku Parlament oficjalnie przyjął porozumienie z krajami członkowskimi Unii Europejskiej zawarte w grudniu 2022 roku. Prawo wejdzie w życie po oficjalnym zatwierdzeniu go przez Radę Europejską.

Poprawa efektywności energetycznej może nie tylko obniżyć emisję dwutlenku węgla do atmosfery, ale również przyczynić się do obniżenia wydatków na import energii, które obecnie plasują się na poziomie 330 miliardów euro rocznie. Spowodowało to wzmożenie prac nad aktualizacją uzgodnionego w 2018 r. celu w zakresie efektywności energetycznej na poziomie 32,5% do 2030 roku. Efektywność energetyczna oznacza zużywanie mniejszej ilości energii do osiągnięcia tych samych finalnych rezultatów. Nowe cele, poparte przez Parlament we wrześniu 2022 roku, skupiają się na zmniejszeniu zużycia energii końcowej o co najmniej 40% i zużycia energii pierwotnej o 42,5%. Zużycie energii końcowej to energia używana przez odbiorców końcowych m. in. gospodarstwa domowe. Zużycie energii pierwotnej to całkowite zapotrzebowanie na energię w kraju, np. paliwo spalane w celu wytworzenia energii elektrycznej. Jednym z najważniejszych obszarów wymagających znaczącej poprawy jest ogrzewanie i chłodzenie budynków mieszkalnych, które pochłaniają aż 40% całkowitego zużycia energii w Unii Europejskiej, z czego około 75% to energia wykorzystana w nieefektywny sposób. Aby rozwiązać ten problem, Parlament przyjął nowe przepisy dotyczące efektywności energetycznej budynków w kwietniu 2018 roku. Zgodnie z nimi, państwa członkowskie powinny przygotować wieloletnie strategie wspierające renowację budynków mieszkalnych i niemieszkalnych pozostających w ciągłym użytku. Celem jest, aby do 2050 r. budynki w Unii Europejskiej zużywały jak najmniejsze ilości energii.

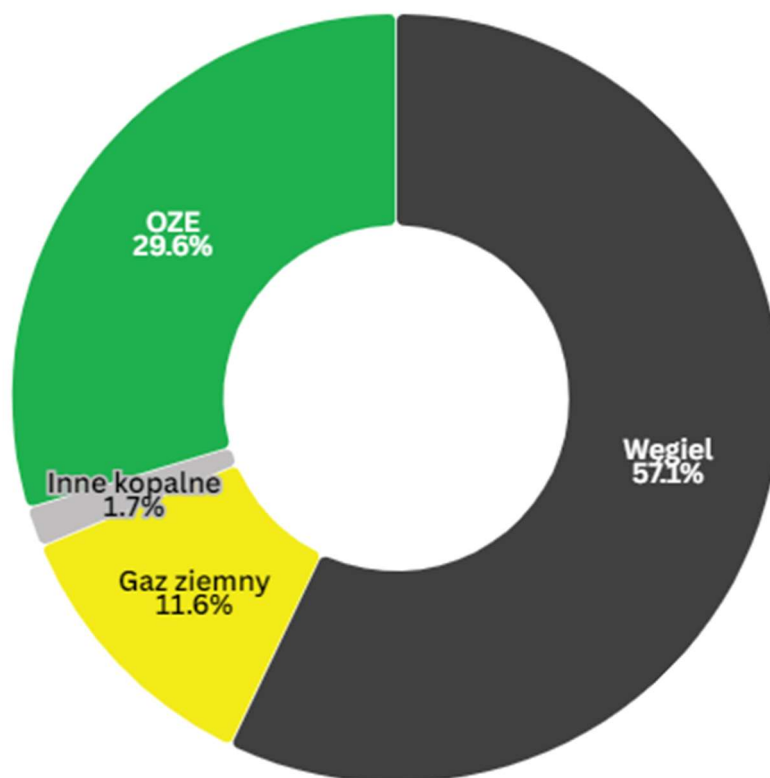
Europejskie działania dotyczące poprawy klimatu są określone m. in. w pakiecie klimatycznym „Gotowi na 55” („Fit for 55”). Celem Unii Europejskiej jest mocne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) aż o 55% do 2030 roku oraz osiągnięcie wspomnianej wcześniej neutralności klimatycznej do 2050 roku. Pakiet legislacyjny obejmuje też aktualizację unijnej dyrektywy dotyczącej energii odnawialnej, aby zwiększyć udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym UE. Zaktualizowano także cele w następujących sektorach:

- budynki - 49% udział energii odnawialnej do 2030 roku,
- przemysł - nowy poziom odniesienia polegający na rocznym wzroście zużycia energii odnawialnej o 1,6 punkt procentowy [22].

2.3. Stan aktualny OZE w Polsce

Aby w pełni zrewolucjonizować rynek energii, kwestie współpracy OZE z siecią dystrybucyjną muszą zostać w pełni rozwiązane. Jednym z podstawowych i kluczowych zagadnień jest stworzenie systemu energetycznego, który będzie w stanie poradzić sobie z bardzo wysokim udziałem źródeł odnawialnych, co wiąże się z opracowaniem inteligentnych systemów sieciowych. Takie systemy będą mogły obejmować lokalne mikrosieci dotyczące stacji transformatorowych 15kV/0,4kV i małe magazyny energii, a w wielu przypadkach będą łączyć system elektroenergetyczny z innymi nośnikami energii, takimi jak magazyny energii

cieplnej (ogrzewanie/chłodzenie) oraz zbiorniki gazowe. Będą również analizować możliwość wykorzystywania transportu jako mobilnych magazynów energii. Procentową strukturę generacji energii elektrycznej w 2024 r. w Polsce przedstawia rysunek 7.



Rys. 7 Struktura generacji energii elektrycznej w Polsce w 2024 r. [23]

W ciągu ostatnich kilku lat Polska doświadczyła gwałtownego wzrostu mocy fotowoltaicznej. Moc PV wzrosła z poziomów rzędu kilku megawatów w 2014 roku do kilkunastu gigawatów pod koniec 2023 roku i przekroczyła 21 GW pod koniec 2024 r. Najnowsze krajowe opracowania wskazują, że przyrosty roczne w ostatnich latach plasowały się na poziomie kilku gigawatów (np. ok. 4–5 GW rocznie w 2022–2024) [24]. Równocześnie struktura rynku PV jest wyraźnie zdominowana przez tzw. prosumentów (mikroinstalacje) — na koniec 2024 r. liczba mikroinstalacji przekroczyła 1,5 mln, a ich skumulowana moc oceniana jest na ok. 12,5 GW (część analiz rozdziela je między „mikro” a farmy PV). Wzrost sektora prosumenckiego miał decydujące znaczenie dla dynamiki rynku w ostatnich latach [25].

W Polsce udział odnawialnych źródeł w produkcji elektryczności systematycznie rośnie. Dane krajowe i media informowały o rekordowym wyniku około 29% udziału OZE w rocznej produkcji elektrycznej w 2024 r., przy oczywistym wzroście udziału PV w miksie generacyjnym. Jednak wysoka moc zainstalowana nie przekłada się liniowo na wytwarzanie energii. Współczynniki wykorzystania (ang. capacity factor) w polskim klimacie dla instalacji fotowoltaicznych typowo mieszczą się w niższych granicach niż w strefach o lepszym nasłonecznieniu. Dlatego przy ok. 20 GW mocy możliwa roczna produkcja PV to rząd wielkości kilkudziesięciu TWh, lecz finalny wkład zależy od ograniczeń sieciowych i operacyjnych [26].

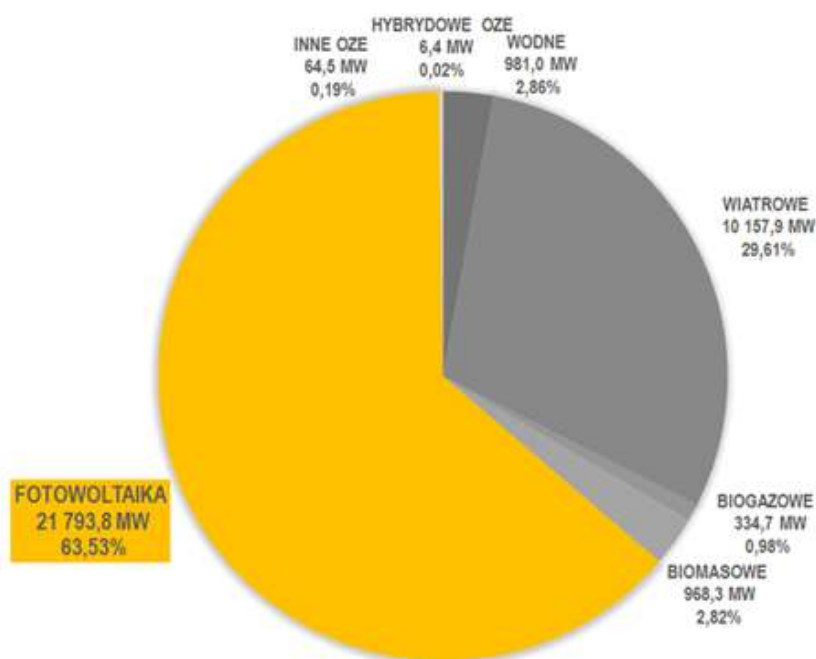
Całkowita zainstalowana moc elektryczna w Polsce ze wszystkich źródeł na koniec marca 2025 roku wyniosła 72,4 GW, z czego około 34,1 GW pochodziło z odnawialnych źródeł energii (OZE), co stanowiło 47,1% całkowitej mocy zainstalowanej. Moc elektrowni konwencjonalnych osiągnęła poziom 38,3 GW, biorąc pod uwagę wyniki z okresu analogicznego 2022 roku, kiedy moc zainstalowana w OZE była na poziomie 19,2 GW. Można więc zauważyć znaczny rozwój sektora OZE w Polsce.

Sumaryczna moc zainstalowana z OZE według stanu na koniec marca 2025 roku dzieli się na:

- elektrownie fotowoltaiczne: 21,8 GW
- elektrownie wiatrowe: 10,2 GW
- elektrownie wodne: 0,9 GW
- elektrownie inne: 1,3 GW

Natomiast moc zainstalowana ze źródeł konwencjonalnych wyróżnia:

- elektrownie węglowe (kamienny i brunatny): 31,2 GW
- elektrownie gazowe: 5,2 GW
- inne źródła: 1,9 GW



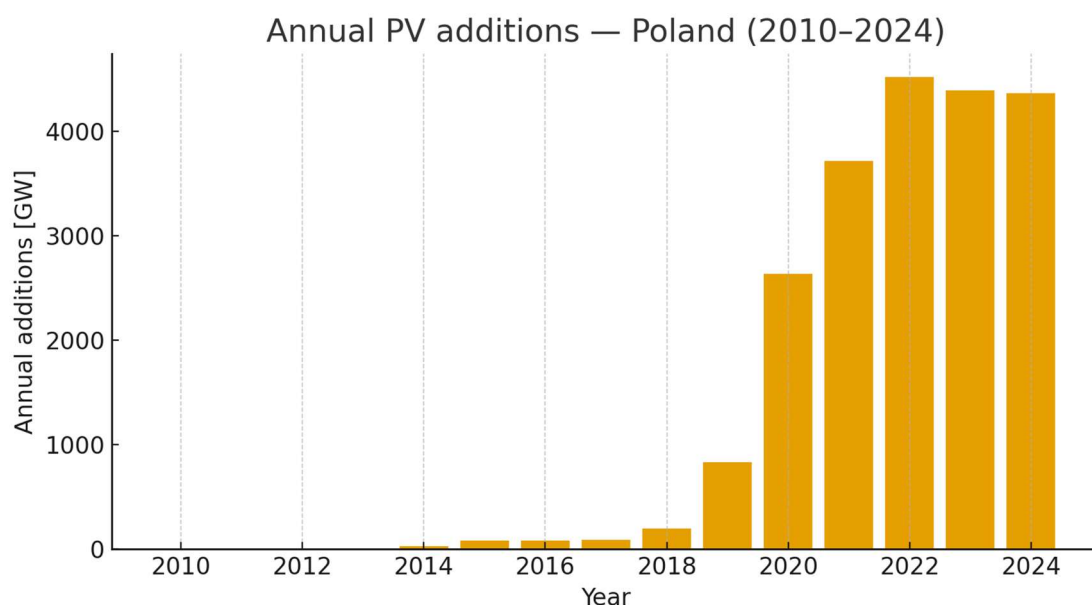
Rys. 8 Struktura mocy zainstalowanej OZE w Polsce (stan na koniec marca 2025 r.) [27]

Analiza historyczna wskazuje trzy fazy w polskim rynku PV:

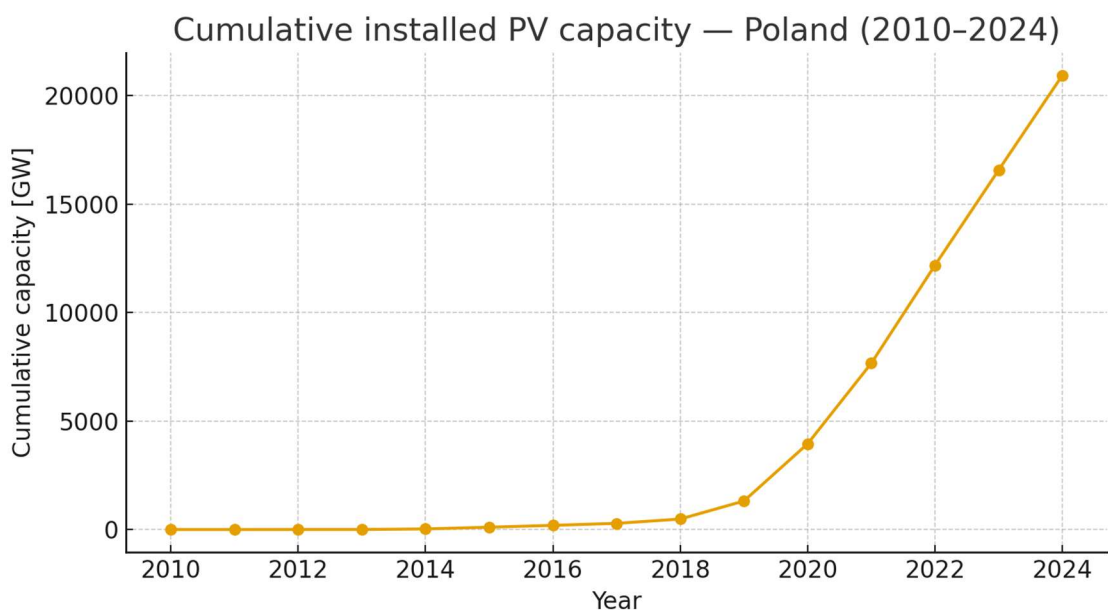
- Faza przed rynkowa i początkowa (2016–2018) — bardzo małe moce skumulowane, rozproszone prototypy i pojedyncze instalacje komercyjne.

- Faza przyspieszenia prosumenckiego (2019–2021) — gwałtowny wzrost mikroinstalacji (programy wsparcia, rosnąca ekonomika PV dla gospodarstw domowych), skokowy wzrost mocy skumulowanej.
- Faza industrialna i konsolidacji (2021–2024) — szybki przyrost mocy w segmencie farm i instalacji komercyjnych oraz dalszy rozwój prosumentów; rok 2023/2024 przyniósł kolejne kilka GW rocznie, ale jednocześnie pojawiły się sygnały rosnących barier przyłączeniowych i potrzeb modernizacji sieci [24].

Poniższe wykresy ukazują wykładniczy wzrost skumulowanej mocy na przestrzeni lat oraz wysokie, ale zmienne roczne przyrosty od 2020–2024.



Rys. 9 Roczne przyrosty mocy fotowoltaicznej w Polsce w latach 2014-2024



Rys. 10 Przyrost łącznej zainstalowanej mocy fotowoltaicznej w Polsce w latach 2014-2024

W 2024 r. udział OZE w krajowym miksie wzrósł do niemal 29% (rekordowy rok pod względem udziału OZE w całkowitej generacji), co odzwierciedla zarówno rozwój PV, jak i wzrost mocy wiatru. PV stało się jednym z głównych źródeł przyrostu OZE ze względu na szybkość wdrożeń i model prosumencki, jednak generacja z PV nadal podlega sezonowości — latem PV może odpowiadać za znaczącą część dziennej produkcji, ale zimą jej udział spada. Ta sezonowość ma konsekwencje dla zarządzania systemem i wymaga narzędzi (magazyny, elastyczne źródła, interkonektory) [26].

Kluczowe wyzwania, które wpływają na zdolność Polski do przekształcenia rosnącej mocy zainstalowanej w rzeczywistą i efektywną generację, to:

- ograniczenia przyłączeniowe i przeciążenia lokalnych sieci dystrybucyjnych — wzmożone przyłączenia prosumenckie powodują konieczność inwestycji w modernizację linii i automatyki,
- brak wystarczającej elastyczności systemu — potrzeba magazynów energii, regulacyjnych mechanizmów sterowania oraz nowych kontraktów bilansujących,
- ryzyko curtailmentu (niezamierzonej redukcji mocy w celu utrzymania stabilności sieci) w pewnych obszarach bez adekwatnej rozbudowy przesyłowej,
- regulacje i finansowanie — choć polityka krajowa zakłada istotne zwiększenie OZE do 2030 roku, tempo wdrożeń zależy od ram wsparcia i procesów planistycznych.

Pomimo faktu, że źródła konwencjonalne nadal są na pierwszym miejscu pod względem struktury energetycznej w Polsce, Polska energetyka systematycznie stara się oddalać od ich wykorzystania. Według danych opublikowanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne produkcja energii elektrycznej w marcu 2025 r. wyniosła 14 677 GWh, czyli więcej o 3,39% w porównaniu do marca 2024 r. Zużycie krajowe było na niższym poziomie niż rok wcześniej i wyniosło 14 490 GWh (-1,07% rok do roku). Szczegółowe dane przedstawiono w poniższej tabeli, gdzie umieszczono dane dotyczące wielkości produkcji energii elektrycznej w Polsce według rodzaju wykorzystywanych źródeł: konwencjonalnych i odnawialnych. Zgodnie z założonym planem, do 2030 roku udział energii pozyskanej ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto dla Polski ma wynosić ponad 20%, a dla całej Unii Europejskiej 45%.

Wyszczególnienie	Marzec			Narastająco od stycznia do marca		
	2024 r.	2025 r.	Dynamika	2024 r.	2025 r.	Dynamika
	[GWh]	[GWh]	$[(b-a)/a*100]$	[GWh]	[GWh]	$[(e-d)/d*100]$
			[%]			[%]
	[a]	[b]	[c]	[d]	[e]	[f]
Produkcja ogółem	14 196	14 677	3,39	43 906	45 797	4,31
Elektrownie zawodowe	10 887	10 964	0,7	33 797	36 068	6,72
El. zawodowe wodne	378	232	-38,5	1 176	644	-45,21
El. zawodowe ciepłne	10 510	10 732	2,11	32 620	35 423	8,59
na węglu kamiennym	6 097	6 097	0,01	19 202	20 471	6,61
na węglu brunatnym	2 958	3 011	1,78	8 799	9 914	12,67
gazowe	1 455	1 623	11,61	4 619	5 038	9,08
El. inne odnawialne	1 258	1 723	36,93	2 154	3 079	42,93
El. wiatrowe	2 051	1 991	-2,95	7 955	6 649	-16,42
Saldo wymiany zagranicznej	451	-187	-	1 364	-1 342	-
Krajowe zużycie energii elektrycznej	14 647	14 490	-1,07	45 270	44 455	-1,8

Tab. 1 Produkcja energii elektrycznej w Polsce według rodzaju źródła w marcu 2025 r. [28]

2.4. Pakiet „Fit for 55”

Aby osiągnąć swój cel do końca 2030 roku, w 2021 roku Komisja Europejska zaproponowała pakiet nowych i zaktualizowanych przepisów pod nazwą „Gotowi na 55” (ang. Fit for 55), składający się z połączonych ze sobą i zaktualizowanych przepisów oraz proponowanych przepisów dotyczących klimatu i energii [29]. W kwestii zmniejszenia emisji dwutlenku węgla z przemysłu transportu i innych sektorów energetycznych, w 2023 roku posłowie i posłanki zatwierdzili następujące przepisy:

- rewizję systemu handlu emisjami (EU ETS), celem uwzględnienia sektorów zanieczyszczających, takich jak budynki i/lub transport drogowy od 2027 roku (w ETS II) oraz sektorów transportu morskiego. Nowe przepisy przewidują:
 - objęcie systemem emisji z transportu morskiego,
 - szybsze redukowanie uprawnień do emisji,
 - stopniowe wygaszanie bezpłatnych uprawnień dla niektórych sektorów,
 - wprowadzenie poprzez system EU ETS mechanizmu kompensacji i redukcji dwutlenku węgla dla lotnictwa międzynarodowego (CORSIA),
 - wzrost finansowania funduszu modernizacyjnego i funduszu innowacyjnego,
 - zmianę rezerwy stabilności rynkowej.
- przegląd rezerwy stabilności rynkowej celem rozwiązania problemu braku równowagi strukturalnej między podażą a popytem na uprawnienia w EU ETS,
- wdrożenie instrumentu do walki z ucieczką emisji, który ustala opłatę za emisję gazów cieplarnianych dla importowanych towarów, w celu przeciwdziałania przenoszeniu działalności do krajów o mniej ambitnych celach klimatycznych,
- wspólny wysiłek na rzecz ogólnej redukcji emisji między krajami Unii Europejskiej zwiększającego krajowe cele redukcji emisji w sektorach nieobjętych systemem ETS,

a w szczególności w transporcie, rolnictwie, budownictwie i gospodarowaniu odpadami – z poziomu 29% do poziomu 40% do 2030 roku,

- wzmocnienie przepisów dotyczących zwiększenia pochłaniania dwutlenku węgla w sektorze użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF ang. Land use, land use change and forestry). W sektorach nieobjętych LULUCF wiążące roczne limity emisyjne dla wszystkich państw członkowskich są przewidziane w rozporządzeniu o wspólnym wysiłku redukcyjnym, ostatnio zmienionym w 2018 roku.



Rys. 11 Infografika przedstawiająca gałęzie wchodzące w skład pakietu „Gotowi na 55” [30]

Nowe przepisy należące do pakietu „Gotowi na 55” zwiększą poziom ich ambicji oraz podniosą cel redukcyjny w tych sektorach przewidziany na 2030 rok z 29% do 40% w porównaniu z rokiem 2005. Pochłanianie gazów cieplarnianych netto w 2030 r. ma wynieść co najmniej 310 mln ton ekwiwalentu CO₂. Odpowiednio uaktualnią też cele dla krajów członkowskich:

- projekt gwarantujący, iż nowe samochody osobowe i dostawcze w państwach członkowskich UE będą generować zerową emisję netto w 2035 roku,
- zmiany uprawnień do emisji dla lotnictwa, uwzględniające w programie wszystkie samoloty wylatujące z Europejskiego Obszaru Gospodarczego oraz potencjalne rozwiązanie dla lotów poza UE (CORSIA ang. Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation),

- zwiększenie liczby stacji ładowania oraz tankowania samochodów osobowych i ciężarowych zasilanych paliwami alternatywnymi,
- wymóg stopniowego przechodzenia na zrównoważone paliwa lotnicze, nowe cele w zakresie ograniczenia zużycia energii na szczeblu Unii Europejskiej do końca 2030 roku,
- nowy, podwyższony cel udziału odnawialnych źródeł energii na poziomie 42,5% dotyczący ogólnego zużycia energii w krajach Unii Europejskiej do 2030 roku oraz stopniowa redukcja emisji gazów cieplarnianych przez statki i stosowanie czystszej paliwa morskiego.

Przy tworzeniu funduszy unijnych na wsparcie gospodarstw domowych w zielonej transformacji Parlament Europejski zatwierdził również:

- wdrożenie Społecznego Funduszu Klimatycznego w celu pomocy zagrożonym gospodarstwom domowym, małym przedsiębiorstwom i użytkownikom transportu, którzy w szczególnym stopniu dotknięci są ubóstwem energetycznym i transportowym.
- fundusz zapewniający sprawiedliwą transformację energetyczną za pomocą zwalczania ubóstwa energetycznego i transportowego, finansowany z aukcji uprawnień ETS (ang. Emissions Trading System) [30].

W marcu 2020 r. Komisja Europejska przedstawiła plan działania Unii Europejskiej dotyczący gospodarki o obiegu zamkniętym, zawierający środki dla całego cyklu życia produktów, które wspierają procesy tej gospodarki, zrównoważoną konsumpcję i gwarantują ograniczenie odpadów. Plan działania skupia się na:

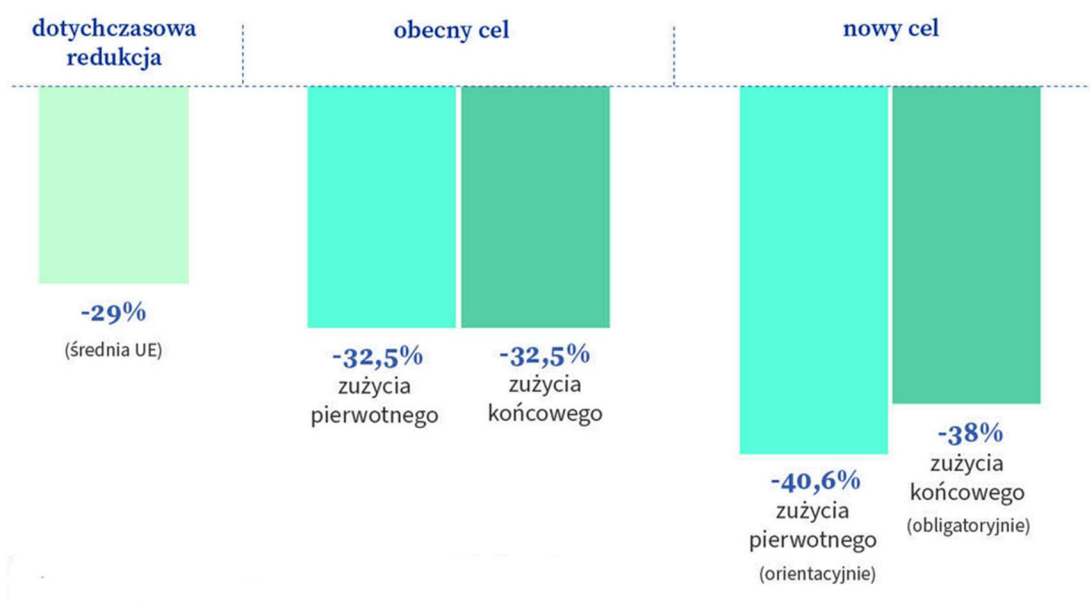
- elektronice i technologiach informacyjnych i komunikacyjnych
- bateriach, akumulatorach i pojazdach
- opakowaniach i tworzywach sztucznych
- wyrobach włókienniczych
- budownictwie i budynkach
- łańcuchu pokarmowym

W ramach wprowadzonych przepisów wspierających ponowne użycie oraz naprawę uszkodzonych urządzeń Unia Europejska ustanowiła m.in. uniwersalne złącze ładowania. Do końca 2024 roku, USB typu C będzie jedną ładowarką dla większości mobilnych urządzeń elektronicznych na terenie państw członkowskich UE. Również laptopy będą musiały być wyposażone w port USB Typ-C od 28 kwietnia 2026 roku.

Poza powyższymi przepisami określonymi przez Unię Europejską w ramach programu „Gotowi na 55”, poruszone zostały również kwestie dotyczące granicznego podatku węglowego, redukcji emisji metanu w sektorze energetycznym, efektywności energetycznej zużycia końcowego energii w budynkach sektora publicznego oraz pakietu gazowo-wodorowego czy opodatkowania energii.

Pakiet zawiera również propozycję nowelizacji dyrektywy dotyczącej odnawialnych źródeł energii. Proponuje się, by do 2030 roku podnieść obecny unijny cel, którym jest udział

OZE w ogólnym koszyku energetycznym z poziomu 32% do co najmniej 40%. Szczególnie uwzględnia się sektory, w których integracja OZE przebiega wolniej, zwłaszcza w transporcie, budownictwie i przemyśle.



Rys. 12 Zużycie pierwotne to całkowity popyt na energię, natomiast zużycie końcowe to ilość energii faktycznie zużyta przez użytkowników końcowych [31]

Unijna dyrektywa o efektywności energetycznej ma za zadanie zmniejszyć do 2030 roku zużycie końcowe energii na szczeblu Unii Europejskiej o 11,7% w porównaniu z prognozami z lat poprzednich. Nowe przepisy skłaniają państwa członkowskie do podjęcia intensywniejszych wysiłków na rzecz tej dyrektywy. Zakładają one zaostrenie obowiązku rocznych oszczędności energii przy jednoczesnym zmniejszeniu jej zużycia w budynkach sektora publicznego. Odpowiadają one za 40% zużycia energii w Unii Europejskiej i za 36% okołoenergetycznych bezpośrednich i pośrednich emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Unia Europejska pracuje nad nowelizacją dyrektywy o charakterystyce energetycznej budynków tak, by do 2030 roku i w kolejnych latach budynki w krajach członkowskich UE były bardziej efektywne energetycznie. Nowe przepisy zakładają przede wszystkim, że:

- od 2030 roku wszystkie nowe budynki w Unii Europejskiej będą musiały być bezemisyjne,
- od 2028 roku wymóg ten będzie obowiązywał nowe budynki zajmowane lub będące własnością organów publicznych,
- do 2050 roku wszystkie istniejące budynki mają zostać przekształcone w budynki bezemisyjne [30].

Bezemisyjny budynek to taki, który nie emituje CO₂ z paliw kopalnych w miejscu użytkowania budynku np. z kotła gazowego, pieca olejowego czy kominka na drewno, ma bardzo niskie zapotrzebowanie na energię dzięki dobrej izolacji cieplnej, szczelności, pasywnym zyskom cieplnym i efektywnym systemom technicznym oraz korzysta w 100% z odnawialnych źródeł energii – zarówno lokalnych: np. fotowoltaika, pompy ciepła, jak i zdalnych: np. zielona energia z sieci.

2.5. CSIRE

CSIRE, czyli Centralny System Informacji o Rynku Energii ma być systemem informatycznym służącym do zgromadzenia i przetwarzania danych pomiarowych dotyczących rynku energii w Polsce. Ma zostać wdrożony decyzją nowelizacji Ustawy o Prawie Energetycznym i będzie zawierał m.in. umowy na dostawy i sprzedaż energii elektrycznej oraz informacje o innych relacjach między użytkownikami (klientami) i dostawcami energii. Ważną kwestią, którą CSIRE będzie się zajmował, to stała aktualizacja danych w systemie monitorującym wahania napięć, przerwy w dostawach prądu i inne zdarzenia identyfikowane przez liczniki. To bowiem właśnie liczniki zdalnego odczytu (LZO) będą pełnić rolę głównego źródła pozyskiwania informacji, takich jak ilość pobieranej oddawanej do sieci przez użytkownika energii elektrycznej. Montaż liczników LZO przeprowadza Operator Systemu Dystrybucyjnego zgodnie z przynależnością terenową. PGE Dystrybucja S.A. zadeklarowała wymianę wszystkich liczników energii elektrycznej na Liczniki Zdalnego Odczytu do końca 2030 roku. Realizacja projektu wymian liczników energii elektrycznej na Liczniki Zdalnego Odczytu pozwoli na lepsze zarządzanie systemem elektroenergetycznym, dzięki danym płynącym bezpośrednio z liczników, które będą umieszczane w Centralnym Repozytorium Danych Pomiarowych i przekazywane również do Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii [32]. Budowę, uruchomienie oraz nadzór i obsługę powierzono spółce PSE, czyli Polskim Sieciom Energetycznym jako właścicielowi sieci najwyższych napięć w Polsce. W przedsięwzięcie będą ponadto zaangażowani operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz przedsiębiorstwa obrotu energii elektrycznej. Celami CSIRE są m. in.:

- zwiększenie dostępu do informacji każdemu uczestnikowi rynku energetycznego,
- poprawa przejrzystości informacji,
- ułatwienie wypełniania obowiązków zarówno dostawcom jak i odbiorcom,
- ujednoczenie standardów i zakresów opisywania danych pomiarowych,
- dostęp do przejrzystych ofert dostawców energii zgromadzonych w jednym miejscu,
- możliwość przygotowywania bardziej zindywidualizowanych ofert przez dostawców energii elektrycznej,
- lepsze zarządzanie zużyciem energii,
- ułatwienie odbiorcy końcowemu dokonania zmiany sprzedawcy,
- ułatwienie możliwości korzystania z przedpłatowej formy rozliczeń.

Zgodnie z nowym harmonogramem projektu ustawy o zmianie niektórych ustaw w związku z wprowadzaniem CSIRE, który został opublikowany 6 lutego 2025 r. na stronie Rządowego Centrum Legislacji termin uruchomienia Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii wyznaczono na 1 lipca 2025 roku. Ustawodawca nie zakłada rezygnacji z tych planów. Projekt pilotowany jest przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, umożliwiając tym samym etapowe przystępowanie poszczególnych kategorii użytkowników rynku energii do realizacji planów CSIRE.

Z CSIRE korzystać będą wszyscy odbiorcy energii, w tym osoby fizyczne oraz firmy. Dane do systemu będą pobierane zarówno od sprzedawców i dostawców energii elektrycznej jak i jej wytwórców. Każdy użytkownik będzie mógł korzystać z informacji udostępnionych

przez innych użytkowników systemu. Użytkownikami CSIRE będą także prosumenci, czyli użytkownicy instalacji fotowoltaicznych na własny użytek. W ich przypadku korzystanie z nowego rozwiązania będzie obligatoryjne, ponieważ Centralny System Informacji Rynku Energii ma wiele zadań, wśród których pojawiło się również zliczanie ilości energii wymienianej na linii prosument-sieć dystrybucyjna. CSIRE ma na celu zwiększenie przejrzystości w tym obszarze oraz redukcję liczby wystąpienia ewentualnych nieprawidłowości. Dokładne dane będą nieustannie dostępne w systemie zarówno dla dostawcy jak i prosumenta. System ten umożliwił będzie opracowywanie nowych, lepszych narzędzi zwiększających efektywność OZE, a także pomoże w doborze optymalnych rozwiązań sprzętowych. Możliwa będzie również bieżąca kontrola stanu m.in. wniosków o dotacje oraz aktualnie wypłaconych kwot. Poza tym poprawie ulegnie również ogólna rzetelność informacji o odnawialnych źródłach energii w Polsce, ze względu na zbieranie ich w jednym, przejrzystym systemie. Wprowadzenie CSIRE to rozwiązanie, które może przynieść wiele korzyści każdemu uczestnikowi rynku energetycznego.

Uruchomienie CSIRE w określonym ustawowym terminie będzie wymagać przyjęcia założeń i ograniczeń w zakresie funkcjonalności. Rozwój środowiska, w tym rozszerzanie jego funkcjonalności, powinien być realizowany po jego uruchomieniu w ramach procesu zarządzania rozwojem. Poniżej przedstawiono aktualną strategię wydań CSIRE, a szczegółowy zakres funkcjonalności CSIRE będzie określany w ramach postępu prac projektowych dla poszczególnych wydań.

Numer wydania	Termin uruchomienia	Zakres funkcjonalny
Wydanie 1	1 lipca 2025 r.	Obejmuje zakres funkcjonalny wynikający z przepisów tj. Ustawy z 20.05.2021 r. (wraz z ich aktualizacjami ujętymi w przepisach ustaw opublikowanych w Dz. U. 2023 r. poz. 1506, Dz.U. 2023 r. poz. 1681 oraz Dz. U. 2023 r. 1762) i rozporządzeń wykonawczych: ws. wykazu procesów rynku energii z 10.01.2022 r. oraz ws. systemu pomiarowego z 22.03.2022 r.* Obejmuje również integrację CSIRE z systemami IT OSP wspierającymi obsługę Rynku Mocy.
Wydanie 2	lipiec - grudzień 2026 r.	Obejmuje rozszerzenia funkcjonalne CSIRE pozwalające na jego integrację z systemami IT OSP wspierającymi działanie Rynku Bilansującego, i rozliczanie usług przesyłania świadczonych przez OSP oraz implementację wymagań prawnych niezbędnych do wdrożenia w CSIRE w terminie tego wydania. Może również obejmować uzupełnienie i korekty funkcjonalności CSIRE z Wydania 1 wynikające z doświadczeń z początkowego okresu funkcjonowania CSIRE.
Wydanie 3	lipiec - grudzień 2027 r.	Obejmuje rozszerzenia funkcjonalne CSIRE wynikające ze zmian regulacji prawnych wymaganych do wdrożenia w terminie tego wydania, potrzeb interesariuszy OIRE oraz rozszerzenia wynikające z doświadczeń z funkcjonowania nowego modelu wymiany informacji na potrzeby realizacji procesów rynku energii za pośrednictwem CSIRE**.

Tab. 2 Tabela przedstawiająca wydania CSIRE wraz z opisami zakresów funkcjonalnych [33]

* Zamknięcie zakresu funkcjonalnego Wydania 1 wynika z konieczności pozostawienia odpowiedniego czasu na zaprojektowanie, przetestowanie i uruchomienie CSIRE oraz systemów IT podmiotów zobowiązanych do korzystania z informacji rynku energii przetwarzanych w CSIRE. Stabilność zakresu funkcjonalnego CSIRE w okresie jego budowy

i wdrożenia jest czynnikiem niezbędnym do zintegrowania tego rozwiązania z systemami IT pomiotów rynku energii [33].

** Wydanie 3 może również obejmować rozszerzenia wynikające z wymagań prawnych, jakie wejdą w życie i zostaną zaimplementowane w systemach IT podmiotów detalicznego rynku energii w okresie od zamknięcia zakresu funkcjonalnego Wydania 1 do daty uruchomienia CSIRE. Tego typu rozszerzenia powinny być uprzednio uzgodnione z interesariuszami OIRE, w tym rozszerzanie jego funkcjonalności, powinien być realizowany po jego uruchomieniu w ramach procesu zarządzania rozwojem. Poniżej przedstawiono aktualną strategię wydań CSIRE, a szczegółowy zakres funkcjonalności CSIRE będzie określany w ramach postępu prac projektowych dla poszczególnych wydań [33].

3. Warunki techniczne przyłączenia OZE do sieci elektroenergetycznej

3.1. Warunki ogólne przyłączenia do sieci elektroenergetycznej

Przyłączenie obiektu do sieci elektroenergetycznej niskiego napięcia (nN) w Polsce odbywa się według jasnych zasad określonych przez przepisy prawa oraz procedury ustalane indywidualnie przez operatorów systemów dystrybucyjnych (OSD). Cały proces, choć może wydawać się skomplikowany, składa się z kilku logicznych etapów – od złożenia wniosku, aż po odbiór nowo przyłączonego budynku.



Rys. 13 Obszary działania pięciu głównych OSD w Polsce [34]

3.1.1. Złożenie wniosku o przyłączenie

Pierwszym etapem w procesie przyłączenia obiektu do sieci elektroenergetycznej jest złożenie wniosku o przyłączenie. Dokument ten jest zgłoszeniem potrzeby dostępu do sieci elektroenergetycznej i jest niezbędny do rozpoczęcia dalszych procedur przyłączeniowych. Zgodnie z regulacjami wprowadzonymi przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), każdy operator systemu dystrybucyjnego określa własne, szczegółowe wymagania dotyczące składanych wniosków.

Wniosek powinien zawierać:

- dane identyfikacyjne osoby fizycznej lub podmiotu gospodarczego (imię, nazwisko, adres, NIP/PESEL w przypadku osób fizycznych, REGON/KRS dla przedsiębiorstw),
- dokładny adres lokalizacji obiektu, który ma zostać przyłączony,
- wskazanie rodzaju obiektu (np. budynek mieszkalny, zakład produkcyjny, obiekt handlowy),
- przewidywane zapotrzebowanie na moc przyłączeniową, które powinno być określone na podstawie planowanego zużycia energii elektrycznej oraz analizy układu instalacji wewnętrznej,
- preferowany przez wnioskodawcę termin wykonania przyłącza,
- plan sytuacyjny obiektu wraz z usytuowaniem punktu przyłączeniowego.

Złożyć go można w formie papierowej lub elektronicznej, w zależności od procedur przewidzianych przez danego OSD. Po wpłynięciu wniosku dokonuje się jego analizy pod względem formalnym i technicznym, co stanowi podstawę do określenia możliwości przyłączenia obiektu do sieci.

3.1.2. Określenie warunków przyłączenia

Po pozytywnej weryfikacji wniosku operator systemu dystrybucyjnego przystępuje do wydania warunków przyłączenia. Dokument ten zawiera kluczowe informacje techniczne oraz prawne, które określają szczegóły procesu realizacji przyłączenia. Zgodnie z przepisami prawa energetycznego, warunki przyłączenia powinny zostać wydane w terminie nie dłuższym niż 30 dni od daty złożenia kompletnego wniosku o przyłączenie. Obejmują one:

- parametry techniczne sieci elektroenergetycznej w miejscu planowanego przyłączenia,
- typ układu pomiarowo-rozliczeniowego i napięcie znamionowe przyłącza,
- miejsce przyłączenia,
- granicę stron pomiędzy urządzeniami OSD a urządzeniami wnioskującego,
- zakres prac niezbędnych do realizacji przyłączenia po stronie operatora i wnioskodawcy,
- warunki techniczne zabezpieczenia układu przyłączeniowego,
- wymagania dotyczące miejsca montażu układu pomiarowo-rozliczeniowego,
- termin ważności warunków przyłączenia (zazwyczaj do 1,5 roku od daty wydania warunków).

Warunki przyłączenia stanowią podstawę do zawarcia umowy o przyłączenie, dlatego ich treść jest kluczowa dla dalszego przebiegu procesu.

3.1.3. Zawarcie umowy o przyłączenie

Umowa o przyłączenie jest formalnym dokumentem regulującym zasady realizacji przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Określa ona:

- strony umowy (OSD oraz wnioskodawca),
- przedmiot umowy (zakres i warunki przyłączenia),
- koszty przyłączenia, które zależą od rodzaju przyłącza oraz jego mocy przyłączeniowej,
- harmonogram realizacji prac,
- zobowiązania stron dotyczące wykonania przyłączenia oraz odbioru technicznego.

Umowa stanowi podstawę prawną, na mocy której operator zobowiązuje się do wykonania przyłączenia w określonym terminie, a wnioskodawca do spełnienia warunków technicznych i finansowych. Obustronne podpisanie umowy przyłączeniowej jest warunkiem koniecznym w celu podjęcia dalszych prac związanych z budową przyłącza energetycznego.

3.1.4. Realizacja przyłączenia

Proces realizacji przyłączenia obejmuje szereg czynności technicznych, w tym:

- wyłonienie wykonawcy,
- wykonanie projektu technicznego przyłącza,
- uzyskanie niezbędnych zgód i pozwoleń,
- budowę przyłącza (np. linia napowietrzna lub kablowa),
- przeprowadzenie odbioru technicznego.

Termin realizacji przyłączenia zależy od skali inwestycji i może wynosić od kilku tygodni do nawet kilkunastu miesięcy od daty podpisania umowy przyłączeniowej.

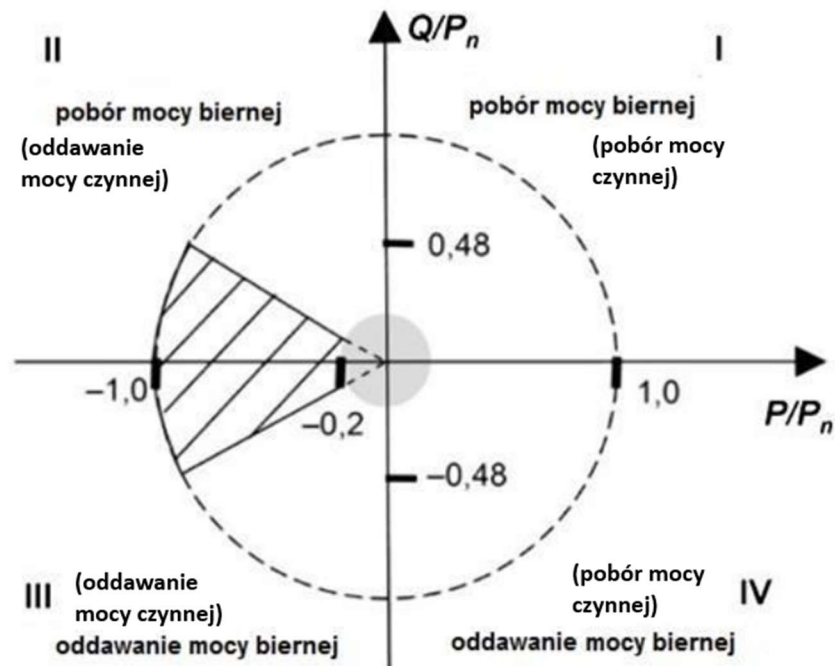
3.1.5. Zawarcie umowy kompleksowej lub umowy sprzedaży energii

Ostatnim etapem jest zawarcie umowy na dostawę energii elektrycznej. Po pozytywnym przeprowadzeniu odbioru technicznego wnioskodawca otrzymuje od OSD dokument uprawniający go do zawarcia umowy z wybranym przez siebie sprzedawcą. Wnioskodawca może wybrać umowę kompleksową ze sprzedawcą macierzystym, obejmującą zarówno dystrybucję, jak i sprzedaż energii elektrycznej lub osobne umowy: na dystrybucję z OSD oraz sprzedaż energii z wybranym przez siebie sprzedawcą zewnętrznym. Podpisanie umowy pozwala na rozpoczęcie korzystania z energii elektrycznej w przyłączonym obiekcie w oparciu o dane pomiarowe pozyskiwane z zainstalowanego układu pomiarowo-rozliczeniowego zgodnie z harmonogramem rozliczeniowym.

3.2. Przyłączenie mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej

Odnawialne źródła energii (OZE) odgrywają coraz większą rolę w krajowym miksie energetycznym, stanowiąc kluczowy element transformacji energetycznej Polski oraz realizacji celów klimatycznych Unii Europejskiej. Jednym z najważniejszych zagadnień związanych z rozwojem OZE jest proces ich integracji z istniejącą infrastrukturą elektroenergetyczną, w szczególności przyłączanie nowych instalacji do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych. Procedurę przyłączenia mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej reguluje art. 7 ustawy Prawo energetyczne (Dz. U. z 2012r. Nr 1059 z późn. zm.). Zgodnie z ustawą mikroinstalacją jest odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 50 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV. Skala wyzwań technicznych, formalnych i regulacyjnych sprawia, że temat ten pozostaje przedmiotem intensywnych analiz i działań zarówno po stronie państwa, jak i sektora energetycznego. Jednym z głównych warunków przyłączenia mikroinstalacji jest regulacja mocy biernej. Mikroinstalacja, która została przyłączona do sieci OSD przez falownik musi posiadać zdolność do pracy w ustalonych warunkach eksploatacji, które regulują poziom napięcia nominalnego U_n od $0,85 U_n$ do $1,1 U_n$ z następującą mocą bierną:

- a) zgodnie z krzywą charakterystyki zadanej przez OSD w obrębie współczynników przesunięcia fazowego podstawowych harmonicznymi napięcia i prądu od $\cos \varphi = 0,9$ ind. do $\cos \varphi = 0,9$ poj., gdzie moc czynna wyjściowa mikroinstalacji jest równa 20% znamionowej mocy czynnej lub większa,
- b) bez zmian mocy biernej więcej niż o 10% znamionowej mocy czynnej mikroinstalacji przy mocy czynnej niższej niż 20% znamionowej mocy czynnej.



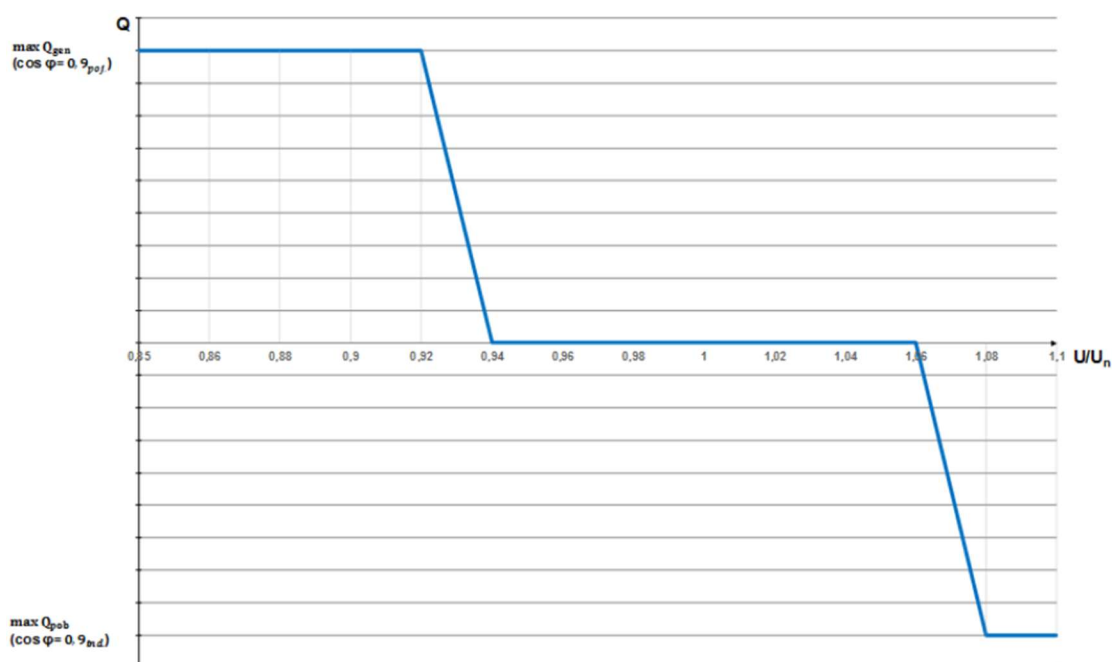
Rys. 14 Zdolność do generacji mocy biernej w obciążeniowym układzie odniesienia [35]

Ponadto, zainstalowana mikroinstalacja musi poprawnie działać w trzech trybach sterowania:

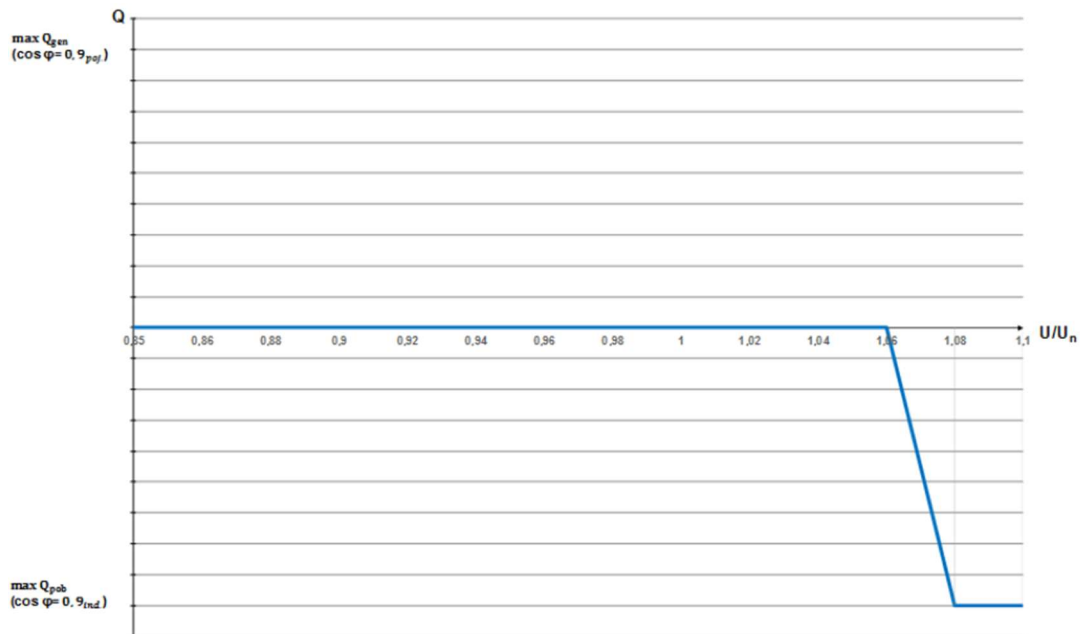
- a) sterowanie mocą bierną w funkcji napięcia na zaciskach generatora (tryb $Q(U)$) jako tryb podstawowy,
- b) sterowanie współczynnikiem mocy w funkcji generacji mocy czynnej (tryb $\cos \varphi (P)$) jako tryb alternatywny,
- c) $\cos \varphi$ stałe, nastawiane w granicach od $\cos \varphi = 0,9$ ind. do $\cos \varphi = 0,9$ poj. jako tryb dodatkowy [35].

