Załącznik nr 1/1
do Zarządzenia Rektora PG nr /2022 z kwietnia 2022 r.

POLITECHNIKA GDAŃSKA

Imię i nazwisko autora rozprawy: Michał Brodzicki
Dyscyplina naukowa: automatyka, elektronika i elektrotechnika

ROZPRAWA DOKTORSKA

Tytuł rozprawy w języku polskim: Wielowęzłowe, wysokonapięciowe sieci prądu stałego MT-HVDC

Tytuł rozprawy w języku angielskim: Multiterminal high voltage direct current grids

Promotor *podpis*	Drugi promotor *podpis*
dr hab. inż. Jacek Klucznik, prof. PG	
Promotor pomocniczy *podpis*	Kopromotor *podpis*

Gdańsk, rok 2022

Załącznik nr 3/2
do Zarządzenia Rektora PG nr /2022 z kwietnia 2022 r.

GDAŃSK UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

OŚWIADCZENIE

Autor rozprawy doktorskiej: Michał Brodzicki

Ja, niżej podpisany(a), oświadczam, iż jestem świadomy(a), że zgodnie z przepisem art. 27 ust. 1 i 2 ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych (t.j. Dz.U. z 2021 poz. 1062), uczelnia może korzystać z mojej rozprawy doktorskiej zatytułowanej:
Wielowęzłowe, wysokonapięciowe sieci prądu stałego MT-HVDC
do prowadzenia badań naukowych lub w celach dydaktycznych.[1]

Świadomy(a) odpowiedzialności karnej z tytułu naruszenia przepisów ustawy z dnia 4 lutego 1994 r. o prawie autorskim i prawach pokrewnych i konsekwencji dyscyplinarnych określonych w ustawie Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce (Dz.U.2021.478 t.j.), a także odpowiedzialności cywilno-prawnej oświadczam, że przedkładana rozprawa doktorska została napisana przeze mnie samodzielnie.

Oświadczam, że treść rozprawy opracowana została na podstawie wyników badań prowadzonych pod kierunkiem i w ścisłej współpracy z promotorem dr hab. inż. Jackiem Klucznikiem, prof. PG.

Niniejsza rozprawa doktorska nie była wcześniej podstawą żadnej innej urzędowej procedury związanej z nadaniem stopnia doktora.

Wszystkie informacje umieszczone w ww. rozprawie uzyskane ze źródeł pisanych i elektronicznych, zostały udokumentowane w wykazie literatury odpowiednimi odnośnikami, zgodnie z przepisem art. 34 ustawy o prawie autorskim i prawach pokrewnych.

Potwierdzam zgodność niniejszej wersji pracy doktorskiej z załączoną wersją elektroniczną.

Gdańsk, dnia ....
podpis doktoranta

Ja, niżej podpisany(a), wyrażam zgodę/nie wyrażam zgody* na umieszczenie ww. rozprawy doktorskiej w wersji elektronicznej w otwartym, cyfrowym repozytorium instytucjonalnym Politechniki Gdańskiej.

Gdańsk, dnia ....
podpis doktoranta

**niepotrzebne usunąć*

[1] Art. 27. 1. Instytucje oświatowe oraz podmioty, o których mowa w art. 7 ust. 1 pkt 1, 2 i 4–8 ustawy z dnia 20 lipca 2018 r. – Prawo o szkolnictwie wyższym i nauce, mogą na potrzeby zilustrowania treści przekazywanych w celach dydaktycznych lub w celu prowadzenia działalności naukowej korzystać z rozpowszechnionych utworów w oryginale i w tłumaczeniu oraz zwielokrotniać w tym celu rozpowszechnione drobne utwory lub fragmenty większych utworów.
2. W przypadku publicznego udostępniania utworów w taki sposób, aby każdy mógł mieć do nich dostęp w miejscu i czasie przez siebie wybranym korzystanie, o którym mowa w ust. 1, jest dozwolone wyłącznie dla ograniczonego kręgu osób uczących się, nauczających lub prowadzących badania naukowe, zidentyfikowanych przez podmioty wymienione w ust. 1.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

STRESZCZENIE

Niniejsza rozprawa doktorska podejmuje temat wielowęzłowych wysokonapięciowych sieci prądu stałego MT-HVDC. Zagadnienie to zyskuje na istotności z uwagi na fakt wciąż wzrastającej liczby pracujących układów prądu stałego, co stwarza możliwości wykonywania dodatkowych połączeń pomiędzy nimi od strony napięcia stałego. Rozwiązanie to jest obecnie wykorzystywane na przykład w celu integracji morskich farm wiatrowych z systemami kontynentalnymi.

Rozdział pierwszy rozprawy stanowi wstęp zawierający określenie celu rozprawy, jakim jest analiza możliwości wykorzystania przekształtników typu VSC sprzęgających sieci AC i DC w procesach regulacyjnych prowadzonych w systemach elektroenergetycznych. We wstępie przedstawiono również postawioną tezę o brzmieniu: *Wielowęzłowe sieci prądu stałego (wykorzystujące przekształtniki typu VSC) pozwalają na zwiększenie możliwości oddziaływania na właściwości dynamiczne systemu elektroenergetycznego*.

Rozdział drugi zawiera przegląd literatury w zakresie przekształtników typu LCC. Przedstawiono w nim najistotniejsze cechy tych urządzeń, wraz z analizą ich oddziaływania na sieć zasilającą, co doprowadziło do określenia ich wad i zalet. Rozdział zakończono syntetycznym przedstawieniem możliwości wykorzystania przekształtników typu LCC w przedmiotowym zagadnieniu z uwzględnieniem ich ograniczeń.

Rozdział trzeci przedstawia efekty przeglądu literatury w zakresie przekształtników typu VSC. Ponownie analizie poddano najistotniejsze właściwości tych przekształtników, co pozwoliło na określenie ich istotnych wad i zalet. Na tej podstawie wstępnie określono możliwości ich wykorzystania w procesach regulacyjnych w obrębie systemu elektroenergetycznego, a z powodu ich istotnej przewagi nad przekształtnikami typu LCC zostały one przyjęty jako rozwiązanie, które zostanie poddane szczegółowym badaniom w toku realizacji rozprawy.

Rozdział czwarty koncentruje się na analizie dostępnej literatury w zakresie wielowęzłowych wysokonapięciowych sieci prądu stałego. Przedstawione zostały w nim opisy typowych struktur sieci napięcia stałego wraz z ich wadami i zaletami. W rozdziale przeprowadzono również wstępne badania symulacyjne uproszczonych modeli trzech konfiguracji sieci – szeregowej, promieniowej i pierścieniowej. Uzyskane wyniki wskazały na najlepsze właściwości dla sieci pierścieniowej, w wyniku czego została ona przyjęta jako rozwiązanie, które zostało poddane szczegółowym analizom w dalszej części pracy.

W rozdziale piątym przedstawiony został opis modelu wykorzystywanego w toku analiz statycznych i dynamicznych. Wskazane zostały przyjęte założenia i uproszczenia oraz zawarto opisy opracowanych struktur układów regulacji. W modelu uwzględniono dwa systemy elektroenergetyczne AC, dwie morskie farmy wiatrowe oraz sieć prądu stałego sprzęgającą wszystkie pozostałe elementy. Dla przekształtników opracowano cztery struktury układów regulacji: szeregową i równoległą, w wariantach ze sztuczną inercją i bez sztucznej inercji. Ponadto, każda ze struktur umożliwiała pracę przekształtnika w trybie kontroli mocy biernej lub

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

napięcia po stronie AC. Rozdział ten stanowi ilustrację wniesionego wkładu własnego w postaci nie tylko opracowania różnych struktur modelu dynamicznego, ale również syntezy funkcjonalnych układów regulacji i ich koordynacji z układami regulacji pozostałych elementów w modelu.