Ważną kwestią w zakresie konfiguracji trybów sterowania, czyli ich aktywacja i dezaktywacja, jest konieczność ich ustawienia w miejscu zainstalowania falownika. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia trybów pracy falownika. Zmiana tych trybów w żadnym wypadku nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji. Powodem takiego stanu rzeczy jest ryzyko ustawienia normy niezgodnej z tą obowiązującą na terenie naszego kraju, co przełoży się na zwiększenie wartości dopuszczalnej górnego progu poziomu napięcia, tj. 253 V.

Dodatkowo, sterowanie wyjściową mocą bierną w funkcji napięcia, czyli w trybie $Q(U)$ odbywa się według krzywych przedstawionych na rysunkach 15 i 16:



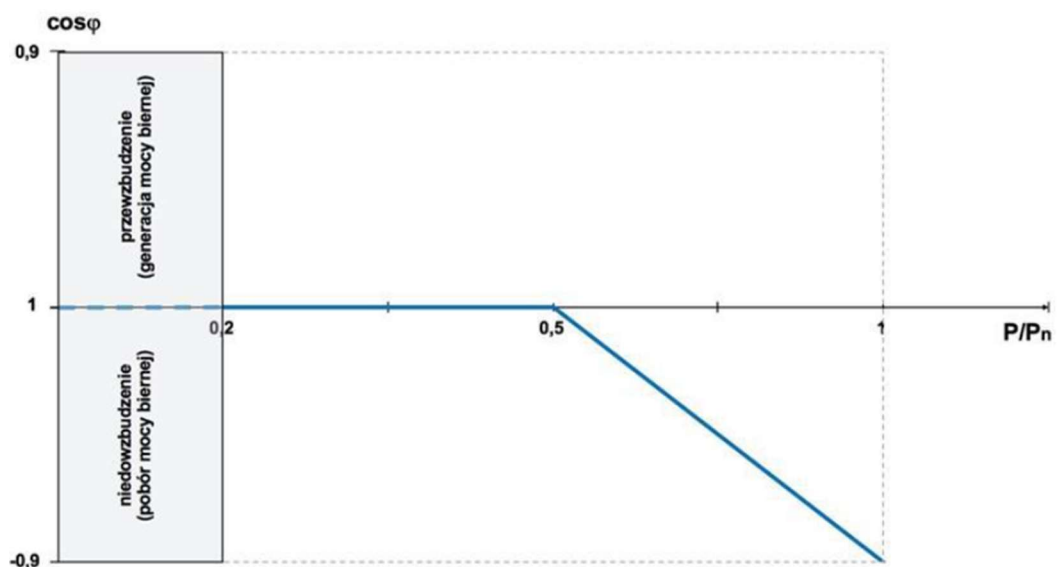
Rys. 15 Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia wymagana przez OSD



Rys. 16 Charakterystyka sterowania mocą bierną w funkcji napięcia dla falowników podłączonych jednofazowo wymagana przez OSD

Charakterystyka $Q(U)$ ma być konfigurowalna w celu ewentualnego dostosowania pracy mikroinstalacji do warunków napięciowych panujących w miejscu przyłączenia danej mikroinstalacji. Jej zmiana wymaga bezwzględnej zgody OSD. Dodatkowo, dynamiczna odpowiedź sterowania musi być konfigurowalna, a filtr pierwszego rzędu powinien mieć nastawioną stałą czasową na czas 5 s, a czas do osiągnięcia 95% nowej nastawy w wyniku zmiany napięcia ma wynosić 3 stałe czasowe.

Kolejnym kluczowym elementem jest wymaganie w zakresie trybu sterowania współczynnikiem przesunięcia fazowego podstawowych harmoniczných napięcia i prądu w funkcji mocy czynnej generowanej, czyli $\cos \varphi (P)$. W tym trybie sterowanie odbywa się, według krzywej przedstawionej na rysunku 17:



Rys. 17 Charakterystyka sterowania współczynnikiem mocy $\cos \varphi$ w funkcji generowanej mocy czynnej wymagana przez OSD

Nastawione nowe wartości, wynikające ze zmiany mocy czynnej generowanej, muszą być nastawione w ciągu 10 s. Szybkość zmiany mocy biernej powinna nastąpić w takim samym czasie jak szybkość zmiany mocy czynnej i być zsynchronizowana z szybkością zmiany mocy czynnej.

Ostatnim ważnym elementem są wymagania w zakresie wyposażenia mikroinstalacji w regulację mocy czynnej. Mikroinstalacje o mocy zainstalowanej większej niż 10kW powinny być wyposażone (nie jest to ogólnie wymagane) w port wejściowy RS485, który umożliwia przyjęcie od OSD polecenia ograniczenia generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej oraz polecenia zaprzestania generacji mocy czynnej do sieci elektroenergetycznej celem normalizacji poziomów napięć w lokalnych węzłach.

W celu uniknięcia całkowitego wyłączenia mikroinstalacji u odbiorcy końcowego spowodowanego zadziałaniem zabezpieczenia nadnapięciowego instalacji PV zaleca się, aby owa instalacja posiadała funkcję zmniejszania mocy czynnej generowanej w funkcji wzrostu napięcia. Istotne jest, aby funkcja ta działała dopiero po wyczerpaniu możliwości regulacji napięcia poborem mocy biernej w trybie Q(U) tj. powyżej $1,08 U_n$. Funkcja ta w żadnym wypadku nie może powodować skokowych zmian mocy generowanej skutkujących występowaniem anomalii w sieci OSD i wprowadzać do niej zakłóceń.

W niniejszym rozdziale przeanalizowano warunki przyłączenia instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej na przykładzie PGE Dystrybucja S.A., największego OSD w Polsce, w odniesieniu do ram prawnych, technicznych oraz organizacyjnych obowiązujących również w innych spółkach dystrybucyjnych.

3.2.1. Ramy prawne i organizacyjne procesu przyłączeniowego

Proces przyłączania instalacji OZE do sieci dystrybucyjnej regulowany jest przede wszystkim ustawą z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne [36] oraz rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2021 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [37]. Dodatkowo, każdy z OSD publikuje własną Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), która precyzuje wymagania techniczne i operacyjne dla instalacji przyłączanych do sieci na różnych poziomach napięcia [38].

Podstawowym dokumentem inicjującym proces przyłączeniowy jest wniosek o wydanie warunków przyłączenia, składany przez inwestora do właściwego terytorialnie OSD. Po pozytywnej weryfikacji kompletności dokumentów, OSD wykonuje analizę techniczną możliwości przyłączenia źródła. Zgodnie z przepisami, operator ma 30 dni (dla instalacji <50 kW) lub 150 dni (dla instalacji >1 MW) na wydanie warunków przyłączenia [37]. Jednak w praktyce, ze względu na przeciążenie systemów i ograniczone zdolności sieciowe, terminy te bywają przekraczane, a coraz częściej OSD odmawiają wydania warunków z powodu braku możliwości technicznych [39].

3.2.2. Specyfika PGE Dystrybucja S.A.

PGE Dystrybucja S.A. zarządza siecią obejmującą około 292 tys. km linii elektroenergetycznych, obsługującą ponad 5,5 mln odbiorców [39]. W ciągu ostatnich lat spółka obserwuje gwałtowny wzrost liczby mikroinstalacji OZE, w szczególności fotowoltaiki przyłączanej do sieci niskiego napięcia. Tylko w 2022 roku wydano 48 tys. warunków przyłączenia dla źródeł odnawialnych, na łączną moc ponad 7,5 GW [40].

Taka skala przyłączy prowadzi do poważnych problemów z bilansowaniem energii, przeciążeniami transformatorów, asymetrią napięć i wzrostem strat sieciowych [40]. Wiele fragmentów sieci wschodnich i południowych obszarów działania PGE Dystrybucja zostało określonych jako nasycone, co powoduje automatyczne odrzucenie nowych wniosków o przyłączenie.

3.2.3. Techniczne warunki przyłączenia

Warunki przyłączenia określają m.in. punkt i poziom napięcia przyłączenia, wymagania co do zabezpieczeń, możliwość pracy wyspowej, parametry układów pomiarowych, obowiązek wyposażenia źródła w systemy komunikacji i sterowania oraz zasady odłączania źródła w sytuacjach awaryjnych. Dla mikroinstalacji (<50 kW) procedura jest uproszczona, jednak nawet takie źródła muszą spełniać określone wymagania w zakresie m.in. typów instalowanych urządzeń, norm zawartych w oprogramowaniu falowników oraz zainstalowanych zabezpieczeń.

Dla instalacji przyłączanych do sieci SN i WN wymagane są zaawansowane analizy oddziaływania źródła na parametry pracy systemu elektroenergetycznego, m.in. symulacje rozptyłów mocy, analizy harmonicznych, stabilności napięciowej oraz wpływu na jakość energii [38]. W warunkach przyłączenia operator wskazuje również konieczność wykonania modernizacji sieci w przypadku jej niedostosowania do planowanego przyłączenia.

3.2.4. Przeszkody systemowe i bariery

Z raportu Najwyższej Izby Kontroli z 2021 r. wynika, że największymi barierami przyłączeniowymi są [41]:

- niewystarczająca przepustowość techniczna sieci (zwłaszcza nN i SN),
- długi czas rozpatrywania wniosków,
- brak interoperacyjnych systemów informatycznych ułatwiających kontakt z OSD,
- różnice w interpretacji przepisów przez poszczególnych operatorów.

W obszarze działania PGE Dystrybucja szczególnie przeciążone są rejony wschodnie i południowe [40]. Problem potęguje brak jednolitych standardów oceny zdolności przyłączeniowej oraz niedobór kadr w zespołach technicznych odpowiedzialnych za analizy przyłączeniowe.

3.2.5. Strategie zwiększenia możliwości przyłączeniowych

Aby przeciwdziałać narastającym problemom, PGE Dystrybucja wdraża wieloletni „Program Przyłączeń OZE” [40]. Kluczowe działania obejmują:

- rozbudowę i modernizację stacji transformatorowych i linii średniego napięcia,
- wdrażanie systemów automatyki FDIR (ang. Fault Detection, Isolation and Restoration) i SPS (ang. Special Protection Schemes),
- tworzenie map zdolności przyłączeniowych,
- usprawnienie cyfrowych kanałów obsługi klienta.

FDIR to systemy automatyki wykrywające, lokalizujące i izolujące uszkodzenia w sieci elektroenergetycznej oraz automatycznie przywracające zasilanie w częściach sieci nieobjętych awarią. SPS to specjalne układy automatyki zabezpieczającej, projektowane w celu zapobiegania rozległym awariom (np. black-outom), przeciążeniom lub niestabilności systemu elektroenergetycznego. Ponadto, PGE Dystrybucja współpracuje z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi oraz innymi OSD w celu wymiany danych o zdolnościach przesyłowych, planowanych inwestycjach oraz tworzeniu map potencjału przyłączeniowego pozwalającego na planowanie inwestycji modernizacyjnej z wyprzedzeniem [42].

3.2.6. Rola magazynów energii i elastyczności systemu

W obliczu dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii, PGE Dystrybucja S.A. stoi przed wyzwaniem zapewnienia stabilności pracy systemu elektroenergetycznego. Wzrost udziału niestabilnych źródeł, takich jak fotowoltaika i energetyka wiatrowa, wymaga wdrażania rozwiązań zwiększających elastyczność sieci oraz efektywnego zarządzania nadwyżkami energii. Kluczową rolę w tym procesie odgrywają magazyny energii, które umożliwiają czasowe przechowywanie energii i jej wykorzystanie w momentach szczytowego zapotrzebowania lub niedoboru generacji.

PGE Dystrybucja, mimo że nie może bezpośrednio inwestować w magazyny energii, aktywnie współpracuje z inwestorami i operatorami takich instalacji. Do końca 2024 roku do jej sieci przyłączono magazyny o mocy około 100 MW, przy łącznej mocy OZE wynoszącej 8,5 GW. W celu zwiększenia elastyczności systemu spółka inwestuje także w cyfryzację sieci, m.in. przez wdrażanie inteligentnych liczników i systemu łączności LTE 450, co pozwala na bieżący monitoring i szybsze reagowanie na zmienne warunki pracy sieci.

Dodatkowo, PGE Dystrybucja wspiera rozwój usług elastyczności poprzez współpracę z agregatorami energii, co umożliwia m.in. bilansowanie lokalne i uczestnictwo odbiorców w rynku energii. Dzięki tym działaniom spółka nie tylko zwiększa bezpieczeństwo energetyczne, lecz także aktywnie wspiera realizację celów transformacji energetycznej w Polsce [43].

W kontekście elastyczności sieci, istotną rolę odgrywa również zarządzanie popytem poprzez reakcję po jego stronie (ang. Demand Side Response), aktywne sterowanie obciążeniami oraz kontraktowanie usług elastyczności od prosumentów i klastrów energii.

3.2.7. Kierunki zmian systemowych i legislacyjnych

Aby zapewnić trwałą zdolność systemu do przyjmowania nowych instalacji OZE, konieczne są zmiany w obszarze:

- regulacji – uproszczenie i ujednoczenie procedur w skali kraju,
- finansowania – systemowe wsparcie modernizacji sieci z funduszy UE,
- planowania przestrzennego – wprowadzenie stref potencjalnego rozwoju OZE,
- edukacji technicznej – szkolenie projektantów, instalatorów oraz urzędników lokalnych,
- transparentności danych – publiczne mapy nasycenia sieci, zdolności przyłączeniowych i planów inwestycyjnych OSD.

3.3. Uwarunkowania techniczne dla PGE Dystrybucja S.A. jako lokalnego Operatora Systemu Dystrybucyjnego

Ewolucja systemów energetycznych podkreśliła znaczenie lokalnych operatorów systemów dystrybucyjnych, w szczególności PGE Dystrybucja S.A., w ułatwianiu przejścia na bardziej zrównoważone źródła energii. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na energię spowodowanym wzrostem liczby ludności, konieczność niezawodnej i wydajnej dystrybucji nasiliła się, szczególnie w kontekście rosnącego uzależnienia od odnawialnych źródeł energii. Integracja zaawansowanych technologii, takich jak inteligentne sieci i systemy magazynowania energii, odgrywa kluczową rolę w sprostaniu tym wyzwaniom, zapewniając dostosowanie podaży energii do popytu w czasie rzeczywistym. Ponadto, jak niejednokrotnie podkreślano, skuteczne strategie cyfryzacji mają kluczowe znaczenie dla zwiększenia wydajności operacyjnej i promowania integracji odnawialnych źródeł energii w sieciach dystrybucyjnych [44]. W tym wieloaspektowym krajobrazie energetycznym PGE Dystrybucja S.A. musi uwzględniać kwestie techniczne, ekonomiczne i środowiskowe, aby skutecznie wypełniać swoją rolę i spełniać europejskie standardy regulacyjne [45].

We współczesnych dyskusjach na temat dystrybucji energii PGE Dystrybucja S.A. pojawia się jako kluczowy podmiot zapewniający stabilność i niezawodność lokalnych systemów energetycznych. Jako lokalny Operator Systemu Dystrybucyjnego, jest odpowiedzialna za przyłączanie odbiorców do sieci elektroenergetycznych, ułatwiając integrację odnawialnych źródeł energii, takich jak energia słoneczna i wiatrowa, które zyskały na znaczeniu w odpowiedzi na obawy związane z ochroną środowiska. Wraz z rosnącym zapotrzebowaniem na technologię cyfrową np. inteligentne liczniki, firma zwiększa wydajność operacyjną i zaangażowanie, jednocześnie radząc sobie z wyzwaniami związanymi z bezpieczeństwem danych [44].

Ramy regulacyjne dotyczące dystrybucji energii ewoluują, co wymaga od OSD dostosowania się do nowych standardów operacyjnych i bardziej płynnej integracji technologii odnawialnych. Spełniając te wymagania, PGE Dystrybucja S.A. nie tylko wspiera lokalne potrzeby energetyczne, ale także przyczynia się do szerszych europejskich inicjatyw mających na celu zrównoważoną transformację energetyczną [45].

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie *)		
U _{LN}	U<	0,8 Un	184,0 V	< 100 ms
	U>	1,1 Un	253,0 V	< 100 ms **)
	U>>	1,15 Un	264,0 V	< 100 ms
U _{LL}	U<	0,8 Un	320,0 V	< 100 ms
	U>	1,1 Un	440,0 V	< 100 ms **)
	U>>	1,15 Un	460,0 V	< 100 ms
f<	47,5 Hz		< 100 ms	
f>	51,5 Hz		< 100 ms	
*) czas < 100 ms wynika z założenia, że łączny czas wyłączenia dla obydwu elementów NS i zespołu wyłącznikowego ZW nie może przekraczać 200 ms i że czas własny ZW jest równy także 100 ms. Jeśli faktyczny czas działania ZW jest np. 50 ms, to nastawa zabezpieczenia może wynosić 150 ms.				
**) Zabezpieczenie reaguje na wartość średniej 10-minutowej, która obliczana jest ciągle, na podstawie szeregu pomiarów wykonywanych co 3 sekundy.				

Tab. 3 Nastawy układu zabezpieczeniowego NS, czyli kompletny układ zabezpieczeń elektroenergetycznych od nadmiernych zmian napięcia i częstotliwości w sieci dla jednostki lub jednostek generacji [46]

Na ewolucję systemów energetycznych znaczący wpływ ma postęp w technologiach cyfrowych, który wzmacnia infrastrukturę techniczną, kluczową dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, takich jak PGE Dystrybucja S.A. Te innowacje technologiczne ułatwiają lepsze monitorowanie i wydajność operacyjną, tym samym rozwiązując rosnące złożoności związane z integracją energii odnawialnej. Na przykład, przyjęcie inteligentnych sieci i cyfrowych kanałów komunikacji ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia niezawodności systemu przy jednoczesnym promowaniu zaangażowania klientów, jak podkreślono w najnowszych badaniach [44]. Ponadto dostosowanie europejskich OSD do nowych ram regulacyjnych, takich jak dyrektywa w sprawie energii elektrycznej, wymaga transformacji ich podejść operacyjnych [45]. Wraz z ewolucją krajobrazu energetycznego, rola infrastruktury technicznej musi również zostać dostosowana, aby zwiększyć odporność na wyzwania środowiskowe i wspierać zrównoważoną produkcję energii, podkreślając znaczenie ciągłego rozwoju i integracji zaawansowanych technologii.

Zasadniczym aspektem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego jest skrupulatne zbadanie istniejącej infrastruktury i jej zdolności do zaspokojenia potrzeb dystrybucyjnych. Ponieważ zapotrzebowanie na energię elektryczną stale rośnie, głównie z powodu wzrostu liczby ludności i zwiększonego zużycia, obecna zdolność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych musi zostać poddana krytycznej ocenie. Integracja odnawialnych źródeł energii wymaga, aby istniejąca infrastruktura mogła sprostać nie tylko zmiennemu charakterowi tych źródeł, ale także przewidywanemu wzrostowi zapotrzebowania na energię. Nieadekwatność obecnych systemów może stanowić poważne zagrożenie dla niezawodności dostaw energii i ogólnego bezpieczeństwa [47]. Co więcej, postęp w technologiach energetycznych, w tym potencjalne luki w zabezpieczeniach, muszą zostać uwzględnione w celu wzmocnienia integralności sieci dystrybucyjnej, co zostało podkreślone przez konieczność zwiększenia środków bezpieczeństwa [48]. Ta kompleksowa ocena ma kluczowe znaczenie dla lokalnego operatora systemu dystrybucyjnego, PGE Dystrybucja S.A., w celu dostosowania się i rozwoju w szybko zmieniającym się krajobrazie energetycznym.

Skomplikowana sieć dystrybucji energii elektrycznej wymaga również solidnych ram regulacyjnych i standardów zgodności w celu zapewnienia wydajności i bezpieczeństwa. Jako lokalni operatorzy systemu dystrybucyjnego, podmioty takie jak PGE Dystrybucja S.A. są zobowiązane do przestrzegania wielu przepisów regulujących praktyki operacyjne, zarządzanie ryzykiem i zrównoważony rozwój środowiska. Standardy te służą nie tylko jako zabezpieczenie przed potencjalnymi awariami, ale także ułatwiają integrację odnawialnych źródeł energii, wspierając w ten sposób bardziej zrównoważoną przyszłość energetyczną. Znaczenie ustanowienia tych przepisów podkreślają badania, które pokazują, że wdrożenie środków bezpieczeństwa znacznie zmniejsza ryzyko związane z awariami operacyjnymi, co podkreślono w symulacjach dotyczących cyberataków na elektryczne systemy przesyłowe [48]. Ponadto ewoluujący krajobraz branży energetycznej wymaga od OSD poruszania się również po złożonych wymogach zgodności określonych przez Komisję Europejską, zapewniając zgodność ich działań z nadrzędnymi dyrektywami energetycznymi [45].

W kontekście zmieniającego się krajobrazu energetycznego, lokalni operatorzy systemów dystrybucyjnych, tacy jak PGE Dystrybucja S.A., mają coraz większe znaczenie dla nadrzędnych ram regulacyjnych dotyczących dystrybucji energii elektrycznej. Ramy te charakteryzują się potrzebą adaptacji w celu wspierania integracji odnawialnych źródeł energii i nowych technologii. Europejski sektor energii elektrycznej, przechodzący transformację cyfrową, charakteryzuje się innowacjami, takimi jak inteligentne sieci i ulepszone systemy monitorowania, które mają kluczowe znaczenie dla optymalizacji wydajności operacyjnej i zaangażowania interesariuszy. Ponadto podkreśla on pilną potrzebę ulepszenia infrastruktury i usług przez lokalnych operatorów systemów dystrybucyjnych, zapewniając niezawodność i wydajność przy jednoczesnym zmaganiu się z presją ekonomiczną wywieraną na konsumentów [49]. Ciągła ewolucja przepisów wymaga przededefiniowania roli OSD, zmuszając ich do przyjęcia nowych strategii operacyjnych zgodnych ze współczesnymi wymogami środowiskowymi i ekonomicznymi. W tym względzie bezpieczeństwo i niezawodność dystrybucji energii elektrycznej są najważniejsze, co podkreślono w niedawnych badaniach oceniających pilne wyzwania i korzyści wprowadzone przez technologie cyfrowe wraz z ustalonymi dyrektywami regulacyjnymi [44], [45].

Podsumowując, ewoluujący krajobraz dystrybucji energii wymaga wieloaspektowego podejścia, które uwzględnia zarówno postęp technologiczny, jak i kwestie środowiskowe. Integracja technologii cyfrowych jest niezbędna do optymalizacji wydajności operacyjnej lokalnych operatorów systemów dystrybucyjnych, takich jak PGE Dystrybucja S.A., zwiększając niezawodność systemu i zaangażowanie klientów [44]. Co więcej, ciągłe zaangażowanie w rozwój technologii energii odnawialnej zmniejsza zależność od paliw kopalnych, które są ograniczone i szkodliwe dla środowiska, jak podkreślono w [45]. Zmiany te nie tylko wspierają zrównoważone dostawy energii, ale także zapewniają zgodność regulacyjną z ewoluującymi europejskimi dyrektywami energetycznymi. W związku z tym, w miarę rozwoju sektora energetycznego, kluczowe znaczenie dla operatorów ma ciągłe dostosowywanie swoich strategii, włączanie innowacyjnych rozwiązań, które sprostają pilnym wyzwaniom związanym ze zużyciem energii i wpływem na środowisko, ostatecznie przyczyniając się do bardziej odpornej i zrównoważonej przyszłości energetycznej.

3.3.1. Norma PN-EN 50160

Współczesne społeczeństwo jest w dużym stopniu uzależnione od niezawodnego i wysokiej jakości dostarczania energii elektrycznej. Jakość energii elektrycznej ma bezpośredni wpływ na funkcjonowanie urządzeń elektrycznych, efektywność energetyczną oraz bezpieczeństwo systemów elektroenergetycznych. W odpowiedzi na potrzebę standaryzacji parametrów jakości energii elektrycznej w publicznych sieciach dystrybucyjnych, Europejski Komitet Normalizacyjny Elektrotechniki (fr. Comité Européen de Normalisation Electrotechnique, CENELEC) opracował normę PN-EN 50160, która definiuje podstawowe charakterystyki napięcia dostarczanego do odbiorców końcowych w warunkach normalnej pracy sieci. Norma PN-EN 50160 stanowi punkt odniesienia dla operatorów systemów dystrybucyjnych oraz użytkowników końcowych w zakresie oczekiwanych parametrów napięcia. Jej celem jest zapewnienie minimalnych standardów jakości napięcia, które powinny być spełnione w publicznych sieciach elektroenergetycznych, aby zapewnić prawidłowe funkcjonowanie urządzeń elektrycznych oraz zminimalizować ryzyko uszkodzeń i zakłóceń.

Poniżej zostaną szczegółowo omówione główne parametry napięcia określone w normie PN-EN 50160, metody ich pomiaru oraz znaczenie tej normy dla różnych interesariuszy sektora elektroenergetycznego.

3.3.1.1. Zakres i cel normy PN-EN 50160

Norma PN-EN 50160, zatytułowana „Charakterystyki napięcia dostarczanego przez publiczne sieci elektroenergetyczne”, określa podstawowe parametry napięcia, które powinny być spełnione na punktach przyłączenia odbiorców końcowych do publicznych sieci elektroenergetycznych niskiego, średniego, wysokiego i bardzo wysokiego napięcia w warunkach normalnej pracy sieci [50].

Celem normy jest:

- Zdefiniowanie akceptowalnych zakresów zmian parametrów napięcia, takich jak częstotliwość, wartość skuteczna, kształt przebiegu, asymetria, wahania, zapady, przebiecia oraz harmoniczne.
- Ustanowienie wspólnych kryteriów oceny jakości napięcia w publicznych sieciach elektroenergetycznych na terenie Europy.
- Umożliwienie operatorom systemów dystrybucyjnych monitorowania i utrzymania jakości napięcia w granicach określonych przez normę.
- Zapewnienie użytkownikom końcowym informacji na temat oczekiwanych parametrów napięcia oraz podstawy do zgłaszania ewentualnych nieprawidłowości.

Norma PN-EN 50160 nie ma zastosowania w przypadku:

- Sieci przemysłowych i prywatnych, które nie są częścią publicznych sieci elektroenergetycznych.
- Warunków pracy sieci odbiegających od normalnych, takich jak sytuacje awaryjne, prace konserwacyjne czy zakłócenia spowodowane siłą wyższą.

3.3.1.2. Główne parametry napięcia według normy PN-EN 50160

Norma PN-EN 50160 określa szereg parametrów napięcia, które powinny być utrzymane w określonych granicach w punktach przyłączenia odbiorców końcowych. Poniżej przedstawiono szczegółowe omówienie każdego z tych parametrów.

Częstotliwość:

Częstotliwość napięcia w sieciach synchronizowanych z europejskim systemem elektroenergetycznym powinna wynosić 50 Hz. Norma PN-EN 50160 dopuszcza następujące odchylenia:

- 99,5% tygodniowych wartości średnich 10-sekundowych powinno mieścić się w zakresie od 49,5 Hz do 50,5 Hz,
- 100% tygodniowych wartości średnich 10-sekundowych powinno mieścić się w zakresie od 47 Hz do 52 Hz.

Wartość skuteczna napięcia:

Wartość skuteczna napięcia dostarczanego do odbiorców powinna być utrzymywana w następujących granicach:

- 95% wartości średnich 10-minutowych w ciągu tygodnia powinno mieścić się w zakresie $\pm 10\%$ napięcia znamionowego (U_n),
- Wszystkie wartości średnie 10-minutowe powinny mieścić się w zakresie od $+10\%$ do $-15\% U_n$.

W przypadku sieci niepołączonych z systemem przesyłowym lub zasilających odbiorców w odległych lokalizacjach, dopuszczalne są większe odchylenia napięcia, jednak użytkownicy powinni być o tym odpowiednio poinformowani.

Zgodnie z dokumentem „Kryteria oceny możliwości przyłączania oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia”, PGE Dystrybucja S.A. wymagane jest, aby różnica wartości napięć przy podłączonej do sieci instalacji PV nie przekroczyła 3% pomiędzy stanem generacji i bez generacji energii elektrycznej.

Kształt przebiegu napięcia:

Zgodnie z normą PN-EN 50160, napięcie w publicznych sieciach elektroenergetycznych powinno mieć kształt zbliżony do idealnego przebiegu sinusoidalnego. W rzeczywistości napięcie zawiera pewne zniekształcenia harmoniczne, wynikające głównie z obecności nieliniowych odbiorników energii, takich jak przekształtniki, zasilacze impulsowe, urządzenia energoelektroniczne czy napędy o zmiennej prędkości obrotowej. Zniekształcenia te są analizowane za pomocą współczynnika całkowitego zniekształcenia harmonicznego (THD – ang. Total Harmonic Distortion), który opisuje udział wyższych harmonicznych względem podstawowej składowej napięcia. Dla napięcia niskiego, norma PN-EN 50160 określa, że THD nie powinien przekraczać 8% w 95% czasu pomiarowego tygodnia [50].

Dla wyższych poziomów napięcia (średniego i wysokiego), dopuszczalne wartości THD są zwykle niższe. Wysoki poziom zniekształceń harmonicznych może prowadzić do przegrzewania transformatorów, nieprawidłowej pracy układów elektronicznych, a także przyspieszonego starzenia izolacji.

Asymetria napięcia:

Asymetria napięcia w sieciach trójfazowych odnosi się do nierówności pomiędzy napięciami poszczególnych faz. Może być spowodowana nierównomiernym rozkładem obciążeń jednofazowych, uszkodzeniami w sieci lub błędami w układach kompensacyjnych. Jest to stan, w którym co najmniej jedno z napięć fazowych (lub międzyfazowych) różni się od pozostałych pod względem wartości lub kąta fazowego, co prowadzi do niesymetrycznego działania odbiorników trójfazowych, szczególnie silników. Asymetria charakteryzuje się wzorem:

$$\text{Asymetria napięcia [\%]} = \left(\frac{U_2}{U_1} \right) \times 100 \%$$

gdzie:

U_1 – wartość składowej zgodnej napięcia (z ang. positive sequence),

U_2 – wartość składowej przeciwnej napięcia (z ang. negative sequence).

Składowe symetryczne to sposób analizy niesymetrycznych układów trójfazowych, wprowadzony przez C.L. Fortescue. Każdy układ napięć lub prądów trójfazowych można przedstawić jako sumę trzech układów symetrycznych:

- składowej zgodnej – trzy napięcia o równych amplitudach przesunięte o 120° w kierunku zgodnym,
- składowej przeciwnej – również przesunięte o 120° , ale w kierunku przeciwnym,
- składowej zerowej – napięcia o jednakowej wartości i fazie.

Wartość składowej przeciwnej rośnie w przypadku nierówności napięć fazowych, co jest podstawą miary asymetrii. W PN-EN 50160 asymetria napięcia wyrażona jest jako stosunek składowej przeciwnej napięcia do składowej zgodnej. Wskazuje ona, że wartość asymetrii napięcia powinna być mniejsza niż 2% dla 95% wartości średnich 10-minutowych w tygodniu [50].

Przekroczenia dopuszczalnej asymetrii mogą prowadzić do zwiększonego nagrzewania silników trójfazowych poprzez np. zwiększenie strat cieplnych, powstawanie drgań i spadku momentu obrotowego, zakłóceń w pracy urządzeń elektronicznych przez możliwość wystąpienia niestabilnej pracy, błędów w działaniu zabezpieczeń lub fałszywe alarmów, a także do zmniejszenia efektywności energetycznej układów. Asymetrię napięcia mierzy się przy użyciu analizatorów jakości energii, które automatycznie obliczają składowe symetryczne i raportują wartość U_2/U_1 w uśrednieniach 10-minutowych, zgodnie z normą PN-EN 50160. Dla pełnej oceny należy przeprowadzić pomiar co najmniej przez 7 dni.

Wahania napięcia:

Krótkotrwałe wahania napięcia, objawiają się głównie jako migotanie światła, zauważalne szczególnie przy zasilaniu tradycyjnych żarówek wolframowych i starszych żarówek LED. Jest ono powodowane przez odbiorniki o zmiennym poborze mocy, takie jak silniki z dużymi momentami rozruchowymi, dźwigi czy spawarki [51].

PN-EN 50160 dopuszcza następujące wartości wskaźników migotania:

- krótkoterminowy wskaźnik migotania (P_{st} – ang. Perceptibility Short Term): $\leq 1,0$ w 95% czasu pomiarowego tygodnia,
- długoterminowy wskaźnik migotania (P_{lt} – ang. Perceptibility Long Term): $\leq 0,8$ w 95% czasu pomiarowego tygodnia [50].

Przekroczenie tych wartości może prowadzić do odczuwalnego pogorszenia komfortu użytkowników i stanowi istotny parametr jakościowy napięcia.

Zapady i przerwy napięcia:

Zapady napięcia to krótkotrwałe obniżenia wartości skutecznej napięcia, zwykle trwające od kilku milisekund do kilku sekund, które spowodowane są awariami, zwarciami, przeciążeniami lub przez uruchamianie dużych odbiorników. Natomiast przerwy napięcia to całkowity zanik napięcia w danym punkcie sieci. Norma PN-EN 50160 definiuje zapad jako spadek napięcia o więcej niż 10% wartości nominalnej, trwający od 10 ms do 1 minuty.

W normie PN-EN 50160 nie jest dokładnie określona liczba limitów zapadów i przerw, lecz zaleca ona ich monitorowanie i ograniczanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych w celu zapewnienia niezawodności dostaw energii elektrycznej [52]. W praktyce, dopuszczalna liczba zapadów i przerw zależy od klasyfikacji danego obszaru (miejski, podmiejski, wiejski), a ich charakterystyki określane są często w krajowych standardach technicznych lub umowach przyłączeniowych.

Przebiegi przejściowe i krótkotrwałe wzrosty napięcia:

Przebiegi przejściowe to bardzo krótkie impulsy napięciowe, zwykle trwające mikrosekundy, mogące osiągać znaczne wartości (kilkadziesiąt kV). Ich źródłem są najczęściej wyładowania atmosferyczne, łączenia w sieciach, zwarcia i zadziałania urządzeń zabezpieczających. Krótkotrwałe wzrosty napięcia mogą z kolei występować w czasie od kilku cykli do kilku sekund i być efektem nagłych zmian obciążenia, redukcji mocy biernej lub manewrów w sieci. PN-EN 50160 nie określa jednoznacznych wartości granicznych dla tych zjawisk, natomiast zaleca stosowanie odpowiednich środków ochronnych oraz analizę ich częstotliwości występowania [50].

Harmoniczne i całkowite zniekształcenie harmoniczne (THD):

Harmoniczne to składowe napięcia lub prądu o częstotliwościach będących wielokrotnością częstotliwości podstawowej (50 Hz w Europie). Ich źródłem są nieliniowe odbiorniki energii, które pobierają prąd w sposób niesinusoidalny – m.in. falowniki, zasilacze impulsowe czy oświetlenie LED [53]. Całkowite zniekształcenie harmoniczne to jeden liczbowy wskaźnik opisujący całkowity wpływ wszystkich harmonicznym na przebieg napięcia lub prądu. Norma PN-EN 50160 określa limity, w których całkowite zniekształcenie harmoniczne napięcia nie powinno przekraczać 8% w sieciach niskiego napięcia. Dla poszczególnych harmonicznym, np. 5. (250 Hz) lub 7. (350 Hz), dopuszczalne wartości są dodatkowo limitowane zgodnie z normami uzupełniającymi (np. IEC 61000-2-2).

Obecność harmonicznym może prowadzić do nieprawidłowego działania zabezpieczeń, zwiększonych strat cieplnych w transformatorach oraz zakłóceń w komunikacji i sterowaniu. Dlatego monitorowanie harmonicznym stanowi istotny aspekt zarządzania jakością energii.

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

Tab. 4 Poziomy emisji harmonicznym prądu dopuszczane dla urządzeń klasy A wg. normy PN-EN 61000-3-2:2007 oraz mikroźródła do 16A wg. normy PN-EN 50438:2010 [46]

3.3.1.3. Znaczenie normy PN-EN 50160 dla użytkowników końcowych i operatorów systemów dystrybucyjnych

Norma PN-EN 50160 pełni istotną rolę regulacyjną i operacyjną w europejskim systemie elektroenergetycznym. Dla operatorów systemów dystrybucyjnych jest podstawą do:

- ustalania poziomu jakości energii dostarczanej odbiorcom,
- projektowania i modernizacji infrastruktury sieciowej,
- reagowania na skargi i reklamacje klientów,
- opracowywania umów przyłączeniowych z parametrami technicznymi dostaw energii.

Dla odbiorców końcowych norma określa ramy techniczne, w jakich może funkcjonować ich sprzęt, stanowi punkt odniesienia przy dochodzeniu roszczeń (np. uszkodzenia urządzeń) oraz umożliwia planowanie inwestycji (np. w UPS, filtry harmoniczných, magazyny energii). W krajach UE coraz częściej stosuje się systemy rekompensat dla odbiorców, jeśli jakość energii nie spełnia wymagań normy, co podnosi znaczenie normy PN-EN 50160 także w kontekście prawnym.

3.3.1.4. Metody pomiaru i oceny parametrów jakości energii

Ujednolicenie parametrów napięcia oraz określenie ich dopuszczalnych odchyień umożliwia skuteczniejsze planowanie, zarządzanie i monitorowanie infrastruktury energetycznej. Zgodnie z normą PN-EN 50160, jakość energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych nN określana jest na podstawie następujących parametrów:

- wartość skuteczna napięcia zasilającego (długookresowa i krótkookresowa),
- częstotliwość,
- zmiany napięcia (odchylenia i wahania napięcia),
- zapady napięcia i przerwy w zasilaniu,
- przepięcia,
- harmoniczne i całkowite zniekształcenie napięcia,
- niezrównoważenie napięć międzyfazowych.

Pomiary te wykonywane są za pomocą np. rejestratorów napięć i prądów, które montowane są w punkcie przyłączenia na co najmniej 7 dni. Po tym czasie dane te są analizowane pod kątem m.in.:

- oceny zgodności z normą EN 50160: porównanie wartości zmierzonych z dopuszczalnymi zakresami – np. napięcie w 95% czasu powinno mieścić się w granicach $\pm 10\% U_n$,
- analizy wyższych harmoniczných: całkowite zniekształcenie napięcia oraz poszczególnych składowych harmoniczných (np. 3., 5., 7. itp.),
- identyfikacji zapadów i przepięć: liczba, czas trwania i amplituda zdarzeń,
- krótkotrwałego i długotrwałego migotania światła – wskaźniki P_{st} i P_{lt} : zgodnie z wymaganiami PN-EN 61000-4-15.

W dokumencie „Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia”, PGE Dystrybucja S.A. określone są techniczne wymagania dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Określa je również norma PN-EN 61000, która wskazuje, że takie instalacje powinny posiadać określone certyfikaty zgodności z normami:

- **PN-EN 61000-3-3:2011** (w przypadku źródeł o prądzie znamionowym $\leq 16A$) - określa dopuszczalne poziomy krótkotrwałych zmian napięcia, zapadów, wahań oraz migotania światła powodowanych przez urządzenia o prądzie znamionowym $\leq 16A$ podłączone do publicznej sieci nN,

- **PN-EN 61000-3-2:2007** (w przypadku źródeł o prądzie znamionowym $\leq 16A$) – określa limity emisji harmonicznego prądu dla urządzeń o prądzie znamionowym $\leq 16A$ podłączanych do publicznej sieci nN,
- **PN-EN 50438** (w przypadku źródeł o prądzie znamionowym $\leq 16A$) - określa wymagania techniczne dotyczące przyłączania małych źródeł energii (mikroinstalacji) do sieci niskiego napięcia,
- **PN-EN 61000-3-11:2004** (w przypadku źródeł o prądzie znamionowym $> 16A$ i $\leq 75A$) - określa wahania napięcia, zapady i migotanie światła wywoływane przez urządzenia o prądzie znamionowym $> 16A$ do $75A$ przyłączane do sieci nN,
- **PN-EN 61000-3-12:2012** (w przypadku źródeł o prądzie znamionowym $> 16A$ i $\leq 75A$) - określa limity emisji harmonicznego prądu dla urządzeń o prądzie znamionowym $> 16A$ do $75A$ podłączanych do publicznej sieci nN,
- **dyrektywą niskonapięciową LDV** - europejska dyrektywa 2014/35/UE, która określa wymagania bezpieczeństwa dla sprzętu elektrycznego pracującego w zakresie napięć 50–1000 V AC oraz 75–1500 V DC.,
- **dyrektywą kompatybilności elektromagnetycznej EMC** - określa wymagania, które muszą spełniać urządzenia elektryczne i elektroniczne, aby nie generowały nadmiernych zakłóceń elektromagnetycznych oraz były odporne na zakłócenia pochodzące z otoczenia.

Dodatkowe narzędzia wykorzystywane w ocenie jakości energii to:

- analizatory sieci,
- systemy SCADA (ang. Supervisory Control and Data Acquisition) i AMI (ang. Advanced Metering Infrastructure),
- pomiary audytowe wykonywane przez niezależne jednostki certyfikujące.

W praktyce pomiary te są coraz częściej integrowane z inteligentnymi systemami zarządzania energią EMS (ang. Energy Management Systems), co umożliwia bieżącą detekcję i reakcję na zakłócenia jakościowe.

Rosnące znaczenie jakości energii elektrycznej, w kontekście zarówno wzrostu liczby urządzeń wrażliwych na zakłócenia, jak i rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE), podkreśla potrzebę dalszego stosowania i rozwijania standardów takich jak PN-EN 50160 czy PN-EN 61000 . W przyszłości można oczekiwać dalszych aktualizacji norm uwzględniających m.in. dynamikę systemów rozproszonych, elektromobilność oraz magazynowanie energii, co umożliwi jeszcze lepsze dopasowanie parametrów napięcia do wymagań nowoczesnej infrastruktury elektroenergetycznej.

4. Doświadczenia z dotychczasowej eksploatacji instalacji PV, opis problemów spowodowanych ich eksploatacją w sieci nN

W ostatnich latach dynamiczny wzrost ilości instalacji fotowoltaicznych wpisał się w ogólnoświatowy trend transformacji energetycznej. W szczególności w Polsce zauważalny jest znaczący wzrost liczby prosumentów, czyli podmiotów jednocześnie produkujących i konsumujących energię elektryczną, głównie za pośrednictwem własnych instalacji PV podłączonych do sieci niskiego napięcia. Z punktu widzenia środowiskowego, ekonomicznego i społecznego taki rozwój jest pożądany, lecz praktyka eksploatacyjna wskazuje również na szereg problemów, które pojawiły się w wyniku masowego ich podłączania do zdecentralizowanej sieci elektroenergetycznej nN.

W gospodarstwach domowych instalacje PV najczęściej mają moc zainstalowaną do 10 kW, co zgodnie z polskim prawem kwalifikuje je jako mikroinstalacje. Dzięki systemowi wsparcia, w tym programom dofinansowań takich jak np. „Mój Prąd”, ich liczba systematycznie rosła, osiągając pod koniec 2024 roku wartość ponad 1,4 miliona zainstalowanych mikroinstalacji w Polsce [54]. Tak gwałtowny wzrost przyczynił się do zmiany profilu energetycznego sieci, która pierwotnie była projektowana wyłącznie jako system jednostronnego przepływu energii – od stacji transformatorowej do odbiorcy końcowego.

Wielu prosumentów niestety nie posiada wystarczającej wiedzy technicznej ani nie są w pełni świadomi tego, jaki wpływ ma ich mikroinstalacja na lokalny system elektroenergetyczny. Często nieprzemysłane decyzje dotyczące montażu zbyt dużej mocy paneli w stosunku do rzeczywistego zapotrzebowania gospodarstwa domowego na energię elektryczną prowadzą do nadprodukcji energii, która nie jest wykorzystywana w miejscu jej wytworzenia i musi zostać wprowadzona do sieci. W rzeczywistości powoduje to niestabilność napięcia oraz zwiększenie kosztów operacyjnych po stronie OSD [55].

4.1. Eksploatacja instalacji PV u odbiorcy końcowego w sieci nN

Rosnąca liczba instalacji fotowoltaicznych u odbiorców końcowych niesie za sobą zarówno korzyści środowiskowe, jak i wyzwania dla eksploatacji sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia. Instalacje PV montowane na dachach budynków jednorodzinnych, wspólnot mieszkaniowych czy małych zakładów produkcyjnych znacząco zwiększyły udział rozproszonej generacji w strukturze zasilania. Choć ich wpływ na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych i lokalną niezależność energetyczną jest niezaprzeczalny, obserwuje się coraz więcej problemów technicznych wynikających z ich działania w istniejących strukturach sieciowych. Instalacje te, z natury swojej pracy, są jednak zależne od warunków atmosferycznych. Oznacza to, że w dni pochmurne, w godzinach wieczornych lub zimą – produkcja energii jest marginalna. Wielu użytkowników nie dysponuje systemami magazynowania energii, co oznacza, że wyprodukowana w ciągu dnia w większości trafia do sieci, a zużycie odbywa się w innych porach.

Eksploatacja instalacji fotowoltaicznych niesie ze sobą również konsekwencje zarówno ekonomiczne jak i regulacyjne. Od operatorów systemów dystrybucyjnych coraz częściej wymaga się modernizacji infrastruktury sieciowej, której pierwotnie nie

projektowano do obsługi rozproszonej generacji na aż tak dużą skalę. Oznacza to konieczność ponoszenia dodatkowych nakładów finansowych na przebudowę linii, wymianę transformatorów oraz wdrożenie zaawansowanych systemów automatyki sieciowej i monitoringu parametrów jakościowych. W skali kraju przekłada się to na wzrost kosztów utrzymania i rozwoju sieci, co z kolei wpływa na stawki dystrybucyjne i wysokość rachunków odbiorców końcowych [56].

Warto również wspomnieć o zagadnieniach związanych z bilansowaniem mocy i energii w całym systemie elektroenergetycznym. W klasycznym modelu energetyki centralnej operatorzy systemu mogli precyzyjnie planować podaż i popyt na energię elektryczną. Obecnie, z uwagi na bardzo dużą zmienność produkcji z OZE, system wymaga zastosowania nowych rozwiązań w zakresie prognozowania produkcji, odbioru oraz magazynowania energii.

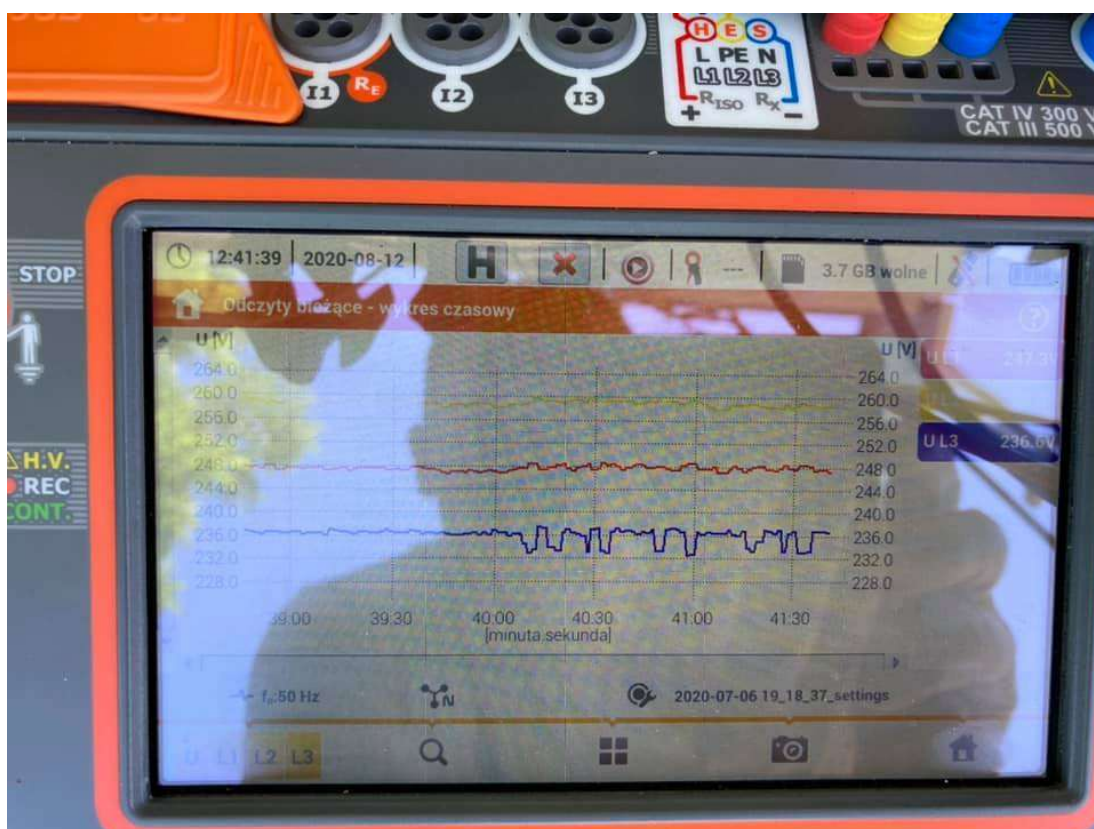
Istotne jest również znaczenie integracji systemów zarządzania energią na poziomie lokalnym. Rozwiązania takie jak inteligentne liczniki energii elektrycznej, systemy monitoringu jakości energii w sieci czy automatyka lokalna (np. regulatory napięcia na poziomie transformatora) stają się koniecznością w adaptacji sieci do nowych warunków eksploatacyjnych. W wielu krajach, również w Polsce, rozpoczęto wdrażanie projektów pilotażowych opartych na koncepcji tzw. smart grid, czyli inteligentnej sieci dystrybucyjnej. Jej celem jest nie tylko efektywne zarządzanie popytem i podażą energii, ale również poprawa niezawodności dostaw i lepsze wykorzystanie istniejącej infrastruktury energetycznej [57].

Brak takich mechanizmów skutkuje koniecznością ograniczania generacji energii z PV (z ang. curtailment) przez OSD w sytuacjach, gdy sieć nie jest w stanie przyjąć całości wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej. Takie działania są jednak sprzeczne z ideą wykorzystania energii odnawialnej na większą skalę i mogą zniechęcać inwestorów do dalszego rozwoju fotowoltaiki. W warunkach dużego rozproszenia źródeł oraz braku komunikacji pomiędzy instalacjami a siecią OSD, uzyskanie odpowiedniego poziomu sterowania przepływem mocy w czasie rzeczywistym jest bardzo trudne. To z kolei prowadzi do występowania lokalnych przeciążeń i zmniejszenia stabilności sieci dystrybucyjnej.