Wyniki przeprowadzonych badań zostały zebrane w rozdziale szóstym. Jest on podzielony na dwie zasadnicze części, dotyczące przeprowadzonych analiz statycznych i dynamicznych. Celem analiz statycznych była weryfikacja możliwości wykorzystania przekształtnika w procesach regulacji napięcia w systemie AC. W ich toku przeanalizowano trzy tryby pracy przekształtnika: z zadaną mocą bierną, z zadanym współczynnikiem tgφ oraz z zadanym poziomem napięcia. Uzyskane wyniki wykazały, że każdy z trybów pracy zapewnia istotny udział przekształtnika w procesach regulacji napięcia.

Druga część rozdziału szóstego przedstawia uzyskane wyniki analiz dynamicznych. W ich toku ocenie poddane zostały wszystkie opracowane struktury układu regulacji pracujące w czterech stanach zakłóceniowych: po zmianie zadanej mocy biernej (w trybie kontroli mocy biernej) lub napięcia strony AC przekształtnika (w trybie kontroli napięcia AC), po zmianie zadanego napięcia strony DC, po zmianie obciążenia w systemie AC, po wystąpieniu zwarcia w systemie AC. Uzyskane wyniki wskazały, że każda z opracowanych struktur pełniła istotną rolę w procesach regulacji. W toku analiz przeprowadzono również obliczenia wskaźników jakości regulacji dla różnych nastaw układu regulacji. Ich wyniki zostały przedstawione w postaci graficznej na końcu rozdziału.

Rozdział siódmy stanowi podsumowanie i zbiór wniosków końcowych płynących z analiz przeprowadzonych w toku realizacji rozprawy. Wskazują one jednoznacznie na potwierdzenie postawionej tezy i istotny wpływ układu regulacji przekształtnika na procesy regulacyjne w systemach elektroenergetycznych. Przekształtnik stanowił istotny element oddziałujący na poziomy napięć w systemie w każdym analizowanym trybie pracy. Analogiczne wnioski płyną z przeprowadzonych analiz dynamicznych. Każda z opracowanych struktur układów regulacji w sposób prawidłowy oddziaływała z pozostałymi elementami w obrębie systemu, umożliwiając powrót układu do punktu równowagi po ustąpieniu zakłócenia. Zagadnienie wielowęzłowych wysokonapięciowych sieci prądu stałego i ich współpracy z systemami napięcia przemiennego wciąż stanowi złożony i wielowątkowy problem, dlatego też na zakończenie rozdziału, a tym samym właściwej rozprawy, wskazano potencjalne kierunki dalszych badań.

Słowa kluczowe: elektrotechnika, elektroenergetyka, energoelektronika, MT-HVDC, HVDC, przekształtnik VSC, regulacja napięcia, regulacja częstotliwości, morska farma wiatrowa

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ABSTRACT

The thesis takes up the subject of multiterminal high voltage direct current grids. This issue gains importance, as the number of operating single HVDC's increases. Thus, it is possible to make additional connections between them on the DC side. Such a solution is used i.e. in terms of integrating offshore wind farms with onshore electrical grids.

Chapter one is an introduction, which contains the thesis' goal, which is the analysis of possible VSC-based MT-HVDC grids in control processes occuring within the power supply systems. The introduction also presents stated argument, which is: *Multiterminal high voltage direct current grids (using VSC converters) increase the possibilites of influencing the power system dynamic characteristics.*

The second chapter presents literature inspection in terms of LCC converters. The most important features, including their impact on power supply systems, were stated, which led to defining their pros and cons. The end of the chapter contains a syntetic description of possible usages of LCC converters in terms of control processes in AC electrical grids.

Chapter three takes up the literature inspection concering VSC converters. Again, most important factors were analyzed, leading to pros and cons definition. Based on them, the possible usages of the VSCs' were stated. Due to their strong advantages over LCC converters, VSCs' were chosen as a solution taken under further investigation during the thesis accomplishment.

Chapter four conducts literature analysis as far as MT-HVDCs are concerned. It presents descriptions of typical grids configurations along with their pros and cons. The chapter also presents the results of preliminary studies considering three basic configurations – serial, radial and ring. Achieved outcomes indicated ring-type grid as the best, so it was chosen as a solution for further studies.

The fifth chapter conducts the issue of a computer model, used for static and dynamic analysis. The assumptions and simplifactions of the model were stated, along with descriptions of all designed structures. Model consists of two AC power systems, two offshore wind farms and a HVDC grid connecting all other elements. Four control structures for converter were developed: serial and parallel variants, with and without synthetic inertia. Furthermore, all structures were suited for controlling reactive power or AC voltage. This chapter also illustrates own contribution, not only in terms of designing various dynamic model structures, but also in terms of compiling functional control systems and their cooperation with other devices operating within the model.

Chapter six presents achieved analysis outcomes. It is divided into two parts, considering conducted static and dynamic analysis. The goal of static analysis was to verify the converter's impact on voltage levels within AC grid. During the studies three converter operation modes were taken into consideration: operation with set reactive power, operation with set $\tan\varphi$ value and operation with set voltage level. The results showed that each operation mode provided significant converter's participation in voltage control.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

The second part of the sixth chapter describes the outcomes of dynamic analysis, conducting all of the developed structures. Four typical disturbances were taken into consideration: change of set reactive power (in case of reactive power control) or AC voltage (in case of AC voltage control), change of set DC voltage, change of load level within AC system and fault occurence in AC system. The achieved results indicated all developed structures to work properly and are significant assets to control processes. During the analysis, control quality indicators were also calculated and their variability was presented graphically at the end of the chapter.

The seventh and last chapter consists of summary and set of conclusions derrived from overall analysis. These outcomes clearly acknowledge stated argument and the importance of converter's impact on control processes within power systems. Converter was a significant asset influencing voltage levels in all considered operation modes. The same conclusions come from taken dynamic analysis. Each of developed structures properly cooperated with other modeled elements within the power system, resulting in stability achievement. The aspect of multiterminal high voltage direct current grids remains a complex and multi-threaded issue. Thus, the ending of the chapter, and the whole thesis simultaneously, indicates potential directions of further studies.

Keywords: electrical engineering, power electrical engineering, power electronics, MT-HVDC, HVDC, VSC converter, voltage control, frequency control, offshore wind farm

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

WYKAZ OZNACZEŃ I SKRÓTÓW 10
1. WSTĘP 12
1.1. Teza rozprawy 12
1.2. Cel rozprawy 12
1.3. Zakres rozprawy 12
2. PRZEKSZTAŁTNIKI TYPU LCC 14
2.1. Budowa i praca mostkowego przekształtnika tyrystorowego 14
2.1.1. Cechy charakterystyczne tyrystorów 14
2.1.2. Praca prostownikowa przekształtnika tyrystorowego 15
2.1.3. Praca falownikowa przekształtnika tyrystorowego 17
2.2. Budowa i sterowanie przekształtnika typu LCC 19
2.2.1. Struktura przekształtnika typu LCC 19
2.2.2. Sterowanie symetryczne przekształtnika typu LCC 20
2.2.3. Sterowanie sekwencyjne przekształtnika typu LCC 21
2.2.4. Przewrót komutacyjny 22
2.3. Oddziaływanie przekształtników typu LCC na sieć zasilającą 23
2.3.1. Odkształcenia prądu w linii zasilającej 23
2.3.2. Odkształcenia napięcia w linii zasilającej 25
2.3.3. Wpływ mocy zwarciowej w węźle przyłączenia 27
2.3.4. Oddziaływanie na bilans mocy w węźle systemu elektroenergetycznego 29
2.4. Możliwości i zastosowanie przekształtników typu LCC 32
3. PRZEKSZTAŁTNIKI TYPU VSC 33
3.1. Budowa i zasada działania przekształtnika typu VSC 33
3.1.1. Cechy charakterystyczne tranzystorów IGBT 33
3.1.2. Praca falownikowa przekształtnika typu VSC 34
3.1.3. Praca prostownikowa przekształtnika typu VSC 38
3.2. Sterowanie przekształtników typu VSC 39
3.2.1. Algorytm bezpredykcyjny 39
3.2.2. Algorytm predykcyjny 39
3.2.3. Algorytm histerezowy 40
3.2.4. Algorytm śledzenia zadanych przebiegów prądu wyjściowego 41
3.2.5. Algorytm śledzenia prądów fazowych przy stałej częstotliwości impulsowania 41
3.2.6. Metody sterowania bazujące na napięciu 42
3.2.7. Metody bazujące na strumieniu 43
3.3. Oddziaływanie przekształtników typu VSC na sieć zasilającą 45
3.3.1. Odkształcenia prądu po stronie napięcia przemiennego przekształtnika 45
3.3.2. Odkształcenia napięcia po stronie napięcia przemiennego przekształtnika 48
3.3.3. Oddziaływanie na bilans mocy w węźle systemu elektroenergetycznego 48
3.4. Zastosowanie przekształtników typu VSC 50
4. WIELOWĘZŁOWE SIECI PRĄDU STAŁEGO MT-HVDC 52
4.1. Ogólna struktura sieci MT-HVDC 52
4.2. Topologie sieci MT-HVDC 53
4.2.1. Sieć szeregowa 53
4.2.2. Sieć równoległa 55
4.2.3. Porównanie sieci szeregowej i równoległej 56