4.2. Opis problemów występujących po stronie nN przy zamontowanej instalacji PV

Głównym problemem związanym z eksploatacją takich instalacji w sieciach nN jest wzrost napięcia w punktach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej, czyli bezpośrednio u odbiorcy. Jest ono jednym z najczęściej raportowanych problemów przez użytkowników mikroinstalacji. Zgodnie z normą PN-EN 50160, napięcie w sieci nN powinno pozostawać w granicach $\pm 10\%$ wartości znamionowej, czyli powinno mieścić się w przedziale od 207 V do 253 V dla napięcia 230 V. W praktyce jednak okazuje się, że napięcie w wielu lokalizacjach przekracza górną wartość graniczną, co skutkuje automatycznym odłączeniem się falowników PV (co jednocześnie wstrzymuje oddawanie energii do sieci) w celu ochrony urządzeń, a także może prowadzić do pogorszenia jakości zasilania innych odbiorców [58]. Obserwuje się także wpływ generacji PV na stabilność napięcia w dłuższych odcinkach sieci. Szczególnie dotkliwe jest to w sieciach wiejskich i podmiejskich, gdzie występuje duża długość linii niskiego napięcia, a punkty odbioru energii są znacznie oddalone od transformatora. Przy dużej mocy

zainstalowanej w PV, w czasie słabego zapotrzebowania na energię, może dochodzić do zjawisk niekorzystnych z punktu widzenia regulacji napięcia i prowadzenia ruchu sieciowego.



Rys. 18 Wykres przedstawiający wartości na poszczególnych fazach. Wyraźnie zauważalny jest wzrost napięcia powyżej wartości granicznych na jednej z faz [59]

Kolejnym istotnym wyzwaniem eksploatacyjnym jest kwestia niwelowania asymetrii napięć i obciążeń. Jednofazowe instalacje PV podłączane są zazwyczaj do tej samej fazy w sieci trójfazowej, co w warunkach dużego nasycenia danego obszaru skutkuje pojawianiem się asymetrii napięć. Dodatkowo obserwuje się zjawisko odwrotnego przepływu energii – zamiast płynąć od źródła zasilania do odbiorcy, energia przepływa od prosumentów w kierunku stacji transformatorowych, co nie było uwzględnione w tradycyjnej architekturze sieci nN przy projektowaniu układów zabezpieczeń i automatyki. Innymi problemami są zakłócenia dotyczące jakości energii elektrycznej. Instalacje fotowoltaiczne, szczególnie te wyposażone w falowniki starszego typu, mogą wprowadzać do sieci wyższe harmoniczne, które powodują występowanie migotania napięcia, co z kolei wpływa negatywnie na jakość zasilania innych odbiorców podłączonych do tego samego odcinka sieci. Z uwagi na charakterystykę nasłonecznienia, szczególnie w godzinach porannych i popołudniowych, kiedy zmienia się ono dynamicznie, występują chwilowe wahania napięcia oraz wzrost wskaźników THD powyżej dopuszczalnych wartości.

Nie bez znaczenia pozostaje również kwestia bezpieczeństwa eksploatacyjnego. Masowe podłączenia źródeł wytwórczych do sieci nN zwiększają ryzyko występowania tzw. stanów awaryjnych. W sytuacji odwrotnego przepływu energii z wielu mikroźródeł,

klasyczne zabezpieczenia nadprądowe mogą nie zadziałać prawidłowo, co zwiększa ryzyko uszkodzenia urządzeń podłączonych do tej sieci, a w skrajnych przypadkach nawet pożaru. Występują również problemy dotyczące koordynacji działania zabezpieczeń w sieci, w której energia produkowana jest na wielu poziomach (nN, SN) i w wielu punktach jednocześnie. W klasycznych układach zabezpieczeń opartych na selektywności wystąpienie zwarcia powoduje reakcję odpowiedniego zabezpieczenia na drodze od punktu zwarcia do transformatora. W sieci z generacją rozproszoną może dojść do sytuacji, w której energia z instalacji PV podtrzymuje zwarcie lub opóźnia jego eliminację. Odpowiedzią na ten problem są nowe koncepcje zabezpieczeń i systemów detekcji kierunku przepływu mocy, jednak ich wdrożenie na dużą skalę wiąże się z koniecznością przebudowy infrastruktury i dodatkowymi nakładami inwestycyjnymi [60].

Nie jest to jednak jedyny problem. Eksploatacja takich instalacji prowadzi również do zaburzeń w profilu obciążenia, zwłaszcza w kontekście bilansu mocy biernej. Większość falowników w mikroinstalacjach pracuje z jednostkowym współczynnikiem mocy, a to oznacza, że nie kompensują one mocy biernej, a często wręcz ją pobierają. W przypadku znacznego udziału mocy z PV w lokalnym bilansie, może to również prowadzić do przesunięć fazowych, co negatywnie wpływa na pracę transformatorów. Szczególnie niekorzystne jest to w warunkach słabo rozgałęzionych linii z dużym oddaleniem od stacji transformatorowych oraz linii charakteryzujących się małym przekrojem zastosowanych przewodów [61].

Warto również wskazać na problem związany z jakością energii elektrycznej w kontekście generowania wyższych harmonicznych prądu. Choć współczesne falowniki są wyposażone w filtry ograniczające ich zawartość, to przy ich zwiększonym zagęszczeniu w jednej linii może dojść do skumulowania się zakłóceń, co również może wpływać negatywnie na działanie wrażliwego sprzętu elektronicznego, jak również prowadzić do przegrzewania się przewodów neutralnych i elementów instalacji wewnętrznych. W badaniach prowadzonych na Politechnice Częstochowskiej wykazano, że sumaryczny poziom THD w sieciach nN z wysokim udziałem PV przekraczał 8%, co jest wartością bliską granicznym dopuszczalnym normom [62].

Pojawia się również potrzeba rozwoju lokalnych magazynów energii, które mogłyby pełnić rolę kompensatora nadmiarowej wyprodukowanej energii w czasie niskiego zapotrzebowania na nią oraz wspierać pracę sieci dystrybucyjnej w momentach jej szczytowego obciążenia. Takie rozwiązania testowane są zarówno w indywidualnych (prydomowe magazyny energii), jak i wspólnych magazynach np. dla całych osiedli czy wspólnot energetycznych. Wdrożenie takich systemów wymaga jednak odpowiednich przepisów oraz mechanizmów wsparcia finansowego, ponieważ koszty inwestycyjne wciąż są za wysokie dla przeciętnego odbiorcy [63].



Rys. 19 Innowacyjny modułowy, mobilny magazyn energii zainstalowany i uruchomiony przed budynkiem Centrum Innowacji i Zaawansowanych Technologii Politechniki Lubelskiej [64]

W dodatku, instalacje PV u odbiorców końcowych niejednokrotnie montowane są bez odpowiedniego uzgodnienia technicznego z operatorem sieci dystrybucyjnej, co skutkuje trudnością w precyzyjnym planowaniu przepływów mocy oraz monitorowaniu stanu sieci. Brak pełnej informacji o rzeczywistym rozmieszczeniu i parametrach pracy instalacji PV prowadzi do nieefektywnego działania systemów automatyki oraz ogranicza możliwości optymalizacji pracy sieci. Problematyka ta dotyczy również aspektów prawnych i regulacyjnych. Zmieniające się modele rozliczeń energii, takie jak przejście z systemu opustów na net-billing, wpływają na zachowania użytkowników końcowych, którzy mogą optymalizować zużycie i produkcję energii w sposób niezależny od obecnego stanu sieci. Powoduje to dodatkowe trudności w zarządzaniu profilem obciążenia, a w skali całej sieci może prowadzić do wzrostu kosztów bilansowania i utrzymania rezerw mocy w systemie.

W świetle przedstawionych powyżej wyzwań, niezbędne staje się opracowanie takich standardów technicznych i operacyjnych, które umożliwią bezpieczne i efektywne funkcjonowanie mikroinstalacji w sieciach niskiego napięcia. Obejmuje to wymagania dla urządzeń, zasad przyłączania, eksploatacji i monitorowania pracy tych instalacji. Za przykład mogą posłużyć tu lokalne regulacje operatorów systemów dystrybucyjnych, które coraz częściej wprowadzają kolejne zmiany w warunkach technicznych, ograniczając tym samym możliwość eksportu energii do sieci w godzinach szczytowej generacji PV. Choć budzi to sprzeciw części prosumentów, w praktyce działania te są uzasadnione pod względem technicznym jak i bezpieczeństwa pracy całego systemu elektroenergetycznego [65], [66], [67].

Podsumowując, można stwierdzić, że eksploatacja instalacji PV, mimo niewątpliwych korzyści środowiskowych i ekonomicznych, niesie za sobą również szereg wyzwań technicznych i systemowych zarówno dla użytkownika końcowego jak i operatora systemu dystrybucyjnego. Koniecznym jest wdrażanie rozwiązań wspomagających stabilność pracy sieci, takich jak regulatory napięcia i kompensacji mocy biernej, systemy magazynowania energii, a także zaawansowane systemy monitorowania parametrów sieciowych w czasie rzeczywistym. Bez tego, dalszy wzrost udziału fotowoltaiki w strukturze OZE może prowadzić do obniżenia niezawodności i jakości zasilania, szczególnie w newralgicznych punktach sieci niskiego napięcia.

4.3. Analiza systemów 3-fazowych z przyłączeniem 1-fazowych oraz 3-fazowych instalacji PV

Zmieniający się profil energetyczny odbiorców końcowych, którzy stają się jednocześnie producentami energii (tzw. prosumenci), sprawia, że tradycyjne modele bilansowania i zarządzania ruchem sieciowym przestają być wystarczające. Wprowadzenie do sieci znacznej liczby instalacji jednofazowych, przyłączonych w sposób rozproszony i nienadzorowany, skutkuje szeregiem problemów na poziomie średniego, a nawet wysokiego napięcia. Bardziej zrównoważonym podejściem jest projektowanie i wdrażanie trójfazowych instalacji PV, które umożliwiają równomierne wprowadzanie energii na każdej fazie.

W klasycznej strukturze sieci niskiego napięcia w Europie jak i w Polsce, dominującym rozwiązaniem jest trójfazowy system zasilania, umożliwiający równomierne rozłożenie obciążeń oraz bardziej efektywne przesyłanie energii. Jednakże znaczna część instalacji fotowoltaicznych przyłączana jest jako układy jednofazowe, co może prowadzić do istotnych problemów związanych z nierównym obciążeniem faz, wzrostem napięcia oraz asymetrią napięć. Z drugiej strony, instalacje fotowoltaiczne zaprojektowane jako trójfazowe wprowadzają energię do sieci w sposób bardziej symetryczny, co może w pewnym stopniu przeciwdziałać wspomnianym zjawiskom, ale wiąże się z wyższymi kosztami inwestycyjnymi. Niemniej jednak, nawet przy zachowaniu równowagi mocy czynnej, mogą występować asymetrie wynikające z dynamicznych zmian w generacji (np. przez chwilowe zacienienie modułów PV) lub z różnic w parametrach falowników. Co więcej, istotne znaczenie mają także kwestie jakości pracy falowników oraz ich wpływu na lokalny profil napięciowy. W kontekście planowania i eksploatacji sieci elektroenergetycznych, konieczne jest zatem opracowanie metod oceny wpływu różnych konfiguracji przyłączeniowych na pracę systemu trójfazowego.

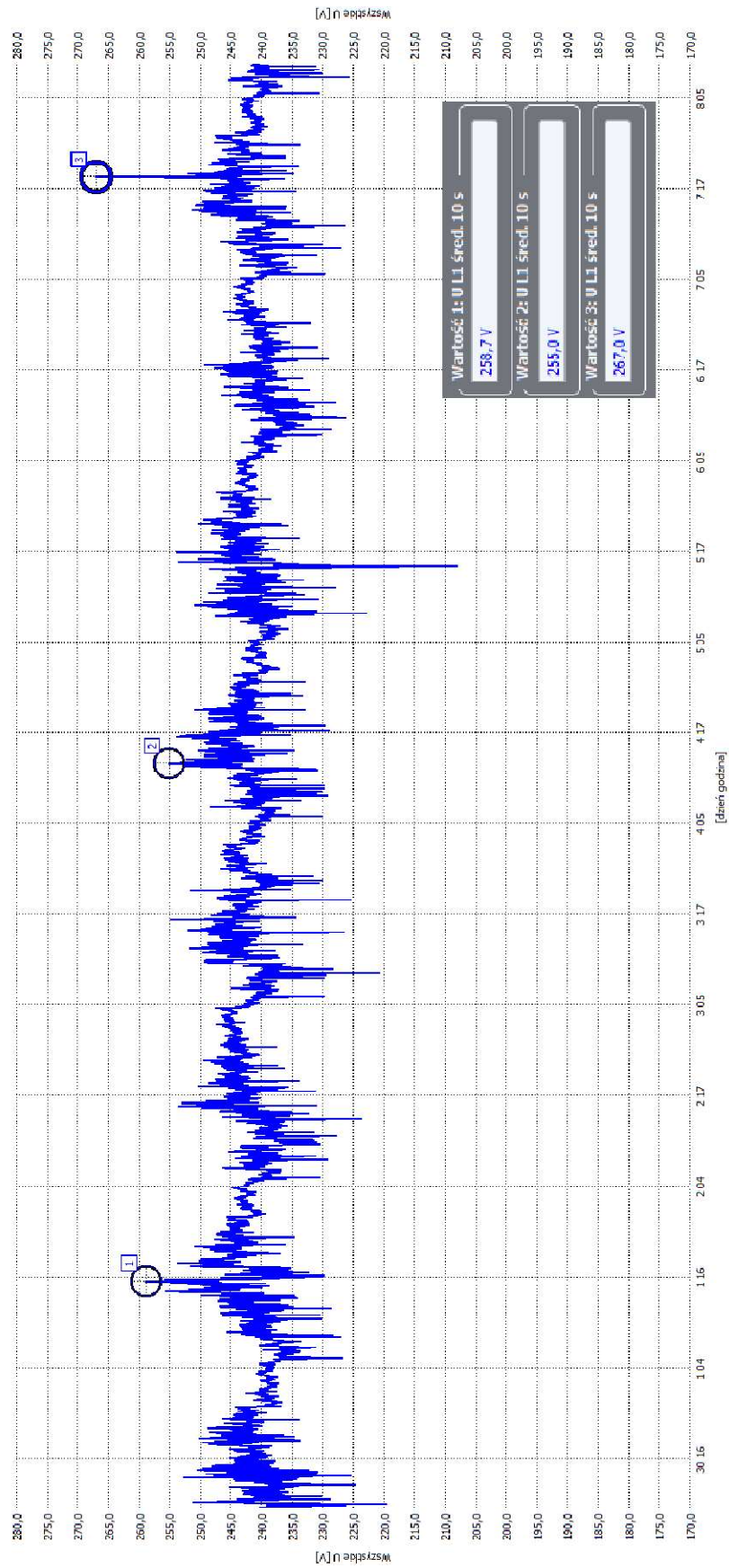
Celem niniejszego rozdziału było przeprowadzenie szczegółowej analizy zachowania systemów trójfazowych w kontekście przyłączania zarówno jednofazowych, jak i trójfazowych instalacji PV opartej na podstawie danych pomiarowych pochodzących z rzeczywistego fragmentu sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Dane zostały pozyskane bezpośrednio przez autora w ramach wykonywanych obowiązków zawodowych w PGE Dystrybucja S.A. Autor odpowiadał za realizację pomiarów oraz opracowanie i analizę danych. Analiza uwzględnia aspekty jakości energii elektrycznej, stabilności napięciowej, bilansu mocy oraz ewentualnej możliwości automatycznego sterowania i kompensacji w czasie rzeczywistym. Szczególny nacisk został położony na identyfikację zjawisk niepożądanych – dlaczego i w jakich warunkach powstają oraz jak można im zaradzić. Uwzględniono

rzeczywiste dane dotyczące topologii sieci, mocy przyłączeniowych oraz mocy zainstalowanych instalacji PV. Przedstawiono charakterystykę sieci trójfazowej i jej parametry, analizę porównawczą wpływu przyłączy jednofazowych i trójfazowych instalacji PV na jakość energii oraz bilans mocy, a także propozycje działań zaradczych i optymalizacyjnych.

4.3.1. Przyłączenie 1-fazowych instalacji PV

Jednofazowe instalacje fotowoltaiczne stanowią dominujący typ przyłączy prosumenckich w sektorze niskiego napięcia, szczególnie w zabudowie jednorodzinnej. Z uwagi na stosunkowo niskie moce zainstalowane (maksymalnie do 3,68 kW na instalację) są one postrzegane jako ekonomiczne i technicznie dostępne rozwiązanie dla odbiorców indywidualnych. Niestety, ich powszechne stosowanie w strukturze trójfazowej sieci dystrybucyjnej prowadzi do szeregu zjawisk, które mają istotny wpływ na jakość i stabilność zasilania. Głównym ich problemem jest powstawanie nierównomiernego obciążenia poszczególnych faz w lokalnej sieci trójfazowej, co skutkuje asymetrią napięć oraz wzrostem prądów w przewodzie neutralnym. W skrajnych przypadkach może to prowadzić do przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięcia na danej fazie, powodując automatyczne wyłączenie falownika lub ograniczenie jego mocy generacyjnej przez systemy zabezpieczeń. Zjawisko to jest szczególnie widoczne w godzinach południowych, gdy produkcja energii z instalacji fotowoltaicznych osiąga maksymalne wartości, a jednocześnie lokalne zużycie energii jest stosunkowo niskie. Jest ono szczególnie problematyczne w przypadku dużej liczby sąsiadujących odbiorców posiadających jednofazowe instalacje PV przyłączone do tej samej fazy transformatora.

Brak odpowiedniego rozkładu przyłączy instalacji jednofazowych do poszczególnych faz nie tylko pogłębia ten problem, ale prowadzi do konieczności wdrażania działań korygujących przez operatorów systemów dystrybucyjnych (np. obniżania wartości napięć na zaczepekach transformatorów lub w skrajnych przypadkach do ich wymiany). Dodatkowo, jednofazowe źródła PV wprowadzają lokalne przepływy zwrotne, które mogą wpływać na pracę sąsiadnych odbiorców oraz zakłócać działanie innych urządzeń w gospodarstwach domowych. Z tych powodów coraz częściej zachodzi potrzeba ograniczania przyłączy jednofazowych lub wdrażania inteligentnych systemów bilansowania faz w czasie rzeczywistym, co może znacząco poprawić jakość pracy sieci nN. Rysunek 20 przedstawia przebieg napięcia u odbiorcy końcowego przy zasilaniu 1-fazowym, u którego zaobserwowano występowanie przekroczeń górnej wartości granicznej napięcia, tj. 253V. Przekroczenia te spowodowane są zainstalowaniem w sąsiedztwie 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych przyłączonych do tej samej fazy, z której ten odbiorca jest zasilany. Zaznaczone zostały trzy punkty o najwyższych wartościach, kolejno: pkt 1 – 5,7V, pkt 2 - 2V, pkt 3 - 14V. Przekroczenia te pojawiają się w momencie rozpoczęcia wprowadzania do sieci wyprodukowanej energii elektrycznej. Dane pochodzą z okresu kwiecień-maj 2025 roku. Rysunek ze względu na szczegółowość został obrócony i umieszczony na całej stronie celem lepszego zobrazowania przebiegu napięcia.



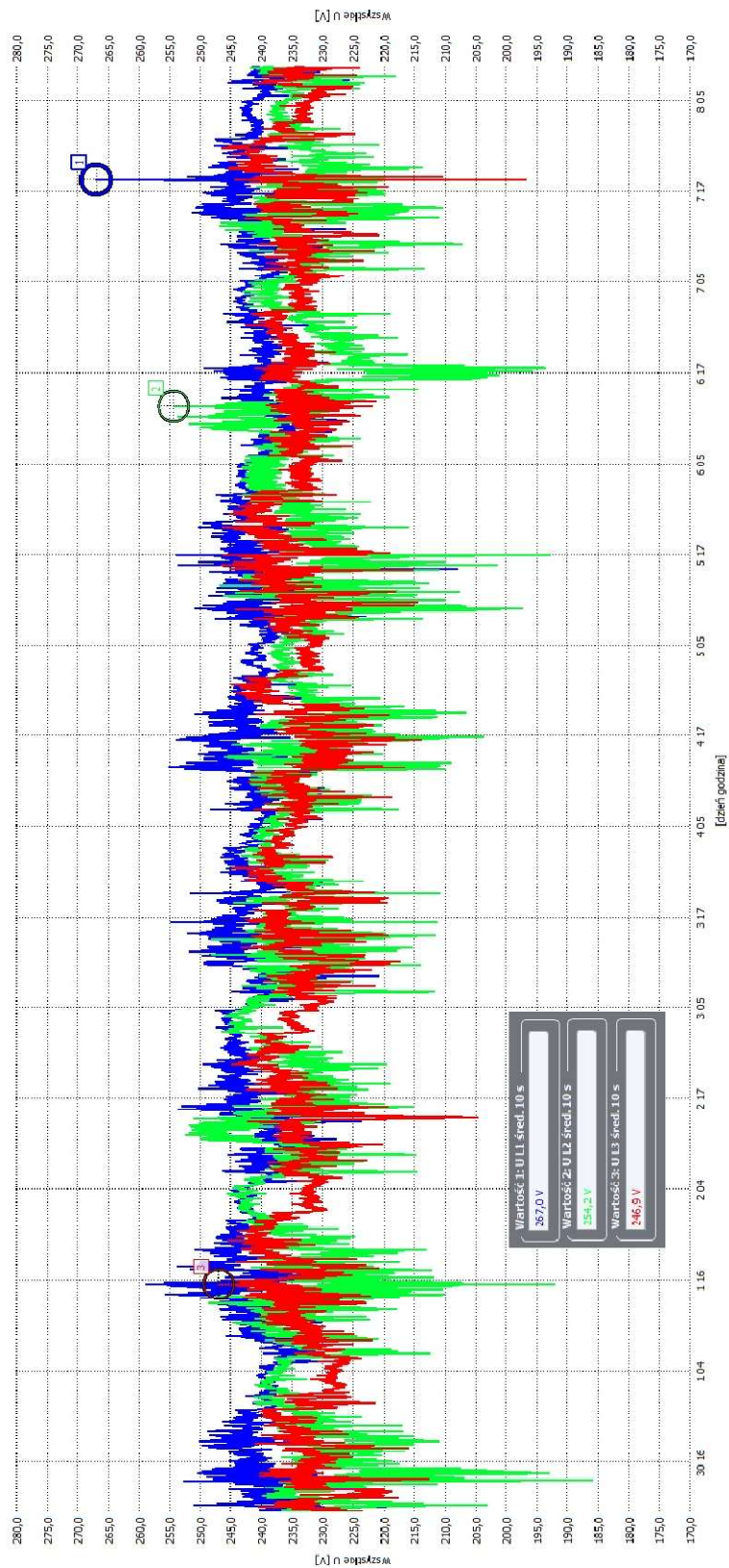
Rys. 20 Przebieg napięcia u odbiorcy końcowego podłączonego do 1-fazowej sieci napowietrznej nN zlokalizowanego na terenie powiatu Strzyżowskiego z zaznaczonymi punktami przekroczenia górnej wartości granicznej napięcia

4.3.2. Przyłączenie 3-fazowych instalacji PV

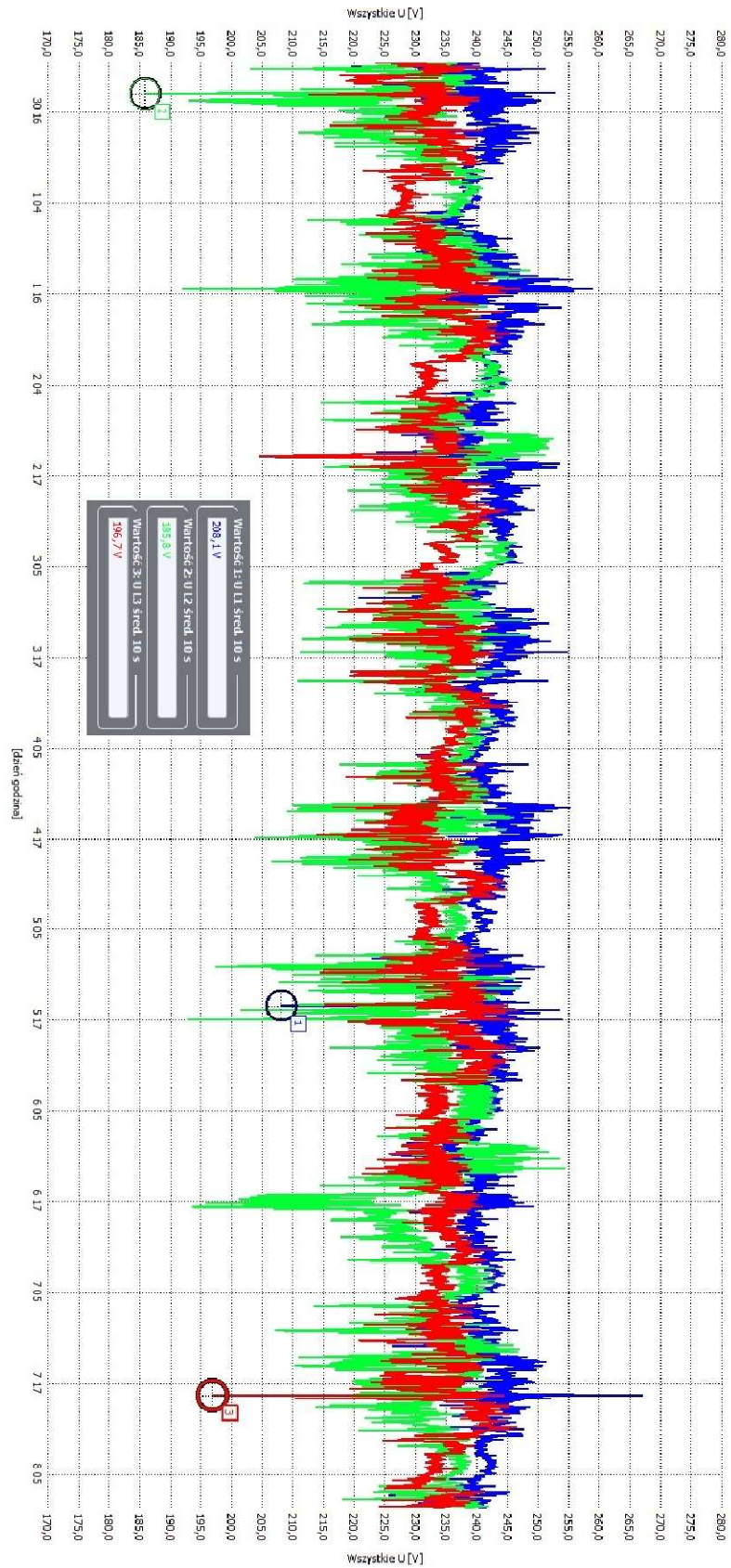
Trójfazowe instalacje fotowoltaiczne stanowią technicznie bardziej zaawansowaną, ale jednocześnie korzystniejszą z punktu widzenia pracy sieci elektroenergetycznej formę przyłączenia źródeł OZE. Ich główną zaletą jest możliwość równomiernego wprowadzania energii na wszystkich trzech fazach, co znacząco ogranicza występowanie asymetrii napięć i niesymetrycznych obciążeń w sieci lokalnej.

Dzięki zrównoważonemu rozkładowi trójfazowe instalacje PV przyczyniają się do stabilizacji parametrów jakościowych energii elektrycznej, zmniejszając ryzyko występowania przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięcia oraz ograniczając straty mocy czynnej np. w przewodach. Co więcej, równomierna generacja redukuje obciążenie przewodu neutralnego, co wydłuża trwałość elementów infrastruktury sieciowej i zwiększa niezawodność dostaw energii. Z technicznego punktu widzenia, przyłączenie trójfazowej instalacji PV wiąże się jednak z wyższym poziomem złożoności: konieczne jest zastosowanie falowników trójfazowych, odpowiedniego zabezpieczenia każdej fazy oraz zapewnienie synchronizacji napięcia i częstotliwości we wszystkich torach zasilania. Dodatkowo, takie instalacje wymagają bardziej precyzyjnego projektowania, uwzględniającego lokalne warunki sieciowe oraz charakterystykę odbiorów.

W kontekście rosnącego udziału generacji prosumenckiej, przyłączenia trójfazowe są coraz częściej rekomendowane. Taki wybór sprzyja nie tylko poprawie parametrów pracy sieci, ale także zwiększa efektywność energetyczną i bezpieczeństwo całego układu zasilania. Na rysunku 21 możemy zauważyć występowanie przekroczeń górnej wartości granicznej napięcia na dwóch fazach zasilania u odbiorcy końcowego zasilanego w systemie 3-fazowym. Jak w poprzednim przypadku, jest to spowodowane generacją energii elektrycznej przez zainstalowane w tym samym obwodzie transformatora inne instalacje PV. Podczas produkcji energii elektrycznej wartość napięcia przekracza wartości dopuszczalne. Warto również zwrócić uwagę na zależność między fazami. W przypadku wystąpienia podwyższenia wartości napięcia na jednej z nich, w tym samym czasie wartość na innej spada. Na poniższych wykresach uwzględniono wartości, w których napięcie osiągało wartości znacznie powyżej górnego zakresu granicznej wartości napięcia tj. 253V (rys. 21) oraz poniżej dolnego zakresu granicznej wartości napięcia tj. 207V (rys. 22). Rysunki mają na celu graficzne przedstawienie ilości wystąpień wzrostów i zapadów napięcia powyżej i poniżej dopuszczalnych granic, co pozwoliło na lepszą analizę częstotliwości występowania zdarzeń niepożądanych. Ryzyko wystąpienia również innych negatywnych zjawisk jest bardzo wysokie. Mowa tu o wskaźnikach P_{st} oraz P_{lit} , które służą do oceny migotania światła, czyli subiektywnie odczuwalnych wahań strumienia świetlnego źródeł światła zasilanych napięciem przemiennym. Są one standaryzowane m.in. w normie EN 61000-4-15 i odnoszą się do jakości energii elektrycznej oraz wpływają na samopoczucie użytkownika końcowego. Faza L1 została oznaczona kolorem niebieskim, faza L2 kolorem zielonym, faza L3 kolorem czerwonym. Dane pochodzą z okresu czerwiec-lipiec 2024 roku.



Rys. 21 Przebieg napięcia u odbiorcy końcowego podłączonego do sieci napowietrznej nN zlokalizowanego na terenie powiatu Strzyżowskiego zasilanego w systemie 3-fazowym. Przekroczenia górnej wartości granicznej napięcia osiągają poziom do 14 V na jednej z faz. Widoczna asymetria spowodowana jest charakterem odbioru



Rys. 22 Przebieg napięcia u odbiorcy końcowego podłączonego do sieci napowietrznej nN zlokalizowanego na terenie powiatu Strzyżowskiego zasilanego w systemie 3-fazowym. Zaznaczone zostały punkty, w których zapady napięć wynoszą nawet 21 V poniżej dolnej wartości granicznej napięcia. Widoczna asymetria jak w poprzednim przypadku również spowodowana jest charakterem odbioru

Warto zauważyć, że istnieje możliwość zainstalowania 3 falowników 1-fazowych o mocy sumarycznej większej niż 3,68 kW, lecz w kontekście opłacalności, co jest dla odbiorcy końcowego jedną z najważniejszych kwestii przy wyborze instalacji, jest to zdecydowanie najdroższa z dostępnych szeroko konfiguracji.

Metoda ta stanowi kompromis między prostotą techniczną a potrzebą zrównoważonego wprowadzania mocy do sieci trójfazowej. W takim układzie każdy falownik jednofazowy jest przypisany do jednej fazy. Rozwiązanie to jest stosunkowo elastyczne i pozwala na stopniową rozbudowę instalacji PV, jednak wymaga precyzyjnego doboru falowników oraz ich synchronizacji z parametrami sieciowymi.

Zaletą tego podejścia jest możliwość lepszej adaptacji do istniejącej infrastruktury, szczególnie w przypadku modernizacji starszych instalacji. Wadą natomiast może być brak pełnej koordynacji pracy falowników, co w pewnych warunkach może prowadzić do nierównomiernego obciążenia faz – w przypadku, gdy moc poszczególnych jednostek nie jest identyczna lub warunki nasłonecznienia nie są jednakowe dla każdego segmentu PV. Taki układ wymaga również starannego zaprojektowania zabezpieczeń oraz analizy obciążeń w kontekście lokalnej topologii sieci oraz zapotrzebowania na energię elektryczną przez wewnętrzną instalację. Stosując to rozwiązanie, odbiorca końcowy jest co prawda związany z dodatkowymi kosztami, które generowane są poprzez np. konieczność zakupu trzech falowników zamiast jednego, lecz zyskuje on możliwość stałego wprowadzania wyprodukowanej energii. Nawet w przypadku, gdy w sieci wystąpi zjawisko tzw. braku jednej fazy, to na dwóch pozostałych energia nadal jest wprowadzana do sieci.

4.3.3. Przyłączenie 3-fazowych oraz 1-fazowych instalacji PV

Przyłączenie instalacji PV może odbywać się zarówno poprzez falowniki jednofazowe, jak i trójfazowe. Dodatkowo, dopuszcza się możliwość pracy mikroinstalacji na potrzeby własne instalacji odbiorczej przy zaniku napięcia sieci OSD. Rozwiązanie takie jest możliwe wyłącznie w przypadku zastosowania w instalacji odbiorczej rozłącznika stwarzającego w sposób automatyczny przerwę izolacyjną pomiędzy instalacją odbiorczą, a siecią OSD na okres braku napięcia w sieci.

Zgodnie z wytycznymi zawartymi w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. załączanie mikroinstalacji do sieci jest możliwe tylko wówczas, gdy napięcie i częstotliwość mieszczą się w dopuszczalnym zakresie wartości, co najmniej w wymaganym okresie obserwacji. Zakres częstotliwości, zakres napięcia, czas obserwacji i gradient mocy powinny być możliwe do ustawienia w nastawach mikroinstalacji. Wymagane jest zapewnienie ochrony przed nieuprawnioną ingerencją w ustawienia tych nastaw, których zmiana nie może być dokonana samodzielnie przez właściciela mikroinstalacji. Synchronizacja mikroinstalacji z siecią powinna być w pełni automatyczna, co oznacza, że nie jest możliwe ręczne zamknięcie łącznika pomiędzy dwoma synchronizowanymi systemami. Ponadto, mikroinstalacje muszą spełniać wymagania norm dotyczących jakości energii wprowadzanej do sieci oraz dyrektyw dotyczących kompatybilności elektromagnetycznej i Ustawy [68].

Odbiorcy końcowi, posiadający dostęp do zasilania trójfazowego (typowe w obecnym budownictwie jednorodzinym w Polsce), formalnie mają możliwość

przyłączenia swojej instalacji w dowolnej z dostępnych opcji, o ile zastosowane urządzenia spełniają kryteria techniczne określone przez operatora systemu dystrybucyjnego, tj.:

- urządzenia wchodzące w skład mikroinstalacji muszą uzyskać pozytywny wynik badań pod względem wymagań odpowiednich norm w zakresie współpracy z siecią,
- montaż instalacji musi być wykonany przez instalatorów posiadających odpowiednie, aktualne i potwierdzone kwalifikacje,
- właściciel mikroinstalacji musi dysponować przygotowanym przez instalatora schematem jednokreskowym mikroinstalacji,
- producent musi dostarczyć instrukcję montażu zgodnie z normami i wymaganiami krajowymi [69].

W praktyce jednak często decydującym czynnikiem staje się koszt instalacji.

Instalacja jednofazowa (o mocy nieprzekraczającej 3,68 kW) jest prostsza technologicznie i tańsza zarówno w zakresie zakupu samego falownika, jak i wykonania okablowania czy konfiguracji zabezpieczeń. W przypadku instalacji trójfazowych konieczne jest zastosowanie droższych urządzeń, a także precyzyjniejsze zaplanowanie układu przyłączenia, co wiąże się z wyższymi kosztami projektowymi i wykonawczymi. Z drugiej strony, instalacje trójfazowe charakteryzują się lepszą współpracą z siecią dystrybucyjną, co jest szczególnie istotne w przypadku wyższych mocy instalacji oraz w lokalizacjach narażonych na problemy związane z jakością zasilania. Wybór jednofazowego wariantu, choć uzasadniony ekonomicznie, może prowadzić do szeregu problemów eksploatacyjnych, takich jak np. za wysoki poziom napięcia na jednej z faz.

Zgodnie z obowiązującymi procedurami, odbiorca końcowy ma możliwość zgłoszenia problemu z napięciem do operatora sieci dystrybucyjnej. Interwencja służb technicznych polega najczęściej na dokonaniu zmiany zaczeń regulacyjnych transformatora SN/nN, w celu obniżenia napięcia wyjściowego po stronie wtórnej w całym obwodzie zasilania. W efekcie zmniejsza się napięcie w fazie przeciążonej generacją PV, co przywraca prawidłową pracę instalacji.

Jednak tego rodzaju interwencje mają ograniczoną skuteczność i często prowadzą do problemów w innych okresach doby. W godzinach wieczornych, gdy produkcja energii ustaje, a jej zużycie w gospodarstwach domowych rośnie poprzez np. włączenie oświetlenia, sprzętu AGD, ładowarek, napięcie w tej samej fazie może spaść poniżej dopuszczalnych wartości. Odbiorcy zgłaszają wtedy problemy z pracą urządzeń elektrycznych – np. migotanie światła lub wyłączanie się sterowników pomp ciepła. W odpowiedzi na te zgłoszenia OSD ponownie dokonuje zmian na zaczeń transformatora, tym razem podnosząc napięcie, jednocześnie cofając wcześniejszą regulację. Powstaje więc błędne koło regulacyjne, którego źródłem jest lokalna asymetria faz spowodowana przez nierównomierne przyłączenia instalacji jednofazowych do tego samego obwodu transformatora. Instalacje trójfazowe w naturalny sposób przeciwdziałają powyższemu zjawiskom. Poprzez równomierne rozdzielanie mocy generowanej na wszystkie trzy fazy, napięcie w sieci rośnie wolniej i bardziej symetrycznie. Dzięki temu rzadziej dochodzi do przekroczeń napięciowych w pojedynczych fazach, a tym samym maleje liczba interwencji serwisowych i regulacyjnych po stronie operatora.

Niezależnie od typu instalacji (1-fazowa czy 3-fazowa), bardzo istotnym czynnikiem wpływającym na jakość jej współpracy z siecią elektroenergetyczną jest równomierny rozdział obciążeń w gospodarstwie domowym pomiędzy wszystkie trzy fazy. W praktyce oznacza to konieczność właściwej konfiguracji w rozdzielniczy elektrycznej oraz świadomego doboru urządzeń elektrycznych oraz ich przypisania do konkretnych torów zasilania w instalacji wewnętrznej.

W przypadku instalacji jednofazowej, równoważenie obciążeń jest szczególnie istotne, gdyż nadmierne zużycie w innych fazach niewspółpracujących z PV) powoduje konieczność pobierania energii z sieci, mimo że w jednej fazie następuje nadprodukcja. Taki stan pogarsza efektywność wykorzystania energii wyprodukowanej lokalnie i obniża opłacalność inwestycji w fotowoltaikę. W instalacjach trójfazowych równomierne obciążenie faz pozwala na pełniejsze wykorzystanie wyprodukowanej energii bez konieczności jej eksportu do sieci, co ogranicza straty, redukuje przeciążenia i stabilizuje poziom napięcia na fazach. Dodatkowo, w instalacjach wyposażonych w magazyny energii lub systemy zarządzania energią EMS, poprawny rozdział obciążeń umożliwia skuteczniejsze zarządzanie przepływami energii oraz optymalizację cykli ładowania i rozładowywania akumulatorów.

Warto również zaznaczyć, że trójfazowe instalacje fotowoltaiczne lepiej odwzorowują charakterystykę zużycia energii w nowoczesnych gospodarstwach domowych, które często charakteryzują się zróżnicowanym obciążeniem rozłożonym między fazy. Ma to szczególne znaczenie w kontekście rozliczeń prosumenckich w systemie net-billingu, w którym opłacalność zależy bezpośrednio od stopnia zużycia energii w miejscu jej wytworzenia.

Podsumowując, choć jednofazowe instalacje PV cieszą się dużą popularnością wśród odbiorców końcowych ze względu na niskie koszty wdrożenia, ich masowe stosowanie prowadzi do istotnych problemów eksploatacyjnych, zarówno na poziomie lokalnym (po stronie prosumenta), jak i systemowym (po stronie OSD). Z kolei instalacje trójfazowe oferują lepszą integrację z siecią, stabilniejszy profil napięciowy oraz większą efektywność autokonsumpcji, czyli zużycia wyprodukowanej energii bezpośrednio przez urządzenia podłączone do instalacji wewnętrznej, co przekłada się na większe korzyści ekonomiczne i środowiskowe. W kontekście rosnącej liczby mikroinstalacji PV zaleca się promowanie trójfazowego przyłączenia nowych systemów oraz edukację prosumentów w zakresie optymalnego doboru konfiguracji przyłączeniowej i rozdziału obciążeń.

W dłuższej perspektywie konieczne jest także rozwijanie inteligentnych systemów zarządzania fazami i napięciem w sieci nN, które umożliwią dynamiczne reagowanie na zmiany warunków pracy bez konieczności interwencji manualnej. Tylko podejście systemowe, uwzględniające zarówno stronę techniczną jak i użytkową, pozwoli na bezpieczne i stabilne funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej w dobie rozproszonej energetyki odnawialnej.

Na następnej stronie zaprezentowano tabelę, w której zestawione zostały 1-fazowa i 3-fazowa instalacja PV z podziałem na kryteria porównania.

Kryterium porównania	Instalacja 1-fazowa	Instalacja 3-fazowa
<i>Koszt inwestycyjny</i>	Niższy koszt zakupu i montażu	Wyższy koszt urządzeń i instalacji
<i>Wprowadzanie energii do sieci</i>	Cała wyprodukowana energia oddawana jest do jednej fazy	Wyprodukowana energia rozkłada się równomiernie na trzy fazy
<i>Wolumen energii oddawanej do sieci</i>	Często większy udział eksportu do sieci	Większa część energii zużywana lokalnie
<i>Równowaga obciążenia faz</i>	Może powodować asymetrię i przeciążenie fazy	Wspomaga równoważenie obciążeń w sieci
<i>Integracja z domową siecią</i>	Nie pokrywa zużycia na pozostałych fazach	Pokrywa zapotrzebowanie na wszystkich fazach
<i>Stopień obciążenia przewodu neutralnego</i>	Może powodować silne obciążenie przewodu neutralnego w przypadku nierównowagi faz	Znacząco ogranicza obciążenie przewodu neutralnego dzięki symetrycznej pracy
<i>Reakcja sieci na generację energii elektrycznej</i>	Powoduje lokalny wzrost napięcia w jednej fazie	Równomierny rozkład napięcia w sieci, rzadziej dochodzi do przekroczeń
<i>Ryzyko interwencji ze strony OSD</i>	Częste interwencje (zmiany zaczepów transformatora)	Rzadkie potrzeby interwencji napięciowej
<i>Pokrycie zużycia lokalnego</i>	Możliwa autokonsumpcja tylko w jednej fazie	Lepsze pokrycie zużycia w całym gospodarstwie
<i>Moc instalacji</i>	Ograniczona moc (do 3,68 kW na fazę)	Możliwość instalacji większej mocy PV

Tab. 5 Kryteria porównawcze dla 1-fazowej i 3-fazowej instalacji fotowoltaicznej

4.4. Przedstawienie wpływu instalacji PV na sieć nN w oparciu o przeprowadzone pomiary

W poprzednich rozdziałach omówiona została kwestia prowadzenia generacji rozproszonej w sieci nN skutkująca zmianą klasycznych kierunków przepływu mocy. W tradycyjnym modelu odbiorczym sieć nN projektowana była do pracy w układzie radialnym z uwzględnieniem jednokierunkowego przepływu energii, gdzie moc płynie od stacji SN/nN do odbiorców i nie była przewidywana do współpracy z aktywnymi źródłami generacji. Przyłączenie instalacji PV, zwłaszcza w sytuacji przekroczenia lokalnego zapotrzebowania na energię, powoduje odwrócenie tego kierunku, a energia zaczyna przepływać z miejsca przyłączenia instalacji PV w kierunku transformatora lub sąsiednich odbiorców przyłączonych

do tego samego toru transformatora. Powoduje to konieczność uwzględnienia nowych warunków pracy sieci w analizach planistycznych, eksploatacyjnych oraz w procesie oceny możliwości przyłączeniowych. W szczególności dotyczy to sytuacji, gdy generacja lokalna przekracza chwilowe zapotrzebowanie odbiorców w danym obszarze, co skutkuje oddawaniem nadwyżki energii do sieci i zmianą charakterystyki jej obciążenia.

W niniejszym rozdziale podjęto próbę szczegółowej analizy wpływu instalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry pracy modelowej sieci nN. Analiza ta została przeprowadzona w oparciu o symulacje, przy założeniu reprezentatywnego schematu sieci niskiego napięcia, utworzonego na bazie rzeczywistej sieci zlokalizowanej na terenie Rejonu Energetycznego Krosno w PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów zawierającego zarówno rzeczywiste wartości parametrów technicznych linii i transformatora, jak i zróżnicowane konfiguracje przyłączy mikroinstalacji PV. Uwzględniono także rzeczywiste profile obciążeniowe oraz dobowe charakterystyki produkcji energii ze źródeł fotowoltaicznych przy wykorzystaniu danych rzeczywistych z inteligentnych liczników zdalnego odczytu, co pozwoliło na dokładne odwzorowanie zmienności warunków pracy sieci.

Wpływ instalacji PV oceniany jest w odniesieniu do czterech głównych zagadnień technicznych: przebiegów napięć, przepływu mocy, strat energii oraz asymetrii napięć w sieci trójfazowej. Każdy z tych aspektów stanowi ważny czynnik eksploatacyjny, mający bezpośredni wpływ na jakość zasilania, możliwości przyłączeniowe oraz trwałość urządzeń elektroenergetycznych i odbiorczych. W zakresie napięcia, istotnym efektem działania takiej instalacji jest lokalny wzrost poziomów napięć, obserwowany szczególnie w godzinach południowych, kiedy generacja energii osiąga maksimum, a zapotrzebowanie odbiorców jest stosunkowo niskie. Przekroczenia dopuszczalnych granic napięcia, wynikające z takich zjawisk, mogą prowadzić do automatycznego odłączania falowników, a także do pogorszenia parametrów zasilania odbiorników wrażliwych na wahania napięcia. Dodatkowo, w układach trójfazowych przy asymetrycznym rozmieszczeniu 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych może dojść do znacznych różnic napięć pomiędzy fazami, co prowadzi do zaburzeń w pracy urządzeń zasilanych trójfazowo.

Kolejnym aspektem jest zmiana kierunków przepływu mocy czynnej oraz jej dynamiczne wahania. W tradycyjnym układzie zasilania moc przepływa od transformatora SN/nN w kierunku końcowych odbiorców, zgodnie z rozkładem obciążeń. Wprowadzenie generacji rozproszonej powoduje, że energia produkowana przez mikroinstalacje może częściowo pokrywać lokalne zapotrzebowanie, a jej nadmiar – być przesyłany wstecz, w kierunku transformatora lub do sąsiednich punktów odbioru. W efekcie obserwuje się nowe, zmienne w czasie schematy obciążenia linii, zależne od położenia geograficznego instalacji PV, profilu nasłonecznienia oraz charakterystyki odbiorczej gospodarstw. W skrajnych przypadkach przepływy mogą być na tyle nieprzewidywalne, że prowadzą do nieplanowanego obciążenia elementów infrastruktury energetycznej.

W tym kontekście szczególnego znaczenia nabierają straty mocy czynnej w liniach. O ile lokalna generacja może ograniczać konieczność przesyłu energii na większe odległości, co z założenia powinno zmniejszyć straty, to jednak przy niekorzystnej lokalizacji instalacji (np. na końcu linii zasilającej) lub w przypadku przeciążeń jednej fazy możliwe jest ich zwiększenie. Sytuacja ta jest szczególnie widoczna w konfiguracjach, w których energia wytwarzana przez instalację PV jest przesyłana przez długie odcinki linii lub przy znaczącej asymetrii obciążenia poszczególnych faz.

Odrębne i bardzo istotne zagadnienie stanowi asymetria napięć w sieci nN. Większość 1-fazowych mikroinstalacji w Polsce przyłączana jest głównie do fazy L1 (najprościej: pierwsza od lewej strony na listwie zaciskowej), a zdecydowanie rzadziej - o ile w ogóle - do tej, która w danym punkcie sieci wykazuje najniższe napięcie. Taki sposób przyłączenia, choć bez większego znaczenia w pojedynczym przypadku, w szerszej skali może prowadzić do znacznych zaburzeń równowagi w sieci, szczególnie w obszarach o dużym zagęszczeniu 1-fazowych mikroinstalacji. Asymetria napięć jest jednym z kluczowych parametrów jakościowych, wpływających na trwałość i poprawność pracy odbiorników gospodarstwa domowego, urządzeń trójfazowych (np. silników) oraz falowników. Dodatkowo, asymetria może prowadzić do nieefektywnego wykorzystania przekrojów przewodów oraz do wzrostu wartości napięcia w przewodzie neutralnym, co w skrajnych przypadkach może zagrażać bezpieczeństwu eksploatacyjnemu i urządzeń przyłączonych do sieci.

Wszystkie powyższe zjawiska zostały przeanalizowane w sposób liczbowy i graficzny na podstawie wyników symulacji pracy modelowej sieci nN, dla różnych wariantów lokalizacji i konfiguracji instalacji fotowoltaicznych. W analizach uwzględniono m.in. przebiegi napięć w fazach L1, L2 i L3 w punktach przyłączenia PV, na początku i końcu analizowanych linii, a także przebiegi mocy czynnej i biernej w tych samych punktach. Szczególną uwagę poświęcono efektom dynamicznych zmian parametrów w sieci, co pozwala na uchwycenie charakterystycznych momentów krytycznych, takich jak nagłe wzrosty poziomu napięcia przy produkcji energii elektrycznej przez instalację PV przy niskim obciążeniu, czy spadki napięcia w godzinach wieczornych po zachodzie słońca, gdy produkcja jest wyraźnie słabsza. Ponadto, analiza modelowa pozwala na wyciągnięcie wniosków dotyczących potencjalnych środków zaradczych – zarówno na poziomie technicznym (np. kompensacja mocy biernej, automatyka napięciowa, optymalizacja fazowego rozmieszczenia instalacji), jak i planistycznym (np. kryteria lokalizacji nowych PV, ocena zdolności przyłączeniowej poszczególnych odcinków sieci).

Celem rozdziału jest zatem nie tylko identyfikacja konkretnych skutków technicznych przyłączeń poszczególnych instalacji fotowoltaicznych, ale także zbudowanie podstaw do dalszej optymalizacji procesu integracji źródeł odnawialnych z siecią nN – zarówno w kontekście lokalnym, jak i systemowym. Wyniki uzyskane w kolejnych częściach rozdziału mogą być wykorzystane jako punkt wyjścia do formułowania rekomendacji technicznych, modernizacji standardów przyłączeniowych oraz dalszych badań w zakresie zarządzania rozproszoną generacją w sieciach niskiego napięcia.

4.4.1. Badania dotyczące parametrów sieci nN

Przeprowadzenie szczegółowych badań nad wpływem instalacji fotowoltaicznych na sieć niskiego napięcia wymaga przyjęcia odpowiedniego modelu odniesienia, który pozwoli na obiektywną ocenę zjawisk w niej występujących oraz na porównanie różnych scenariuszy pracy. Modelowa sieć nN pełni w tym kontekście rolę narzędzia analitycznego pozwalającego na precyzyjne odwzorowanie rzeczywistych uwarunkowań technicznych, przy jednoczesnym zachowaniu kontroli nad zmiennymi danymi wejściowymi. Dzięki temu możliwe było śledzenie efektów rozpoczęcia i zakończenia generacji energii elektrycznej

w sposób systematyczny i powtarzalny, bez konieczności odwoływania się do danych pomiarowych z eksploatowanych sieci.

Model wykorzystany w niniejszych analizach został skonstruowany na bazie danych rzeczywistych i odpowiada typowej strukturze polskiej sieci niskiego napięcia na obszarze o rozproszonej zabudowie jednorodzinnej. Uwzględniono charakterystyczne parametry linii napowietrznych i kablowych, poziom mocy transformatora SN/nN, a także rozkład odbiorców końcowych. Celem było stworzenie schematu odpowiadającego rzeczywistej sieci.

4.4.1.1. Przedstawienie sieci nN z przyłączeniem instalacji PV

Przykładowa sieć nN składa się z transformatora SN/nN 15/0,4 kV o mocy znamionowej 63 kVA, zasilającego 3 linie odbiorcze o długościach: tor 1 ok. 1453 m, tor 2 ok. 2716 m., tor 3 ok. 439 m. Wszystkie tory posiadają różne rodzaje oraz przekroje zastosowanych kabli i przewodów, od AsXSn 4 x 25 mm² – przewód napowietrzny samonośny, przez YAKY 4 x 35 mm² – przewód kablowy ziemny, po YAKY 4 x 120 mm² – przewód kablowy ziemny. Linie podzielono na sekcje odpowiadające poszczególnym odgałęzieniom, do których przyłączone są gospodarstwa domowe pełniące rolę odbiorców.

Reaktancja jednostkowa przewodu wyrażana w mΩ/m jest miarą oporu, jaki przewód stawia przepływowi prądu przemiennego ze względu na jego właściwości indukcyjne. Pełni ona kluczową rolę przy obliczaniu reaktancji całkowitej przewodu, która uzależniona jest od jego długości.

Obciążenia odbiorcze zdefiniowano w oparciu o profile dobowego zapotrzebowania energii, zróżnicowane w zależności od lokalizacji w sieci. Uwzględniono zarówno obciążenia symetryczne, takie jak np. odbiorniki trójfazowe, jak i niesymetryczne odbiorniki jednofazowe, co pozwala na realistyczne odwzorowanie zjawisk asymetrii występującej w rzeczywistym modelu sieci. Profil dobowy odpowiadający typowemu dniowi letniemu o wysokim nasłonecznieniu został zbudowany na podstawie rzeczywistych wartości mocy czynnej w godzinach porannych, południowych oraz wieczornych pozyskanych z inteligentnych liczników energii elektrycznej.

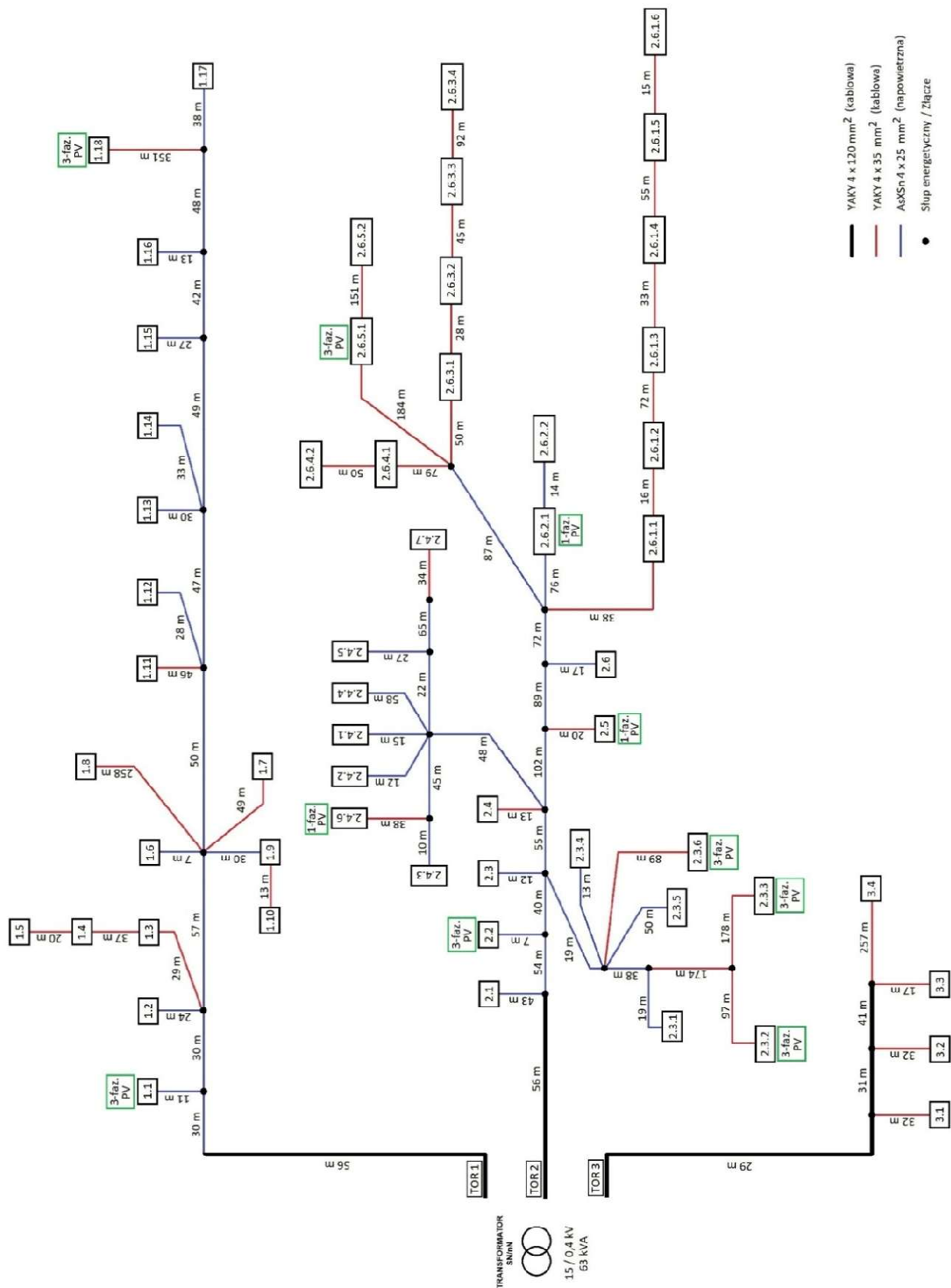
Instalacje fotowoltaiczne umieszczono zgodnie ze stanem faktycznym, zarówno w pobliżu transformatora jak i przy końcach linii odbiorczych. Moce znamionowe źródeł pozyskano z danych rzeczywistych i wynosiły w większości od 1,8 kW do niecałych 10 kW, poza jedną jednostką o mocy 39,7 kW zainstalowaną w torze 2 transformatora. Ważnym elementem było zróżnicowanie przyłączy zarówno jednofazowych jak i trójfazowych, co umożliwiło analizę i przedstawienie skutków asymetrycznego rozmieszczenia generacji. Do obliczeń zastosowano model dynamiczny zgodny z normą PN-EN 50160, gdzie wartości pomiarowe z krokiem czasowym rzędu 10 sekund są uśredniane w okresach 10-minutowych przy pomiarze napięć i prądów oraz 15-minutowych przy rejestracji profilu zużycia, co pozwoliło uchwycić krótkotrwałe zmiany wynikające z pracy źródeł PV. W analizach rejestrowano m.in.:

- przebiegi napięć w fazach L1, L2 i L3 u wszystkich odbiorców,
- przepływy mocy czynnej i biernej w punktach przyłączy PV,

- poziomy strat mocy w poszczególnych liniach,
- wskaźniki asymetrii napięciowej.

Tak przygotowana metodyka pozwoliła na uzyskanie szczegółowych analiz, które przedstawione zostały w kolejnych częściach rozdziału.

Rysunek 23 przedstawia schemat modelowy istniejącej sieci dystrybucyjnej nN na terenie Gminy Wojaszówka objętej działaniem Rejonu Energetycznego Krosno PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów. Do schematu dodatkowo zamieszczona została legenda przedstawiająca zastosowane typy przewodów z podziałem na typy: napowietrzne i kablowe (ziemne) oraz opisem torów transformatora, rzeczywiste długości odcinków wraz z zaznaczeniem odbiorców, którzy posiadają zamontowaną i uruchomioną instalację PV odpowiednio 1-fazową jak i 3-fazową.



Rys. 23 Schemat modelowy rzeczywistej sieci dystrybucyjnej nN na terenie Rejonu Energetycznego Krosno PGE Dystrybucja S.A. Oddział Rzeszów wraz z legendą przedstawiającą zastosowane typy linii oraz opisem torów transformatora, długości odcinków oraz zaznaczeniem odbiorców posiadających instalację PV z podziałem na ich fazowość

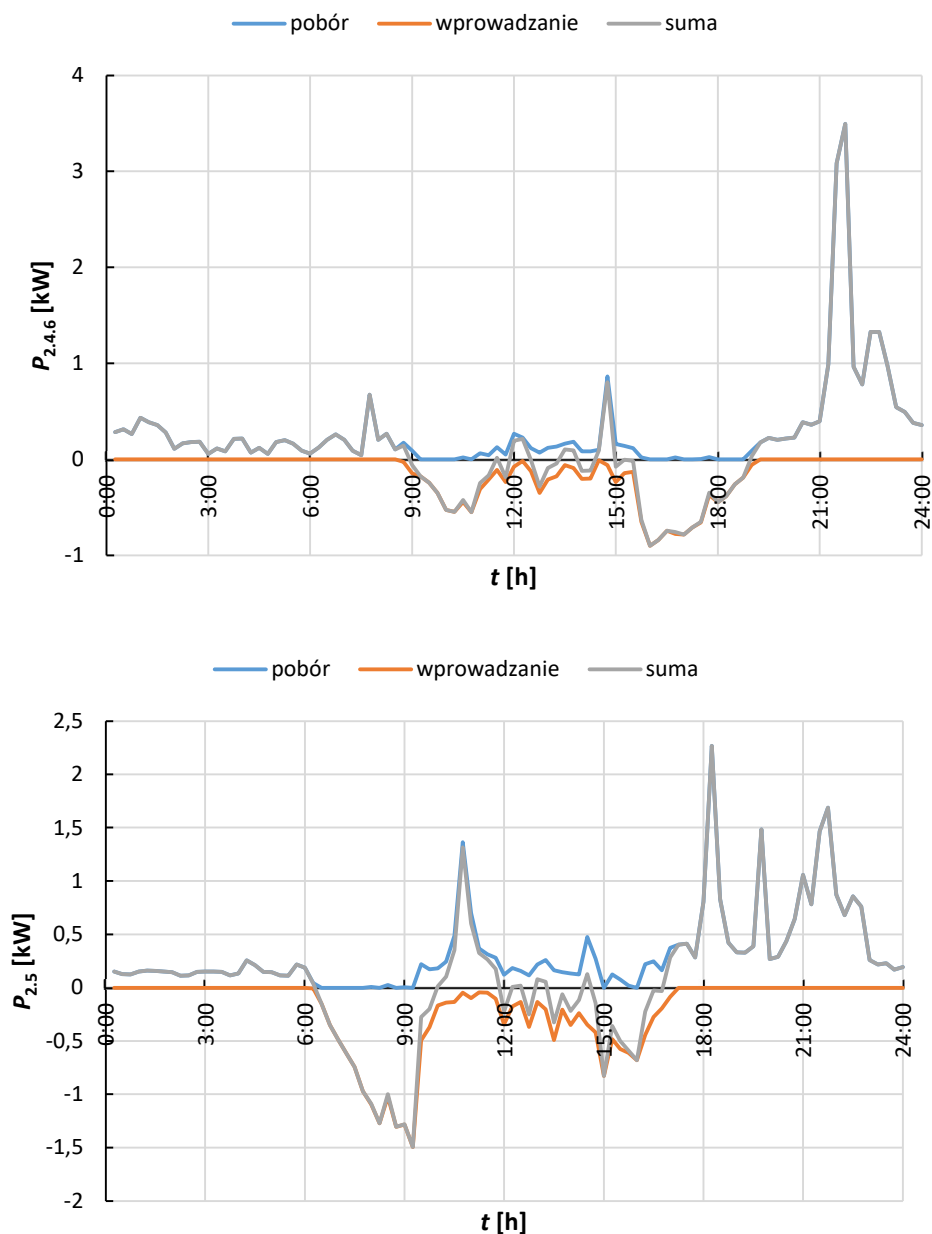
W schemacie nie odnieszono się do adresów zamieszkania odbiorców z uwagi na brak wpływu na wyniki badań oraz z uwagi na konieczność przestrzegania obowiązujących przepisów ustawy z dnia 10 maja 2018 r. o ochronie danych osobowych (RODO). Każdego odbiorcę końcowego oznaczono numerycznie, zgodnie z przyłączeniem do danego toru i wzrostem odległości od transformatora. Dodatkowo, na schemacie umieszczone zostały informacje na temat długości poszczególnych linii zasilających, ich typu i rodzaju oraz czy i jaką instalację fotowoltaiczną zainstalowano u konkretnego odbiorcy. W przypadku braku posiadania zainstalowanej instalacji PV odbiorca nie został oznaczony w żaden sposób.

4.4.1.2. Zmiany napięć po przyłączeniu instalacji PV

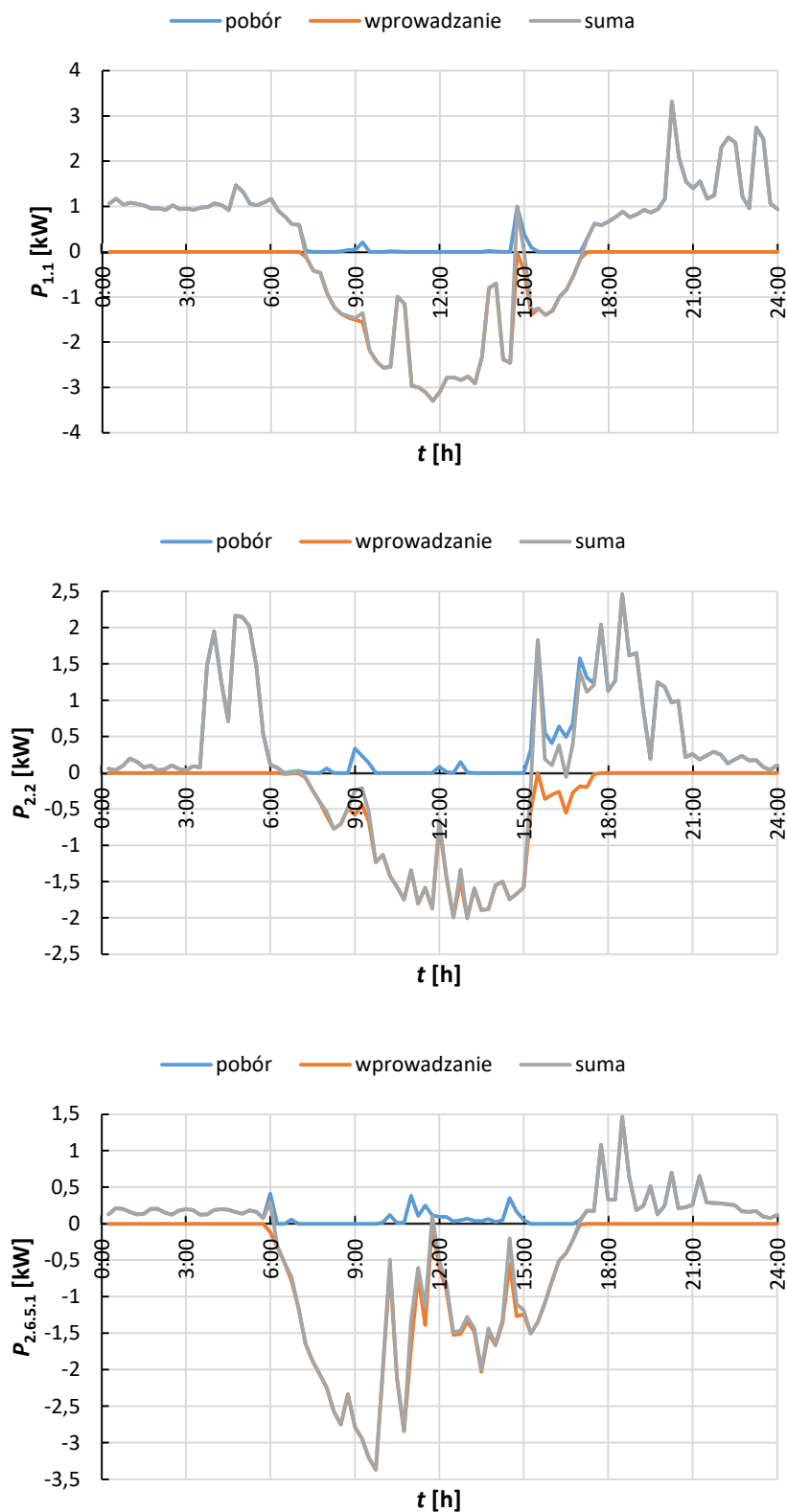
Jak wskazano wcześniej, wprowadzenie źródeł generacji rozproszonej zmienia tradycyjny charakter przepływu mocy w sieci. Jednym z najczęściej obserwowanych efektów jest lokalny wzrost poziomu napięcia w miejscu przyłączonej instalacji PV, szczególnie w godzinach wysokiego nasłonecznienia. Zjawisko to nie ma charakteru statycznego, lecz dynamiczny, gdyż uzależnione jest zarówno od zmienności nasłonecznienia, jak i od bieżącego profilu obciążenia przez instalacje wewnętrzne odbiorców.

Proces zmian napięć rozpoczyna się rano, gdy natężenie promieniowania słonecznego osiąga poziom wystarczający do uruchomienia falownika, a tym samym generacji energii elektrycznej. W początkowej fazie, gdy produkcja jest jeszcze niska, wpływ na napięcia w sieci jest stosunkowo niewielki. Energia wytwarzana lokalnie pokrywa część zapotrzebowania odbiorców, co prowadzi do redukcji prądów płynących od transformatora i co najwyżej lekkiego wzrostu napięć w punktach przyłączeń. W tym okresie sieć funkcjonuje w warunkach bliskich nominalnym, a efekty wahania napięć są ograniczone. Wraz ze wzrostem poziomu nasłonecznienia i osiągnięciem przez instalacje PV coraz większej mocy wyjściowej, napięcie w miejscu przyłączenia rośnie, co przekłada się na cały odcinek linii. Jest to tym bardziej widoczne, im dłuższa jest linia oraz im większa moc instalacji jest zlokalizowanych zwłaszcza na jej końcu. W skrajnych przypadkach napięcie może przekroczyć dopuszczalne wartości norm określonych przez OSD, powodując interwencję systemów zabezpieczeń falowników i tymczasowe odłączenie instalacji od sieci, a tym samym wstrzymanie wprowadzania do niej wyprodukowanej energii elektrycznej. Na poniższych wykresach możemy zaobserwować przebiegi kierunku przepływu energii elektrycznej zarówno pobieranej z sieci jak i wprowadzanej w nią. Kolorem niebieskim zostały oznaczone wartości energii pobranej z sieci elektroenergetycznej, kolorem pomarańczowym zostały oznaczone wartości energii oddanej do sieci elektroenergetycznej, natomiast kolorem szarym oznaczona została suma energii oddanej i pobranej. Warto podkreślić, że w sytuacji, gdy moc generowana przez instalację PV nie pokrywa w pełni chwilowego zapotrzebowania na energię elektryczną, w godzinach porannych i popołudniowych konieczny jest równoległy pobór energii z sieci, mimo trwającej generacji. Zjawisko to wynika z braku pełnego bilansowania obciążenia pomiędzy poszczególnymi fazami w instalacji wewnętrznej odbiorcy. Trójfazowa instalacja PV przekazuje w danej chwili energię równomiernie na wszystkie

trzy fazy. Jeżeli na jednej z nich zapotrzebowanie przewyższa moc generowaną lokalnie, brakująca energia pobierana jest z sieci. Jednocześnie na pozostałych fazach, w przypadku nadwyżki produkcji względem zapotrzebowania, energia elektryczna wytworzona przez instalację fotowoltaiczną jest do niej wprowadzana. W przypadku jednofazowych instalacji PV pobór energii elektrycznej z sieci jest wyraźnie zauważalny z uwagi na bilansowanie jej jedynie na jednej fazie. W przypadku posiadania 1-fazowej instalacji fotowoltaicznej, powinna być ona przyłączona do najbardziej obciążonej fazy w instalacji odbiorczej celem jak największego pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną.



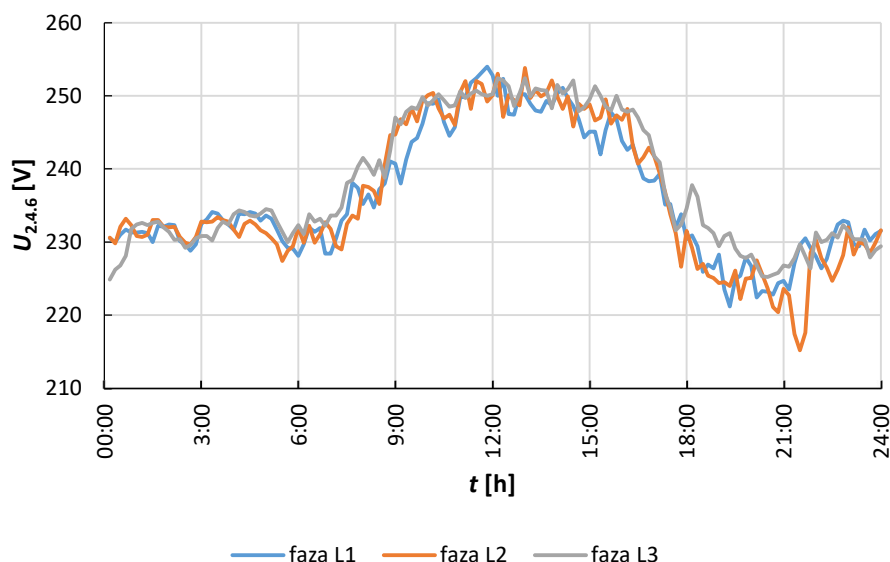
Rys. 24 Przebiegi poboru i wprowadzania wyprodukowanej energii elektrycznej przez 1-fazowe instalacje fotowoltaiczne w ciągu jednej doby. Zauważalne jest występowanie podwyższonego zapotrzebowania na energię elektryczną w godzinach porannych, popołudniowych oraz wieczornych, co jest związane z typowymi wzorcami aktywności odbiorców, odpowiednio przed wyjściem do pracy, po powrocie do domu oraz w godzinach wieczornych, gdy większość z nich przebywa w miejscu zamieszkania i intensywniej korzysta z energii elektrycznej



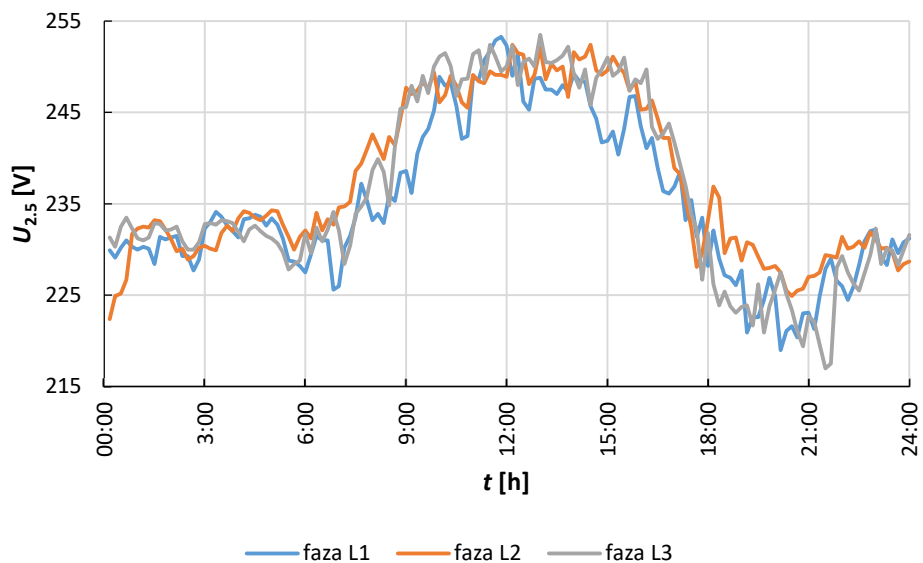
Rys. 25 Przebiegi poboru i wprowadzania wyprodukowanej energii elektrycznej przez 3-fazowe instalacje fotowoltaiczne w ciągu jednej doby. W odróżnieniu od 1-fazowych PV, produkcja energii elektrycznej koncentruje się głównie w godzinach nasłonecznienia. Ze względu na nierównomierne obciążenie poszczególnych faz przez odbiorców, generacja energii nie zawsze w pełni pokrywa zapotrzebowanie na każdej z nich

Dynamika zmian poziomów napięć na poszczególnych fazach jest szczególnie widoczna w sytuacjach krótkotrwałych zmian nasłonecznienia. Pojawienie się zachmurzenia, nawet częściowego, powoduje gwałtowne spadki mocy generowanej przez instalacje, porównywalne z wyłączeniem tych instalacji. W praktyce przekłada się to na szybkie zmiany napięcia w miejscu przyłączenia. Efekty te, nazywane fluktuacjami napięciowymi lub dynamicznymi zmianami generowanej mocy mogą być uciążliwe zarówno dla odbiorców, jak i dla stabilności pracy falowników oraz nawet całego toru sieci dystrybucyjnej.

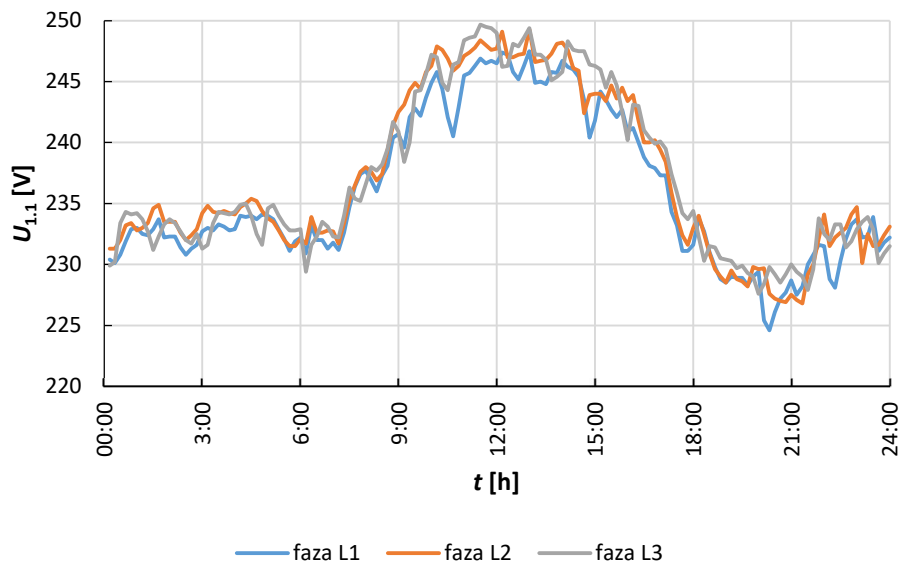
Zjawisko to można zilustrować przykładem: w przypadku nagłego przesłonięcia słońca przez chmury, generacja PV spada w ciągu kilku minut o kilkadziesiąt procent. Odbiorcy, którzy wcześniej korzystali z wyprodukowanej energii, zaczynają pobierać ją z sieci, co prowadzi do gwałtownego wzrostu prądów na liniach i spadku poziomu napięcia. Po ustąpieniu zachmurzenia proces ten przebiega odwrotnie – moc generowana rośnie, napięcie w sieci ponownie się podnosi, a część odbioru zostaje pokryta lokalnie. Te krótkookresowe wahania napięć stanowią wyzwanie dla zapewnienia wymaganej jakości energii, zwłaszcza w sieciach o dużej liczbie przyłączonych mikroinstalacji. Na poniższych wykresach możemy zaobserwować fluktuacje poziomów napięć na poszczególnych fazach. Wyraźnie widoczne są momenty, w których generacja energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych w porze okołopołudniowej powoduje wzrost napięcia w sieci oraz okres, w którym zapotrzebowanie na energię elektryczną jest wzmożone przy braku generacji PV w godzinach wieczornych. Kolorem niebieskim oznaczono fazę L1, kolorem pomarańczowym oznaczono fazę L2, natomiast kolorem szarym oznaczono fazę L3.



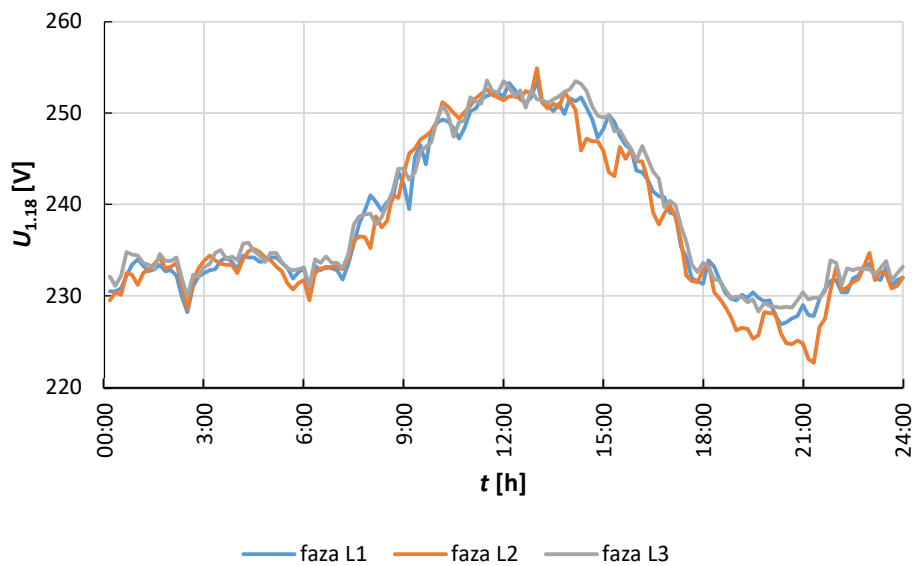
Rys. 26 Przebiegi napięć na poszczególnych fazach przy zainstalowanej 1-fazowej instalacji fotowoltaicznej podłączonej do fazy L1. Największe wzrosty napięcia widoczne są w momencie zwiększenia produkcji energii elektrycznej przez instalację



Rys. 27 Przebiegi napięć na poszczególnych fazach przy zainstalowanej jednofazowej instalacji fotowoltaicznej. Instalacja PV podłączona do fazy L1. Widoczne wahania napięcia spowodowane są nieregularnym obciążeniem faz przy odbiorze oraz przerywanej generacji z uwagi na okresowe zachmurzenie

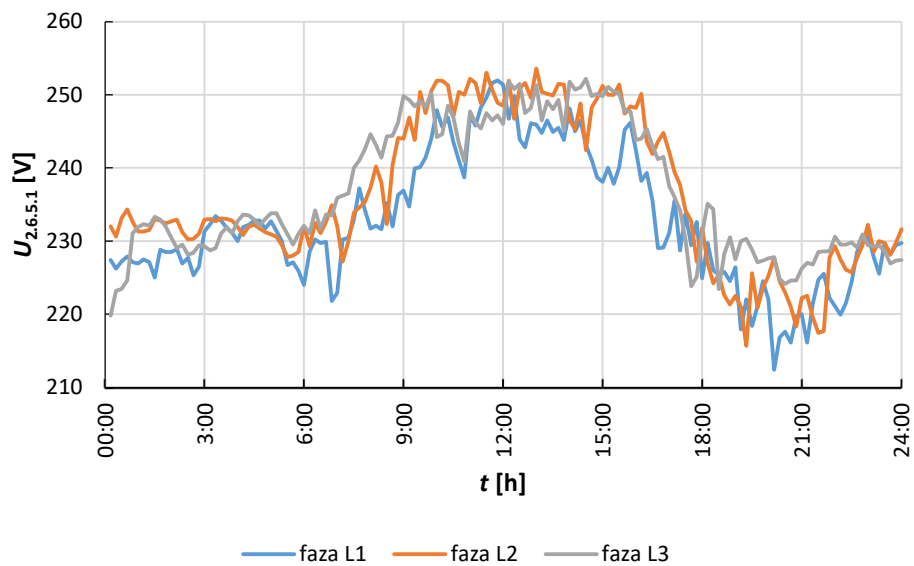


Rys. 28 Przebiegi napięć na poszczególnych fazach przy zainstalowanej trójfazowej instalacji fotowoltaicznej. Instalacja PV podłączona u pierwszego odbiorcy, licząc od strony transformatora podłączonego na torze 1. W okolicach godziny 12:00 wyraźne jest podwyższenie wartości napięcia na wszystkich fazach z uwagi na zwiększenie generacji energii elektrycznej



Rys. 29 Przebiegi napięć na poszczególnych fazach przy zainstalowanej trójfazowej instalacji fotowoltaicznej. Instalacja PV podłączona u ostatniego odbiorcy, licząc od strony transformatora podłączonego na torze 1. Można zauważyć bardziej stabilny i zbliżony do siebie poziom napięć na poszczególnych fazach. Jedynie w godzinach wieczornych widoczny jest spadek wartości na fazie L2 spowodowany intensywniejszym jej obciążeniem

Na zmiany napięć istotny wpływ mają również dobowe profile zapotrzebowania na energię elektryczną. W godzinach popołudniowych i wieczornych, po powrocie mieszkańców z pracy i szkół, następuje wzrost zużycia energii wynikający z uruchamiania urządzeń RTV i AGD, takich jak pralki, kuchenki, klimatyzatory, telewizory czy komputery. W tym czasie moc generowana przez PV jest już malejąca, a w większości przypadków okazuje się niewystarczająca do pokrycia obecnego chwilowego zapotrzebowania. W konsekwencji następuje konieczność pobrania brakującej ilości energii z sieci, powodując zwiększony przepływ energii od transformatora w kierunku odbiorców, co z kolei przekłada się na spadek napięć w punktach końcowych linii. Zjawisko to ma charakter przeciwny do sytuacji południowej. Zamiast odnotowania wzrostu poziomów napięć, obserwuje się ich obniżenie, które w niektórych przypadkach może prowadzić do chwilowych zapadów. Szczególnie narażone są odbiorniki umieszczone na końcach długich linii nN, gdzie spadki napięć wynikające z przepływów prądowych są najbardziej widoczne. Tym samym, dobowy cykl pracy sieci z PV charakteryzuje się dużą zmiennością: od podwyższonych napięć w godzinach południowych do obniżonych w godzinach wieczornych. Na rysunku 30 zaprezentowano przebiegi napięć zarejestrowane na wszystkich trzech fazach przy zainstalowanej trójfazowej instalacji fotowoltaicznej. Instalacja PV została podłączona w punkcie przedostatniego odbiorcy, licząc od strony transformatora podłączonego na torze 2. Jest to zatem odbiorca z tzw. końca linii, który jest najbardziej narażony na występowanie anomalii w sieci. Przekładają się one w negatywny sposób na jakość i pewność zasilania, jakie deklaruje operator systemu dystrybucyjnego.



Rys. 30 Przebiegi napięć na poszczególnych fazach przy zainstalowanej trójfazowej instalacji fotowoltaicznej. Instalacja PV podłączona u przedostatniego odbiorcy, licząc od strony transformatora podłączonego na torze 2. Zauważalne są liczne zapady i wzrosty napięć, które z uwagi na znaczną odległość od stacji transformatorowej oraz zbyt mały przekrój zastosowanych przewodów występują często i narażają urządzenia podłączone do instalacji wewnętrznej na uszkodzenia

Kolejnym charakterystycznym momentem w dobowym cyklu produkcji energii elektrycznej są godziny wieczorne, kiedy poziom nasłonecznienia spada poniżej minimalnej wartości wymaganej do pracy falowników. Instalacje stopniowo zmniejszają produkcję energii, aż do całkowitego wyłączenia. W tym czasie obciążenie sieci jest wysokie, co prowadzi do największych spadków napięcia w ciągu doby. Brak wsparcia lokalnych źródeł generacji oznacza, że cała energia musi być dostarczona z transformatora, a straty przesyłowe w liniach wzrastają. W praktyce oznacza to, że w godzinach wieczornych, pomimo braku dodatkowych efektów generacji, sieć znajduje się w najtrudniejszych warunkach pracy z jednoczesnym zachowaniem stabilności napięciowej. Zależność ta ma istotne znaczenie dla eksploatacji sieci, ponieważ pokazuje, że źródła PV, choć korzystne w ciągu dnia, nie eliminują problemów spadków napięć w godzinach szczytowych zapotrzebowania.

Pomiary sieci nN pozwoliły na zarejestrowanie przebiegów napięć w poszczególnych fazach (L1, L2, L3) zarówno w punktach przyłączeń instalacji fotowoltaicznych, jak i na początku oraz końcu linii. Wyniki te potwierdzają wyżej opisane zjawiska:

- Rano – niewielki wzrost napięć w momencie uruchomienia PV,
- Południe – najwyższe poziomy napięć, generacja, możliwe lokalne przekroczenia,
- Popołudnie – stabilizacja lub początek spadków w związku z rosnącym obciążeniem,
- Wieczór – spadki napięć związane z dużym poborem energii i brakiem generacji PV.

Dodatkowo w okresach zachmurzenia zauważalne są dynamiczne fluktuacje napięć, widoczne szczególnie w pobliżu miejsc przyłączenia PV.

Wyniki pokazują także, że w trójfazowej sieci rozkład napięć nie jest identyczny na wszystkich fazach. W przypadku jednofazowych przyłączy, faza zasilana przez źródło wytwórcze wykazuje wyraźniejszy wzrost poziomu napięcia, podczas gdy pozostałe fazy mogą pozostawać w wartościach napięć zbliżonych do nominalnych lub nawet obniżonych. Zjawisko to ma istotne znaczenie dla oceny asymetrii napięciowej, która w sieci nN staje się coraz bardziej zauważalna. Zmiany napięć bezpośrednio wpływają na jakość energii elektrycznej dostarczanej odbiorcom. Dynamiczne zmiany poziomu napięcia mogą prowadzić do migotania oświetlenia, natomiast zapady napięć – do nieprawidłowej pracy urządzeń elektronicznych czy automatyki przemysłowej. Z kolei zbyt wysokie napięcia mogą powodować przegrzewanie się odbiorników i skrócenie ich żywotności lub natychmiastowe uszkodzenia. Dodatkowym problemem jest fakt, że niekorzystne zjawiska często nakładają się na siebie w czasie. Przykładem może być popołudniowe zachmurzenie – spadek generacji PV zbiega się wtedy z gwałtownym wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, co prowadzi do szczególnie głębokich zmian napięć. Zrozumienie tych mechanizmów stanowi podstawę do dalszej oceny strat mocy oraz asymetrii napięć, które będą analizowane w kolejnych częściach rozdziału.

4.4.1.3. Monitoring wpływu instalacji PV na rzeczywistą sieć nN

Monitoring zmian napięć w sieci nN przy zastosowaniu instalacji fotowoltaicznych pozwala zaobserwować, że praca mikroinstalacji wprowadza do sieci znaczną dynamikę, uzależnioną od dobowego cyklu nasłonecznienia oraz zmiennego obciążenia odbiorców. Stanowi kluczowy element analizy jakości dostarczanej energii elektrycznej oraz bezpieczeństwa pracy systemu dystrybucyjnego. Prowadzenie ciągłych pomiarów umożliwia identyfikację charakterystycznych zjawisk związanych z dynamicznym profilem generacji fotowoltaicznej, a także ocenę skuteczności zastosowanych środków zaradczych (np. regulacji napięcia w stacjach transformatorowych, instalacji magazynów energii czy stosowania rozproszonych systemów kompensacyjnych). Charakterystyczne zjawiska to:

- wzrost napięć w godzinach południowych,
- spadki napięć wieczorem przy wzmożonym zapotrzebowaniu,
- fluktuacje napięciowe przy zmiennym nasłonecznieniu,
- różnice napięć pomiędzy fazami przy jednofazowych przyłączeniach PV.

W praktyce monitoring obejmuje zarówno pomiary punktowe w miejscach przyłączenia mikroinstalacji, jak i analizę danych z całych odcinków sieci nN, co pozwala uchwycić lokalne oraz rozproszone skutki oddziaływania PV. Przykłady prowadzonego monitoringu:

- Rejestratory jakości energii instalowane w wybranych punktach sieci nN umożliwiają długookresową obserwację zmian napięcia, częstotliwości, asymetrii faz oraz występowania harmonicznych w godzinach maksymalnej produkcji PV i największego zapotrzebowania odbiorców.
- Systemy pomiaru zaawansowanej struktury pomiarowej AMI, wykorzystujące dane z np. inteligentnych liczników zdalnego odczytu, pozwalają na tworzenie szczegółowych profili obciążenia i generacji w

poszczególnych obwodach, co umożliwia identyfikację miejsc szczególnie narażonych na przekroczenia dopuszczalnych poziomów napięcia.

- Integracja danych z systemów SCADA na poziomie stacji SN/nN, która pozwala obserwować wpływ skumulowanej generacji fotowoltaicznej na pracę transformatorów, poziom strat energii oraz rozkład napięć w całej sieci niskiego napięcia.

Takie działania monitoringowe są nie tylko narzędziem diagnostycznym, ale również stanowią podstawę do planowania modernizacji sieci oraz wdrażania rozwiązań zwiększających jej odporność na zmienne warunki pracy wynikające z rosnącego udziału mikroinstalacji PV.

5. Badania wpływu instalacji PV na sieć nN

Celem niniejszego rozdziału było zbadanie analizy wpływu instalacji fotowoltaicznych na sieć niskiego napięcia oraz ocena uzyskanych wyników z wykorzystaniem wiedzy zdobytej w poprzednich rozdziałach. Wybrano 6 modelowanych stanów, przy czym obejmują one kolejno: podłączenie wyłącznie jednofazowych instalacji PV, podłączenie wyłącznie trójfazowych instalacji PV, a także jednoczesne podłączenie jednofazowych i trójfazowych instalacji PV. Dodatkowo zamodelowano również stan A0, w którym do sieci podłączone są jedynie odbiorcy nie- posiadający zainstalowanych instalacji PV. Przegląd modelowanych stanów i ich oznaczenia znajdują się w poniższej tabeli.

	1-fazowe instalacje PV (podłączone do fazy A – L1) o mocy maksymalnej 3,68 kW, przy $\cos\varphi_L = 0,97$	3-fazowe instalacje PV o mocy maksymalnej 11 kW, przy $\cos\varphi_L = 0,97$	1-fazowe (podłączone do fazy A – L1) o mocy maksymalnej 3,68 kW i 3-fazowe o mocy maksymalnej 11 kW instalacje PV, przy $\cos\varphi_L = 0,97$. U każdego odbiorcy zamontowane są oba typy instalacji PV
PV zainstalowane u połowy odbiorców	A1	A2	A3
PV zainstalowane u wszystkich odbiorców	B1	B2	B3

Tab. 6 Wybrane stany modelowania: A1 – 1-fazowe PV u połowy odbiorców, A2 – 3-fazowe PV u połowy odbiorców, A3 – 1- i 3-fazowe PV u połowy odbiorców, B1 – 1-fazowe PV u wszystkich odbiorców, B2 – 3-fazowe PV u wszystkich odbiorców, B3 – 1- i 3-fazowe PV u wszystkich odbiorców

W celu przeprowadzenia symulacji wykorzystano program EA-PSM, który posłużył do modelowania i obliczeń sieci dystrybucyjnych o różnych parametrach. Do jego głównych funkcji należą:

- analiza przepływu energii – funkcja ta pozwala określić m.in. przepływy prądów płynących w sieci, przepływy mocy (czynnej i biernej), napięcia w węzłach, spadki napięcia na przewodach, straty, współczynnik mocy,
- obliczanie zwarć – funkcja ta pozwala określić wartości prądów zwarciovych dla różnych rodzajów zwarć. Wszystkie obliczenia są wykonywane zgodnie z normą IEC 60909,
- obliczenie wyładowania łukowego (z ang. arc flash) – służy do określenia zagrożenia powstania wyładowania łukowego w obrębie urządzenia,

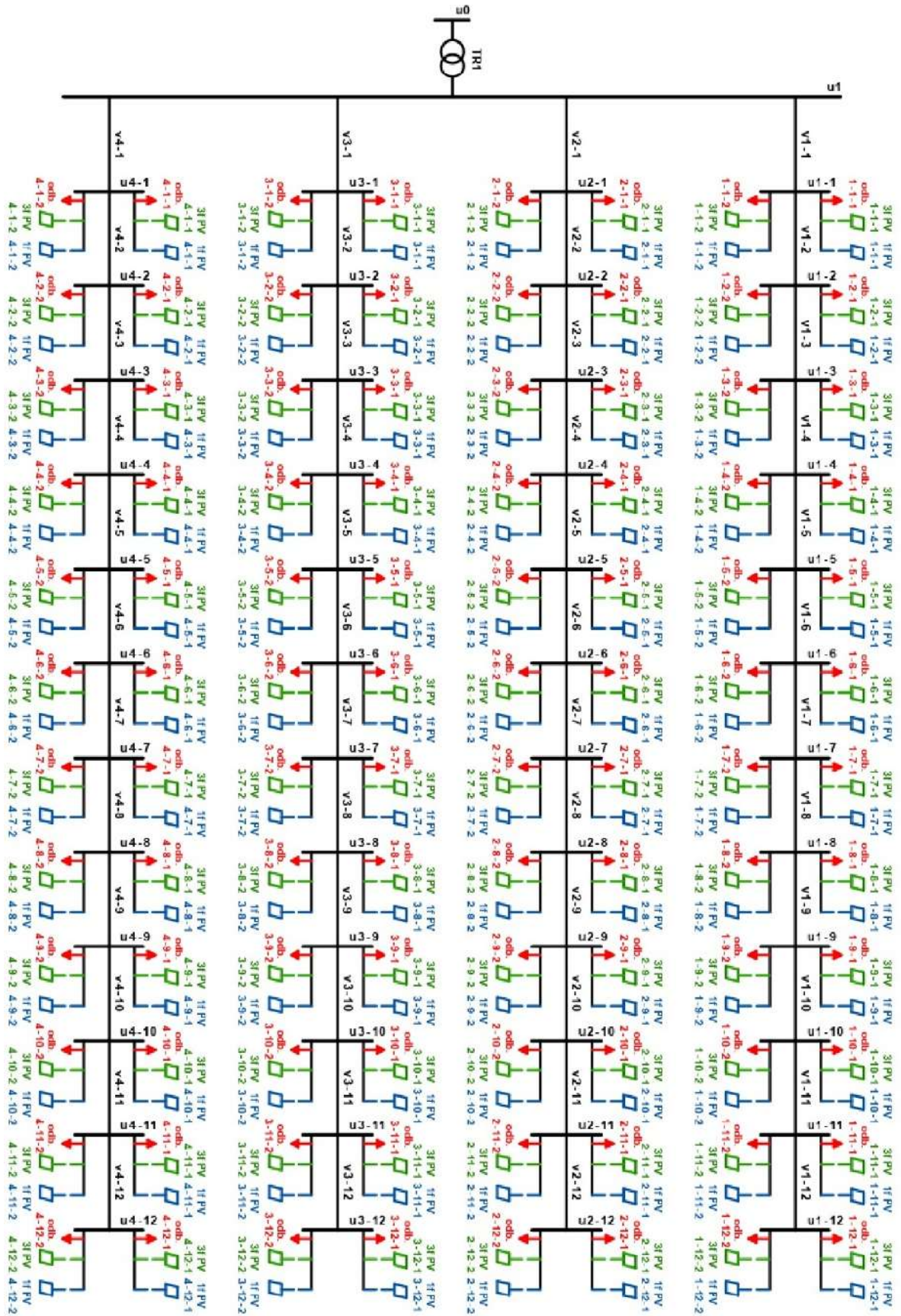
co pozwala zdefiniować granice, które są istotne dla zapobiegania porażeniom prądem elektrycznym i pożarom. Wynikami obliczeń są m.in. energia uderzenia wyładowania, granica wyładowania, bezpieczna odległość robocza,

- analiza przepływu harmonicznych – za pomocą tej funkcji można ocenić wpływ obciążenia nieliniowego na sieć elektryczną. Analiza przepływu harmonicznych jest przeprowadzana w celu ustalenia, czy napięcia i prądy harmoniczne znajdują się na akceptowalnym poziomie,
- dynamiczna analiza silników – celem tej funkcji jest ocena stanu silnika elektrycznego podczas pracy, tj. jego prędkości obrotowej, częstotliwości, mocy, momentu obrotowego, prądu itp.,
- analiza rozruchu silników – analiza ta pozwala określić stan systemu w momencie uruchomienia silnika elektrycznego i ocenić wpływ na pozostałe elementy systemu. Po wykonaniu obliczeń można np. ustalić, czy konieczne jest zastosowanie tzw. miękkiego startu (z ang. softstarter),
- koordynacja przełączników i monitorowanie zabezpieczeń – użytkownik może zaprojektować system zabezpieczeń sieci i znaleźć optymalne parametry dla urządzeń zabezpieczających tak, aby zachować selektywność i usunąć awarię w jak najkrótszym czasie. Użytkownicy mogą dodawać różne rodzaje zabezpieczeń, np. zabezpieczenie nadprądowe, zabezpieczenie przed zwarciami doziemnym, zabezpieczenie przed przegrzaniem i inne.

Pozostałe funkcje programu EA-PSM obejmują modelowanie obwodów prądu stałego, analizę jakości energii turbin wiatrowych, modelowanie linii równoległych, obliczanie sieci asymetrycznych i wiele innych.

5.1. Modelowana sieć nN

Modelowana sieć składa się z czterech przewodów o różnych przekrojach wychodzących z węzła u_1 , który jest zasilany przez transformator TR1. Napięcie w węźle u_0 , czyli napięcie po stronie pierwotnej transformatora wynosi 22 660 V. Wyższy poziom napięcia po stronie SN został zastosowany ze względu na zwiększenie rezerwy regulacyjnej po stronie nN, ograniczenia spadków napięć na długich odcinkach linii oraz ograniczenie występowania niekorzystnych wzrostów napięcia przy generacji PV, zmniejszenie ryzyka występowania asymetrii i zwiększenia odporności sieci na zmienność generacji. Ogólna topologia modelowanej sieci wraz z oznaczeniami wszystkich jej elementów znajduje się na rysunku 31, gdzie pobory oznaczone zostały kolorem czerwonym, 3-fazowe instalacje PV kolorem zielonym, a 1-fazowe instalacje PV kolorem niebieskim.



Rys. 31 Ogólna topologia modelowanej sieci o różnych przekrojach

Podstawowe parametry elementów, z których składa się modelowana sieć, czyli transformatora TR1 i zastosowanych przewodów, przedstawiono w poniższych tabelach.