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

4.3. Sterowanie sieci MT-HVDC 57
4.3.1. Ogólne założenia sterowania sieciami MT-HVDC 57
4.3.2. Metoda statyzmu napięcia 57
4.3.3. Metoda proporcjonalności 58
4.3.4. Metoda pierwszeństwa 59
4.3.5. Metoda marginesu napięcia 60
4.3.6. Porównanie metod sterowania sieciami MT-HVDC 61
4.4. Regulacja mocy czynnej w sieciach MT-HVDC 62
4.4.1. Regulacja pierwotna 62
4.4.2. Regulacja wtórna 63
4.5. Wstępne analizy sieci MT-HVDC 64
4.5.1. Opis środowiska DigSILENT PowerFactory 64
4.5.2. Analiza sieci szeregowej 65
4.5.3. Analiza sieci promieniowej 67
4.5.4. Analiza sieci pierścieniowej 68
4.5.5. Porównanie uzyskanych wyników 70
5. MODEL DO BADAŃ SYMULACYJNYCH 72
5.1. Opis ogólny modelu 72
5.2. Założenia i uproszczenia 72
5.3. Model statyczny przekształtnika 73
5.3.1. Struktura bloku przekształtnika 73
5.3.2. Parametry modelu przekształtnika 74
5.4. Modele dynamiczne przekształtnika 76
5.4.1. Model dynamiczny przekształtnika offshore 76
5.4.2. Model dynamiczny przekształtnika onshore w strukturze równoległej 77
5.4.3. Model dynamiczny przekształtnika onshore w strukturze szeregowej 81
5.4.4. Model dynamiczny przekształtnika onshore ze sztuczną inercją w strukturze równoległej 84
5.4.5. Model dynamiczny przekształtnika onshore z inercją w strukturze szeregowej 85
5.5. Skrypty sterujące analizami statycznymi modelu 86
5.5.1. Analiza statyczna pracy modelu przy stałych mocach P i Q przekształtnika 86
5.5.2. Analiza statyczna pracy modelu przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie zadanego współczynnika tgφ węzła wytwórczego 90
5.5.3. Analiza statyczna pracy modelu przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie zadanego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej 93
5.6. Wskaźniki skuteczności oddziaływania przekształtnika na poziomy napięć w systemie w stanach ustalonych 94
5.7. Wskaźniki skuteczności pracy przekształtnika w stanach dynamicznych 96
6. BADANIA SYMULACYJNE NA MODELU 98
6.1. Informacje wstępne 98
6.2. Analizy statyczne 98
6.2.1. Analiza pracy systemów elektroenergetycznych przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie stałej wartości mocy biernej 98
6.2.2. Analiza pracy systemów elektroenergetycznych przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie stałej wartości współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego 102
6.2.3. Analiza pracy systemów elektroenergetycznych przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie stałej wartości napięcia na szynach stacji przekształtnikowej 105
6.3. Ocena współpracy przekształtnika z systemem elektroenergetycznym na podstawie wyników analiz statycznych 109