Transformator	S_n [kVA]	U_{1n} [kV]	U_{2n} [kV]	u_{k12} [%]	P_k [kW]	P_0 [kW]	Grupa połączeń	S_{k3} po SN [MVA]	X/R [-]
TR-1	400	22	0,42	4	3,9	0,4	Dyn1 (trójkąt SN -gwiazda nN, kąt przesunięcia fazowego 30°)	150	10

Tab. 7 Parametry transformatora SN/nN

Linia	Typ przewodu	R [Ω /km]	X [Ω /km]	I_n [A]	Długość [m]
v1	NFA2X 4x95	0,32	0,083	240	600
v2	NFA2X 4x120	0,25	0,082	280	600
v3	NAYY-J 4x150	0,206	0,08	254	600
v4	NAYY-J 4x240	0,129	0,08	332	600

Tab. 8 Parametry zastosowanych przewodów

Podczas modelowania przyjęto, że wszystkie cztery linie są obciążone w równym stopniu, a wartość całkowitego poboru każdej z nich stanowi 50% mocy odpowiadającej prądowi znamionowemu linii I_n o najmniejszym przekroju (NFA2X 4x95). Każda linia zawiera 12 węzłów rozmieszczonych równomiernie co 50 m wzdłuż całej długości linii, a w każdym węźle znajdują się dwa identyczne pobory (trójfazowe podłączone w gwiazdę). Łączna liczba poborów na jednej linii wynosi zatem 24. Współczynnik mocy poszczególnych poborów wynosi $\cos \varphi = 1$, tzn. pobory pobierają tylko moc czynną P .

Obliczanie całkowitego poboru dla jednej linii:

$$P_{całk} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{nz} \cdot I_n \cdot \cos \varphi$$

$$P_{całk} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 240 \text{ A} \cdot 1 = 83,138 \text{ kW}$$

gdzie:

U_{nz} – znamionowa wartość napięcia w sieci wyrażana w Voltach [V],

I_n – prąd znamionowy przewodu o najmniejszym przekroju wyrażany w Amperach [A],

$\cos \varphi$ – współczynnik mocy odbioru równy 1.

Obliczanie wielkości pobranej mocy jednego punktu poboru na linii:

$$P_{pob} = 0,5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_{nz} \cdot I_n \cdot \cos\varphi}{n}$$
$$P_{pob} = 0,5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 400 \text{ V} \cdot 240 \text{ A} \cdot 1}{24} = 3,464 \text{ kW}$$

gdzie:

n – całkowita liczba punktów poboru na jednej linii.

5.2. Wyniki obliczeń dla poszczególnych modelowanych stanów i ocena wpływu instalacji PV na sieć

W tym rozdziale zostały zawarte wyniki uzyskanych podczas modelowania poszczególnych stanów wymienionych w tabeli 6, a także stanu odniesienia A0. Wyniki zawierają:

- efektywne wartości napięcia w poszczególnych węzłach sieci i ich kąty przesunięcia fazowego,
- prądy płynące przez poszczególne elementy sieci,
- moc czynna przenoszona przez poszczególne elementy sieci,
- straty mocy czynnej w poszczególnych elementach sieci.

Ponadto w tej części oceniono, czy wpływ podłączonych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną w ramach poszczególnych modelowanych stanów mieści się w dopuszczalnych granicach, przy czym wartości graniczne takich wpływów są określone w normie PN EN 50160 i Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A. Wartości przekraczające dopuszczalne granice są oznaczone kolorem czerwonym. Kryteria graniczne dla oceny wpływu zwrotnego są następujące:

- wartość napięcia powinna mieścić się w zakresie $Un \pm 10 \%$, gdzie $Un = 230 \text{ V}$, tj. w przedziale od 207 V do 253 V,
- wartość współczynnika asymetrii napięcia zasilania k' , który wyraża procentowy stosunek składowej symetrycznej przeciwnej do składowej symetrycznej zgodnej napięcia, powinna mieścić się w zakresie od 0% do 2%,
- zmiana napięcia spowodowana podłączeniem instalacji PV nie może przekraczać w miejscu podłączenia $\pm 3 \%$ w porównaniu z wartością napięcia, gdy instalacja nie jest podłączona, tj. $|\Delta u| \leq 3 \%$,
- maksymalne dopuszczalne obciążenie prądowe poszczególnych przewodów odpowiada 80% prądu znamionowego poszczególnych przewodów, tj.:

$$I_{\max v1} = 0,8 \cdot I_{n v1} = 0,8 \cdot 240 \text{ A} = 192 \text{ A}$$

$$I_{\max v2} = 0,8 \cdot I_{n v2} = 0,8 \cdot 280 \text{ A} = 224 \text{ A}$$

$$I_{\max v3} = 0,8 \cdot I_{n v3} = 0,8 \cdot 254 \text{ A} = 203,2 \text{ A}$$

$$I_{\max v4} = 0,8 \cdot I_{n v4} = 0,8 \cdot 322 \text{ A} = 265,5 \text{ A}$$

- maksymalne dopuszczalne obciążenie prądowe uzwojenia pierwotnego i wtórnego transformatora odpowiada 100 % znamionowego prądu pierwotnego i wtórnego transformatora, tj.:

$$I_{1n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{1n}} = \frac{400 \cdot 10^3 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 22 \cdot 10^3 \text{ V}} = 10,5 \text{ A}$$

$$I_{2n} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{2n}} = \frac{400 \cdot 10^3 \text{ VA}}{\sqrt{3} \cdot 0,42 \cdot 10^3 \text{ V}} = 549,9 \text{ A}$$

5.2.1. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu A0

Stan modelowania A0 przedstawia stan podstawowy, w którym w poszczególnych węzłach modelowanej sieci podłączone są tylko odbiorniki o charakterze poboru energii elektrycznej z sieci dystrybucyjnej.

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]
u1	248	248	248	-31,8	-151,8	88,2	0
u1-1	246	246	246	-31,9	-151,9	88,1	0
u1-2	244	244	244	-32,0	-152,0	88,0	0
u1-3	242	242	242	-32,1	-152,1	87,9	0
u1-4	241	241	241	-32,2	-152,2	87,8	0
u1-5	240	240	240	-32,3	-152,3	87,7	0
u1-6	239	239	239	-32,3	-152,3	87,7	0
u1-7	238	238	238	-32,4	-152,4	87,6	0
u1-8	237	237	237	-32,4	-152,4	87,6	0
u1-9	236	236	236	-32,5	-152,5	87,5	0
u1-10	236	236	236	-32,5	-152,5	87,5	0
u1-11	236	236	236	-32,5	-152,5	87,5	0
u1-12	235	235	235	-32,5	-152,5	87,5	0

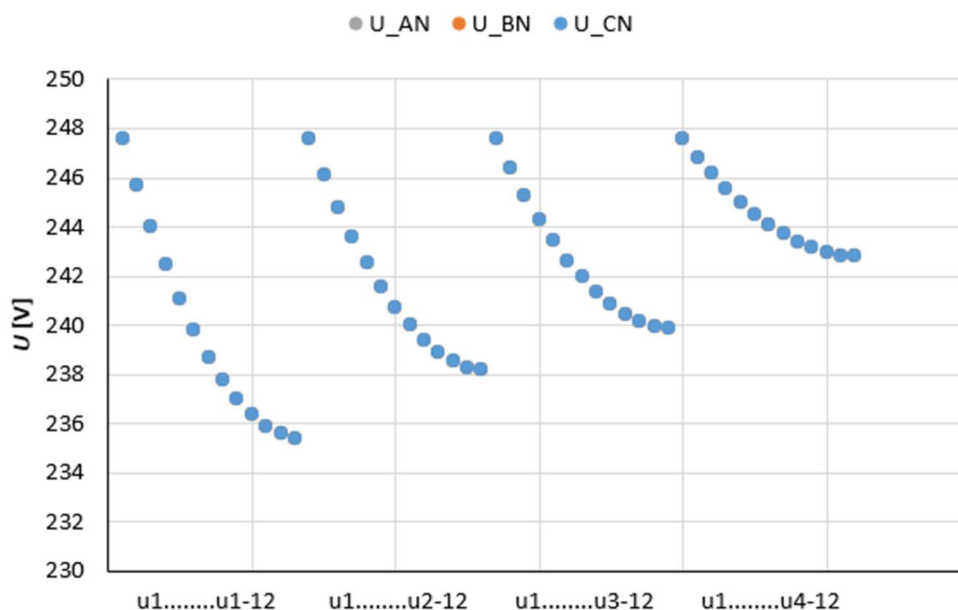
Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]
u1	248	248	248	-31,8	-151,8	88,2	0
u2-1	246	246	246	-31,9	-151,9	88,1	0
u2-2	245	245	245	-32,0	-152,0	88,0	0
u2-3	244	244	244	-32,1	-152,1	87,9	0
u2-4	243	243	243	-32,2	-152,2	87,8	0
u2-5	242	242	242	-32,2	-152,2	87,8	0
u2-6	241	241	241	-32,3	-152,3	87,7	0
u2-7	240	240	240	-32,4	-152,4	87,6	0
u2-8	239	239	239	-32,4	-152,4	87,6	0
u2-9	239	239	239	-32,5	-152,5	87,5	0
u2-10	239	239	239	-32,5	-152,5	87,5	0
u2-11	238	238	238	-32,5	-152,5	87,5	0
u2-12	238	238	238	-32,5	-152,5	87,5	0

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]
u1	248	248	248	-31,8	-151,8	88,2	0
u3-1	246	246	246	-31,9	-151,9	88,1	0
u3-2	245	245	245	-32,0	-152,0	88,0	0
u3-3	244	244	244	-32,1	-152,1	87,9	0
u3-4	243	243	243	-32,2	-152,2	87,8	0
u3-5	243	243	243	-32,2	-152,2	87,8	0
u3-6	242	242	242	-32,3	-152,3	87,7	0
u3-7	241	241	241	-32,4	-152,4	87,6	0
u3-8	241	241	241	-32,4	-152,4	87,6	0
u3-9	240	240	240	-32,4	-152,4	87,6	0
u3-10	240	240	240	-32,5	-152,5	87,5	0
u3-11	240	240	240	-32,5	-152,5	87,5	0
u3-12	240	240	240	-32,5	-152,5	87,5	0

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]
u1	248	248	248	-31,8	-151,8	88,2	0
u4-1	247	247	247	-31,9	-151,9	88,1	0
u4-2	246	246	246	-32,0	-152,0	88,0	0
u4-3	246	246	246	-32,1	-152,1	87,9	0
u4-4	245	245	245	-32,2	-152,2	87,8	0
u4-5	244	244	244	-32,2	-152,2	87,8	0
u4-6	244	244	244	-32,3	-152,3	87,7	0
u4-7	244	244	244	-32,3	-152,3	87,7	0
u4-8	243	243	243	-32,4	-152,4	87,6	0
u4-9	243	243	243	-32,4	-152,4	87,6	0
u4-10	243	243	243	-32,5	-152,5	87,5	0
u4-11	243	243	243	-32,5	-152,5	87,5	0
u4-12	243	243	243	-32,5	-152,5	87,5	0

Tab. 9 Wartości napięć, kąty napięć i parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania A0

Z tabeli 9 wynika, że w stanie modelowania A0 napięcia fazowe we wszystkich węzłach modelowanej sieci mieszczą się w dopuszczalnych granicach. Z uwagi na symetryczne obciążenie we wszystkich węzłach, współczynnik asymetrii napięcia w nich wynosi 0. Wartości napięć fazowych w stanie modelowania A0 będą dalej służyć jako punkt odniesienia przy obliczeniach względnych zmian napięć w pozostałych modelowanych stanach.



Rys. 32 Wartości napięć fazowych w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania A0

Rysunek 32 przedstawia napięcia fazowe w węzłach poszczególnych linii w stanie modelowania A0. Wspólnym węzłem wszystkich czterech linii jest węzeł u1, w którym napięcie jest najwyższe. Wartość napięcia w kolejnych węzłach każdej linii stopniowo maleje w wyniku spadków napięcia na poszczególnych jej odcinkach. Obowiązuje zasada, że im większy przekrój zastosowanego przewodu, tym mniejsze są spadki napięcia na odcinkach i tym samym mniejsza jest różnica napięcia między poszczególnymi węzłami na danym przewodzie.

Strona transformatora	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
pierwotna	8,8	8,8	8,8	0	453,8	453,8	453,8	0
wtórna	458,8	458,8	458,8	0	452,5	452,5	452,5	0
straty ogółem					906,3	906,3	906,3	0

Tab. 10 Straty mocy czynnej i prądy przepływające w transformatorze – stan modelowania A0

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v1-1	115,9	115,9	115,9	0	214,9	214,9	214,9	0
v1-2	106,5	106,5	106,5	0	181,5	181,5	181,5	0
v1-3	97,0	97,0	97,0	0	150,7	150,7	150,7	0
v1-4	87,5	87,5	87,5	0	122,6	122,6	122,6	0
v1-5	77,9	77,9	77,9	0	97,2	97,2	97,2	0
v1-6	68,3	68,3	68,3	0	74,7	74,7	74,7	0
v1-7	58,6	58,6	58,6	0	55,0	55,0	55,0	0
v1-8	48,9	48,9	48,9	0	38,3	38,3	38,3	0
v1-9	39,2	39,2	39,2	0	24,6	24,6	24,6	0
v1-10	29,4	29,4	29,4	0	13,8	13,8	13,8	0
v1-11	19,6	19,6	19,6	0	6,2	6,2	6,2	0
v1-12	9,8	9,8	9,8	0	1,5	1,5	1,5	0
straty ogółem					981,0	981,0	981,0	0

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v2-1	115,0	115,0	115,0	0	165,3	165,3	165,3	0
v2-2	105,6	105,6	105,6	0	139,4	139,4	139,4	0
v2-3	96,2	96,2	96,2	0	115,6	115,6	115,6	0
v2-4	86,7	86,7	86,7	0	93,9	93,9	93,9	0
v2-5	77,2	77,2	77,2	0	74,4	74,4	74,4	0
v2-6	67,6	67,6	67,6	0	57,1	57,1	57,1	0
v2-7	58,0	58,0	58,0	0	42,1	42,1	42,1	0
v2-8	48,4	48,4	48,4	0	29,3	29,3	29,3	0
v1-9	38,7	38,7	38,7	0	18,8	18,8	18,8	0
v2-10	29,1	29,1	29,1	0	10,6	10,6	10,6	0
v2-11	19,4	19,4	19,4	0	4,7	4,7	4,7	0
v2-12	9,7	9,7	9,7	0	1,2	1,2	1,2	0
straty ogółem					752,4	752,4	752,4	0

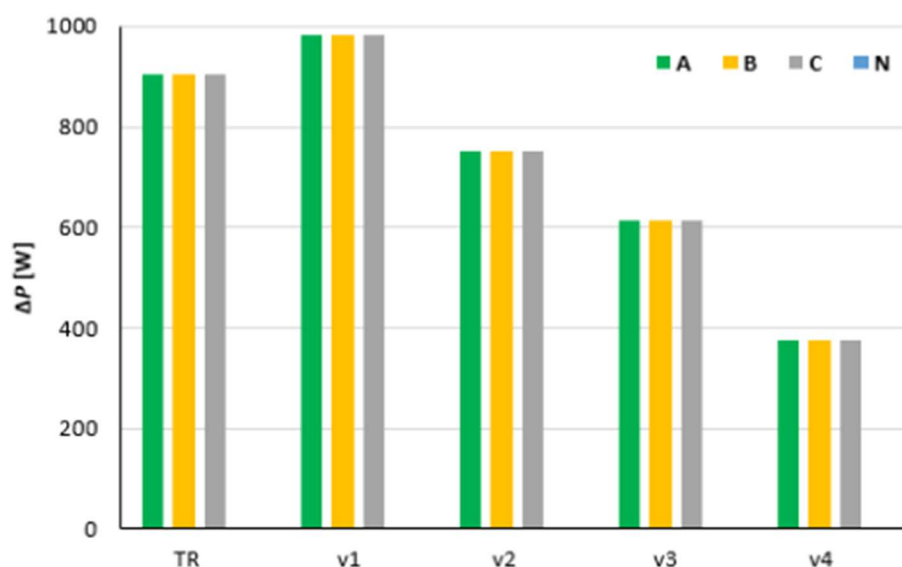
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v3-1	114,4	114,4	114,4	0	134,8	134,8	134,8	0
v3-2	105,0	105,0	105,0	0	113,7	113,7	113,7	0
v3-3	95,6	95,6	95,6	0	94,2	94,2	94,2	0
v3-4	86,2	86,2	86,2	0	76,5	76,5	76,5	0
v3-5	76,7	76,7	76,7	0	60,6	60,6	60,6	0
v3-6	67,2	67,2	67,2	0	46,5	46,5	46,5	0
v3-7	57,6	57,6	57,6	0	34,2	34,2	34,2	0
v3-8	48,1	48,1	48,1	0	23,8	23,8	23,8	0
v3-9	38,5	38,5	38,5	0	15,2	15,2	15,2	0
v3-10	28,9	28,9	28,9	0	8,6	8,6	8,6	0
v3-11	19,3	19,3	19,3	0	3,8	3,8	3,8	0
v3-12	9,6	9,6	9,6	0	1,0	1,0	1,0	0
straty ogółem					612,9	612,9	612,9	0

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v4-1	113,5	113,5	113,5	0	83,0	83,0	83,0	0
v4-2	104,1	104,1	104,1	0	69,9	69,9	69,9	0
v4-3	94,7	94,7	94,7	0	57,9	57,9	57,9	0
v4-4	85,3	85,3	85,3	0	47,0	47,0	47,0	0
v4-5	75,9	75,9	75,9	0	37,2	37,2	37,2	0
v4-6	66,5	66,5	66,5	0	28,5	28,5	28,5	0
v4-7	57,0	57,0	57,0	0	20,9	20,9	20,9	0
v4-8	47,5	47,5	47,5	0	14,6	14,6	14,6	0
v4-9	38,0	38,0	38,0	0	9,3	9,3	9,3	0
v4-10	28,5	28,5	28,5	0	5,2	5,2	5,2	0
v4-11	19,0	19,0	19,0	0	2,3	2,3	2,3	0
v4-12	9,5	9,5	9,5	0	0,6	0,6	0,6	0
straty ogółem					376,4	376,4	376,4	0

Tab. 11 Prądy płynące przez poszczególne części sieci oraz straty mocy czynnej w tych częściach – stan modelowania A0

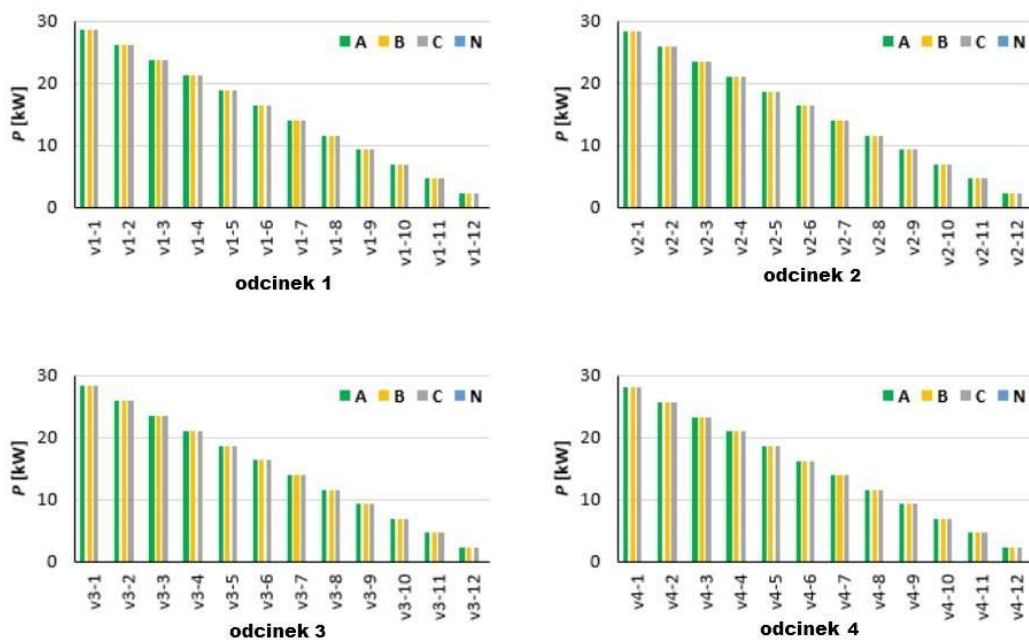
Z tabel 10 i 11 wynika, że w stanie A0 obciążenie prądowe poszczególnych przewodów i transformatora znajduje się w dopuszczalnych granicach, a dzięki temu, że jest symetryczne przez przewód neutralny lub PEN w poszczególnych przewodach nie przepływa żaden prąd.

Graficzne przedstawienie całkowitych strat mocy czynnej w fazach A, B i C oraz przewodzie neutralnym N lub PEN na poszczególnych liniach i transformatorze w stanie modelowania A0 znajduje się na rysunku 33.



Rys. 33 Całkowite straty mocy czynnej w transformatorze SN/nN i poszczególnych liniach od v1 do v4 – stan modelowania A0

Rysunek 34 przedstawia moc czynną, która przenoszona jest odcinkami poszczególnych linii. Ponieważ obciążenie w węzłach jest symetryczne, moc przenoszona przez skrajne przewody poszczególnych odcinków jest tej samej wielkości, a przewodem neutralnym lub PEN nie jest przenoszona żadna moc. Dodatnia wartość mocy oznacza, że płynie ona od źródła (w tym przypadku źródłem jest zewnętrzna sieć średniego napięcia – węzeł u0) w kierunku sieci niskiego napięcia.



Rys. 34 Graficzne przedstawienie wartości mocy czynnej przenoszonej poszczególnymi gałęziami sieci – stan modelowania A0

5.2.2. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu A1

Stan modelowania A1 przedstawia sytuację, w której do węzłów ux-1, ux-3, ux-5, ux-7, ux-9 i ux-11 (gdzie x oznacza numer linii) do fazy A podłączone są dwie jednofazowe instalacje fotowoltaiczne, każda o mocy 3,68 kW i współczynniku $\cos \varphi_L = 0,97$.

W tabeli 12 przedstawione zostały wartości napięć, kąty przesunięć fazowych oraz parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci przy wybranym stanie modelowania A1.

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	260	237	-31,8	-150,3	89,9	1,76	-0,2	5,0	-4,3
u1-1	245	261	235	-31,9	-150,8	90,5	2,00	-0,3	6,1	-4,2
u1-2	243	261	234	-32,0	-151,2	91,0	2,24	-0,3	7,1	-4,1
u1-3	241	262	233	-32,1	-151,6	91,6	2,51	-0,4	8,2	-4,0
u1-4	240	263	232	-32,1	-152,0	92,0	2,74	-0,4	9,0	-3,9
u1-5	239	263	231	-32,2	-152,3	92,4	2,98	-0,5	9,9	-3,8
u1-6	237	264	230	-32,2	-152,6	92,8	3,16	-0,5	10,5	-3,8
u1-7	236	264	229	-32,3	-152,8	93,1	3,35	-0,6	11,2	-3,7
u1-8	236	265	228	-32,3	-153,0	93,3	3,50	-0,6	11,6	-3,6
u1-9	235	265	228	-32,4	-153,1	93,5	3,48	-0,6	12,1	-3,5
u1-10	234	265	228	-32,4	-153,2	93,7	3,61	-0,6	12,3	-3,5
u1-11	234	265	227	-32,4	-153,3	93,8	3,75	-0,6	12,5	-3,5
u1-12	234	265	227	-32,4	-153,3	93,8	3,75	-0,7	12,6	-3,5

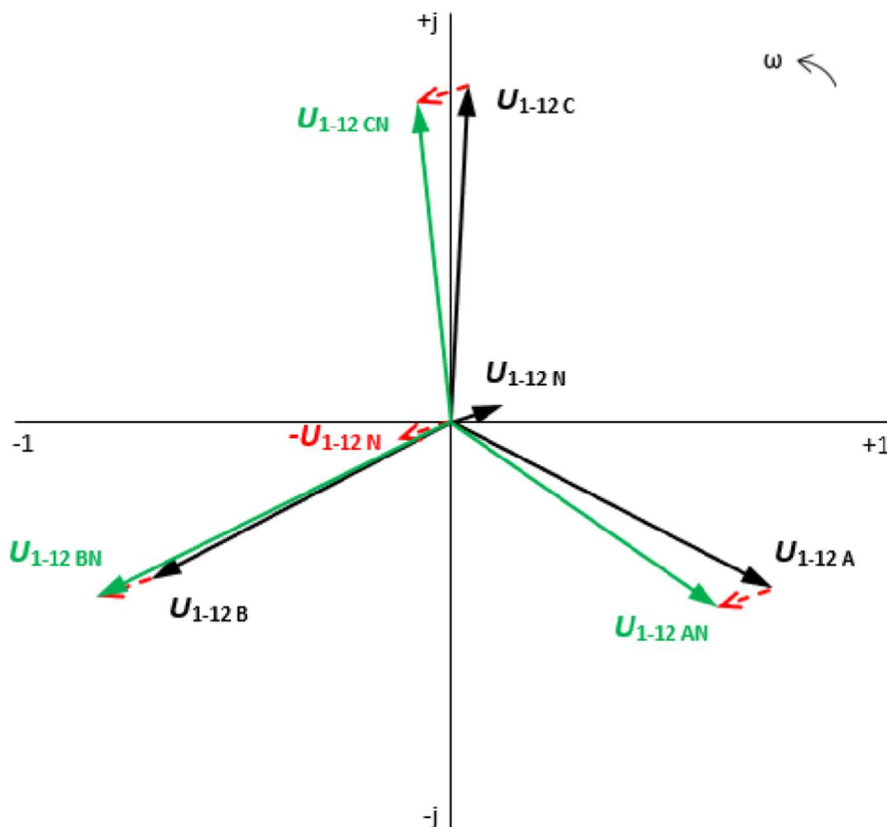
Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	260	237	-31,8	-150,3	89,9	1,76	-0,2	5,0	-4,3
u2-1	245	261	235	-31,9	-150,7	30,3	1,96	-0,3	5,9	-4,3
u2-2	244	261	234	-32,0	-151,0	90,7	2,15	-0,3	6,7	-4,3
u2-3	243	262	233	-32,1	-151,3	91,1	2,36	-0,4	7,5	-4,3
u2-4	242	262	232	-32,1	-151,6	91,5	2,55	-0,4	8,2	-4,3
u2-5	241	263	231	-32,2	-151,9	91,8	2,73	-0,4	8,9	-4,2
u2-6	240	263	231	-32,3	-152,1	92,0	2,88	-0,4	9,4	-4,2
u2-7	239	264	230	-32,3	-152,2	92,3	3,03	-0,5	9,9	-4,2
u2-8	238	264	229	-32,4	-152,4	92,5	3,13	-0,5	10,3	-4,2
u2-9	238	264	229	-32,4	-152,5	92,6	3,23	-0,5	10,6	-4,2
u2-10	237	264	229	-32,4	-152,6	92,7	3,28	-0,5	10,8	-4,2
u2-11	237	264	228	-32,4	-152,6	92,8	3,33	-0,5	11,0	-4,2
u2-12	237	264	228	-32,4	-152,6	92,8	3,33	-0,5	11,0	-4,2

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	260	237	-31,8	-150,3	89,9	1,76	-0,2	5,0	-4,3
u3-1	246	261	236	-31,9	-150,6	90,2	1,93	-0,3	5,8	-4,4
u3-2	245	261	234	-32,0	-150,9	90,6	2,10	-0,3	6,5	-4,4
u3-3	244	262	233	-32,1	-151,2	90,9	2,28	-0,3	7,2	-4,4
u3-4	243	262	233	-32,1	-151,4	91,1	2,43	-0,4	7,7	-4,5
u3-5	242	263	232	-32,2	-151,6	91,4	2,59	-0,4	8,3	-4,5
u3-6	241	263	231	-32,3	-151,7	91,6	2,71	-0,4	8,7	-4,5
u3-7	240	263	231	-32,3	-151,9	91,8	2,83	-0,4	9,2	-4,5
u3-8	240	264	230	-32,4	-152,0	91,9	2,91	-0,4	9,5	-4,5
u3-9	239	264	230	-32,4	-152,1	92,1	3,00	-0,4	9,7	-4,5
u3-10	239	264	229	-32,4	-152,2	92,1	3,04	-0,5	9,9	-4,5
u3-11	239	264	229	-32,4	-152,2	92,2	3,08	-0,5	10,0	-4,5
u3-12	239	264	229	-32,4	-152,2	92,2	3,09	-0,5	10,1	-4,5

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	260	237	-31,8	-150,3	89,9	1,76	-0,2	5,0	-4,3
u4-1	246	261	236	-31,9	-150,5	90,1	1,90	-0,3	5,6	-4,5
u4-2	245	261	235	-32,0	-150,7	90,3	2,03	-0,3	6,0	-4,6
u4-3	245	262	234	-32,1	-150,8	90,4	2,16	-0,3	6,5	-4,7
u4-4	244	262	233	-32,2	-151,0	90,6	2,27	-0,3	6,9	-4,8
u4-5	244	262	233	-32,2	-151,1	90,7	2,38	-0,3	7,3	-4,9
u4-6	243	263	232	-32,3	-151,2	90,8	2,46	-0,3	7,6	-4,9
u4-7	243	263	232	-32,3	-151,3	91,0	2,55	-0,4	7,9	-5,0
u4-8	243	263	231	-32,4	-151,4	91,0	2,61	-0,4	8,2	-5,0
u4-9	242	263	231	-32,4	-151,4	91,1	2,67	-0,4	8,4	-5,1
u4-10	242	264	231	-32,4	-151,5	91,1	2,70	-0,4	8,5	-5,1
u4-11	242	264	230	-32,5	-151,5	91,2	2,73	-0,4	8,6	-5,1
u4-12	242	264	230	-32,5	-151,5	91,2	2,73	-0,4	8,6	-5,1

Tab. 12 Wartości napięć fazowych, kąty napięć i parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania A1

Z powyższych tabeli wynika, że jeśli do fazy A w połowie węzłów modelowanej sieci (w co drugim węźle) podłączone są dwie 1-fazowe instalacje PV, nastąpi wzrost napięcia w fazie B do takiego poziomu, że napięcie w tej fazie przekroczy maksymalną dopuszczalną wartość napięcia, czyli 253 V we wszystkich węzłach sieci (rysunek 36). Wzrost napięcia w fazie B, pomimo podłączenia instalacji fotowoltaicznej do fazy A, spowodowany jest powstaniem asymetrii, w której przewód PEN uzyskuje potencjał względem węzła transformatora, a zatem w poszczególnych węzłach sieci występująca różnica napięć pomiędzy fazą B a przewodem PEN jest większa niż różnica napięć fazowych pomiędzy fazą A a przewodem PEN (rys. 35). Obniżeniu napięcia poniżej wartości granicznej 253 V nie pomaga działanie instalacji fotowoltaicznej z współczynnikiem indukcyjności $\cos \varphi_L = 0,97$, kiedy to instalacje PV pobierają z sieci energię bierną. Gdyby domowe instalacje fotowoltaiczne były eksploatowane w taki sposób, że dodatkowo dostarczałyby do sieci energię bierną, doszłoby do dalszego niepożądanego wzrostu napięcia. Ponadto można zauważyć, że w tym modelowanym stanie dochodzi do powstania asymetrii, co odzwierciedla współczynnik asymetrii k' , który w większości węzłów wykracza poza dopuszczalne granice. Kolejnym parametrem jakościowym są względne zmiany napięcia, które w fazie B i fazie C przekraczają dopuszczalne granice we wszystkich węzłach.



Rys. 35 Wykres wskazowy napięcia w węźle u1-12 – stan modelowania A1

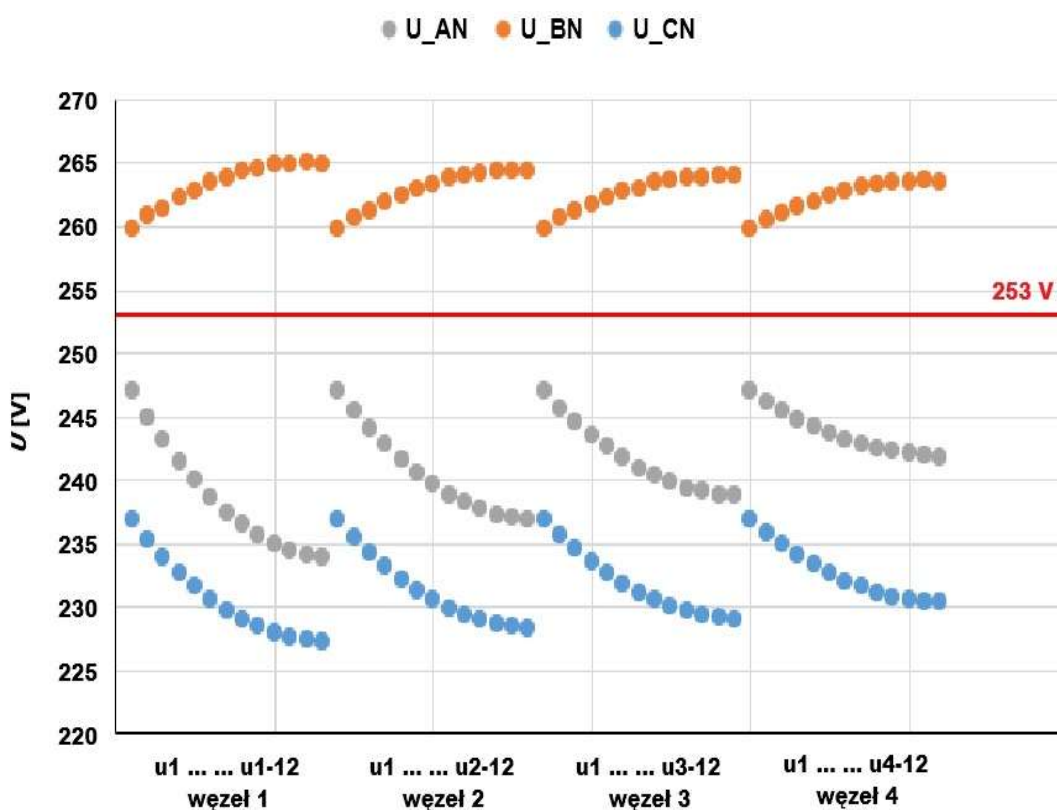
Na rysunku 35 przedstawiono wykres wskazowy napięć w wybranym węźle dla stanu A1, gdzie $U_{1-12 A}$, $U_{1-12 B}$ i $U_{1-12 C}$ to napięcia w fazach A, B i C, a $U_{1-12 N}$ to napięcie w przewodzie N (lub PEN) odniesione do węzła transformatora. Natomiast $U_{1-12 AN}$,

$U_{1-12 BN}$ i $U_{1-12 CN}$ to napięcia w fazie A, B i C względem przewodu N (lub PEN) w danym węźle. Obowiązuje zasada, że:

$$U_{1-12 AN} = U_{1-12 A} - U_{1-12 N} = (253 \cdot e^{-j27,4^\circ} - 28,5 \cdot e^{j17,9^\circ})V = 233,9 \cdot e^{-j32,4^\circ}$$

$$U_{1-12 BN} = U_{1-12 B} - U_{1-12 N} = (236,8 \cdot e^{-j152,3^\circ} - 28,5 \cdot e^{j17,9^\circ})V = 264,9 \cdot e^{-j153,3^\circ}$$

$$U_{1-12 CN} = U_{1-12 C} - U_{1-12 N} = (235,8 \cdot e^{j87^\circ} - 28,5 \cdot e^{j17,9^\circ})V = 227,2 \cdot e^{j93,8^\circ}$$



Rys. 36 Wartości napięć fazowych w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania A1

Strona transformatora	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
pierwotna	2,1	8,5	6,5	0	234,8	382,9	495,2	843,4
wtórna	328,6	421,4	479,5	763,5	232,1	381,7	494,3	843,9
straty ogółem					466,9	764,6	989,5	1687,3

Tab. 13 Straty mocy czynnej i prądy przepływające w transformatorze – stan modelowania A1

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v1-1	83,0	105,1	120,4	194,3	110,2	176,8	232,0	611,9
v1-2	61,9	96,3	110,6	163,4	61,3	148,3	195,8	434,7
v1-3	69,6	87,4	100,7	163,3	77,4	122,3	162,4	434,4
v1-4	48,2	78,6	90,8	131,8	37,2	98,9	132,0	284,3
v1-5	55,9	69,8	80,9	131,6	50,0	78,1	104,6	283,1
v1-6	34,5	61,1	70,8	99,5	19,0	59,7	80,3	163,0
v1-7	42,1	52,3	60,8	99,2	28,4	43,8	59,1	161,4
v1-8	20,8	43,6	50,7	66,8	6,9	30,4	41,1	73,8
v1-9	28,2	34,9	40,6	66,4	12,7	19,4	26,4	72,5
v1-10	8,1	26,1	30,5	33,7	1,0	10,9	14,9	19,0
v1-11	14,1	17,4	20,3	33,3	3,2	4,9	6,6	18,2
v1-12	9,9	8,7	10,2	0,9	1,6	1,2	1,7	0
straty ogółem					408,9	794,7	1056,9	2556,3

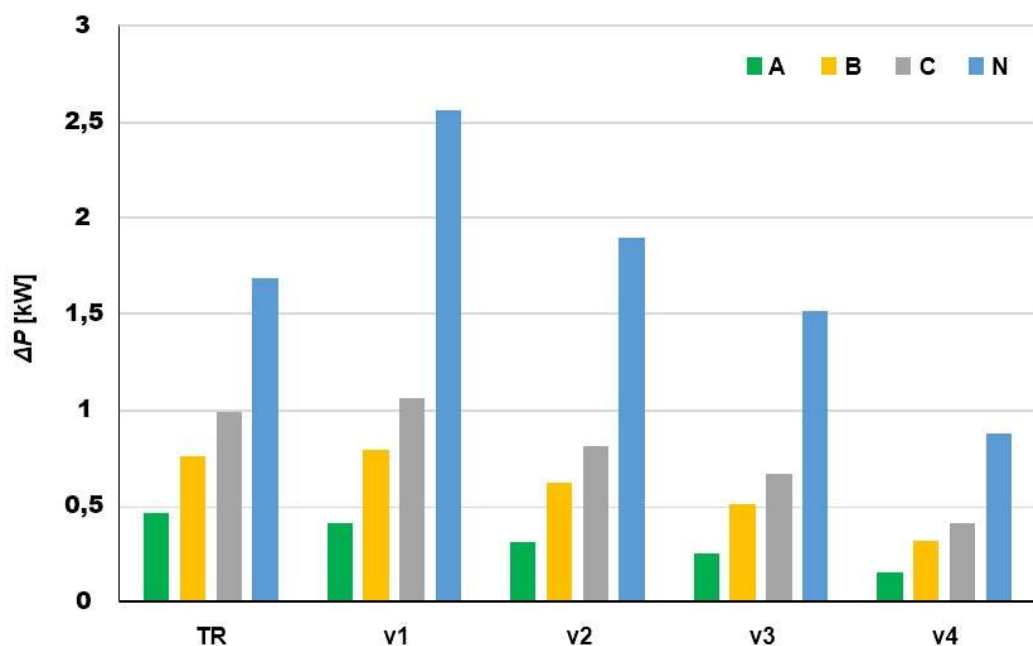
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v2-1	82,4	105,3	120,0	191,7	84,8	138,6	180,1	458,3
v2-2	61,3	96,4	110,2	160,9	46,9	116,3	151,9	323,4
v2-3	68,9	87,6	100,4	160,8	59,4	95,9	126,0	323,7
v2-4	47,7	78,8	90,5	129,5	28,4	77,6	102,3	210,5
v2-5	55,3	70,0	80,5	129,4	38,3	61,2	81,1	210,1
v2-6	34,1	61,2	70,6	97,7	14,5	46,8	62,2	120,1
v2-7	41,6	52,4	60,5	97,4	21,7	34,4	45,8	119,5
v2-8	20,5	43,7	50,5	65,5	5,3	23,9	31,9	54,1
v1-9	27,8	34,9	40,4	65,2	9,7	15,3	20,4	53,5
v2-10	8,0	26,2	30,3	33,0	0,8	8,6	11,5	13,8
v2-11	13,9	17,5	20,2	32,6	2,4	3,8	5,1	13,4
v2-12	9,7	8,7	10,1	0,9	1,2	1,0	1,3	0
straty ogółem					313,4	623,4	819,6	1900,4

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v3-1	82,0	105,4	119,8	190,1	69,2	114,5	147,7	367,0
v3-2	60,9	96,6	110,0	159,3	38,2	96,0	124,6	257,9
v3-3	68,5	87,7	100,1	159,3	48,4	79,2	103,2	258,4
v3-4	47,4	78,9	90,2	128,1	23,1	64,1	83,9	167,3
v3-5	55,0	70,1	80,3	128,0	31,2	50,6	66,4	167,3
v3-6	33,8	61,3	70,3	96,5	11,8	38,7	51,0	95,2
v3-7	41,4	52,5	60,3	96,3	17,6	28,4	37,5	94,9
v3-8	20,4	43,8	50,3	64,6	4,3	19,7	26,1	42,7
v3-9	27,6	35,0	40,3	64,4	7,9	12,6	16,7	42,5
v3-10	7,9	26,2	30,2	32,5	0,6	7,1	9,4	10,8
v3-11	13,8	17,5	20,2	32,2	2,0	3,2	4,2	10,7
v3-12	9,7	8,7	10,1	0,8	1,0	0,8	1,0	0
straty ogółem					255,3	51,9	671,7	1514,7

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v4-1	81,3	105,5	119,3	187,3	42,7	71,8	91,8	216,1
v4-2	60,3	96,7	109,5	156,6	23,5	60,3	77,4	150,4
v4-3	67,9	87,8	99,7	156,6	29,8	49,8	64,1	151,2
v4-4	46,9	79,0	89,8	125,7	14,2	40,3	52,0	96,9
v4-5	54,4	70,2	79,9	125,6	19,1	31,8	41,2	97,4
v4-6	33,4	61,4	70,0	94,5	7,2	24,3	31,6	54,7
v4-7	40,9	52,6	60,0	94,4	10,8	17,8	23,3	55,0
v4-8	20,1	43,8	50,1	63,2	2,6	12,4	16,2	24,4
v4-9	27,3	35,0	40,1	63,1	4,8	7,9	10,4	24,5
v4-10	7,8	26,3	30,1	31,7	0,4	4,5	5,8	6,1
v4-11	13,7	17,5	20,1	31,6	1,2	2,0	2,6	6,1
v4-12	9,5	8,8	10,0	0,7	0,6	0,5	0,6	0
straty ogółem					156,9	323,4	417,0	882,8

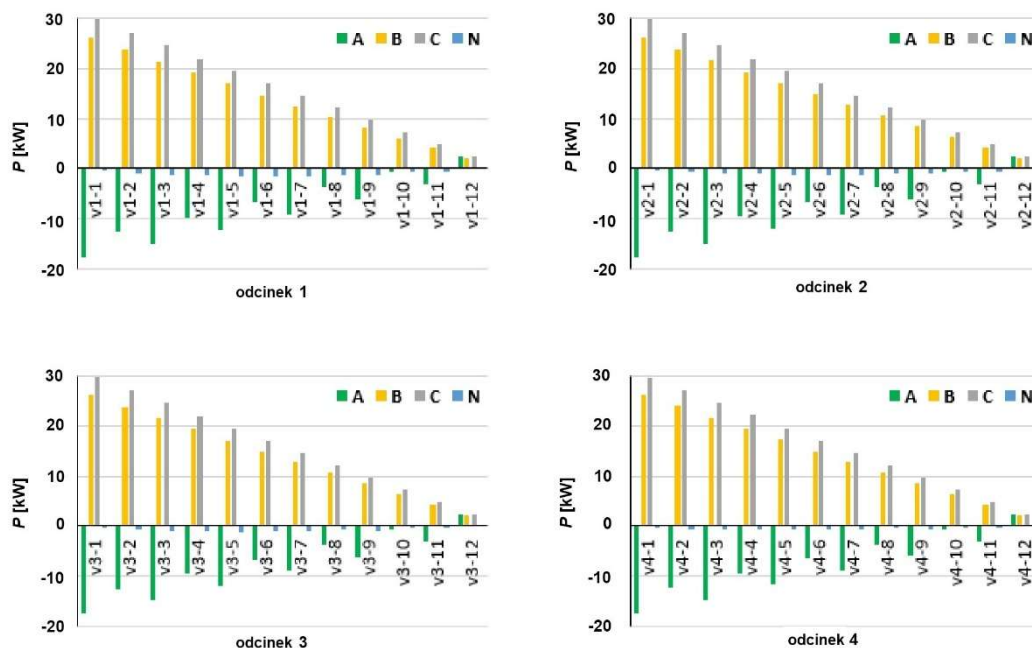
Tab. 14 Prądy płynące przez poszczególne części sieci oraz straty mocy czynnej w tych częściach – stan modelowania A1

Z wartości podanych w tabelach 13 i 14 wynika, że w stanie modelowania A1, z powodu powstałej asymetrii, przez przewód neutralny lub przewód PEN we wszystkich liniach przepływa prąd, który w odcinku v1-1 na linii v1 przekroczył dopuszczalne obciążenie prądowe przewodu (zaznaczone na czerwono). Ponadto przeciążony jest również punkt neutralny transformatora. Graficzne przedstawienie całkowitych strat mocy czynnej w fazach A, B i C oraz przewodzie neutralnym N, lub przewodzie PEN na poszczególnych liniach i transformatorze w stanie modelowania A1 znajduje się na rysunku 37.



Rys. 37 Całkowite straty mocy czynnej na transformatorze SN/nN i poszczególnych liniach od v1 do v4 – stan modelowania A1

Z wykresów na rysunku 38 wynika, że moc czynna w fazie A ma na wszystkich odcinkach poszczególnych linii (z wyjątkiem ostatnich węzłów – vx-12) wartość ujemną, czyli płynie z sieci nN w kierunku zewnętrznej sieci SN. Moc czynna w fazie A, która jest przekazywana przez transformator do zewnętrznej sieci średniego napięcia, wynosi prawie 70 kW. W fazach B i C moc czynna ma wartość dodatnią, więc płynie z zewnętrznej sieci średniego napięcia do sieci niskiego napięcia.



Rys. 38 Graficzne przedstawienie wartości mocy czynnej przenoszanej poszczególnymi gałęziami sieci – stan modelowania A1

5.2.3. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu A2

Przypadek, w którym wybrano stan modelowania A2 przedstawia wariant, w którym do węzłów ux-1, ux-3, ux-5, ux-7, ux-9 i ux-11 podłączone są dwie 3-fazowe instalacje fotowoltaiczne połączone w gwiazdę, każda o mocy 11 kW i współczynniku mocy $\cos \varphi_L = 0,97$.

W tabeli 15 przedstawione zostały wartości napięć, kąty przesunięć fazowych oraz parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci przy wybranym stanie modelowania A2.

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	248	248	-28,8	-148,8	91,2	0	0,1	0,1	0,1
u1-1	248	248	248	-28,6	-148,6	91,4	0	1,2	1,2	1,2
u1-2	249	249	249	-28,4	-148,4	91,6	0	2,1	2,1	2,1
u1-3	250	250	250	-28,2	-148,2	91,8	0	3,0	3,0	3,0
u1-4	250	250	250	-28,1	-148,1	91,9	0	3,8	3,8	3,8
u1-5	251	251	251	-27,9	-147,9	92,1	0	4,6	4,6	4,6
u1-6	251	251	251	-27,8	-147,8	92,2	0	5,2	5,2	5,2
u1-7	252	252	252	-27,7	-147,7	92,3	0	5,8	5,8	5,8
u1-8	252	252	252	-27,6	-147,6	92,4	0	6,2	6,2	6,2
u1-9	252	252	252	-27,6	-147,6	92,4	0	6,6	6,6	6,6
u1-10	252	252	252	-27,5	-147,5	92,5	0	6,8	6,8	6,8
u1-11	252	252	252	-27,5	-147,5	92,5	0	7,0	7,0	7,0
u1-12	252	252	252	-27,5	-147,5	92,5	0	7,0	7,0	7,0

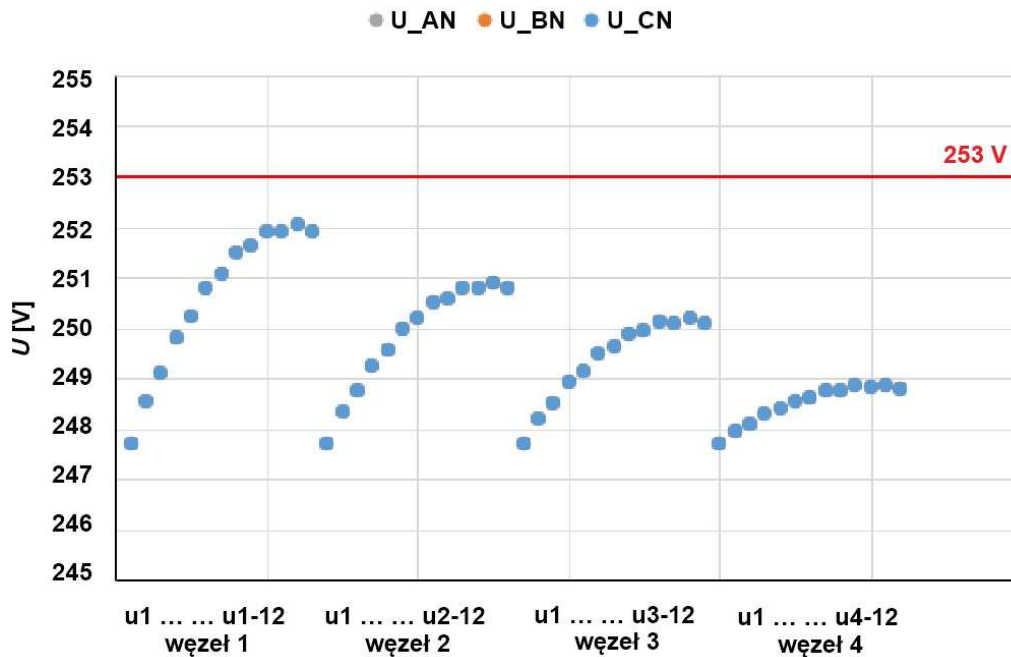
Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	248	248	-28,8	-148,8	91,2	0	0,1	0,1	0,1
u2-1	248	248	248	-28,6	-148,6	91,4	0	0,9	0,9	0,9
u2-2	249	249	249	-28,5	-148,5	91,5	0	1,6	1,6	1,6
u2-3	249	249	249	-28,3	-148,3	91,7	0	2,3	2,3	2,3
u2-4	250	250	250	-28,2	-148,2	91,8	0	2,9	2,9	2,9
u2-5	250	250	250	-28,1	-148,1	91,9	0	3,5	3,5	3,5
u2-6	250	250	250	-28,0	-148,0	92,0	0	3,9	3,9	3,9
u2-7	250	250	250	-27,9	-147,9	92,1	0	4,4	4,4	4,4
u2-8	251	251	251	-27,8	-147,8	92,2	0	4,7	4,7	4,7
u2-9	251	251	251	-27,8	-147,8	92,2	0	5,0	5,0	5,0
u2-10	251	251	251	-27,7	-147,7	92,3	0	5,1	5,1	5,1
u2-11	251	251	251	-27,7	-147,7	92,3	0	5,3	5,3	5,3
u2-12	251	251	251	-27,7	-147,7	92,3	0	5,3	5,3	5,3

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	248	248	-28,8	-148,8	91,2	0	0,1	0,1	0,1
u3-1	248	248	248	-28,6	-148,6	91,4	0	0,7	0,7	0,7
u3-2	249	249	249	-28,5	-148,5	91,5	0	1,3	1,3	1,3
u3-3	249	249	249	-28,4	-148,4	91,6	0	1,9	1,9	1,9
u3-4	249	249	249	-28,3	-148,3	91,7	0	2,4	2,4	2,4
u3-5	249	249	249	-28,2	-148,2	91,8	0	2,8	2,8	2,8
u3-6	250	250	250	-28,1	-148,1	91,9	0	3,2	3,2	3,2
u3-7	250	250	250	-28,0	-148,0	92,0	0	3,5	3,5	3,5
u3-8	250	250	250	-28,0	-148,0	92,0	0	3,8	3,8	3,8
u3-9	250	250	250	-27,9	-147,9	92,1	0	4,0	4,0	4,0
u3-10	250	250	250	-27,9	-147,9	92,1	0	4,1	4,1	4,1
u3-11	250	250	250	-27,9	-147,9	92,1	0	4,3	4,3	4,3
u3-12	250	250	250	-27,9	-147,9	92,1	0	4,3	4,3	4,3

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	248	248	-28,8	-148,8	91,2	0	0,1	0,1	0,1
u4-1	248	248	248	-28,7	-148,6	91,4	0	0,5	0,5	0,5
u4-2	248	248	248	-28,6	-148,5	91,5	0	0,8	0,8	0,8
u4-3	248	248	248	-28,5	-148,4	91,6	0	1,1	1,1	1,1
u4-4	248	248	248	-28,4	-148,3	91,7	0	1,4	1,4	1,4
u4-5	249	249	249	-28,3	-148,2	91,8	0	1,7	1,7	1,7
u4-6	249	249	249	-28,3	-148,1	91,9	0	1,9	1,9	1,9
u4-7	249	249	249	-28,2	-148,0	92,0	0	2,1	2,1	2,1
u4-8	249	249	249	-28,2	-148,0	92,0	0	2,2	2,2	2,2
u4-9	249	249	249	-28,1	-147,9	92,1	0	2,3	2,3	2,3
u4-10	249	249	249	-28,1	-147,9	92,1	0	2,4	2,4	2,4
u4-11	249	249	249	-28,1	-147,9	92,1	0	2,5	2,5	2,5
u4-12	249	249	249	-28,1	-147,9	92,1	0	2,5	2,5	2,5

Tab. 15 Wartości napięć fazowych, kąty napięć i parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania A2

Z tabeli 15 i rysunku 39 wynika, że w stanie modelowania A2 napięcia fazowe we wszystkich węzłach modelowanej sieci znajdują się w dopuszczalnych granicach. Ponieważ podłączone instalacje fotowoltaiczne są trójfazowe, więc współczynnik asymetrii we wszystkich węzłach wynosi 0. Jedynym parametrem jakościowym dotyczącym napięcia, który wykracza poza dopuszczalne granice, jest względna zmiana napięcia występująca na liniach od v1 do v3. Z uzyskanych wyników można odczytać, że im większy jest przekrój przewodu, tym mniejsze są względne zmiany napięcia w poszczególnych węzłach.



Rys. 39 Wartości napięć fazowych w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania A2

Strona transformatora	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
pierwotna	6,1	6,1	6,1	0	216,2	216,2	216,2	0
wtórna	315,1	315,1	315,1	0	213,4	213,4	213,4	0
straty ogółem					429,6	429,6	429,6	0

Tab. 16 Straty mocy czynnej i prądy przepływające w transformatorze – stan modelowania A2

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v1-1	78,4	78,4	78,4	0	98,4	98,4	98,4	0
v1-2	57,9	57,9	57,9	0	53,6	53,6	53,6	0
v1-3	65,2	65,2	65,2	0	68,1	68,1	68,1	0
v1-4	44,8	44,8	44,8	0	32,1	32,1	32,1	0
v1-5	52,1	52,1	52,1	0	43,5	43,5	43,5	0
v1-6	31,9	31,9	31,9	0	16,3	16,3	16,3	0
v1-7	39,0	39,0	39,0	0	24,4	24,4	24,4	0
v1-8	19,1	19,1	19,1	0	5,9	5,9	5,9	0
v1-9	26,0	26,0	26,0	0	10,8	10,8	10,8	0
v1-10	7,5	7,5	7,5	0	0,9	0,9	0,9	0
v1-11	13,0	13,0	13,0	0	2,7	2,7	2,7	0
v1-12	9,2	9,2	9,2	0	1,3	1,3	1,3	0
straty ogółem					358,0	358,0	358,0	0

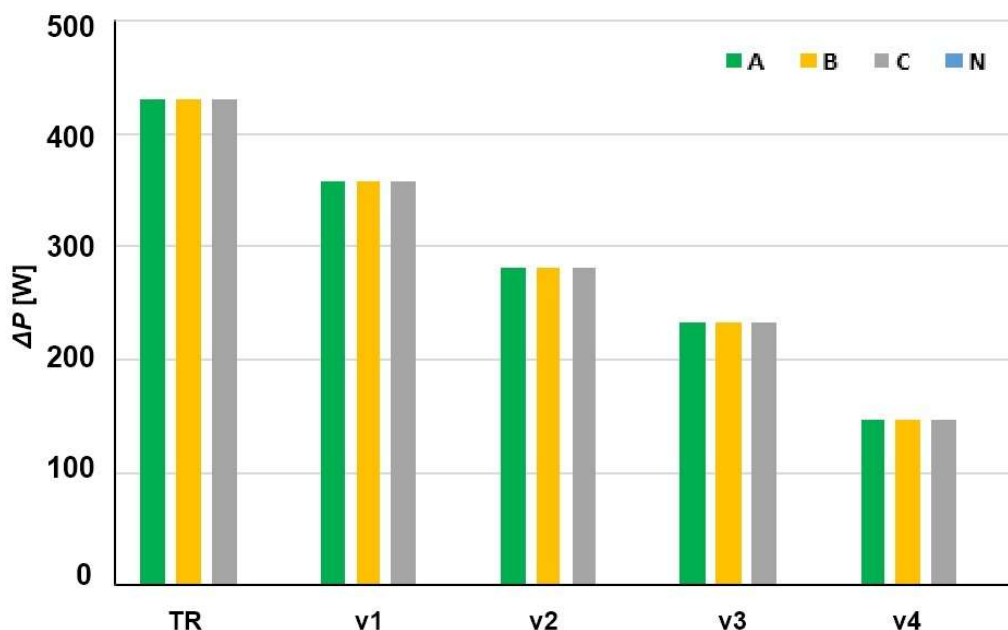
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v2-1	78,7	78,7	78,7	0	77,4	77,4	77,4	0
v2-2	58,1	58,1	58,1	0	42,2	42,2	42,2	0
v2-3	65,5	65,5	65,5	0	53,6	53,6	53,6	0
v2-4	45,0	45,0	45,0	0	25,3	25,3	25,3	0
v2-5	52,3	52,3	52,3	0	34,2	34,2	34,2	0
v2-6	32,0	32,0	32,0	0	12,8	12,8	12,8	0
v2-7	39,2	39,2	39,2	0	19,2	19,2	19,2	0
v2-8	19,2	19,2	19,2	0	4,6	4,6	4,6	0
v1-9	26,1	26,1	26,1	0	8,5	8,5	8,5	0
v2-10	7,5	7,5	7,5	0	0,7	0,7	0,7	0
v2-11	13,1	13,1	13,1	0	2,1	2,1	2,1	0
v2-12	9,2	9,2	9,2	0	1,1	1,1	1,1	0
straty ogółem					281,7	281,7	281,7	0

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v3-1	78,8	78,8	78,8	0	64,0	64,0	64,0	0
v3-2	58,2	58,2	58,2	0	34,9	34,9	34,9	0
v3-3	65,6	65,6	65,6	0	44,4	44,4	44,4	0
v3-4	45,1	45,1	45,1	0	21,0	21,0	21,0	0
v3-5	52,5	52,5	52,5	0	28,4	28,4	28,4	0
v3-6	32,1	32,1	32,1	0	10,6	10,6	10,6	0
v3-7	39,3	39,3	39,3	0	15,9	15,9	15,9	0
v3-8	19,3	19,3	19,3	0	3,8	3,8	3,8	0
v3-9	26,2	26,2	26,2	0	7,1	7,1	7,1	0
v3-10	7,5	7,5	7,5	0	0,6	0,6	0,6	0
v3-11	13,1	13,1	13,1	0	1,8	1,8	1,8	0
v3-12	9,2	9,2	9,2	0	0,9	0,9	0,9	0
straty ogółem					233,4	233,4	233,4	0

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v4-1	79,1	79,1	79,1	0	40,4	40,4	40,4	0
v4-2	58,5	58,5	58,5	0	22,0	22,0	22,0	0
v4-3	65,9	65,9	65,9	0	28,0	28,0	28,0	0
v4-4	45,3	45,3	45,3	0	13,3	13,3	13,3	0
v4-5	52,7	52,7	52,7	0	17,9	17,9	17,9	0
v4-6	32,3	32,3	32,3	0	6,7	6,7	6,7	0
v4-7	39,5	39,5	39,5	0	10,1	10,1	10,1	0
v4-8	19,4	19,4	19,4	0	2,4	2,4	2,4	0
v4-9	26,3	26,3	26,3	0	4,5	4,5	4,5	0
v4-10	7,6	7,6	7,6	0	0,4	0,4	0,4	0
v4-11	13,2	13,2	13,2	0	1,1	1,1	1,1	0
v4-12	9,3	9,3	9,3	0	0,6	0,6	0,6	0
straty ogółem					147,4	147,4	147,4	0

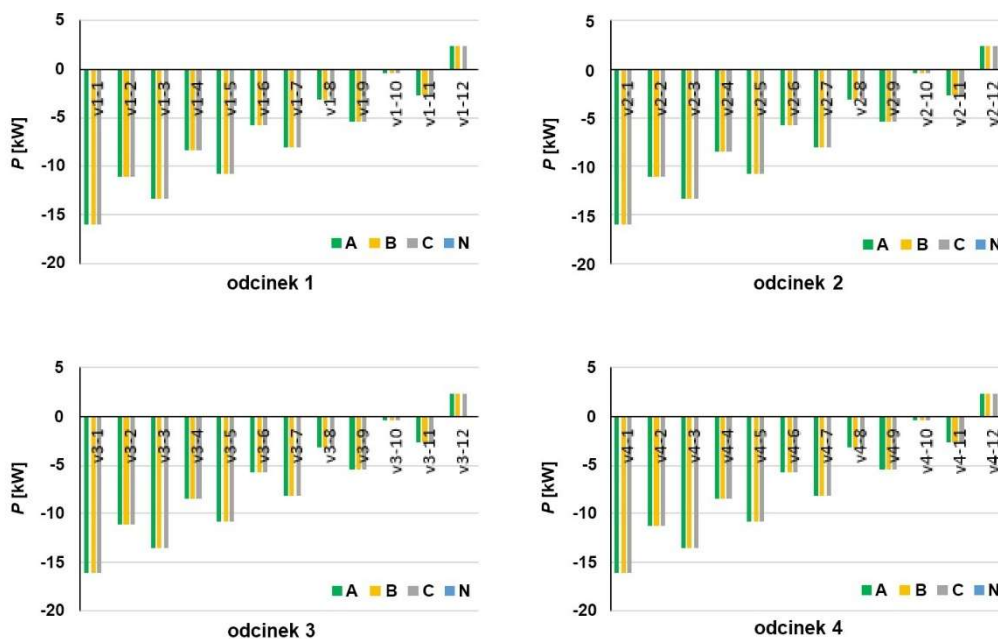
Tab. 17 Prądy płynące przez poszczególne części sieci oraz straty mocy czynnej w tych częściach
– stan modelowania A2

Z tabeli 16 i 17 wynika, że w przypadku stanu modelowania A2 nie dojdzie do przekroczenia granicznego obciążenia prądowego zarówno przewodów jak i transformatora. Graficzne przedstawienie całkowitych strat mocy czynnej w fazach A, B i C oraz przewodzie neutralnym N lub PEN na poszczególnych liniach i transformatorze w stanie modelowania A2 znajduje się na rys. 40.



Rys. 40 Całkowite straty mocy czynnej na transformatorze i poszczególnych liniach od v1 do v4 – stan modelowania A2

Z rys. 41 wynika, że moc czynna we wszystkich trzech fazach poszczególnych odcinków wszystkich linii ma taką samą wartość i płynie w kierunku z sieci nN do zewnętrznej sieci SN (z wyjątkiem odcinków vx-12). Całkowita moc przenoszona przez jedną fazę przez transformator TR1 do zewnętrznej sieci średniego napięcia wynosi prawie 64 kW. Ponieważ w sieci nie występuje asymetria, przewodem neutralnym lub przewodem PEN nie jest przenoszona żadna moc.



Rys. 41 Graficzne przedstawienie wartości mocy czynnej przenoszonej poszczególnymi gałęziami sieci – stan modelowania A2

5.2.4. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu A3

Stan modelowania w wariancie A3 przedstawia wariant, w którym do węzłów ux-1, ux-3, ux-5, ux-7, ux-9 i ux-11 podłączona jest jedna trójfazowa instalacja fotowoltaiczna połączona w gwiazdę o mocy 11 kW i współczynnika mocy $\cos \varphi_L = 0,97$ oraz jedna jednofazowa instalacja fotowoltaiczna podłączona do fazy A, o mocy 3,68 kW i współczynnika mocy $\cos \varphi_L = 0,97$.

W tabeli 18 przedstawione zostały wartości napięć, kąty przesunięć fazowych oraz parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci przy wybranym stanie modelowania A3.

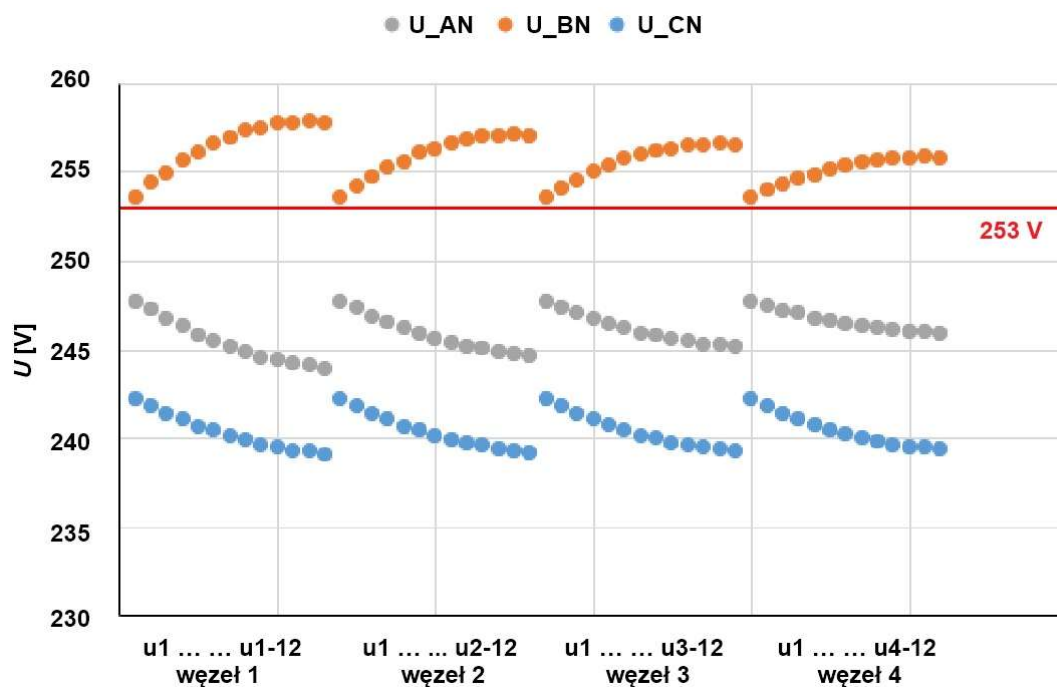
Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	254	242	-30,3	-149,5	90,5	0,89	0,1	2,4	-2,2
u1-1	247	254	242	-30,2	-149,7	90,9	1,01	0,6	3,5	-1,6
u1-2	247	255	241	-30,2	-149,8	91,2	1,13	1,1	4,5	-1,1
u1-3	246	256	241	-30,1	-149,9	91,6	1,26	1,6	5,4	-0,6
u1-4	246	256	241	-30,1	-150,0	91,9	1,38	2,0	6,2	-0,2
u1-5	246	257	240	-30,0	-150,1	92,2	1,49	2,4	7,0	0,2
u1-6	245	257	240	-30,0	-150,1	92,4	1,58	2,7	7,6	0,6
u1-7	245	257	240	-30,0	-150,2	92,6	1,68	3,0	8,2	0,9
u1-8	245	257	240	-29,9	-150,3	92,7	1,74	3,2	8,7	1,1
u1-9	244	258	240	-29,9	-150,3	92,8	1,80	3,4	9,1	1,3
u1-10	244	258	239	-29,9	-150,3	92,9	1,84	3,5	9,3	1,5
u1-11	244	258	239	-29,9	-150,4	93,0	1,87	3,6	9,5	1,6
u1-12	244	258	239	-29,9	-150,4	93,0	1,87	3,6	9,5	1,6

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	254	242	-30,3	-149,5	90,5	0,89	0,1	2,4	-2,2
u2-1	247	254	242	-30,2	-149,6	90,8	0,99	0,5	3,3	-1,7
u2-2	247	255	241	-30,2	-149,7	91,1	1,09	0,9	4,0	-1,4
u2-3	246	255	241	-30,2	-149,8	91,4	1,19	1,2	4,8	-1,1
u2-4	246	256	241	-30,1	-149,9	91,6	1,28	1,5	5,4	-0,8
u2-5	246	256	240	-30,1	-149,9	91,8	1,37	1,8	6,0	-0,5
u2-6	245	256	240	-30,1	-150,0	91,9	1,44	2,0	6,5	-0,3
u2-7	245	257	240	-30,1	-150,0	92,1	1,52	2,3	7,0	0,0
u2-8	245	257	240	-30,0	-150,1	92,2	1,56	2,4	7,3	0,1
u2-9	245	257	240	-30,0	-150,1	92,3	1,61	2,6	7,6	0,3
u2-10	245	257	239	-30,0	-150,1	92,4	1,64	2,7	7,8	0,4
u2-11	245	257	239	-30,0	-150,1	92,4	1,66	2,7	7,9	0,4
u2-12	245	257	239	-30,0	-150,1	92,4	1,67	2,7	7,9	0,4

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	254	242	-30,3	-149,5	90,5	0,89	0,1	2,4	-2,2
u3-1	247	254	242	-30,2	-149,6	90,8	0,98	0,4	3,1	-1,8
u3-2	247	255	241	-30,2	-149,7	91,0	1,06	0,7	3,8	-1,6
u3-3	247	255	241	-30,2	-149,7	91,2	1,15	1,0	4,4	-1,3
u3-4	246	255	241	-30,2	-149,8	91,4	1,22	1,2	4,9	-1,1
u3-5	246	256	240	-30,1	-149,8	91,6	1,30	1,5	5,4	-0,9
u3-6	246	256	240	-30,1	-149,9	91,7	1,36	1,6	5,8	-0,7
u3-7	246	256	240	-30,1	-149,9	91,8	1,42	1,8	6,2	-0,6
u3-8	246	256	240	-30,1	-150,0	91,9	1,46	2,0	6,4	-0,5
u3-9	245	257	240	-30,1	-150,0	92,0	1,50	2,1	6,7	-0,3
u3-10	245	257	239	-30,1	-150,0	92,0	1,52	2,1	6,8	-0,3
u3-11	245	257	239	-30,1	-150,0	92,1	1,54	2,2	7,0	-0,2
u3-12	245	257	239	-30,1	-150,0	92,1	1,54	2,2	7,0	-0,2

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	254	242	-30,3	-149,5	90,5	0,89	0,1	2,4	-2,2
u4-1	247	254	242	-30,3	-149,6	90,7	0,96	0,3	2,9	-2,0
u4-2	247	254	241	-30,2	-149,6	90,8	1,02	0,4	3,3	-1,9
u4-3	247	255	241	-30,2	-149,6	90,9	1,09	0,6	3,7	-1,8
u4-4	247	255	241	-30,2	-149,7	91,0	1,14	0,7	4,0	-1,7
u4-5	247	255	240	-30,2	-149,7	91,2	1,20	0,9	4,4	-1,7
u4-6	246	255	240	-30,2	-149,7	91,2	1,24	1,0	4,6	-1,6
u4-7	246	256	240	-30,2	-149,7	91,3	1,28	1,1	4,9	-1,5
u4-8	246	256	240	-30,2	-149,7	91,4	1,31	1,1	5,0	-1,5
u4-9	246	256	240	-30,2	-149,8	91,4	1,34	1,2	5,2	-1,4
u4-10	246	256	240	-30,2	-149,8	91,4	1,35	1,2	5,3	-1,4
u4-11	246	256	239	-30,2	-149,8	91,5	1,37	1,3	5,4	-1,4
u4-12	246	256	239	-30,2	-149,8	91,5	1,37	1,3	5,4	-1,4

Tab. 18 Wartości napięć, kąty napięć i parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania A3



Rys. 42 Wartości napięć fazowych w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania A3

W tabeli 18 można zauważyć, że w stanie modelowania A3 następuje wzrost napięcia w fazie B we wszystkich węzłach modelowanej sieci powyżej dopuszczalnej wartości, czyli 253 V. Współczynnik asymetrii napięcia we wszystkich węzłach znajduje się w dopuszczalnych granicach, lecz względna zmiana napięcia przekracza dopuszczalne granice w fazie A w węzłach u1-8 do u1-12 oraz w fazie B we wszystkich węzłach z wyjątkiem węzła u1 i u4-1. Zmiany napięcia w fazie C mieszczą się w dopuszczalnych granicach we wszystkich węzłach sieci.

Strona transformatora	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
pierwotna	2,3	2,5	4,8	0	224,1	34,9	39,4	258,2
wtórna	320,9	124,1	132,0	367,7	221,4	33,1	37,4	258,3
straty ogółem					445,5	68,0	76,8	516,5

Tab. 19 Straty mocy czynnej i prądy przepływające w transformatorze – stan modelowania A3

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v1-1	80,4	30,9	33,0	92,3	103,4	15,3	17,4	133,8
v1-2	59,6	32,8	35,2	77,0	56,8	17,2	19,8	93,1
v1-3	67,1	25,7	27,5	77,0	72,0	10,6	12,1	93,1
v1-4	46,3	27,8	29,8	61,8	34,3	12,3	14,2	59,9
v1-5	53,8	20,6	22,1	61,7	46,2	6,8	7,8	59,7
v1-6	33,0	22,7	24,5	46,5	17,4	8,3	9,6	34,0
v1-7	40,4	15,4	16,6	46,3	26,1	3,8	4,4	33,6
v1-8	19,8	17,8	19,2	31,1	6,3	5,1	5,9	15,3
v1-9	26,9	10,3	11,1	30,9	11,6	1,7	2,0	15,0
v1-10	7,7	13,1	14,2	15,7	1,0	2,8	3,2	3,9
v1-11	13,5	5,1	5,5	15,5	2,9	0,4	0,5	3,7
v1-12	9,5	9,0	9,7	0,5	1,4	1,3	1,5	0
straty ogółem					379,4	85,6	98,4	545,1

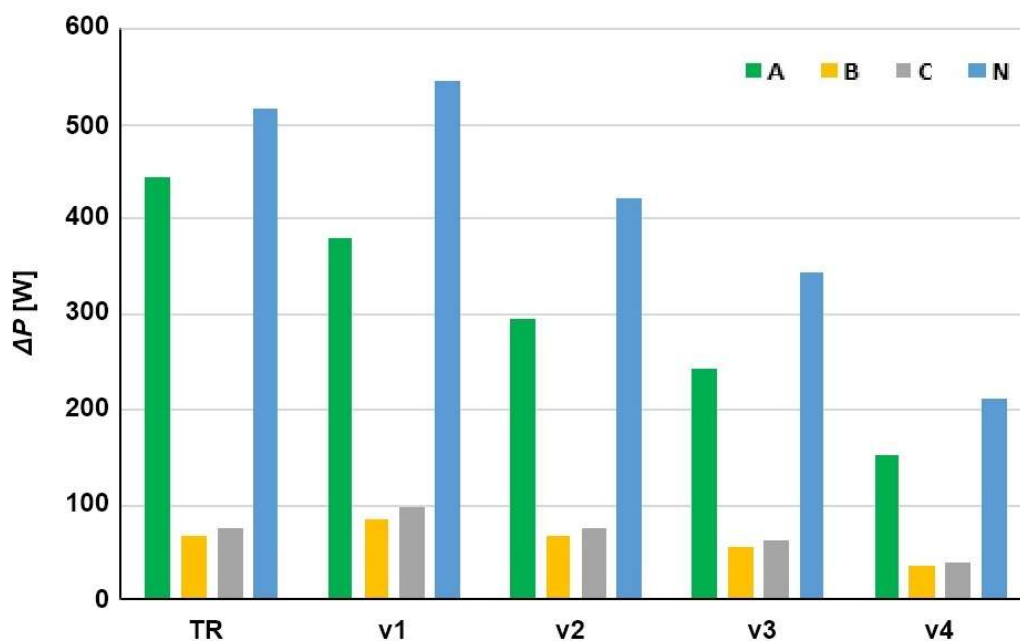
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v2-1	80,3	31,0	33,0	92,0	80,5	12,0	13,6	103,6
v2-2	59,5	32,9	35,2	76,8	44,2	13,5	15,5	71,9
v2-3	67,0	25,8	27,5	76,8	56,1	8,3	9,5	72,1
v2-4	46,2	27,8	29,8	61,5	26,6	9,7	11,1	46,2
v2-5	53,6	20,6	22,1	61,5	36,0	5,3	6,1	46,2
v2-6	32,9	22,8	24,5	46,2	13,5	6,5	7,5	26,1
v2-7	40,3	15,5	16,6	46,1	20,3	3,0	3,4	26,0
v2-8	19,8	17,9	19,2	30,9	4,9	4,0	4,6	11,7
v1-9	26,9	10,3	11,1	30,8	9,0	1,3	1,5	11,6
v2-10	7,7	13,2	14,2	15,6	0,7	2,2	2,5	3,0
v2-11	13,4	5,1	5,5	15,4	2,3	0,3	0,4	2,9
v2-12	9,4	9,0	9,7	0,5	1,1	1,0	1,2	0
straty ogółem					295,2	67,1	76,9	421,3

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v3-1	80,2	31,0	33,0	91,9	66,2	9,9	11,2	84,9
v3-2	59,4	33,0	35,1	76,6	36,3	11,2	12,7	58,9
v3-3	66,9	25,8	27,5	76,6	46,1	6,9	7,8	59,0
v3-4	46,1	27,9	29,8	61,4	21,9	8,0	9,1	37,8
v3-5	53,6	20,7	22,1	61,3	29,6	4,4	5,0	37,8
v3-6	32,9	22,8	24,4	46,1	11,1	5,4	6,2	21,3
v3-7	40,2	15,5	16,6	46,0	16,7	2,5	2,8	21,3
v3-8	19,7	17,9	19,2	30,8	4,0	3,3	3,8	9,5
v3-9	26,8	10,3	11,1	30,7	7,4	1,1	1,3	9,5
v3-10	7,7	13,2	14,2	15,5	0,6	1,8	2,1	2,4
v3-11	13,4	5,2	5,5	15,4	1,9	0,3	0,3	2,4
v3-12	9,4	9,0	9,7	0,4	0,9	0,8	1,0	0
straty ogółem					242,7	55,6	63,3	344,8

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v4-1	80,1	31,1	33,0	91,6	41,3	6,2	7,0	52,6
v4-2	59,3	33,0	35,1	76,3	22,6	7,0	8,0	36,3
v4-3	66,8	25,9	27,6	76,4	28,7	4,3	4,9	36,5
v4-4	46,0	27,9	29,8	61,1	13,6	5,0	5,7	23,2
v4-5	53,4	20,7	22,1	61,1	18,4	2,8	3,1	23,4
v4-6	32,8	22,9	24,4	45,9	6,9	3,4	3,9	13,0
v4-7	40,1	15,5	16,6	45,9	10,4	1,6	1,8	13,1
v4-8	19,7	18,0	19,2	30,6	2,5	2,1	2,4	5,8
v4-9	26,7	10,3	11,1	30,6	4,6	0,7	0,8	5,8
v4-10	7,7	13,2	14,2	15,3	0,4	1,1	1,3	1,4
v4-11	13,4	5,2	5,5	15,3	1,2	0,2	0,2	1,5
v4-12	9,4	9,0	9,6	0,4	0,6	0,5	0,6	0
straty ogółem					151,2	34,9	39,7	212,6

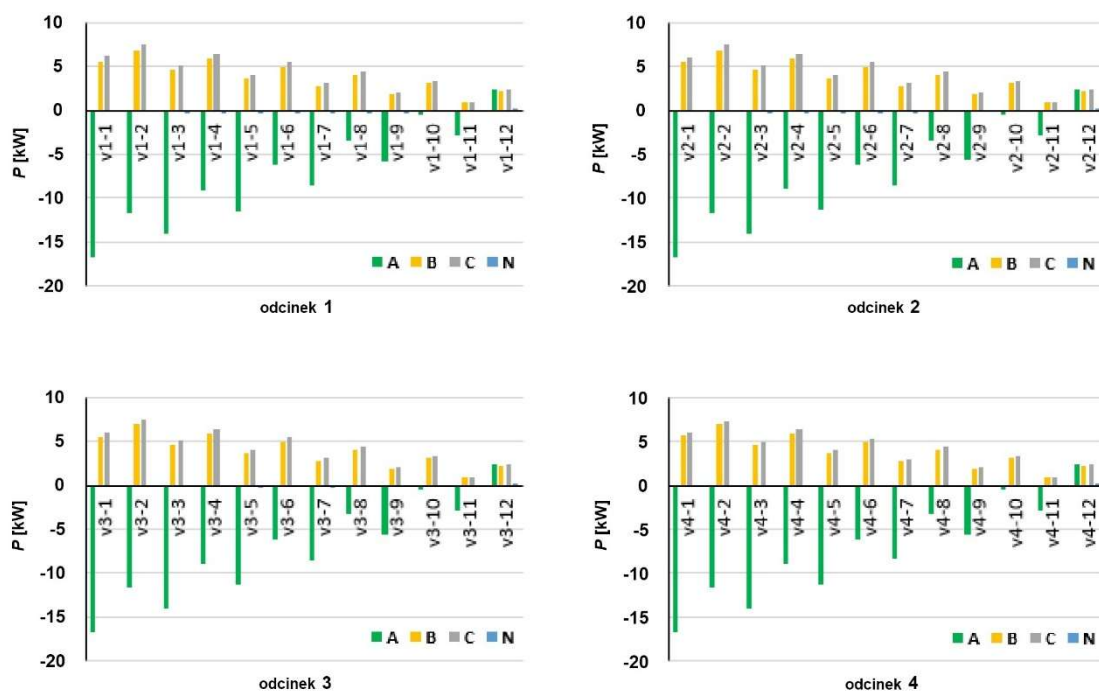
Tab. 20 Prądy płynące przez poszczególne części sieci oraz straty mocy czynnej w tych częściach – stan modelowania A3

Z tabel 19 i 20 wynika, że w stanie modelowania A3 nie dojdzie do przekroczenia granicznego obciążenia prądowego przewodów linii ani transformatora. Graficzne przedstawienie całkowitych strat mocy czynnej w fazach A, B i C oraz przewodzie neutralnym N lub przewodzie PEN na poszczególnych przewodach i transformatorze w stanie modelowania A3 znajduje się na rysunku 43.



Rys. 43 Całkowite straty mocy czynnej na transformatorze i poszczególnych liniach od v1 do v4 – stan modelowania A3

Na rysunku 44 widać, że kierunek przepływu mocy czynnej w fazie A we wszystkich odcinkach poszczególnych linii, z wyjątkiem odcinków vx-12, jest zgodny z kierunkiem przepływu z sieci nN do zewnętrznej sieci SN. Sumaryczna moc czynna przenoszona fazą A do zewnętrznej sieci SN ma wartość prawie 67 kW. We wszystkich odcinkach poszczególnych linii w fazach B i C moc płynie w kierunku sieci niskiego napięcia z zewnętrznej sieci średniego napięcia.



Rys. 44 Graficzne przedstawienie wartości mocy czynnej przenoszonej poszczególnymi gałęziami sieci – stan modelowania A3

5.2.5. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu B1

Przypadek B1 przedstawia stan, w którym do wszystkich węzłów na poszczególnych liniach podłączone są dwie 1-fazowe instalacje fotowoltaiczne, każda o mocy 3,68 kW i współczynniku mocy $\cos \varphi_L = 0,97$. Każda instalacja podłączona jest do fazy A.

W tabeli 21 przedstawione zostały wartości napięć, kąty przesunięć fazowych oraz parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci przy wybranym stanie modelowania B1.

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	273	226	-31,9	-148,9	91,7	3,50	-0,4	10,1	-8,6
u1-1	244	276	225	-32,0	-149,8	93,2	3,96	-0,5	12,4	-8,3
u1-2	242	280	224	-32,1	-150,6	94,5	4,47	-0,6	14,6	-8,0
u1-3	241	283	224	-32,1	-151,3	95,7	4,99	-0,7	16,7	-7,7
u1-4	239	286	223	-32,2	-151,9	96,9	5,48	-0,8	18,6	-7,3
u1-5	238	289	223	-32,3	-152,4	97,8	5,94	-0,9	20,3	-7,0
u1-6	236	291	223	-32,3	-152,9	98,7	6,34	-1,0	21,9	-6,6
u1-7	235	293	223	-32,4	-153,3	99,5	6,70	-1,1	23,2	-6,3
u1-8	234	295	223	-32,4	-153,6	100,1	7,00	-1,1	24,3	-6,0
u1-9	234	296	223	-32,4	-153,8	100,6	7,24	-1,2	25,2	-5,8
u1-10	233	297	223	-32,4	-154,0	101,0	7,43	-1,2	25,9	-5,6
u1-11	233	298	223	-32,5	-154,2	101,2	7,55	-1,2	26,4	-5,5
u1-12	232	298	223	-32,5	-154,2	101,4	7,61	-1,2	26,6	-5,4

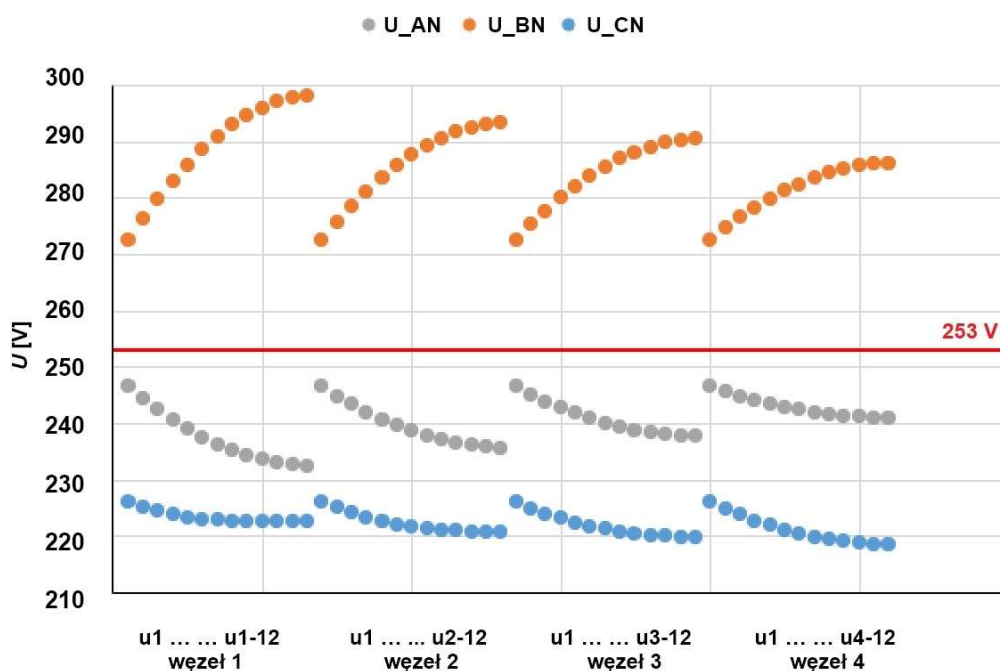
Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	273	226	-31,9	-148,9	91,7	3,50	-0,4	10,1	-8,6
u2-1	245	276	225	-32,0	-149,6	92,8	3,89	-0,5	12,0	-8,6
u2-2	243	278	224	-32,1	-150,2	93,9	4,30	-0,6	13,8	-8,4
u2-3	242	281	223	-32,1	-150,7	94,8	4,71	-0,7	15,4	-8,3
u2-4	241	283	223	-32,2	-151,1	95,7	5,10	-0,7	16,9	-8,2
u2-5	240	286	222	-32,3	-151,6	96,5	5,46	-0,8	18,3	-8,0
u2-6	239	288	222	-32,3	-151,9	97,2	5,78	-0,8	19,5	-7,9
u2-7	238	289	221	-32,4	-152,2	97,8	6,06	-0,9	20,5	-7,7
u2-8	237	291	221	-32,4	-152,5	98,3	6,30	-0,9	21,4	-7,6
u2-9	237	292	221	-32,4	-152,6	98,7	6,49	-1,0	22,1	-7,5
u2-10	236	293	221	-32,5	-152,8	99,0	6,64	-1,0	22,6	-7,4
u2-11	236	293	221	-32,5	-152,9	99,2	6,73	-1,0	23,0	-7,3
u2-12	236	293	221	-32,5	-152,9	99,3	6,78	-1,0	23,2	-7,3

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	273	226	-31,9	-148,9	91,7	3,50	-0,4	10,1	-8,6
u3-1	245	275	225	-32,0	-149,4	92,6	3,85	-0,5	11,7	-8,7
u3-2	244	278	224	-32,1	-149,9	93,5	4,20	-0,6	13,2	-8,7
u3-3	243	280	223	-32,1	-150,3	94,3	4,54	-0,6	14,6	-8,6
u3-4	242	282	222	-32,2	-150,7	95,0	4,87	-0,7	15,9	-8,6
u3-5	241	284	222	-32,3	-151,0	95,7	5,17	-0,7	17,0	-8,6
u3-6	240	286	221	-32,3	-151,3	96,2	5,44	-0,8	18,0	-8,5
u3-7	239	287	221	-32,4	-151,5	96,7	5,68	-0,8	18,9	-8,5
u3-8	239	288	221	-32,4	-151,7	97,1	5,88	-0,8	19,6	-8,4
u3-9	238	289	220	-32,4	-151,9	97,4	6,04	-0,9	20,2	-8,4
u3-10	238	290	220	-32,5	-152,0	97,7	6,16	-0,9	20,7	-8,3
u3-11	238	290	220	-32,5	-152,1	97,9	6,24	-0,9	21,0	-8,3
u3-12	238	290	220	-32,5	-152,1	97,9	6,28	-0,9	21,1	-8,3

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	$\delta_{U_{AN}}$ [31,9°]	$\delta_{U_{BN}}$ [°]	$\delta_{U_{CN}}$ [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	273	226	-31,9	-149,9	91,7	3,50	-0,4	10,1	-8,6
u4-1	246	275	225	-32,0	-149,2	92,3	3,78	-0,5	11,3	-8,9
u4-2	245	277	224	-32,1	-149,5	92,8	4,05	-0,5	12,3	-9,1
u4-3	244	278	223	-32,2	-149,7	93,3	4,31	-0,5	13,3	-9,3
u4-4	244	280	222	-32,2	-149,9	93,8	4,55	-0,6	14,2	-9,4
u4-5	243	281	221	-32,3	-150,1	94,2	4,76	-0,6	15,0	-9,6
u4-6	243	282	220	-32,3	-150,2	94,5	4,96	-0,6	15,7	-9,7
u4-7	242	284	220	-32,4	-150,4	94,9	5,12	-0,7	16,3	-9,8
u4-8	242	284	219	-32,4	-150,5	95,1	5,26	-0,7	16,9	-9,8
u4-9	241	285	219	-32,5	-150,6	95,3	5,37	-0,7	17,3	-9,9
u4-10	241	286	219	-32,5	-150,6	95,5	5,46	-0,7	17,6	-9,9
u4-11	241	286	219	-32,5	-150,7	95,6	5,52	-0,7	17,8	-10,0
u4-12	241	286	219	-32,5	-150,7	95,6	5,54	-0,7	17,9	-10,0

Tab. 21 Wartości napięć, kąty napięć i parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania B1

Z tabeli 21 i rysunku 45 wynika, że w stanie modelowania B1 dochodzi do przekroczenia dopuszczalnej wielkości napięcia w fazie B we wszystkich węzłach, przy czym stopień przekroczenia tej granicy jest większy niż w stanie modelowania A1, ze względu na większą liczbę instalacji fotowoltaicznych. W porównaniu ze stanem A1 większa jest również różnica między napięciami w poszczególnych fazach. Duża liczba jednofazowych PV powoduje również powstanie silnej asymetrii, która przekracza dopuszczalną granicę we wszystkich węzłach. W stanie modelowania B1 dochodzi również do przekroczenia dopuszczalnej wartości względnej zmiany napięcia we wszystkich węzłach w fazie B i fazie C.



Rys. 45 Wartości napięć fazowych w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania B1

Strona transformatora	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
pierwotna	9,0	8,1	11,4	0	2497	324,3	535,7	3798
wtórna	1076,8	387,7	499,0	1545,5	2493	323,2	535,4	3801
straty ogółem					4990	647,5	1071,1	7599

Tab. 22 Straty mocy czynnej i prądy przepływające w transformatorze – stan modelowania B1

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v1-1	272,5	95,6	124,0	393,7	1188	146,1	246,0	2553
v1-2	250,5	87,2	113,8	362,6	1004	121,7	207,2	2172
v1-3	228,4	79,0	103,5	331,0	834,3	99,8	171,5	1815
v1-4	206,0	70,8	93,2	299,0	679,1	80,2	139,1	1485
v1-5	183,5	62,7	82,9	266,6	538,9	63,0	110,0	1183
v1-6	160,9	54,7	72,6	234,0	414,2	47,9	84,3	912,9
v1-7	138,1	46,8	62,2	201,0	305,3	35,0	61,9	675,1
v1-8	115,3	38,9	51,9	167,9	212,6	24,2	43,0	471,3
v1-9	92,3	31,1	41,5	134,5	136,4	15,5	27,5	303,0
v1-10	69,3	23,3	31,1	101,0	76,9	8,7	15,5	171,0
v1-11	46,2	15,5	20,7	67,4	34,2	3,8	6,9	76,2
v1-12	23,1	7,7	10,4	33,7	8,6	1,0	1,7	19,1
straty ogółem					5432,5	646,9	1114,6	11836,6

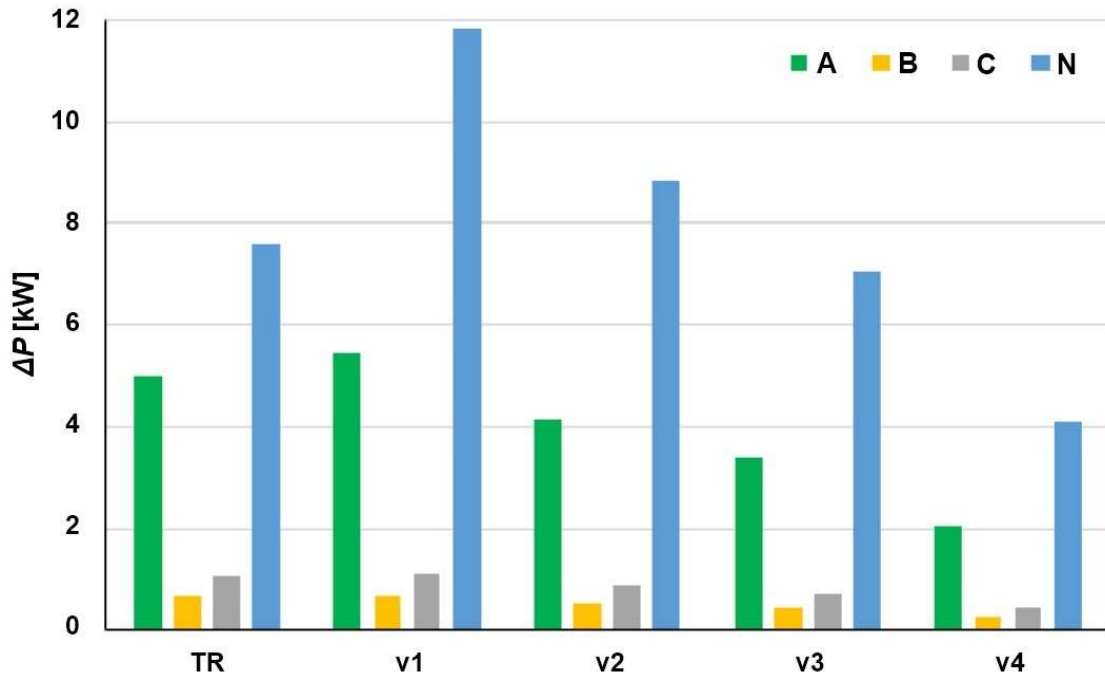
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v2-1	270,0	96,6	124,7	388,3	911,0	116,7	194,4	1913
v2-2	248,0	88,3	114,5	357,2	768,8	97,4	163,8	1623
v2-3	225,9	80,0	104,2	325,8	637,9	79,9	135,7	1354
v2-4	203,7	71,8	93,9	294,1	518,6	64,4	110,1	1106
v2-5	181,4	63,6	83,5	266,1	411,1	50,6	87,1	879,9
v2-6	158,9	55,5	73,1	229,9	315,7	38,5	66,8	677,9
v2-7	136,4	47,5	62,7	197,5	232,5	28,2	49,1	500,8
v2-8	113,8	39,5	52,3	164,8	161,8	19,5	34,1	349,4
v2-9	91,1	31,6	41,8	132,1	103,8	12,5	21,9	224,4
v2-10	68,4	23,6	31,4	99,1	58,4	7,0	12,3	126,6
v2-11	45,6	15,8	20,9	66,1	26,0	3,1	5,5	56,4
v2-12	22,8	7,9	10,5	33,1	6,5	0,8	1,4	14,1
straty ogółem					4152,1	518,6	882,2	8825,5

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v3-1	268,4	97,3	125,0	384,8	742,0	97,5	160,9	1531
v3-2	246,5	88,9	114,7	353,8	625,7	81,4	135,6	1297
v3-3	224,4	80,6	104,4	322,6	518,8	66,9	112,4	1080
v3-4	202,3	72,3	94,1	291,0	421,5	53,9	91,2	880,9
v3-5	180,1	64,2	83,7	259,3	333,9	42,4	72,2	700,3
v3-6	157,7	56,0	73,3	227,3	256,3	32,3	55,4	539,1
v3-7	135,3	47,9	62,9	195,2	188,7	23,7	40,7	397,9
v3-8	112,9	39,9	52,4	162,9	131,3	16,4	28,3	277,4
v3-9	90,4	31,9	42,0	130,5	84,1	10,5	18,1	178,1
v3-10	67,8	23,9	31,5	97,9	47,4	5,9	10,2	100,4
v3-11	45,2	15,9	21,0	65,3	21,1	2,6	4,5	44,7
v3-12	22,6	7,9	10,5	32,7	5,3	0,7	1,1	11,2
straty ogółem					3376,1	434,2	730,6	7038

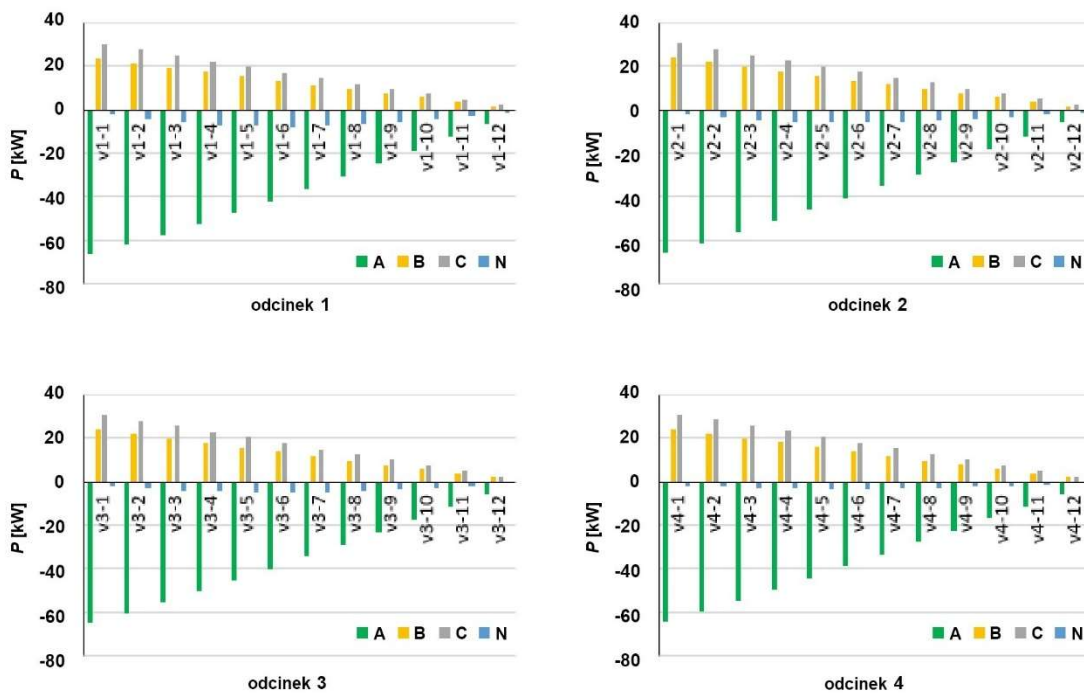
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v4-1	265,9	98,3	125,5	378,7	455,9	62,3	101,6	899,2
v4-2	244,0	89,9	115,2	347,8	383,9	52,1	85,7	759,5
v4-3	222,0	81,5	104,9	316,8	317,9	42,9	71,0	630,6
v4-4	200,0	73,5	94,6	285,6	258,0	34,6	57,7	513,0
v4-5	177,9	65,0	84,2	254,2	204,2	27,2	45,7	406,9
v4-6	155,8	56,8	73,7	222,7	156,6	20,8	35,1	312,6
v4-7	133,6	48,6	63,3	191,1	115,2	15,2	25,8	230,4
v4-8	111,4	40,4	52,8	159,4	80,1	10,6	17,9	160,4
v4-9	89,2	32,3	42,2	127,6	51,3	6,7	11,5	102,9
v4-10	66,9	24,2	31,7	95,8	28,9	3,8	6,5	58,0
v4-11	44,6	16,1	21,1	63,9	12,8	1,7	2,9	25,8
v4-12	22,3	8,1	10,6	32,0	3,2	0,4	0,7	6,5
straty ogółem					2068	278,3	462,1	4105,8

Tab. 23 Prądy płynące przez poszczególne części sieci oraz straty mocy czynnej w tych częściach – stan modelowania B1

Z tabeli 22 i 23 wynika, że w stanie modelowania B1 dochodzi do przeciążenia niektórych odcinków linii, a także transformatora. Przyczyną wysokiej wartości prądu płynącego przewodem neutralnym lub przewodem PEN jest obecność asymetrii wynikającej z dużej liczby 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych podłączonych do jednej fazy. Graficzne przedstawienie całkowitych strat mocy czynnej w fazach A, B i C oraz przewodzie neutralnym N lub przewodzie PEN na poszczególnych liniach i transformatorze w stanie modelowania B1 znajduje się na rys. 46.