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

6.4. Analizy dynamiczne modelu przekształtnika pracującego w trybie kontroli Q-U_{DC} 110
6.4.1. Analiza odpowiedzi układu na zmianę zadanej mocy biernej przekształtnika 110
6.4.2. Analiza odpowiedzi układu na zmianę zadanego napięcia DC przekształtnika 121
6.4.3. Analiza odpowiedzi układu na zmianę obciążenia w systemie AC 135
6.4.4. Analiza pracy układu w sytuacji wystąpienia zwarcia 151
6.5. Analizy dynamiczne modelu przekształtnika pracującego w trybie kontroli U_{AC}-U_{DC} 158
6.5.1. Analiza odpowiedzi układu na zmianę zadanego napięcia AC przekształtnika 158
6.5.2. Analiza odpowiedzi układu na zmianę zadanego napięcia DC przekształtnika 164
6.5.3. Analiza odpowiedzi układu na zmianę obciążenia w sieci AC 168
6.5.4. Analiza pracy układu w sytuacji wystąpienia zwarcia 178
6.6. Ocena współpracy przekształtnika z systemem elektroenergetycznym na podstawie wyników analiz dynamicznych 183
6.6.1. Wskaźniki jakości regulacji częstotliwości przez przekształtnik w strukturze równoległej Q-U_{DC} 184
6.6.2. Wskaźniki jakości regulacji częstotliwości przez przekształtnik w strukturze równoległej Q-U_{DC} ze sztuczną inercją 188
6.6.3. Wskaźniki jakości regulacji częstotliwości przez przekształtnik w strukturze szeregowej Q-U_{DC} 192
6.6.4. Wskaźniki jakości regulacji częstotliwości przez przekształtnik w strukturze szeregowej Q-U_{DC} ze sztuczną inercją 196
6.6.5. Wskaźniki jakości regulacji napięcia przez przekształtnik w trybie sterowania U_{DC}-U_{AC} 200
6.6.6. Podsumowanie 203
7. WNIOSKI KOŃCOWE I PERSPEKTYWY DALSZYCH BADAŃ 204
WYKAZ LITERATURY 212
ZAŁĄCZNIK A. STRUKTURA MODELU DO BADAŃ SYMULACYJNYCH 216
ZAŁĄCZNIK B. MODELE ELEMENTÓW SYSTEMÓW AC I SIECI DC 217
ZAŁĄCZNIK C. KARTA KATALOGOWA TRANZYSTORA 225
ZAŁĄCZNIK D. WYZNACZENIE PARAMETRÓW MODELU PRZEKSZTAŁTNIKA 233
ZAŁĄCZNIK E. OPIS BLOKÓW PQ LIMITER, F LIMITER, Q LIMITER 235
ZAŁĄCZNIK F. OPIS BLOKU DGR_PARALLEL 239
ZAŁĄCZNIK G. KOD SKRYPTU ANALIZY STATYCZNEJ PRACY PRZEKSZTAŁTNIKA Z ZADANĄ MOCĄ BIERNĄ 240
ZAŁĄCZNIK H. KOD SKRYPTU ANALIZY STATYCZNEJ PRACY PRZEKSZTAŁTNIKA Z ZADANYM WSPÓŁCZYNNIKIEM tgφ 250
ZAŁĄCZNIK I. KOD SKRYPTU ANALIZY STATYCZNEJ PRACY PRZEKSZTAŁTNIKA Z ZADANĄ WARTOŚCIĄ NAPIĘCIA 260