Rys. 46 Całkowite straty mocy czynnej na transformatorze i poszczególnych liniach od v1 do v4 – stan modelowania B1



Rys. 47 Graficzne przedstawienie wartości mocy czynnej przenoszonej poszczególnymi gałęziami sieci – stan modelowania B1

Z rysunku 47 wynika, że kierunek przepływu mocy czynnej w fazie A we wszystkich odcinkach poszczególnych linii jest skierowany z sieci nN do zewnętrznej sieci SN. Moc czynna przekazywana fazą A do zewnętrznej sieci SN ma wartość prawie 259 kW. W fazach B i C moc we wszystkich odcinkach poszczególnych linii płynie w kierunku z zewnętrznej sieci średniego napięcia w stronę sieci niskiego napięcia.

5.2.6. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu B2

Przypadek B2 przedstawia stan, w którym do wszystkich węzłów na poszczególnych liniach podłączone są dwie 3-fazowe instalacje fotowoltaiczne, każda o mocy 11 kW i współczynnika mocy $\cos \varphi_L = 0,97$.

W tabeli 24 przedstawione zostały wartości napięć, kąty przesunięć fazowych oraz parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci przy wybranym stanie modelowania B2.

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	247	247	-26,0	-146,0	94,0	0	-0,4	-0,4	-0,4
u1-1	250	250	250	-25,4	-145,4	94,6	0	1,7	1,7	1,7
u1-2	253	253	253	-24,9	-144,9	95,1	0	3,7	3,7	3,7
u1-3	256	256	256	-24,5	-144,5	95,5	0	5,4	5,4	5,4
u1-4	258	258	258	-24,1	-144,1	95,9	0	7,1	7,1	7,1
u1-5	260	260	260	-23,7	-143,7	96,3	0	8,5	8,5	8,5
u1-6	262	262	262	-23,4	-143,4	96,6	0	9,8	9,8	9,8
u1-7	264	264	264	-23,2	-143,2	96,8	0	10,9	10,9	10,9
u1-8	265	265	265	-23,0	-143,0	97,0	0	11,9	11,9	11,9
u1-9	266	266	266	-22,8	-142,8	97,2	0	12,6	12,6	12,6
u1-10	267	267	267	-22,7	-142,7	97,3	0	13,2	13,2	13,2
u1-11	268	268	268	-22,6	-142,6	97,4	0	13,6	13,6	13,6
u1-12	268	268	268	-22,6	-142,6	97,4	0	13,8	13,8	13,8

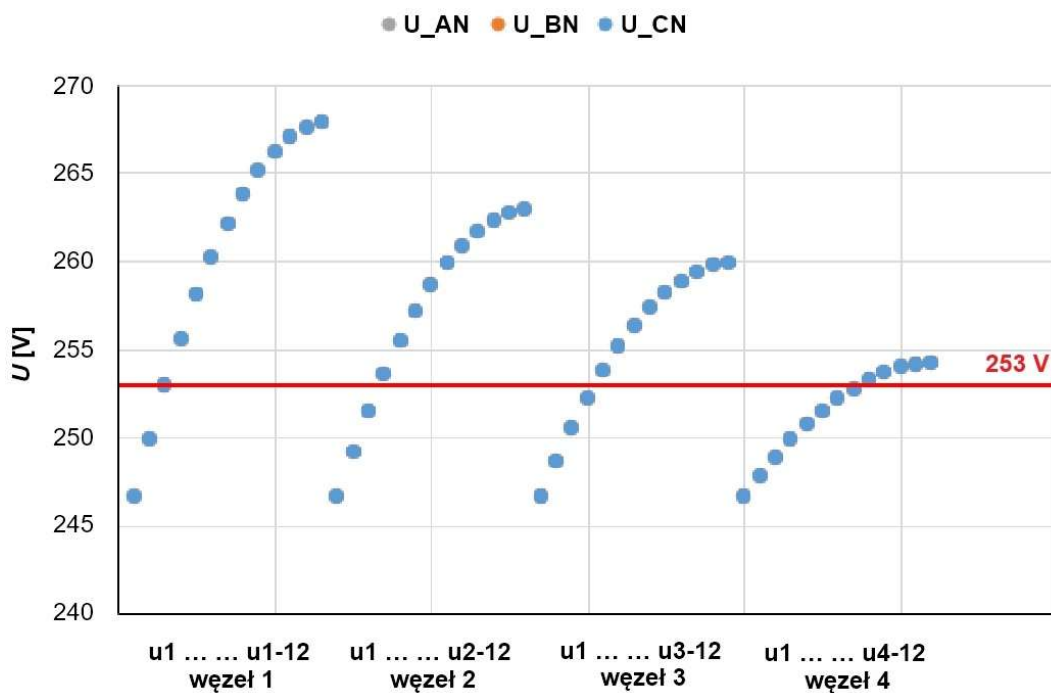
Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	247	247	-26,0	-146,0	94,0	0	-0,4	-0,4	-0,4
u2-1	249	249	249	-25,5	-145,5	94,5	0	1,2	1,2	1,2
u2-2	251	251	251	-25,1	-145,1	94,9	0	2,7	2,7	2,7
u2-3	254	254	254	-24,7	-144,7	95,3	0	4,1	4,1	4,1
u2-4	255	255	255	-24,3	-144,3	95,7	0	5,3	5,3	5,3
u2-5	257	257	257	-24,0	-144,0	96,0	0	6,4	6,4	6,4
u2-6	259	259	259	-23,8	-143,8	96,2	0	7,4	7,4	7,4
u2-7	260	260	260	-23,5	-143,5	96,5	0	8,3	8,3	8,3
u2-8	261	261	261	-23,3	-143,3	96,7	0	9,0	9,0	9,0
u2-9	262	262	262	-23,2	-143,2	96,8	0	9,6	9,6	9,6
u2-10	262	262	262	-23,1	-143,1	96,9	0	10,0	10,0	10,0
u2-11	263	263	263	-23,0	-143,0	97,0	0	10,3	10,3	10,3
u2-12	263	263	263	-23,0	-143,0	97,0	0	10,4	10,4	10,4

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	247	247	-26,0	-146,0	94,0	0	-0,4	-0,4	-0,4
u3-1	249	249	249	-25,5	-145,5	94,5	0	0,9	0,9	0,9
u3-2	251	251	251	-25,2	-145,2	94,8	0	2,1	2,1	2,1
u3-3	252	252	252	-24,8	-144,8	95,2	0	3,3	3,3	3,3
u3-4	254	254	254	-24,5	-144,5	95,5	0	4,3	4,3	4,3
u3-5	255	255	255	-24,2	-144,2	95,8	0	5,2	5,2	5,2
u3-6	256	256	256	-24,0	-144,0	96,0	0	6,0	6,0	6,0
u3-7	257	257	257	-23,8	-143,8	96,2	0	6,6	6,6	6,6
u3-8	258	258	258	-23,6	-143,6	96,4	0	7,2	7,2	7,2
u3-9	259	259	259	-23,5	-143,5	96,5	0	7,7	7,7	7,7
u3-10	259	259	259	-23,4	-143,4	96,6	0	8,0	8,0	8,0
u3-11	260	260	260	-23,3	-143,3	96,7	0	8,2	8,2	8,2
u3-12	260	260	260	-23,3	-143,3	96,7	0	8,4	8,4	8,4

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	247	247	247	-26,0	-146,0	94,0	0	-0,4	-0,4	-0,4
u4-1	248	248	248	-25,6	-145,6	94,4	0	0,4	0,4	0,4
u4-2	249	249	249	-25,3	-145,3	94,7	0	1,1	1,1	1,1
u4-3	250	250	250	-25,0	-145,0	95,0	0	1,8	1,8	1,8
u4-4	251	251	251	-24,7	-144,7	95,3	0	2,3	2,3	2,3
u4-5	252	252	252	-24,5	-144,5	95,5	0	2,9	2,9	2,9
u4-6	252	252	252	-24,3	-144,3	95,7	0	3,3	3,3	3,3
u4-7	253	253	253	-24,1	-144,1	95,9	0	3,7	3,7	3,7
u4-8	253	253	253	-24,0	-144,0	96,0	0	4,1	4,1	4,1
u4-9	254	254	254	-23,9	-143,9	96,1	0	4,3	4,3	4,3
u4-10	254	254	254	-23,8	-143,8	96,2	0	4,5	4,5	4,5
u4-11	254	254	254	-23,7	-143,7	96,3	0	4,7	4,7	4,7
u4-12	254	254	254	-23,7	-143,7	96,3	0	4,7	4,7	4,7

Tab. 24 Wartości napięć, kąty napięć i parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania B2

Z tabeli 24 i rysunku 48 wynika, że w stanie modelowania B2 w węzłach znajdujących się w pewnej odległości od początku linii następuje przekroczenie dopuszczalnej wartości napięcia fazowego we wszystkich trzech fazach, przy czym dla każdego przewodu obowiązuje zasada, że im dany węzeł jest dalej od początku przewodu, tym wyższa jest w nim wartość napięcia i większa jest również względna zmiana napięcia, która w większości węzłów przekracza dopuszczalne granice. W porównaniu ze stanem A2 wartości napięć i względne zmiany napięcia są w poszczególnych węzłach na przewodach większe ze względu na większą liczbę zainstalowanych instalacji PV. Ponieważ do sieci podłączone są tylko urządzenia 3-fazowe, współczynnik asymetrii wynosi 0.



Rys. 48 Wartości napięć fazowych w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania B2

Strona transformatora	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
pierwotna	19,1	19,1	19,1	0	2157	2157	2157	0
wtórna	1000,3	1000,3	1000,3	0	2151	2151	2151	0
straty ogółem					4308	4308	4308	0

Tab. 25 Straty mocy czynnej i prądy przepływające w transformatorze – stan modelowania B2

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v1-1	245,7	245,7	245,7	0	956,9	956,9	956,9	0
v1-2	224,3	224,3	224,3	0	805,1	805,1	805,1	0
v1-3	203,2	203,2	203,2	0	660,4	660,4	660,4	0
v1-4	182,2	182,2	182,2	0	531,4	531,4	531,4	0
v1-5	161,5	161,5	161,5	0	417,4	417,4	417,4	0
v1-6	141,0	141,0	141,0	0	317,9	317,9	317,9	0
v1-7	120,6	120,6	120,6	0	232,5	232,5	232,5	0
v1-8	100,3	100,3	100,3	0	160,9	160,9	160,9	0
v1-9	80,1	80,1	80,1	0	102,6	102,6	102,6	0
v1-10	60,0	60,0	60,0	0	57,6	57,6	57,6	0
v1-11	40,0	40,0	40,0	0	25,6	25,6	25,6	0
v1-12	20,0	20,0	20,0	0	6,4	6,4	6,4	0
straty ogółem					4274,7	4274,7	4274,7	0

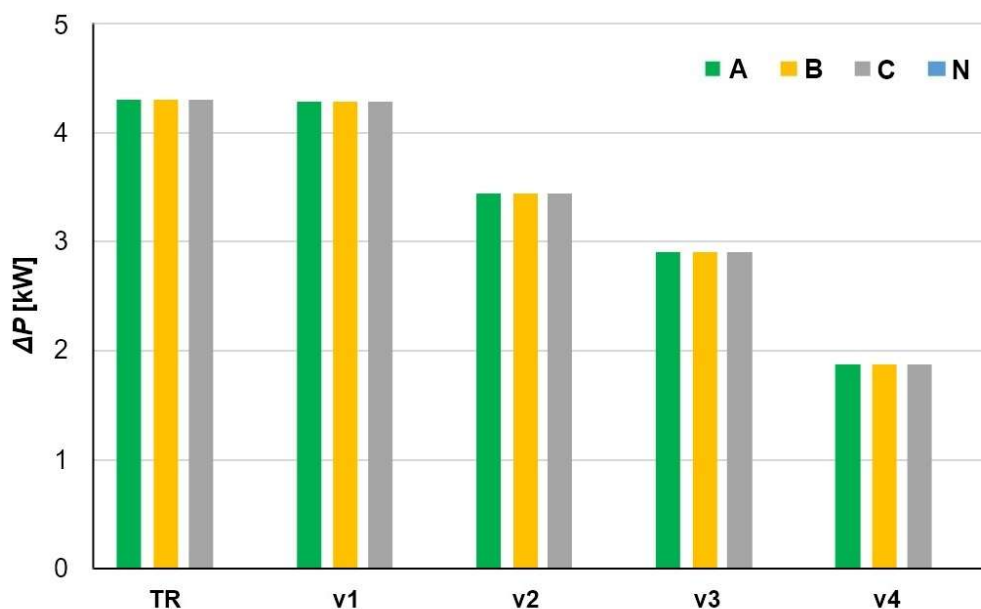
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v2-1	248,9	248,9	248,9	0	774,2	774,2	774,2	0
v2-2	227,4	227,4	227,4	0	646,5	646,5	646,5	0
v2-3	206,1	206,1	206,1	0	531,2	531,2	531,2	0
v2-4	185,1	185,1	185,1	0	428,0	428,0	428,0	0
v2-5	164,1	164,1	164,1	0	336,7	336,7	336,7	0
v2-6	143,3	143,3	143,3	0	256,7	256,7	256,7	0
v2-7	122,6	122,6	122,6	0	187,9	187,9	187,9	0
v2-8	102,0	102,0	102,0	0	130,1	130,1	130,1	0
v2-9	81,5	81,5	81,5	0	83,1	83,1	83,1	0
v2-10	61,1	61,1	61,1	0	46,6	46,6	46,6	0
v2-11	40,7	40,7	40,7	0	20,7	20,7	20,7	0
v2-12	20,3	20,3	20,3	0	5,2	5,2	5,2	0
straty ogółem					3446,9	3446,9	3446,9	0

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v3-1	250,9	250,9	250,9	0	648,6	648,6	648,6	0
v3-2	229,4	229,4	229,4	0	542,2	542,2	542,2	0
v3-3	208,1	208,1	208,1	0	446,0	446,0	446,0	0
v3-4	186,9	186,9	186,9	0	359,7	359,7	359,7	0
v3-5	165,8	165,8	165,8	0	283,2	283,2	283,2	0
v3-6	144,8	144,8	144,8	0	216,1	216,1	216,1	0
v3-7	124,0	124,0	124,0	0	158,3	158,3	158,3	0
v3-8	103,2	103,2	103,2	0	109,7	109,7	109,7	0
v3-9	82,5	82,5	82,5	0	70,0	70,0	70,0	0
v3-10	61,8	61,8	61,8	0	39,3	39,3	39,3	0
v3-11	41,2	41,2	41,2	0	17,5	17,5	17,5	0
v3-12	20,6	20,6	20,6	0	4,4	4,4	4,4	0
straty ogółem					2895	2895	2895	0

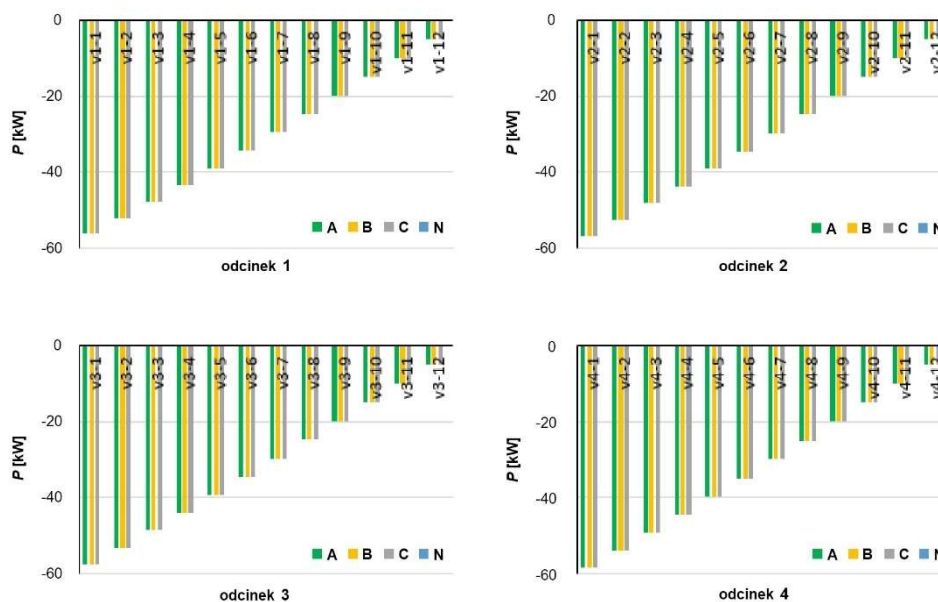
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v4-1	254,8	254,8	254,8	0	418,8	418,8	418,8	0
v4-2	233,2	233,2	233,2	0	350,9	350,9	350,9	0
v4-3	211,8	211,8	211,8	0	289,2	289,2	289,2	0
v4-4	190,3	190,3	190,3	0	233,7	233,7	233,7	0
v4-5	169,0	169,0	169,0	0	184,2	184,2	184,2	0
v4-6	147,7	147,7	147,7	0	140,8	140,8	140,8	0
v4-7	126,5	126,5	126,5	0	103,3	103,3	103,3	0
v4-8	105,4	105,4	105,4	0	71,6	71,6	71,6	0
v4-9	84,2	84,2	84,2	0	45,8	45,8	45,8	0
v4-10	63,2	63,2	63,2	0	25,7	25,7	25,7	0
v4-11	42,1	42,1	42,1	0	11,4	11,4	11,4	0
v4-12	21,0	21,0	21,0	0	2,9	2,9	2,9	0
straty ogółem					1878,3	1878,3	1878,3	0

Tab. 26 Prądy płynące przez poszczególne części sieci oraz straty mocy czynnej w tych częściach – stan modelowania B2

Z tabel 25 i 26 wynika, że w stanie modelowania B2 dochodzi do przekroczenia granicznego obciążenia prądowego kilku odcinków na początku linii od v1 do v3, a także transformatora, przez który przepływa prąd 1,8 razy większy niż jego prąd znamionowy. Graficzne przedstawienie całkowitych strat mocy czynnej w fazach A, Bi C oraz przewodzie neutralnym N lub przewodzie PEN na poszczególnych liniach i transformatorze w stanie modelowania B2 znajduje się na rysunku 49.



Rys. 49 Całkowite straty mocy czynnej na transformatorze i poszczególnych liniach od v1 do v4 – stan modelowania B2



Rys. 50 Graficzne przedstawienie wartości mocy czynnej przenoszonej poszczególnymi gałęziami sieci – stan modelowania B2

Na rysunku 50 widać, że moc czynna przenoszona na wszystkich fazach poszczególnych odcinków linii ma taką samą wartość ujemną, co oznacza, że moc ta jest oddawana, czyli przenoszona z sieci nN do zewnętrznej sieci SN. Całkowita moc przenoszona

przez transformator jedną fazą do sieci SN wynosi 226 kW. Ponieważ w sieci nie występuje asymetria, przewodem neutralnym lub przewodem PEN nie jest przenoszona żadna moc.

5.2.7. Wyniki analiz uzyskane dzięki modelowaniu stanu B3

Przypadek B3 przedstawia stan, w którym do wszystkich węzłów na poszczególnych liniach podłączona jest jedna trójfazowa instalacja fotowoltaiczna o mocy 11 kW i współczynnika mocy $\cos \varphi_L = 0,97$ oraz jedna jednofazowa instalacja fotowoltaiczna o mocy 3,68 kW i współczynnika mocy $\cos \varphi_L = 0,97$.

W tabeli 27 przedstawione zostały wartości napięć, kąty przesunięć fazowych oraz parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci przy wybranym stanie modelowania B3.

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	258	236	-28,7	-147,4	92,6	1,81	0,2	4,4	-4,5
u1-1	249	262	237	-28,5	-147,6	93,6	2,03	1,3	6,5	-3,5
u1-2	250	265	238	-28,3	-147,7	94,5	2,29	2,4	8,5	-2,4
u1-3	251	267	239	-28,1	-147,8	95,2	2,54	3,4	10,3	-1,5
u1-4	251	270	240	-27,9	-147,9	95,9	2,78	4,3	12,0	-0,6
u1-5	252	272	240	-27,8	-147,9	96,6	3,01	5,1	13,4	0,2
u1-6	253	274	241	-27,7	-148,0	97,1	3,20	5,8	14,8	1,0
u1-7	253	276	242	-27,5	-148,1	97,6	3,38	6,4	15,9	1,6
u1-8	253	277	242	-27,5	-148,1	97,9	3,52	6,9	16,9	2,1
u1-9	254	278	242	-27,4	-148,1	98,2	3,64	7,3	17,6	2,6
u1-10	254	279	243	-27,3	-148,2	98,5	3,73	7,7	18,2	2,9
u1-11	254	279	243	-27,3	-148,2	98,6	3,79	7,9	18,6	3,1
u1-12	254	280	243	-27,3	-148,2	98,7	3,82	8,0	18,8	3,2

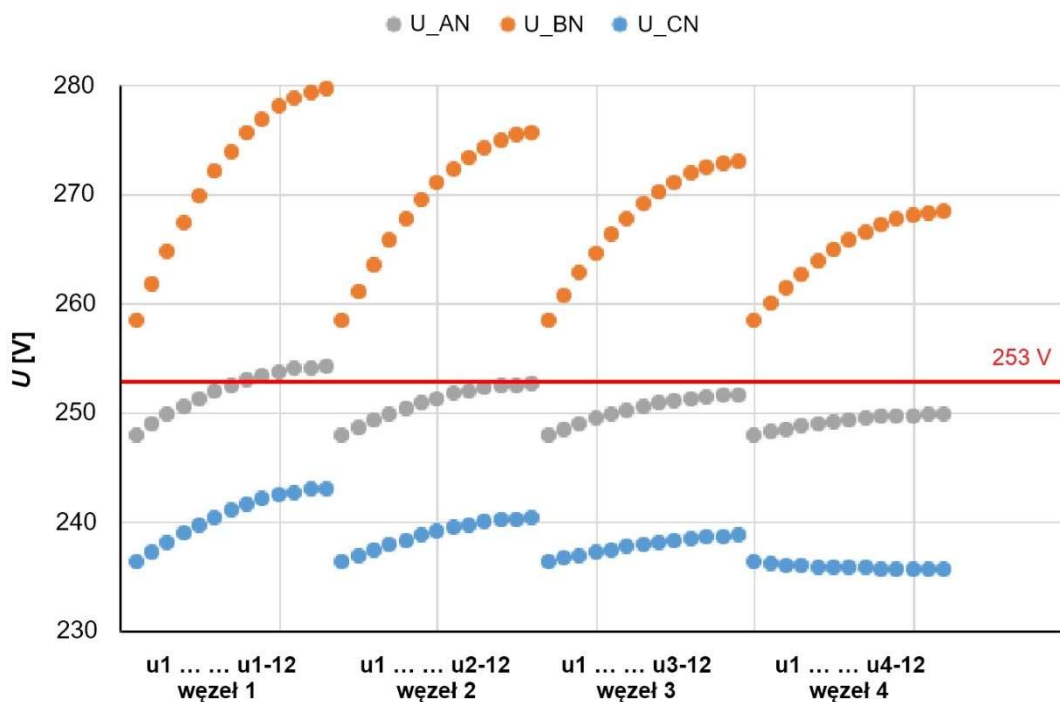
Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	258	236	-28,7	-147,4	92,6	1,81	0,2	4,4	-4,5
u2-1	249	261	237	-28,5	-147,5	93,4	2,00	1,0	6,1	-3,8
u2-2	249	264	237	-28,4	-147,6	94,1	2,20	1,8	7,6	-3,0
u2-3	250	266	238	-28,2	-147,6	94,8	2,40	2,6	9,1	-2,4
u2-4	250	268	238	-28,1	-147,7	95,3	2,59	3,3	10,4	-1,7
u2-5	251	269	239	-27,9	-147,7	95,8	2,77	3,9	11,6	-1,2
u2-6	251	271	239	-27,8	-147,7	96,3	2,92	4,4	12,6	-0,7
u2-7	252	272	239	-27,7	-148,8	96,7	3,06	4,9	13,5	-0,2
u2-8	252	273	240	-27,7	-148,8	97,0	3,17	5,3	14,2	0,2
u2-9	252	274	240	-27,6	-148,8	97,2	3,27	5,6	14,8	0,5
u2-10	252	275	240	-27,6	-148,8	97,4	3,34	5,8	15,3	0,7
u2-11	253	275	240	-27,5	-148,8	97,5	3,38	6,0	15,6	0,8
u2-12	253	276	240	-27,5	-148,8	97,6	3,41	6,1	15,7	0,9

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	258	236	-28,7	-147,4	92,6	1,81	0,2	4,4	-4,5
u3-1	249	261	237	-28,6	-147,5	93,3	1,98	0,9	5,8	-4,0
u3-2	249	263	237	-28,4	-147,5	93,9	2,15	1,5	7,1	-3,4
u3-3	249	265	237	-28,3	-147,5	94,4	2,32	2,1	8,3	-2,9
u3-4	250	266	237	-28,2	-147,5	94,9	2,48	2,7	9,4	-2,4
u3-5	250	268	238	-28,0	-147,5	95,4	2,62	3,2	10,4	-2,0
u3-6	251	269	238	-27,9	-147,6	95,7	2,75	3,6	11,2	-1,6
u3-7	251	270	238	-27,9	-147,6	96,1	2,87	4,0	12,0	-1,3
u3-8	251	271	238	-27,8	-147,6	96,3	2,96	4,3	12,6	-1,0
u3-9	251	272	238	-27,7	-147,6	96,6	3,04	4,5	13,1	-0,8
u3-10	251	272	239	-27,7	-147,6	96,7	3,10	4,7	13,4	-0,6
u3-11	252	273	239	-27,7	-147,6	96,8	3,14	4,8	13,7	-0,5
u3-12	252	273	239	-27,7	-147,6	96,9	3,16	4,9	13,8	-0,5

Węzeł	U_{AN} [V]	U_{BN} [V]	U_{CN} [V]	δ_{UAN} [°]	δ_{UBN} [°]	δ_{UCN} [°]	k' [%]	Δu_{AN} [%]	Δu_{BN} [%]	Δu_{CN} [%]
u1	248	258	236	-28,7	-147,4	92,6	1,81	0,2	4,4	-4,5
u4-1	248	260	236	-28,6	-147,4	93,1	1,95	0,6	5,3	-4,3
u4-2	248	261	236	-28,5	-147,3	93,5	2,08	1,0	6,2	-4,1
u4-3	249	263	236	-28,4	-147,3	93,9	2,20	1,3	7,0	-3,9
u4-4	249	264	236	-28,3	-147,3	94,2	2,32	1,6	7,7	-3,7
u4-5	249	265	236	-28,2	-147,3	94,5	2,43	1,9	8,3	-3,5
u4-6	249	266	236	-28,1	-147,2	94,8	2,52	2,1	8,9	-3,4
u4-7	249	267	236	-28,1	-147,2	95,0	2,60	2,4	9,4	-3,3
u4-8	250	267	236	-28,0	-147,2	95,2	2,67	2,5	9,8	-3,2
u4-9	250	268	236	-28,0	-147,2	95,4	2,72	2,7	10,1	-3,1
u4-10	250	268	236	-27,9	-147,2	95,5	2,76	2,8	10,3	-3,0
u4-11	250	268	236	-27,9	-147,2	95,6	2,79	2,9	10,5	-3,0
u4-12	250	268	236	-27,9	-147,2	95,6	2,81	2,9	10,6	-2,9

Tab. 27 Wartości napięć, kąty napięć i parametry jakościowe napięć w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania B3

Z tabeli 27 wynika, że w stanie B3 dochodzi do przekroczenia dopuszczalnej granicy wartości napięcia w fazie B we wszystkich węzłach sieci, a w fazie A tylko w kilku węzłach końcowych na linii o najmniejszym przekroju. Ze względu na dużą liczbę jednofazowych instalacji fotowoltaicznych podłączonych do jednej fazy, w większości węzłów współczynnik asymetrii przekracza dopuszczalne granice. Podobnie w dużej części węzłów względne zmiany napięcia również przekraczają dopuszczalne granice.



Rys. 51 Wartości napięć fazowych w poszczególnych węzłach sieci – stan modelowania B3

Strona transformatora	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
pierwotna	12,6	5,9	14,3	0	2270	186,1	237,4	1189
wtórna	1026,5	292,2	330,0	705,9	2265	183,6	234,1	1190
straty ogółem					4535	369,7	471,5	2379

Tab. 28 Straty mocy czynnej i prądy przepływające w transformatorze – stan modelowania B3

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v1-1	255,1	72,0	81,6	174,4	1041,0	83,0	106,7	457,7
v1-2	233,6	65,8	74,7	159,4	872,9	69,2	89,4	380,9
v1-3	212,1	59,6	67,9	144,5	719,8	56,8	73,7	312,1
v1-4	190,7	53,5	61,0	129,8	581,8	45,7	59,6	250,9
v1-5	169,4	47,4	54,2	115,1	458,9	35,9	47,0	196,9
v1-6	148,1	41,4	47,4	100,6	350,8	27,4	35,9	149,8
v1-7	126,8	35,4	40,6	86,1	257,3	20,0	26,3	109,5
v1-8	105,6	29,4	33,8	71,6	178,5	13,9	18,3	75,7
v1-9	84,5	23,5	27,0	57,2	114,1	8,8	11,7	48,3
v1-10	63,3	17,6	20,2	42,9	64,2	5,0	6,6	27,1
v1-11	42,2	11,7	13,5	28,6	28,5	2,2	2,9	12,0
v1-12	21,1	5,9	6,7	14,3	7,1	0,5	0,7	3,0
straty ogółem					4674,9	368,4	478,8	2023,9

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v2-1	256,2	72,8	82,3	175,9	820,8	66,2	84,6	368,7
v2-2	234,7	66,5	75,4	160,9	688,4	55,3	71,0	307,5
v2-3	213,2	60,3	68,5	146,0	568,0	45,4	58,6	252,4
v2-4	191,7	54,1	61,6	131,1	459,4	36,6	47,4	203,2
v2-5	170,3	48,0	54,7	116,4	362,5	28,8	37,4	159,7
v2-6	148,9	41,9	47,8	101,7	277,2	21,9	28,6	121,7
v2-7	127,6	35,9	41,0	87,0	203,4	16,1	21,0	89,0
v2-8	106,3	29,8	34,1	72,5	141,2	11,1	14,6	61,6
v2-9	85,0	23,8	27,3	57,9	90,3	7,1	9,3	39,3
v2-10	63,7	17,9	20,5	43,4	50,8	4,0	5,2	22,1
v2-11	42,5	11,9	13,6	28,9	22,5	1,8	2,3	9,8
v2-12	21,2	5,9	6,8	14,5	5,6	0,4	0,6	2,4
straty ogółem					3690,1	294,7	380,6	1637,4

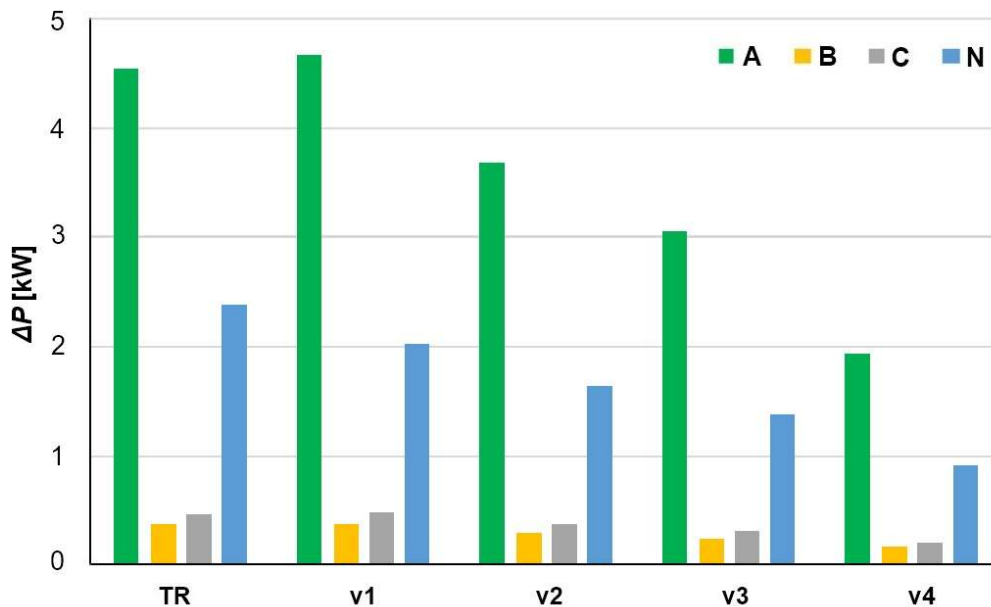
Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v3-1	256,9	73,3	82,7	176,9	680,0	55,3	70,4	310,2
v3-2	235,4	67,0	75,7	161,9	570,6	46,2	59,1	259,0
v3-3	213,8	60,7	68,8	146,9	471,0	38,0	48,8	212,9
v3-4	192,3	54,5	61,9	132,0	381,0	30,6	39,5	171,5
v3-5	170,9	48,4	55,0	117,2	300,7	24,1	31,2	134,9
v3-6	149,4	42,3	48,1	102,4	230,0	18,4	23,9	102,9
v3-7	128,0	36,2	41,2	87,7	168,9	13,5	17,5	75,3
v3-8	106,7	30,1	34,4	73,0	117,2	9,3	12,2	52,2
v3-9	85,3	24,1	27,5	58,4	75,0	6,0	7,8	33,3
v3-10	64,0	18,0	20,6	43,8	42,1	3,3	4,4	18,7
v3-11	42,6	12,0	13,7	29,2	18,7	1,5	1,9	8,3
v3-12	21,3	6,0	6,9	14,6	4,7	0,4	0,5	2,1
straty ogółem					3059,9	246,6	317,2	1381,3

Odcinek linii	I_A [A]	I_B [A]	I_C [A]	I_N [A]	ΔP_A [W]	ΔP_B [W]	ΔP_C [W]	ΔP_N [W]
v4-1	258,2	74,1	83,4	178,7	430,1	35,4	44,9	202,9
v4-2	236,6	67,8	76,5	163,6	361,1	29,7	37,7	169,9
v4-3	215,0	61,5	69,5	148,6	298,2	24,4	31,2	139,9
v4-4	193,5	55,3	62,6	133,6	241,4	19,7	25,3	113,0
v4-5	171,9	49,1	55,6	118,6	190,6	15,5	20,0	89,0
v4-6	150,4	42,9	48,7	103,7	145,9	11,9	15,3	68,0
v4-7	128,9	36,7	41,7	88,8	107,1	8,7	11,2	49,8
v4-8	107,4	30,6	34,8	74,0	74,4	6,0	7,8	34,5
v4-9	85,9	24,5	27,8	59,2	47,6	3,9	5,0	22,1
v4-10	64,4	18,3	20,9	44,4	26,8	2,2	2,8	12,4
v4-11	42,9	12,2	13,9	29,6	11,9	1,0	1,2	5,5
v4-12	21,5	6,1	7,0	14,8	3,0	0,2	0,3	1,4
straty ogółem					1938,1	158,6	202,7	908,4

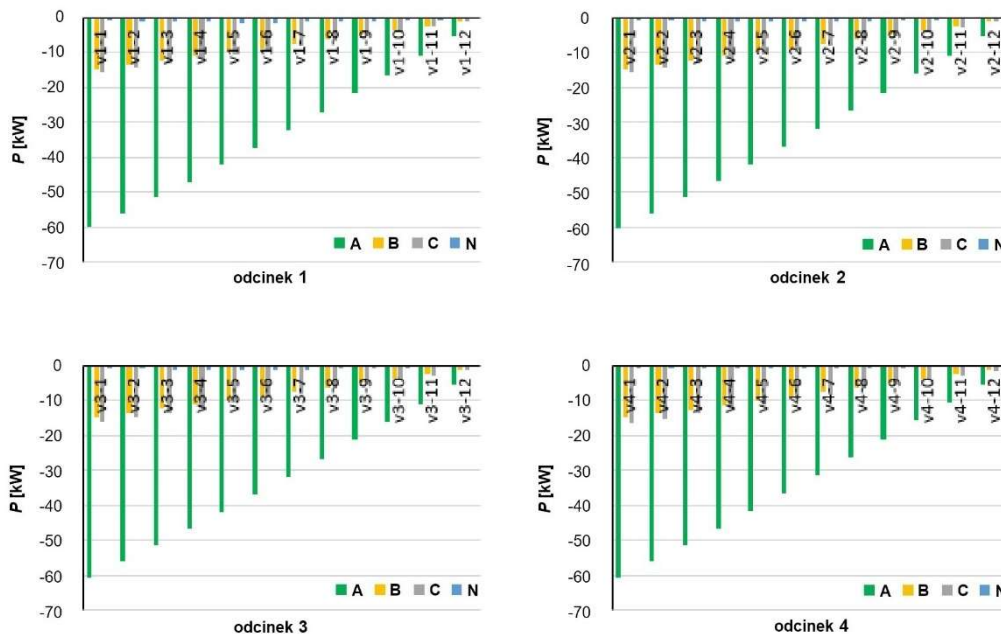
Tab. 29 Prądy płynące przez poszczególne części sieci oraz straty mocy czynnej w tych częściach – stan modelowania B3

Z tabel 28 i 29 wynika, że w stanie B3 dochodzi do przekroczenia granicznego obciążenia prądowego przewodów niektórych odcinków linii, a także uzwojeń transformatora SN/nN.

Graficzne przedstawienie całkowitych strat mocy czynnej w fazach A, B i C oraz przewodzie neutralnym N, odpowiednio przewodzie PEN na poszczególnych liniach i transformatorze w stanie B3, znajduje się na rysunku 52.



Rys. 52 Całkowite straty mocy czynnej na transformatorze i poszczególnych liniach od v1 do v4 – stan modelowania B3



Rys. 53 Graficzne przedstawienie wartości mocy czynnej przenoszonej poszczególnymi gałęziami sieci – stan modelowania B3

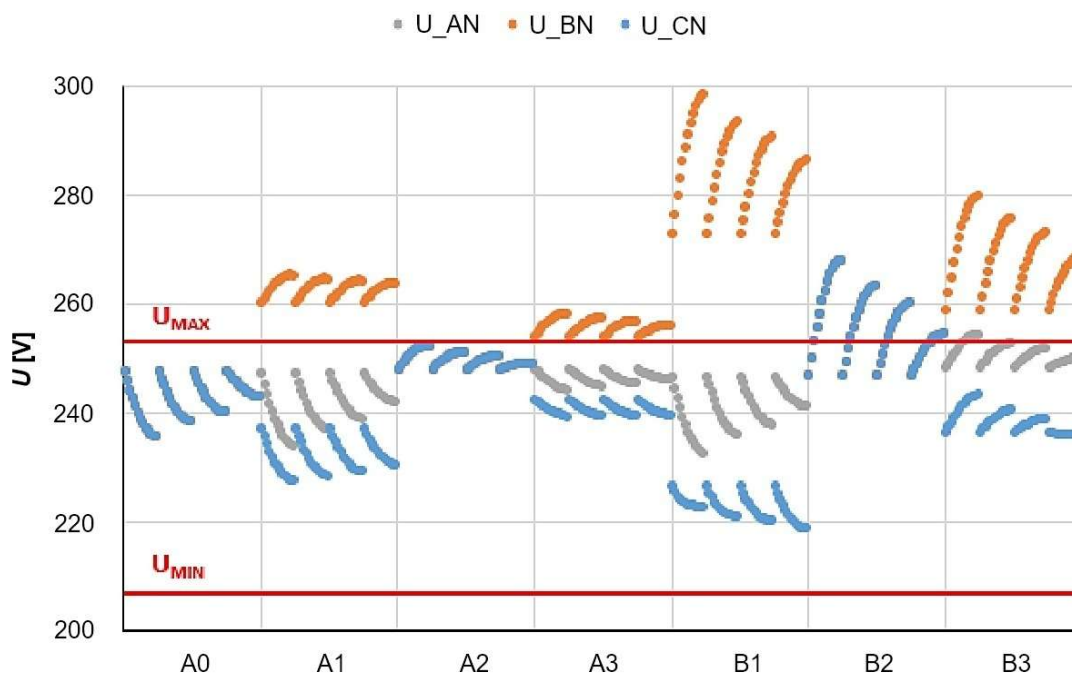
Na rysunku 53 widać, że kierunek przepływu mocy czynnej we wszystkich trzech fazach poszczególnych przewodów jest kierunkowy od sieci nN do zewnętrznej sieci SN.

Ponieważ sieć jest niesymetryczna, wartości mocy czynnej w poszczególnych fazach nie są takie same. Największa moc czynna przesyłana jest przez fazę A, do której podłączone są 1-fazowe instalacje fotowoltaiczne. Moc czynna przesyłana fazą A do zewnętrznej sieci średniego napięcia ma wartość prawie 240 kW, moc przesyłana fazą B prawie 59 kW, natomiast moc przesyłana fazą C około 63 kW.

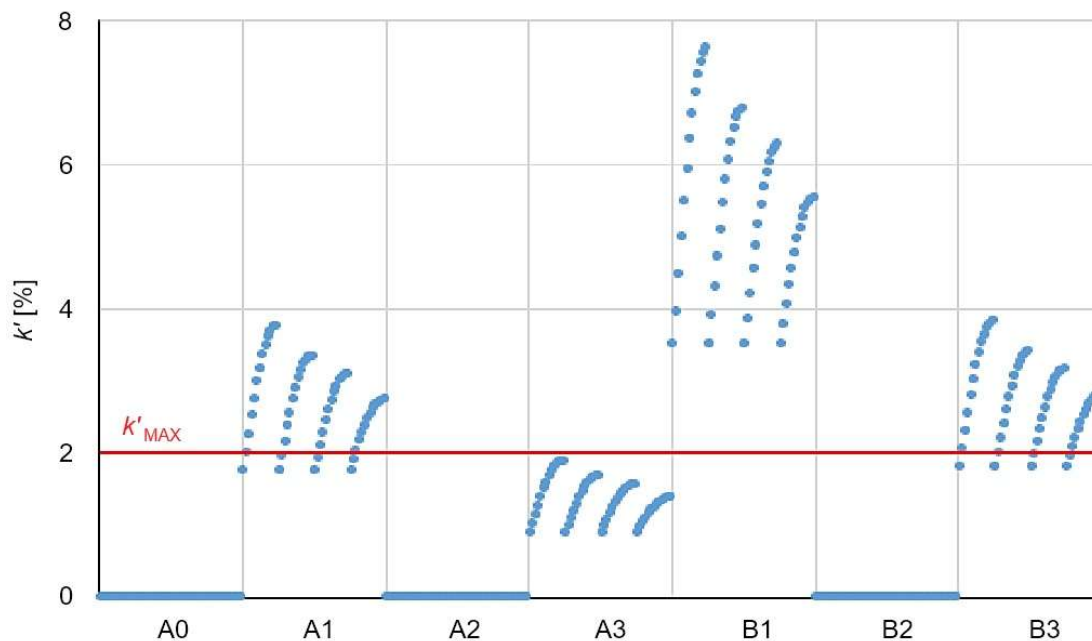
5.3. Podsumowanie osiągniętych wyników analizy

W tej części znajduje się podsumowanie wpływów zwrotnych podłączonych instalacji fotowoltaicznych w poszczególnych modelowanych stanach wymienionych w tabeli 6. Na rysunkach 54, 55 i 56 przedstawiono oceniane parametry jakościowe napięcia we wszystkich węzłach sieci dla poszczególnych modelowanych stanów. Na wykresach zaznaczono również wartości graniczne tych parametrów jakościowych, które w normalnych warunkach eksploatacyjnych nie powinny być przekraczane. Wartościami granicznymi są:

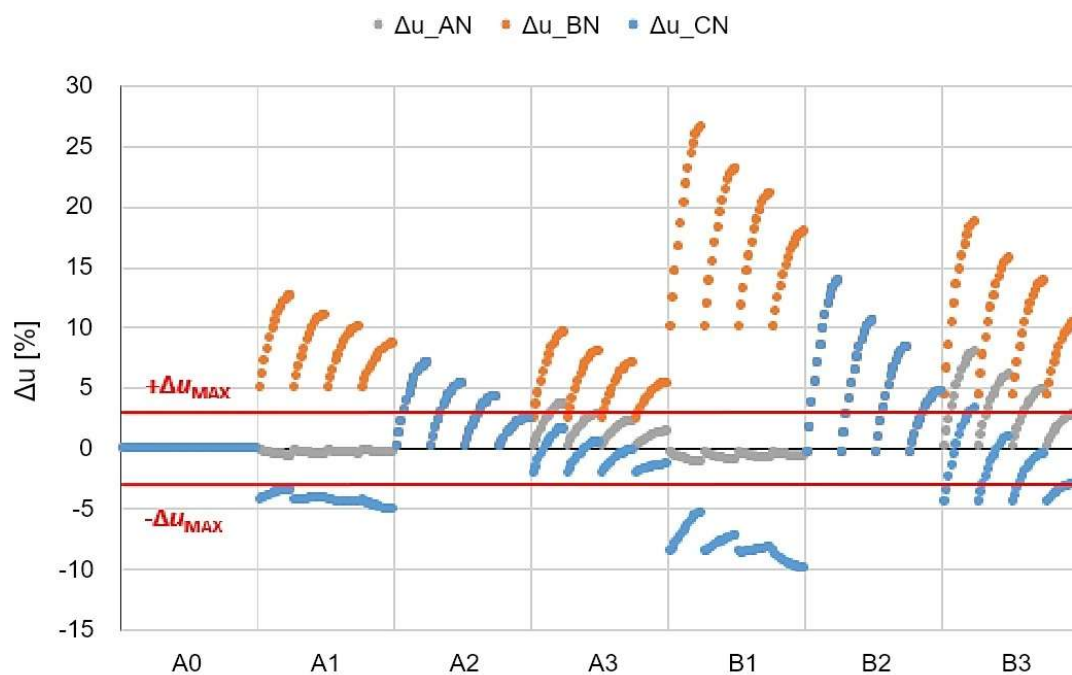
- $U_{MAX} = 253 V$ oraz $U_{MIN} = 207 V$,
- $k'_{MAX} = 2 \%$,
- $+\Delta u_{MAX} = +3 \%$ oraz $-\Delta u_{MAX} = -3 \%$.



Rys. 54 Graficzne przedstawienie napięć fazowych we wszystkich węzłach sieci dla poszczególnych stanów modelowania



Rys. 55 Graficzne przedstawienie współczynnika asymetrii napięcia we wszystkich węzłach sieci dla poszczególnych stanów modelowania



Rys. 56 Graficzne przedstawienie względnych zmian napięcia we wszystkich węzłach sieci dla poszczególnych stanów modelowania

Legenda modelowanych stanów:

- A0 – stan bez instalacji fotowoltaicznych,
- A1 – dwie 1-fazowe PV (3,68 kW, $\cos \varphi_L = 0,97$) do fazy A w co drugim punkcie poboru,
- A2 – dwie 3-fazowe PV (11 kW, $\cos \varphi_L = 0,97$) w co drugim punkcie poboru,

- A3 – jedna 1-fazowa PV (3,68 kW, $\cos \varphi_L = 0,97$) do fazy A i jedna 3-fazowa PV (11 kW, $\cos \varphi_L = 0,97$) w co drugim punkcie poboru,
- B1 – dwie 1-fazowe PV (3,68 kW, $\cos \varphi_L = 0,97$) do fazy A we wszystkich punktach poboru,
- B2 – dwie 3-fazowe PV (11 kW, $\cos \varphi_L = 0,97$) we wszystkich punktach poboru,
- B3 – jedna 1-fazowa PV (3,68 kW, $\cos \varphi_L = 0,97$) do fazy A i jedna 3-fazowa PV (11 kW, $\cos \varphi_L = 0,97$) we wszystkich punktach poboru.

Stan	Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
A0	v1	pozytywny	pozytywny	-	pozytywny	pozytywny
A0	v2	pozytywny	pozytywny	-	pozytywny	
A0	v3	pozytywny	pozytywny	-	pozytywny	
A0	v4	pozytywny	pozytywny	-	pozytywny	
A1	v1	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny
A1	v2	negatywny	negatywny	negatywny	pozytywny	
A1	v3	negatywny	negatywny	negatywny	pozytywny	
A1	v4	negatywny	negatywny	negatywny	pozytywny	
A2	v1	pozytywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	pozytywny
A2	v2	pozytywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	
A2	v3	pozytywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	
A2	v4	pozytywny	pozytywny	pozytywny	pozytywny	
A3	v1	negatywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	pozytywny
A3	v2	negatywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	
A3	v3	negatywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	
A3	v4	negatywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	
B1	v1	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny
B1	v2	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	
B1	v3	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	
B1	v4	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	
B2	v1	negatywny	pozytywny	negatywny	negatywny	negatywny
B2	v2	negatywny	pozytywny	negatywny	negatywny	
B2	v3	negatywny	pozytywny	negatywny	negatywny	
B2	v4	negatywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	
B3	v1	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny
B3	v2	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	
B3	v3	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	
B3	v4	negatywny	negatywny	negatywny	pozytywny	

Tab. 31 Ocena wpływu PV na sieć dystrybucyjną dla poszczególnych modelowanych stanów

Legenda:

pozytywny – poziom oddziaływania zwrotnego mieści się w dopuszczalnych granicach,

negatywny – poziom oddziaływania zwrotnego przekracza dopuszczalne granice.

Jeśli oceniany parametr wykracza poza dopuszczalny zakres w co najmniej jednej fazie w dowolnym węźle lub odcinku linii, wówczas w tabeli pojawia się opis: „**negatywny**”.

Z tabeli 31 wynika, że oddziaływania zwrotne podłączonych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną mieszczą się w dopuszczalnych granicach tylko w przypadku linii v4 w modelowanym stanie A2, kiedy to w połowie punktów poboru podłączone są dwie trójfazowe instalacje fotowoltaiczne, każda o mocy 11 kW i współczynniku mocy $\cos \varphi_L = 0,97$. We wszystkich pozostałych przypadkach podłączone instalacje mają negatywny wpływ na sieć dystrybucyjną w takim stopniu, że parametry jakościowe napięcia w węzłach poszczególnych linii przekraczają wartości graniczne lub dochodzi do przeciążenia prądowego linii lub transformatora SN/nN. Problem przy zapewnieniu wymaganego poziomu monitorowanych parametrów jakościowych stanowi stosunkowo duża liczba jednocześnie działających instalacji PV.

6. Propozycja działań ograniczających negatywny wpływ instalacji PV na sieć nN dla różnych wariantów

W niniejszym rozdziale omówiono możliwe środki mające na celu ograniczenie negatywnego wpływu elektrowni fotowoltaicznych na sieci niskiego napięcia do akceptowalnego poziomu dla dwóch stanów granicznych, którymi są:

- stan B1, w którym do wszystkich węzłów na poszczególnych liniach do fazy A podłączone są dwie 1-fazowe instalacje fotowoltaiczne, każda o mocy 3,68 kW i współczynniku mocy $\cos \varphi_L = 0,97$.
- stan B2, w którym do wszystkich węzłów na poszczególnych liniach podłączone są dwie trójfazowe instalacje fotowoltaiczne, każda o mocy 11 kW i współczynniku mocy $\cos \varphi_L = 0,97$.

Celem poszczególnych działań jest utrzymanie wpływu instalacji fotowoltaicznej na sieć dystrybucyjną w dopuszczalnych granicach, określonych w rozdziale 5.2.