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

WYKAZ OZNACZEŃ I SKRÓTÓW

U_d	-	wartość średnia napięcia wyjściowego DC przekształtnika
U_p, U_f	-	wartość skuteczna zasilającego napięcia międzyfazowego i fazowego
U_{d0}	-	maksymalna wartość średnia napięcia wyjściowego DC przekształtnika
U_{AV}	-	wartość średnia napięcia wyjściowego AC przekształtnika
U_{ACp}	-	wartość skuteczna napięcia zasilającego przekształtnik
U_{DC}	-	napięcie stałe
U_{ref}	-	przebieg referencyjny napięcia fazowego
U_{mref}	-	amplituda przebiegu referencyjnego napięcia fazowego
U_t	-	amplituda przebiegu trójkątnego nośnego
u_i	-	napięcie w węźle sieci
u_{zad}	-	zadane napięcie
u_{min}, u_{max}	-	minimalne i maksymalne napięcie w systemie
θ	-	przekładnia napięciowa transformatora
f_s	-	częstotliwość podstawowa napięcia wyjściowego przekształtnika
f_i	-	częstotliwość impulsowania
I_d	-	wartość średnia prądu wyjściowego DC przekształtnika
I_{dd}	-	wartość prądu linii dopuszczalna długotrwale
I_{s1}	-	wartość skuteczna pierwszej (podstawowej) harmonicznej prądu
I_s	-	wartość skuteczna przebiegu prądu odkształconego
I_p	-	względny prąd strony AC przekształtnika
$i_{0\%}$	-	prąd biegu jałowego transformatora
i_d	-	prąd w osi d
i_q	-	prąd w osi q
p	-	liczba pulsów przekształtnika p-pulsowego
α	-	kąt zapłonu (załączania) tyrystorów
β	-	kąt wyprzedzenia załączania tyrystorów
γ	-	kąt wyprzedzenia wygaszania tyrystorów
δ	-	kąt wygaszania tyrystorów
μ	-	kąt komutacji
n	-	liczba szeregowo połączonych mostków p-pulsowych
γ_s	-	współczynnik odkształcenia prądu sieci
L_s, X_s	-	indukcyjność linii zasilającej, reaktancja linii zasilającej
L_T, X_T	-	indukcyjność transformatora, reaktancja transformatora
X_k	-	reaktancja komutacyjna
Δu_{pk}, $\Delta u_{pk\%}$	-	wartość komutacyjnego załamania napięcia (względna i procentowa)
$\Delta u_{kr\%}$	-	napięcie zwarcia transformatora (procentowe)
c	-	współczynnik napięciowy
S_{kQ}"	-	moc zwarciowa
S_{nT}	-	moc znamionowa transformatora

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

S_p, S_{pmax}	-	moc przekształtnika, maksymalna moc przekształtnika
S_n	-	moc znamionowa
P_p, P_d	-	moc czynna przekształtnika, moc czynna przekształtnika po stronie DC
ΔP_{Fe}	-	straty jałowe transformatora
ΔP_{Cu}	-	straty obciążeniowe transformatora
ΔP	-	straty przesyłowe mocy czynnej
P_O	-	moc czynna odbioru
Q_p	-	moc bierna przekształtnika
Q_O	-	moc bierna odbioru
D	-	moc odkształcenia
φ_1	-	przesunięcie fazowe między napięciem i pierwszą harmoniczną prądu
$tg\varphi$, $cos\varphi$	-	współczynnik mocy
m	-	współczynnik modulacji
m_a	-	współczynnik modulacji amplitudy napięcia fazowego
m_f	-	współczynnik modulacji częstotliwości
ε	-	uchyb regulacji
s_{gen}	-	stopień obciążenia węzła wytwórczego
δ_u	-	zmienność napięcia w węźle
δ_{Pgen}	-	zmienność stopnia obciążenia węzła wytwórczego
$\delta_{tg\varphi gen}$	-	zmienność współczynnika mocy węzła wytwórczego
δ_{iP}	-	zmienność prądu przekształtnika
r	-	stosunek mocy przekształtników w sieci MT-HVDC sterowanej według metody proporcjonalności
R_{DC}	-	rezystancja linii napięcia stałego
k	-	statyzm układu regulacji
k_0	-	współczynnik wynikający z rodzaju zastosowanej modulacji przekształtnika
k_i	-	współczynnik zwiększenia mocy odbioru
R'	-	rezystancja jednostkowa linii
L'	-	indukcyjność jednostkowa linii
X'	-	reaktancja jednostkowa linii
C'	-	pojemność jednostkowa linii
B'	-	susceptancja jednostkowa linii
l	-	długość linii
A	-	lokalne ekstremum przebiegu
Y	-	pole powierzchni