6.1. Propozycja działań dla stanu B1

Z tabeli 32 wynika, że w stanie B1 poziom oddziaływania instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną jest tak wysoki, że obserwowane parametry przekraczają dopuszczalne granice na wszystkich liniach. Ponadto dochodzi również do przeciążenia transformatora. Ponieważ stan ten charakteryzuje się wysoką wartością współczynnika asymetrii napięcia (wynik podłączenia 1-fazowych PV tylko do jednej fazy), pierwszym proponowanym środkiem jest równomierne rozłożenie podłączenia 1-fazowych PV na wszystkie trzy fazy.

Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny
v2	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	
v3	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	
v4	negatywny	negatywny	negatywny	negatywny	

Tab. 32 Poziom oddziaływania instalacji PV na sieć dystrybucyjną w stanie B1 przed zastosowaniem odpowiednich działań

Legenda:

pozytywny – poziom oddziaływania zwrotnego mieści się w dopuszczalnych granicach,
negatywny – poziom oddziaływania zwrotnego przekracza dopuszczalne granice.

Jeśli oceniany parametr wykracza poza dopuszczalny zakres w co najmniej jednej fazie w dowolnym węźle lub odcinku linii, wówczas w tabeli pojawia się opis: „**negatywny**”.

6.1.1. Symetryzacja podłączenia 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych

Podział podłączenia jednofazowych elektrowni fotowoltaicznych odbywa się w następujący sposób:

- 1-fazowe PV w węzłach ux-1, ux-4, ux-7 i ux-10 są podłączone do fazy A,
- 1-fazowe PV w węzłach ux-2, ux-5, ux-8 i ux-11 są podłączone do fazy B,
- 1-fazowe PV w węzłach ux-3, ux-6, ux-9 i ux-12 są podłączone do fazy C.

Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100% znamionowej obciążalności
v1	pozytywny (z 298 V na 249 V)	pozytywny (z 7,61 % na 0,48 %)	negatywny (z 26,6 % na 6,0 %)	pozytywny	pozytywny
v2	pozytywny (z 293 V na 249 V)	pozytywny (z 6,78 % na 0,38 %)	negatywny (z 23,2 % na 4,5 %)	pozytywny	
v3	pozytywny (z 290 V na 249 V)	pozytywny (z 6,28 % na 0,32 %)	negatywny (z 21,1 % na 3,7 %)	pozytywny	
v4	pozytywny (z 286 V na 248 V)	pozytywny (z 5,54 % na 0,22 %)	pozytywny (z 17,9 % na 2,2 %)	pozytywny	

Tab. 33 Ocena poziomu oddziaływania jednofazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B1 po wprowadzeniu symetryzacji podłączenia. Wartości monitorowanych parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii przed i po wprowadzeniu proponowanego działania

Z tabeli 33 wynika, że równomierny rozkład 1-fazowych PV między trzy fazy spowoduje ograniczenie wpływu zwrotnego do takiego poziomu, że wszystkie oceniane parametry, z wyjątkiem względnych zmian napięcia na przewodach od v1 do v3, mieszczą się w dopuszczalnych granicach. W przypadku linii v4, która jest wykonana przewodami o największym przekroju, w wyniku symetryzacji nastąpiło obniżenie wartości względnych zmian napięcia do takiego poziomu, że mieszczą się one w dopuszczalnym zakresie. Wynika to z tego, że obniżenie wartości względnych zmian napięcia w węzłach na danym przewodzie można osiągnąć również poprzez zastosowanie ich większego przekroju. Ponieważ wartości względnych zmian napięcia na liniach od v1 do v3 są nadal większe niż dopuszczalny limit, konieczne jest podjęcie dodatkowych działań wraz z symetryzacją.

Możliwe działania obejmują zmniejszenie współczynnika mocy, zmniejszenie wartości napięcia transformatora po stronie SN lub skrócenie długości poszczególnych linii.

6.1.2. Zastosowanie symetryzacji podłączenia i zmiany współczynnika mocy dla 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych

Z tabeli 34 wynika, że dzięki zastosowaniu symetryzacji podłączenia i zmiany współczynnika mocy 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych (z $\cos \varphi_L = 0,97$ na $\cos \varphi_L = 0,74$) można osiągnąć wynik, w którym względne zmiany napięcia, również na przewodach od v1 do v3, będą mieściły się w przypisanych granicach. Obniżenie współczynnika mocy PV powoduje wzrost poboru mocy biernej i zmniejszenie względnych zmian napięcia, ale także wzrost prądów w sieci, co może ograniczać dalsze obniżenie współczynnika mocy.

Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	pozytywny	pozytywny	pozytywny (z 6,0 % na 2,9 %)	pozytywny	pozytywny
v2	pozytywny	pozytywny	pozytywny (z 4,5 % na 1,89 %)	pozytywny	
v3	pozytywny	pozytywny	pozytywny (z 3,7 % na 1,9 %)	pozytywny	
v4	pozytywny	pozytywny	pozytywny	pozytywny	

Tab. 34 Ocena poziomu oddziaływania 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B1 po wprowadzeniu zastosowaniu symetryzacji podłączenia i zmiany współczynnika mocy dla jednofazowych instalacji fotowoltaicznych. Wartości monitorowanych parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii przed i po zastosowaniu symetryzacji i zmiany współczynnika mocy

6.1.3. Zastosowanie symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji PV i zmiana napięcia po stronie pierwotnej transformatora SN/nN

Z tabeli 35 wynika, że względnych zmian napięcia na przewodach od v1 do v3, które po zastosowaniu jedynie symetryzacji 1-fazowych PV przekraczały wartości graniczne, nie można ograniczyć do wymaganego poziomu poprzez obniżenie napięcia po stronie pierwotnej transformatora SN/nN z przykładowych 22,66 kV do 22 kV (wartość obniżenia wynosiła ok. 2,91%). Obniżenie napięcia spowodowało niepożądany wzrost względnych zmian napięcia. Oznacza to, że zastosowanie symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji

PV i obniżenie napięcia po stronie pierwotnej transformatora SN/nN nie pozwala na osiągnięcie pożądaných limitów wpływu 1-fazowych PV na sieć dystrybucyjną.

Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	pozytywny	pozytywny	negatywny (z 6,0 % na 6,4 %)	pozytywny	pozytywny
v2	pozytywny	pozytywny	negatywny (z 4,5 % na 4,9 %)	pozytywny	
v3	pozytywny	pozytywny	negatywny (z 3,7 % na 3,9 %)	pozytywny	
v4	pozytywny	pozytywny	pozytywny	pozytywny	

Tab. 35 Ocena poziomu oddziaływania 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B1 po zastosowaniu symetryzacji podłączenia jednofazowych PV i obniżeniu napięcia po stronie pierwotnej transformatora SN/nN. Wartości monitorowanych parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii przed i po zastosowaniu symetryzacji i obniżeniu napięcia po stronie pierwotnej transformatora SN/nN

6.1.4. Zastosowanie symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji PV i zmiana długości zastosowanych przewodów

Z tabeli 36 wynika, że względne zmiany napięcia na liniach od v1 do v3, które po zastosowaniu jedynie symetryzacji 1-fazowych PV przekraczały wartości graniczne, można obniżyć do wymaganego poziomu poprzez zmianę długości tych linii, tj. ich skrócenie, co spowoduje również zmniejszenie liczby zainstalowanych 1-fazowych instalacji w ramach tych linii. Dane dotyczące długości poszczególnych przewodów, liczby podłączonych 1-fazowych PV i zainstalowanej mocy przed jak i po zmianie długości przewodów znajdują się w tabeli 37.

Linia	pominięte odcinki	poziom napięcia $U_f = 230V \pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100% znamionowej obciążalności
v1	od v1-9 do v1-12	pozytywny	pozytywny	pozytywny (z 6,0% na 2,8%)	pozytywny	pozytywny
v2	od v2-10 do v2-12	pozytywny	pozytywny	pozytywny (z 4,5% na 2,4%)	pozytywny	
v3	od v3-10 do v3-12	pozytywny	pozytywny	pozytywny (z 3,7% na 2,0%)	pozytywny	
v4	bez pominięcia	pozytywny	pozytywny	pozytywny	pozytywny	

Tab. 36 Ocena poziomu oddziaływania 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B1 po zastosowaniu symetryzacji podłączenia jednofazowych PV i zmiany długości przewodów

Podane wyżej wartości parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii przed i po zastosowaniu symetryzacji i zmiany długości zastosowanych przewodów.

Linia	pierwotna długość linii [m]	długość linii po jego zmianie [m]	pierwotna liczba instalacji PV [-]	liczba instalacji PV po zmianie długości linii [-]	pierwotna moc instalacji PV przed zmianą długości linii [kW]	moc instalacji PV po zmianie długości linii [kW]
v1	600	400	24	16	88,32	58,88
v2	600	450	24	18	88,32	66,24
v3	600	450	24	18	88,32	66,24
v4	600	600	24	24	88,32	88,32
suma			96	76	353,28	279,68

Tab. 37 Długości odcinków linii, liczba podłączonych instalacji PV oraz ich moc przed i po zmianie długości linii

Z tabeli 37 wynika, że po skróceniu odcinków linii od v1 do v3 nastąpi zmniejszenie całkowitej liczby zainstalowanych 1-fazowych instalacji PV z ilości 96 szt. do 76 szt., co spowoduje spadek całkowitej zainstalowanej mocy źródeł w sieci dystrybucyjnej z 353 kW do niecałych 280 kW.

6.1.5. Zmiana długości przewodów bez symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji PV

Aby wyeliminować przeciążenie linii i transformatora SN/nN, konieczne jest skrócenie długości linii zgodnie z tabelą 38. Jak widać, oprócz przeciążenia linii i transformatora, taka zmiana długości spowoduje zmniejszenie współczynnika asymetrii napięcia w węzłach na wszystkich liniach poniżej najwyższego dopuszczalnego limitu. Wartość napięć i względne zmiany napięcia w poszczególnych liniach nadal jednak przekraczają wartości graniczne. Dalsze skracanie długości linii spowoduje zmniejszenie wartości napięć i względnych zmian napięcia w węzłach na poszczególnych liniach. Skrócenie wszystkich czterech linii do 100 m spowoduje zmniejszenie względnych zmian napięcia do wymaganego poziomu, ale wartość napięcia na wszystkich liniach nadal będzie przekraczać dopuszczalne maksimum (patrz tabela 39). Dalsze skracanie linii ze względu na ich niewielką długość nie ma praktycznie żadnego znaczenia.

Linia	pominięte odcinki	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	od v1-5 do v1-12	negatywny (z 298 V na 260 V)	pozytywny (z 7,61 % na 1,7 %)	negatywny (z 26,6 % na 5,0 %)	pozytywny	pozytywny
v2	od v2-5 do v2-12	negatywny (z 293 V na 260 V)	pozytywny (z 6,78 % na 1,6 %)	negatywny (z 23,2 % na 4,7 %)	pozytywny	
v3	od v3-5 do v3-12	negatywny (z 290 V na 259 V)	pozytywny (z 6,28 % na 1,5 %)	negatywny (z 21,1 % na 4,5 %)	pozytywny	
v4	od v4-6 do v4-12	negatywny (z 286 V na 260 V)	pozytywny (z 5,54 % na 1,6 %)	negatywny (z 17,9 % na 4,6 %)	pozytywny	

Tab. 38 Ocena poziomu oddziaływania 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B1 przy zmianie długości przewodów (bez symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych)

Linia	pominięte odcinki	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	od v1-3 do v1-12	negatywny (z 298 V na 254 V)	pozytywny (z 7,61 % na 0,7 %)	pozytywny (z 26,6 % na 2,0 %)	pozytywny	pozytywny
v2	od v2-3 do v2-12	negatywny (z 293 V na 254 V)	pozytywny (z 6,78 % na 0,7 %)	pozytywny (z 23,2 % na 1,9 %)	pozytywny	
v3	od v3-3 do v3-12	negatywny (z 290 V na 254 V)	pozytywny (z 6,28 % na 0,7 %)	pozytywny (z 21,1 % na 1,9 %)	pozytywny	
v4	od v4-3 do v4-12	negatywny (z 286 V na 254 V)	pozytywny (z 5,54 % na 0,6 %)	pozytywny (z 17,9 % na 1,8 %)	pozytywny	

Tab. 39 Ocena poziomu oddziaływania 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B1 po zmianie długości wszystkich przewodów na odcinki 100 m (bez symetryzacji podłączenia 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych). Wartości monitorowanych parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii przed i po wprowadzeniu zmian. Przy obliczaniu względnych zmian napięcia jako stan odniesienia (stan przed podłączeniem PV) przyjęto stan z proponowaną liczbą wyłączonych odcinków

Wnioskiem jest zatem, że sama zmiana długości linii bez symetryzacji podłączenia 1-fazowych PV nie umożliwi ograniczenia wpływu PV na sieć dystrybucyjną do akceptowalnego poziomu.

6.1.6. Zmniejszenie wydajności jednostkowej 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych przy zachowaniu ich liczby

Największa identyczna moc jednostkowa wszystkich 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych w stanie B1, przy której możliwe jest osiągnięcie wszystkich monitorowanych parametrów na wszystkich przewodach w dopuszczalnych granicach, wynosi 0,4 kW (przy $\cos \varphi_L = 0,97$). Jest to jednak stosunkowo mała moc, która nie pokryłaby zapotrzebowania mocy większości punktów poboru.

Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik k asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	pozytywny (250 V)	pozytywny (0,9 %)	pozytywny (2,8 %)	pozytywny	pozytywny
v2	pozytywny (249 V)	pozytywny (0,8 %)	pozytywny (2,5 %)	pozytywny	
v3	pozytywny (249 V)	pozytywny (0,7 %)	pozytywny (2,3 %)	pozytywny	
v4	pozytywny (250 V)	pozytywny (0,6 %)	pozytywny (1,9 %)	pozytywny	

Tab. 40 Ocena poziomu oddziaływania 1-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B1 po obniżeniu mocy jednostkowej wszystkich elektrowni fotowoltaicznych do 0,4 kW. Wartości monitorowanych parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii po zastosowaniu zmian.

6.2. Propozycja działań dla stanu B2

Z tabeli 41 wynika, że w stanie B2, pod wpływem dużej liczby podłączonych instalacji fotowoltaicznych, dochodzi do wzrostu wartości napięcia na wszystkich liniach powyżej dopuszczalnego limitu, względnych zmian napięcia w węzłach poszczególnych linii przekraczających dopuszczalne granice, a także do przeciążenia prądowego linii od v1 do v3 oraz transformatora SN/nN. Ponieważ w stanie B2 do sieci przesyłowej podłączone są tylko 3-fazowe instalacje fotowoltaiczne, współczynnik asymetrii napięcia w całej sieci mieści się w dopuszczalnym zakresie.

Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	negatywny	pozytywny	negatywny	negatywny	negatywny
v2	negatywny	pozytywny	negatywny	negatywny	
v3	negatywny	pozytywny	negatywny	negatywny	
v4	negatywny	pozytywny	negatywny	pozytywny	

Tab. 41 Poziom oddziaływania instalacji PV na sieć dystrybucyjną w stanie B2 przed zastosowaniem odpowiednich działań

Legenda:

pozytywny – poziom oddziaływania zwrotnego mieści się w dopuszczalnych granicach,
negatywny – poziom oddziaływania zwrotnego przekracza dopuszczalne granice.

Jeśli oceniany parametr wykracza poza dopuszczalny zakres w co najmniej jednej fazie w dowolnym węźle lub odcinku linii, wówczas w tabeli pojawia się opis: „**negatywny**”.

6.2.1. Zmiana współczynnika mocy instalacji fotowoltaicznej

Obniżenie współczynnika mocy z $\cos \varphi_L = 0,97$ do $\cos \varphi_L = 0,83$ spowodowało zmniejszenie wartości napięć w węzłach na wszystkich liniach poniżej wartości granicznej, jednak względne zmiany napięcia nadal przekraczają maksymalne dopuszczalne wartości. Ponadto w wyniku obniżenia współczynnika mocy następuje wzrost obciążenia prądowego linii i transformatora SN/nN, które przy współczynniku mocy $\cos \varphi_L = 0,83$ są znacznie przeciążone. Dzięki temu środkowi nie można zatem osiągnąć, aby monitorowane parametry na wszystkich liniach były w granicach dopuszczalnych wartości.

Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	pozytywny (z 268 V na 252 V)	pozytywny	negatywny (z 13,8 % na 7,2 %)	negatywny (z 246 A na 342 A)	negatywny
v2	pozytywny (z 263 V na 248 V)	pozytywny	negatywny (z 10,4 % na 3,9 %)	negatywny (z 249 A na 347 A)	
v3	pozytywny (z 260 V na 245 V)	pozytywny	negatywny (z 8,4 % na 4,1 %)	negatywny (z 251 A na 350 A)	
v4	pozytywny (z 254 V na 239 V)	pozytywny	negatywny (z 4,7 % na 4,6 %)	negatywny (z 255 A na 355 A)	

Tab. 42 Ocena poziomu oddziaływania 3-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B2 po zmianie współczynnika mocy tych instalacji. Wartości monitorowanych parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii po wprowadzeniu środka

6.2.2. Zmiana długości przewodów

Ograniczenie wpływu 3-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną w stanie B2, tak aby monitorowane parametry na wszystkich liniach mieściły się w wymaganych granicach, jest możliwe poprzez skrócenie długości poszczególnych linii od v1 do v4 zgodnie z tabelą 43. Dane dotyczące długości poszczególnych linii, liczby podłączonych trójfazowych elektrowni fotowoltaicznych oraz moc zainstalowana w stanie przed i po zmianie długości linii znajdują się w tabeli 44.

Linia	pominięte odcinki	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	od v1-6 do v1-12	pozytywny (z 268 V na 253 V)	pozytywny	pozytywny (z 13,8 % na 2,6 %)	pozytywny	pozytywny
v2	od v2-6 do v2-12	pozytywny (z 263 V na 252 V)	pozytywny	pozytywny (z 10,4 % na 2,0 %)	pozytywny	
v3	od v3-7 do v3-12	pozytywny (z 260 V na 252 V)	pozytywny	pozytywny (z 8,4 % na 2,2 %)	pozytywny	
v4	od v4-10 do v4-12	pozytywny (z 254 V na 253 V)	pozytywny	pozytywny (z 4,7 % na 2,8 %)	pozytywny	

Tab. 43 Ocena poziomu oddziaływania 3-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B2 po zmianie współczynnika mocy tych instalacji. Wartości monitorowanych parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii przed i po wprowadzeniu modyfikacji. Przy obliczaniu względnych zmian napięcia jako stan odniesienia (stan przed podłączeniem instalacji fotowoltaicznej) przyjęto stan z proponowaną liczbą wyłączonych odcinków

Linia	pierwotna długość przewodu [m]	długość przewodu po jego zmianie [m]	pierwotna liczba instalacji PV [-]	liczba instalacji PV po zmianie długości przewodu [-]	pierwotna moc instalacji PV przed zmianą długości linii [kW]	moc instalacji PV po zmianie długości linii [kW]
v1	600	250	24	10	264	110
v2	600	250	24	10	264	110
v3	600	300	24	12	264	132
v4	600	450	24	18	264	198
suma			96	50	1056	550

Tab. 44 Długości odcinków linii, liczba podłączonych instalacji PV oraz ich moc przed i po zmianie długości linii

Z tabeli 44 wynika, że skrócenie długości odcinków linii od v1 do v4 spowoduje zmniejszenie całkowitej liczby zainstalowanych trójfazowych instalacji fotowoltaicznych w sieci dystrybucyjnej z ilości 96 szt. do 50 szt., co spowoduje spadek całkowitej zainstalowanej mocy źródeł w sieci dystrybucyjnej z 1056 kW do 550 kW.

6.2.3. Zmniejszenie wydajności jednostkowej 3-fazowych instalacji fotowoltaicznych przy zachowaniu ich liczby

Największa identyczna moc jednostkowa wszystkich trójfazowych instalacji fotowoltaicznych w stanie B2, przy której możliwe jest osiągnięcie wszystkich monitorowanych parametrów na wszystkich liniach w dopuszczalnych granicach, wynosi 2 kW (przy $\cos \varphi_L = 0,97$).

Linia	poziom napięcia $U_f = 230V$ $\pm 10\%$	współczynnik asymetrii napięcia $k' \leq 2\%$	zmiany napięcia po podłączeniu/ odłączeniu wszystkich PV $ \Delta u \leq 3\%$	obciążenie prądowe przewodów do 80% znamionowej obciążalności	obciążenie prądowe transformatora do 100 % znamionowej obciążalności
v1	pozytywny (248 V)	pozytywny	pozytywny (2,9 %)	pozytywny	pozytywny
v2	pozytywny (247 V)	pozytywny	pozytywny (2,2 %)	pozytywny	
v3	pozytywny (247 V)	pozytywny	pozytywny (1,8 %)	pozytywny	
v4	pozytywny (247 V)	pozytywny	pozytywny (1,1 %)	pozytywny	

Tab. 45 Ocena poziomu oddziaływania 3-fazowych instalacji fotowoltaicznych na sieć dystrybucyjną dla stanu B2 po obniżeniu mocy jednostkowej wszystkich instalacji PV do 2 kW. Wartości monitorowanych parametrów stanowią najwyższą wartość danego parametru na linii po wprowadzeniu środka

Wybór mocy na poziomie 2 kW podyktowany jest ograniczeniem przewodu v1, który ma najmniejszy przekrój. Do pozostałych przewodów o większym przekroju można podłączyć trójfazową instalację fotowoltaiczną o większej mocy, przy czym monitorowane parametry na poszczególnych przewodach będą mieścić się w wymaganych granicach. Na przykład do przewodu o największym przekroju, tj. przewodu v4, można podłączyć trójfazową instalację o mocy 6,2 kW. Aby możliwe było podłączenie 3-fazowej PV o takiej mocy również do pozostałych przewodów (od v1 do v3), należałoby ograniczyć ich długość. W przypadku przewodu v1 do 350 m, przewodu v2 do 400 m, a przewodu v3 do 450 m.

7. Podsumowanie

Celem niniejszej pracy doktorskiej było przeprowadzenie kompleksowej analizy procesu wprowadzania energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych do sieci niskiego napięcia oraz opracowanie rozwiązań pozwalających na poprawę parametrów pracy sieci dystrybucyjnej. Szczególną uwagę poświęcono zagadnieniom związanym z asymetrią napięć oraz nierównomiernym obciążeniem faz, które w praktyce eksploatacyjnej stanowią jeden z najczęściej występujących problemów w sieciach nN. Na początku pracy dokonano szczegółowej analizy literatury naukowej oraz dostępnych opracowań technicznych dotyczących funkcjonowania sieci elektroenergetycznych z dużym udziałem rozproszonych źródeł energii. Analiza ta obejmowała zarówno zagadnienia związane z integracją odnawialnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym, jak również aspekty techniczne związane z jakością energii elektrycznej oraz stabilnością napięciową sieci dystrybucyjnych. W ramach przeglądu literatury przeanalizowano między innymi wyniki badań dotyczących wpływu generacji rozproszonej na poziom napięcia w sieci, asymetrię napięć oraz możliwości kompensacji tych zjawisk. Istotnym elementem tej części pracy było również przedstawienie obowiązujących regulacji prawnych oraz norm technicznych odnoszących się do jakości energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych. W szczególności przeanalizowano wymagania wynikające z norm dotyczących dopuszczalnych poziomów napięcia oraz asymetrii napięć w sieciach elektroenergetycznych. Wskazano również, w jaki sposób dynamiczny rozwój instalacji PV wpływa na możliwość spełnienia tych wymagań w praktyce eksploatacyjnej.

Kolejnym etapem pracy było przedstawienie charakterystyki sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia funkcjonujących w Polsce. W tej części opisano typowe rozwiązania stosowane w sieciach dystrybucyjnych, w szczególności strukturę sieci zasilanych ze stacji transformatorowych SN/nN. Przedstawiono również charakterystyczne cechy tych sieci, takie jak stosunkowo duża impedancja linii oraz nierównomierny rozkład obciążeń pomiędzy fazami, które w znacznym stopniu wpływają na poziom napięcia oraz jego asymetrię.

W dalszej części pracy przeanalizowano wpływ przyłączenia instalacji fotowoltaicznych na parametry pracy sieci niskiego napięcia. Szczególną uwagę poświęcono zjawisku wzrostu napięcia w punktach przyłączenia instalacji oraz jego zależności od parametrów sieci, takich jak długość linii, przekroje przewodów oraz rozkład obciążeń. Wykazano, że w wielu przypadkach wzrost napięcia jest bezpośrednio związany z nierównomiernym rozkładem generacji pomiędzy fazami oraz z asymetrią obciążeń występującą w sieci. Na podstawie przeprowadzonych analiz stwierdzono, że w wielu przypadkach ograniczenia związane z przyłączaniem nowych instalacji wynikają nie tyle z całkowitej mocy generacji w danym obszarze, ile z lokalnych problemów związanych z asymetrią napięć oraz nierównomiernym obciążeniem poszczególnych faz. Oznacza to, że poprawa warunków pracy sieci może być możliwa poprzez odpowiednie zarządzanie rozkładem obciążeń oraz zastosowanie urządzeń umożliwiających kompensację asymetrii napięć.

W kolejnej części pracy przedstawiono metodologię badań oraz przyjęte założenia analityczne. Analizy przeprowadzono z wykorzystaniem modeli sieci niskiego napięcia

uwzględniających rzeczywiste parametry techniczne linii oraz transformatorów. W modelach tych uwzględniono zarówno charakterystykę odbiorów energii elektrycznej, jak i generacji z instalacji PV. Dzięki temu możliwe było przeprowadzenie symulacji pracy sieci w różnych warunkach obciążenia oraz generacji. W ramach badań przeanalizowano szereg scenariuszy pracy sieci obejmujących różne poziomy wprowadzanej mocy instalacji fotowoltaicznych oraz różne konfiguracje rozkładu generacji pomiędzy fazami. Wyniki przeprowadzonych symulacji pozwoliły na określenie wpływu tych czynników na poziom napięcia oraz stopień asymetrii napięć w sieci oraz wskazały, że jednym z najistotniejszych czynników wpływających na parametry pracy sieci jest nierównomierny rozkład generacji pomiędzy fazami. W sytuacji zagęszczenia 1-fazowych PV podłączonych do tej samej fazy, dochodzi do istotnego wzrostu napięcia w jednej fazie oraz jednoczesnego obniżenia napięcia w pozostałych fazach. Zjawisko to prowadzi do zwiększenia asymetrii napięć oraz pogorszenia warunków pracy zarówno odbiorników energii elektrycznej, jak i samych instalacji fotowoltaicznych.

W kolejnych rozdziałach przeprowadzono szczegółowe badania analityczne oraz obliczenia symulacyjne mające na celu ocenę wpływu różnych konfiguracji pracy sieci niskiego napięcia na parametry jakości energii elektrycznej. W szczególności analizowano poziomy napięć fazowych, stopień asymetrii napięć oraz wpływ rozkładu generacji pomiędzy poszczególne fazy. W obliczeniach uwzględniono rzeczywiste parametry techniczne sieci niskiego napięcia, takie jak długości i przekroje linii elektroenergetycznych, parametry transformatorów SN/nN oraz charakterystyczne profile obciążenia odbiorców. Przyjęta metodyka umożliwiła odwzorowanie rzeczywistych warunków pracy sieci dystrybucyjnej oraz przeprowadzenie analiz dla różnych scenariuszy rozwoju generacji rozproszonej. W toku przeprowadzonych badań wykonano serię obliczeń porównawczych dla różnych wariantów pracy sieci, obejmujących zarówno przypadki równomiernego rozkładu generacji pomiędzy fazami, jak i scenariusze charakteryzujące się znaczną asymetrią generacji oraz obciążeń. Wyniki analiz zostały zestawione w formie tabelarycznej oraz graficznej, co umożliwiło bezpośrednie porównanie zmian poszczególnych parametrów pracy sieci w zależności od przyjętych warunków. Uzyskane rezultaty jednoznacznie wskazały, że asymetryczny rozkład mocy wprowadzanej do sieci znacząco wpływa na poziom napięcia w poszczególnych fazach oraz prowadzi do wzrostu wskaźników asymetrii napięć. Jednocześnie wykazano, że w wielu analizowanych przypadkach odpowiednie działania kompensacyjne lub optymalizacja rozkładu obciążeń mogą w istotny sposób ograniczyć skalę tych zjawisk. Zestawienie wyników przeprowadzonych analiz oraz ich interpretacja prowadzą do wniosku, że w warunkach dynamicznego wzrostu liczby instalacji fotowoltaicznych szczególnego znaczenia nabierają rozwiązania umożliwiające poprawę parametrów pracy sieci dystrybucyjnej bez konieczności realizacji rozległych inwestycji infrastrukturalnych. O ile modernizacja linii elektroenergetycznych czy budowa nowych stacji transformatorowych pozostaje podstawowym narzędziem zwiększania zdolności przyłączeniowej sieci, o tyle wyniki uzyskane w niniejszej pracy wskazują, że odpowiednie zarządzanie asymetrią obciążeń oraz wykorzystanie urządzeń kompensacyjnych może w wielu przypadkach stanowić efektywną i relatywnie szybszą metodę poprawy parametrów pracy sieci elektroenergetycznej.

Istotnym elementem pracy była również ocena praktycznych możliwości wdrożenia analizowanych rozwiązań w rzeczywistych sieciach dystrybucyjnych. W tym celu wykorzystano doświadczenia eksploatacyjne wynikające z wieloletniej pracy w strukturach operatora systemu dystrybucyjnego, jakim jest PGE Dystrybucja. Doświadczenia te pozwoliły

na skonfrontowanie wyników analiz teoretycznych z rzeczywistymi warunkami funkcjonowania sieci elektroenergetycznych. Z praktycznego punktu widzenia należy zauważyć, że największy wpływ na poprawę parametrów pracy sieci dystrybucyjnej nadal ma modernizacja linii elektroenergetycznych, zwiększenie przekrojów przewodów czy budowa nowych stacji transformatorowych. Jest to jednak kosztowne oraz czasochłonne rozwiązanie, a jego realizacja często wymaga przeprowadzenia skomplikowanych procedur administracyjnych. W tym kontekście wyniki uzyskane w niniejszej pracy wskazują, że odpowiednie zarządzanie asymetrią obciążeń oraz wykorzystanie urządzeń kompensacyjnych może stanowić istotne uzupełnienie klasycznych metod modernizacji sieci. W praktyce eksploatacyjnej operatorów systemów dystrybucyjnych jednym z najprostszych i jednocześnie najbardziej efektywnych działań okazuje się odpowiednie rozłożenie odbiorów oraz mikroinstalacji pomiędzy poszczególne fazy. Działanie to nie wymaga znaczących nakładów inwestycyjnych, a w wielu przypadkach pozwala na znaczną poprawę parametrów napięciowych w sieci. Jednocześnie należy podkreślić, że w warunkach rzeczywistej eksploatacji sieci dystrybucyjnych możliwości ingerencji w istniejące układy przyłączeniowe są ograniczone. W wielu przypadkach zmiana fazy przyłączenia odbiorcy lub instalacji fotowoltaicznej wymaga przeprowadzenia prac technicznych oraz uzgodnień z właścicielem instalacji. Z tego względu działania tego typu muszą być prowadzone w sposób planowy oraz skoordynowany.

Z punktu widzenia operatora systemu dystrybucyjnego istotne jest również to, że dynamiczny rozwój instalacji PV powoduje konieczność stopniowej zmiany podejścia do planowania i eksploatacji sieci elektroenergetycznych. Sieci niskiego napięcia, które pierwotnie projektowane były wyłącznie do przesyłu energii w kierunku od stacji transformatorowej do odbiorców, muszą obecnie pełnić rolę infrastruktury umożliwiającej dwukierunkowy przepływ energii elektrycznej.

Jednym z alternatywnych rozwiązań może być również zastosowanie kompensatorów mocy biernej SVG (ang. Static Var Generator), które umożliwiają dynamiczną kompensację mocy biernej oraz poprawę parametrów napięciowych w sieci elektroenergetycznej. Urządzenia te, oparte na technologii falownikowej (IGBT), mogą w bardzo krótkim czasie reagować na zmiany parametrów sieci i odpowiednio korygować przepływy mocy biernej. Istnieje również możliwość ich wykorzystania w celu ograniczenia asymetrii napięć poprzez odpowiednie sterowanie przepływami mocy pomiędzy fazami. Zastosowanie tego typu urządzeń może w wielu przypadkach znacząco poprawić parametry pracy sieci, szczególnie w obszarach o dużej koncentracji jednofazowych instalacji fotowoltaicznych. Kolejnym rozwiązaniem może być zastosowanie transformatorów symetryzujących, które również są w stanie wyrównać obciążenia pomiędzy fazami oraz ograniczyć asymetrię napięć w sieci. Transformatory tego typu mogą być instalowane w wybranych punktach sieci dystrybucyjnej, w szczególności jako stacje transformatorowe SN/nN, gdzie umożliwiają częściowe wyrównanie obciążeń pomiędzy fazami.

Zarówno zastosowanie kompensatorów SVG, jak i transformatorów symetryzujących może prowadzić do poprawy parametrów napięciowych w sieci niskiego napięcia, jednak ich wdrożenie wiąże się z koniecznością poniesienia określonych nakładów inwestycyjnych. Należy jednak podkreślić, że skuteczność tych rozwiązań w dużej mierze zależy od specyfiki danej sieci oraz lokalnych warunków pracy, dlatego decyzja o zastosowaniu tego typu rozwiązań powinna być poprzedzona szczegółową analizą techniczno-ekonomiczną.

Podsumowując przeprowadzone analizy, można stwierdzić, że problem asymetrii napięć oraz wzrostu napięcia w sieciach niskiego napięcia stanowi jedno z kluczowych wyzwań związanych z integracją odnawialnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym. Jednocześnie wyniki przeprowadzonych badań wskazują, że istnieje szereg rozwiązań technicznych pozwalających na ograniczenie tego zjawiska oraz poprawę warunków pracy sieci. Przeprowadzone analizy oraz zaproponowane rozwiązania mogą stanowić podstawę do dalszych badań oraz prac wdrożeniowych mających na celu zwiększenie możliwości integracji odnawialnych źródeł energii z sieciami dystrybucyjnymi. Uzyskane wyniki mogą być również wykorzystane przez operatorów systemów dystrybucyjnych przy planowaniu modernizacji sieci elektroenergetycznych oraz opracowywaniu strategii rozwoju infrastruktury energetycznej w warunkach rosnącego udziału generacji rozproszonej. W szerszym ujęciu rezultaty niniejszej pracy wpisują się w proces transformacji energetycznej, której celem jest budowa nowoczesnego, elastycznego i zrównoważonego systemu elektroenergetycznego zdolnego do efektywnej integracji odnawialnych źródeł energii przy jednoczesnym zachowaniu wysokiego poziomu niezawodności oraz jakości dostaw energii elektrycznej.

8. Bibliografia

[1] IEA, *Solar PV still dominates renewable energy capacity additions* - <https://www.iea.org/energy-system/renewables/solar-pv> - stan na 28.01.2026 r.

[2] IEA, *Snapshot of Global PV Markets 2025* https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2025/04/Snapshot-of-Global-PV-Markets_2025.pdf - dostęp 20.02.2026 r.

[3] Energetyka24, *Niemal 1/3 energii elektrycznej na świecie jest zielona. A rok 2024 będzie przełomowy* - <https://energetyka24.com/oze/analizy-i-komentarze/niemal-13-energii-elektrycznej-na-swiecie-jest-zielona-a-rok-2024-bedzie-przelomowy> - 09.05.2024 r.

[4] Incorrys, *Solar Power Capacity Forecast 2022-2030* - https://incorrys.com/subscriptions/?mepr-unauth-page=6589&redirect_to=%2Fpower-generation%2Fsolar-power-generation%2Fsolar-power-capacity-forecast-2022-2030%2F - dostęp 19.05.2025 r.

[5] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, *Snapshot 2024* - <https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2024> - dostęp 19.05.2025 r.

[6] IEA, *Renewables 2024: Global overview* - <https://www.iea.org/reports/renewables-2024/global-overview> dostęp 21.06.2025r .

[7] IRENA, *Renewable capacity statistics 2025* - https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Mar/IRENA_DAT_RE_Capacity_Statistics_2025.pdf - stan na 21.06.2025 r.

[8] ISEP, *Global Solar and Wind Bar Chart Races 2023 Data Added* - <https://isep-energychart.com/en/1238/> - 24-05-2024 r.

[9] Taiyangnews, *EU Installed 66 GW New Solar In 2024 With 4.4% YoY Growth* - <https://taiyangnews.info/business/eu-2024-solar-pv-installations> - dostęp 26-05-2025 r.

[10] TERAZ ŚRODOWISKO, *OZE to już 45,3% unijnej produkcji energii elektrycznej. Najniższe wyniki są w transporcie* - https://www.teraz-srodowisko.pl/images/illustrations/artykul/16108_encart_zoom.jpg - stan na 19.05.2025 r.

[11] European Commission, *European Solar Charter* - https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy/european-solar-charter_en - dostęp 26-05-2025 r.

[12] Rinnovabili, *European Solar Market Slows: 65.5 GW Installed in 2024* - <https://www.rinnovabili.net/business/markets/european-solar-power-capacity-new-installations-and-trends/> - 19-12-2024 r.

[13] pvEurope, *SolarPower Europe report: EU solar market with only weak growth* - <https://www.pveurope.eu/markets/solarpower-europe-report-eu-solar-market-only-weak-growth> - 23-01-2025 r.

[14] Eurostat, *Electricity from renewable sources reaches 47% in 2024* - <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250319-1> - 19-03-2025 r.

[15] StrategicENERGY, *Europe reached 848 GW of renewables in 2024: Germany, Spain, France, and Italy account for 50%* - <https://strategicenergy.eu/europe-reaches-848-gw-2024/> - 27-03-2025 r.

[16] Enerad, *OZE w UE: 47% energii z odnawialnych źródeł w 2024. Kto jest liderem?* <https://enerad.pl/oze-w-ue-47-energii-z-odnawialnych-zrodel-w-2024-kto-jest-liderem/> - stan na 19.05.2025 r.

[17] Eurostat, *2023: record-breaking increase in renewable electricity* - <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250221-3> - 21-02-2025 r.

[18] Eurostat, *Renewable energy supply grew by 3.4% in 2024* - <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20250702-1> - 02-07-2025 r.

[19] 300GOSPODARKA, *Do 2027 roku OZE stanie się największym źródłem energii elektrycznej na świecie* - <https://300gospodarka.pl/news/do-2027-roku-oze-stanie-sie-najwiekszym-zrodlem-energii-elektrycznej-na-swiecie> - 06.12.2022 r.

[20] Eurostat, *Renewable energy statistics: Highlights* - https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics#Share_of_renewable_energy_more_than_doubled_between_2004_and_2020 - 16.12.2025 r.

[21] Parlament Europejski, *Jak UE wspiera energię odnawialną?* - <https://www.europarl.europa.eu/topics/pl/article/20221128STO58001/jak-ue-wspiera-energie-odnawialna> – 10.04.2024 r.

[22] Parlament Europejski, *Energia odnawialna: wyznaczenie ambitnych celów dla Europy* - <https://www.europarl.europa.eu/topics/pl/article/20171124STO88813/energia-odnawialna-wyznaczenie-ambitnych-celow-dla-europy> - 12.04.2024 r.

[23] Gram w zielone, *OZE w górę. Tak wyglądał miks energetyczny Polski w 2024* - <https://www.gramwzielone.pl/trendy/20296886/oze-w-gore-tak-wygladal-miks-energetyczny-polski-w-2024>- stan na 19.05.2025 r.

[24] IEO – Institute of Renewable Energy, *PHOTOVOLTAIC MARKET IN POLAND 2024* - <https://ieo.pl/en/86-en/news/1692-summary-photovoltaic-market-in-poland-2024> - 25-07-2024 r.

[25] Urząd Regulacji Energetyki (URE), *Raport „Electricity Market Characteristics” (statystyki mikroinstalacji, koniec-2024)* - <https://www.ure.gov.pl/en/markets/electricity/elctricitymrket/292%2CElectricity-Market-Characteristics.pdf> – dostęp 02-01-2026 r.

[26] Notes from Poland, *Poland produced record 29% of power from renewables in 2024* - <https://notesfrompoland.com/2025/01/02/poland-produced-record-29-of-power-from-renewables-in-2024/> - 02-01-2025 r.

[27] rynekelektryczny.pl, *Przeciętna moc nowej instalacji fotowoltaicznej to 27 kW* – <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-fotowoltaiki-w-polsce/> - stan na 19.05.2025 r.

[28] rynekelektryczny.pl, *Produkcja energii elektrycznej w Polsce MARZEC 2025 r.* - <https://www.rynekelektryczny.pl/produkcja-energii-elektrycznej-w-polsce/> - stan na 19.05.2025 r.

[29] Parlament Europejski, *Zielony Ład: klucz do neutralnej klimatycznie i zrównoważonej UE* - <https://www.europarl.europa.eu/topics/pl/article/20200618STO81513/zielony-lad-klucz-do-neutralnej-klimatycznie-i-zrownowazonej-ue> – 31.10.2023 r.

[30], Rada Europejska - Rada Unii Europejskiej, *Gotowi na 55* - <https://www.consilium.europa.eu/pl/policies/green-deal/fit-for-55/> - 12.04.2024 r.

[31] Rada Europejska, *„Gotowi na 55”: jak UE stanie się bardziej efektywna energetycznie?* - <https://www.consilium.europa.eu/pl/infographics/fit-for-55-how-the-eu-will-become-more-energy-efficient/> - stan na 19.05.2025 r.

[32] PGE Dystrybucja S.A., *Wymiana setek tysięcy liczników rocznie - PGE Dystrybucja startuje z pierwszym przetargiem* - <https://pgedystrybucja.pl/o-spolce/aktualnosci/wymiana-setek-tysiecy-licznikow-rocznie-pge-dystrybucja-startuje-z-pierwszym-przetargiem> - 26.02.2025 r.

[33] Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Plan wdrożenia CSIRE (prezentacja)* - https://www.pse.pl/documents/20182/976314471/Plan_wdrozenia_CSIRE_publicacja_21022025.pdf - 21.02.2025 r.

[34] Piszczatowska J., Wysokie Napięcie, *W Europie zaczynają straszyć zombie grids* - <https://wysokienapiecie.pl/1863-w-europie-zaczynaja-straszyc-zombie-grids/> - dostęp: 02.12.2024 r.

[35] PGE Dystrybucja S.A., *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A.* - <https://pgedystrybucja.pl/strefa-klienta/przydatne-dokumenty/akordeon-przydatne-dokumenty/instrukcja-ruchu-i-eksploatacji-sieci-dystrybucyjnej> - Tekst jednolity obowiązujący od dnia: 14 maja 2025 r., strona 260, dostęp 29.07.2025 r.

[36] ISAP, *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2021 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego* - <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20230000819> - 22.03.2023 r.

[37] ISAP, *Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. 2022 poz. 1385, z późn. zm.)* - <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20220001385> - dostęp: 10.12.2024 r.

[38] PGE Dystrybucja S.A., *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRIESD), PGE Dystrybucja S.A.* – https://pgedystrybucja.pl/content/download/9118/file/iriesd_pge-dystrybucja-sa-tekst-jednolity-022025.pdf - dostęp: 13.01.2025 r.

[39] PTPIREE, *Raport PTPIREE 2023 – Energetyka. Dystrybucja. Przesył* - https://ptpiree.pl/wp-content/uploads/2024/08/raport_ptpiree_2023.pdf - dostęp: 18.12.2024 r.

[40] PGE Dystrybucja S.A., *Raporty okresowe za 2022 rok* <https://www.gkpge.pl/dla-inwestorow/akcje/dane-finansowe/raporty-okresowe-za-2022-rok> - dostęp: 18.12.2024 r.

[41] Najwyższa Izba Kontroli, *Bariery rozwoju odnawialnych źródeł energii*, - <https://www.nik.gov.pl/plik/id,24474,vp,27220.pdf> - 25.05.2021 r.

[42] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., *Plan rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034* - https://www.pse.pl/documents/20182/21595261/PRSP_2025_2034_dokument_glowny_2024_12_20.pdf/55b0f905-3dd9-4e7e-b33a-78694e893928?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565 - dostęp: 14.01.2025 r.

[43] RP, *Inwestujemy w bezpieczeństwo dostaw energii*, <https://www.rp.pl/europejski-kongres-gospodarczy/art42199071-inwestujemy-w-bezpieczenstwo-dostaw-energii> – 28.04.2025 r.

[44] Universitat Politècnica de Catalunya: Cannata, Martina, *The digitalization of the electricity system : Impact assessment of digital technologies on the electricity system and its main stakeholders* - <https://upcommons.upc.edu/handle/2117/394906> - 03.10.2023 r.

[45] Publications Office of the European Union: Andreadou Nikoleta, Flammini Marco, Fulli Gianluca, Masera Marcelo, Pretticco Giuseppe, Vitiello Silvia, *Distribution System Operators Observatory* - https://setis.ec.europa.eu/distribution-system-operators-observatory-2018_en - 20.02.2019 r.

[46] PGE Dystrybucja S.A., *Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego* - https://pgedystrybucja.pl/content/download/743618e897b1e0ac8163ef64d95e6cfc/file/kryt_oc_przyl_wytw_nn.pdf?inlanguage=pol-pl&version=2&contentid=7471 – dostęp 28.04.2025 r.

[47] EDP Sciences: Dolega Waldemar, *Development of electric power network infrastructure in aspect of electric energy supply security – case study Poland* - https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2019/10/e3sconf_pe2019_02002.pdf - 2019 r.

[48] CNR Ceris: Clementina Bruno, Fernando García, Hanna Bartoszewicz-Burczy, Tadeusz Włodarczyk. *Polish case study. Scenario based assessment of costs and benefits of adoption of comprehensive CIP standards*, 2014, https://www.academia.edu/18999580/Ragazzi_E_Garc%C3%ADa_Guti%C3%A9rez_F_2014_Trial_Evaluation_conclusive_lessons_from_Essence_case_studies_in_Rapporti_tecnici_CNR_Ceris_Special_Essence_Series_on_security_standards_for_critical_infrastructures_N_57 - 12.2024 r.

[49] Publications Office of the European Union: Meletiou, A., Vasiljevska, J., Pretticco, G., Vitiello, S., *Distribution System Operator Observatory 2022* - <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC132379> - 20.04.2023 r.

[50] CENELEC, *EN 50160:2022 – Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks* - https://standards.iteh.ai/catalog/standards/clc/083c552d-f4b8-4373-a5ec-8a27b6c8d37d/en-50160-2022?srsId=AfmBOorwf2yvGeta0Hf3sxtMHfdrtYcXw3_gpywZY7r-ry58XFF22d – 12.12.2022 r.

[51] Alexander Kusko, Marc T. Thompson, *Power Quality in Electrical Systems*, strony 38-40 - <https://ndl.ethernet.edu.et/bitstream/123456789/11762/1/194.pdf> - 8.11.2024 r.

[52] A. Moreno-Muñoz, *Power Quality: Mitigation Technologies in a Distributed Environment*, strony 15-40 <https://link.springer.com/book/10.1007/978-1-84628-772-5> – 01.05.2007 r.

[53] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality* - https://gcebargur.ac.in/sites/gcebargur.ac.in/files/lectures_desk/electrical_power_systems_quality.pdf - dostęp: 11.02.2025 r.

[54] Instytut Energetyki Odnawialnej, *Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024* - <https://ieo.pl/raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2024> - dostęp: 19.02.2025 r.

[55] PTPIREE, *Raport PTPIREE 2024 – Energetyka. Dystrybucja. Przesył* - https://ptpiree.pl/wp-content/uploads/2024/08/raport_ptpiree_2024.pdf - 06.2024 r.

[56] Urząd Regulacji Energetyki, *Sprawozdanie z działalności Prezesa URE 2023* - <https://www.ure.gov.pl/download/9/14628/Sprawozdanie2023.pdf> - dostęp: 10.03.2025 r.

[57] Cleanline Energy, *Instalacje fotowoltaiczne a problem zbyt wysokiego napięcia w sieci energetycznej* - <https://cleanlineenergy.pl/instalacje-fotowoltaiczne-a-problem-zbyt-wysokiego-napięcia-w-sieci-energetycznej/> – 19.03.2023 r.

[58] Energetyka Rozproszona zeszyt 4: Topolski Ł., *Wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na wybrane parametry jakości energii elektrycznej oraz pracę agregatów w sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia* - <https://journals.agh.edu.pl/er/article/view/4734/2737> – 02.08.2023 r.

[59] Czyste Ogrzewanie, *Problemy we współpracy fotowoltaiki z siecią energetyczną* - <https://czysteogrzewanie.pl/jak-to-sie-robi/fotowoltaika-jak-uruchomic-wlasna-instalacje-krok-po-kroku/problemy-we-wspolpracy-fotowoltaiki-z-sieciami-energetycznymi/> - 29.05.2023 r.

[60] Janiga, K., *Praca zabezpieczeń nadnapięciowych instalacji fotowoltaicznych w sieci niskiego napięcia* - <https://www.rynek-energii.pl/pl/node/4274> – 10.2021 r.

[61] Stowarzyszenie Elektryków Polskich Oddział Olsztyński w Olsztynie: Hołdyński G., *Kompensacja mocy biernej obiektów z instalacją PV* - <https://sep.olsztyn.pl/wp-content/uploads/2024/03/Kompensacji-mocy-biernej-w-instalacjach-z-PV-15032024.pdf> - 03.2024 r.

[62] Politechnika Częstochowska: Wichliński M., *Odnawialne źródła energii*, strony 145-151 - <https://9lib.org/pl/download/870770864997072897> - 10.06.2022 r.

[63] Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, *SMART HOME – inteligentny dom* - <https://zasoby.open.agh.edu.pl/data/kursy/course/section.php?id=436> – dostęp: 16.04.2025 r.

[64] Projekty WEil, Politechnika Lubelska, *Projekt "Innowacyjny modułowy, mobilny magazyn energii pozwalający na pracę w systemach AC i DC wyposażony w moduły służące do zarządzania zasobami OZE i profilem zasilania przedsiębiorstw"* - <https://weil.pollub.pl/projekty-weil/magazyn-energii> - dostęp: 18.04.2025 r.

[65] Wancerz, M., Miller, P., *Problemy napięciowe w instalacjach niskiego napięcia z dużą koncentracją mikroźródeł* - <https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-fe71e2b4-b985-470d-8c9d-eeee164cffbb> – 07.2018 r.

[66] Jędrychowski, R., Pijarski, P., Adamek, S., Sereja, K., *Ocena wpływu generacji PV na skuteczność regulacji napięcia w sieciach niskiego napięcia* - <https://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-e3d08038-ec7f-40a2-bbde-fcfd6fa769aa> – 06.2018 r.

[67] Intone Power, *Wyzwania związane z jakością energii w systemach fotowoltaicznych na dachach* - <https://www.intonepower.com/pl/news/power-quality-challenges-in-rooftop-solar-pv-systems/> – 24.12.2024 r.

[68] PGE Dystrybucja S.A., *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., strona 263* - https://pgedystrybucja.pl/content/download/ec240e2e2eec6deacc9bd40cb6570019/file/iriesd_pge-dystrybucja-sa-tekst-jednolity_14.05.2025.pdf?inLanguage=pl-PL&version=4&contentId=1092 - dostęp 29.07.2025 r.

[69] PGE Dystrybucja S.A., *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej PGE Dystrybucja S.A., strona 264* - https://pgedystrybucja.pl/content/download/ec240e2e2eec6deacc9bd40cb6570019/file/iriesd_pge-dystrybucja-sa-tekst-jednolity_14.05.2025.pdf?inLanguage=pl-PL&version=4&contentId=1092 - dostęp 29.07.2025 r.