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

1. WSTĘP

Wielowęzłowe, wysokonapięciowe sieci prądu stałego stanowią ewolucję wykorzystywanych od lat z powodzeniem łączy prądu stałego. Są one konsekwencją wzrostu liczby eksploatowanych łączy prądu stałego i zmniejszających się odległości pomiędzy nimi. Dodatkowe połączenia wykonywane po stronie napięcia DC pozwalają na podniesienie niezawodności pracy układów prądu stałego i stwarzają szersze możliwości zawiadywania rozpływem mocy w ich obrębie. Zagadnienie tzw. wielostacyjnych układów HVDC w sposób ciągły nabiera na znaczeniu, dlatego też zasadne jest poddanie ich określonym analizom i rozważaniom, w celu określenia ich wad i zalet, przekładających się na możliwości wykorzystania ich właściwości w przyszłej eksploatacji w zakresie współpracy i wsparcia dla klasycznych systemów elektroenergetycznych napięcia przemiennego

1.1. Teza rozprawy

W ramach rozprawy doktorskiej sformułowano tezę o następującym brzmieniu:

Wielowęzłowe sieci prądu stałego (wykorzystujące przekształtniki typu VSC) pozwalają na zwiększenie możliwości oddziaływania na właściwości dynamiczne systemu elektroenergetycznego

1.2. Cel rozprawy

Celem rozprawy jest analiza możliwości wykorzystania przekształtników typu VSC sprzęgających systemy napięcia przemiennego i stałego w procesach regulacyjnych zachodzących w systemach elektroenergetycznych. W skład celów cząstkowych wchodzą: analiza literaturowa zagadnień dotyczących pracy, sterowania i modelowania przekształtników i sieci napięcia stałego, opracowanie modelu do analiz statycznych i dynamicznych, przeprowadzenie analiz dla stanów ustalonych i nieustalonych oraz określenie wpływu przekształtnika na właściwości dynamiczne systemu elektroenergetycznego na podstawie uzyskanych wyników.

1.3. Zakres rozprawy

W strukturze rozprawy wyróżnić można dwie zasadnicze części – teoretyczną oraz badawczą. W ramach części teoretycznej niniejszej rozprawy dokonano przeglądu dostępnej literatury w zakresie przekształtników i sieci napięcia stałego. Przedstawiono najistotniejsze informacje dotyczące budowy, zasady działania, sterowania oraz modelowania wymienionych urządzeń, które posłużyć miały do określenia struktury i kluczowych cech opracowywanego modelu.

Główną częścią rozprawy jest część badawcza zawierająca opis modelu i prezentację uzyskanych wyników. Wyzwaniem w toku realizacji rozprawy było opracowanie odpowiedniego modelu, który w zamierzeniu zapewnić miał możliwość przeprowadzenia analiz statycznych i dynamicznych pracy modelowanego układu. Opracowanie modelu wymagało nie tylko

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

opracowania struktury sieci, ale przede wszystkim syntezy układu regulacji przekształtnika, który charakteryzowałby się prawidłową współpracą z pozostałymi elementami systemu. Ostatecznie, przeprowadzone rozważania pozwoliły na przygotowanie czterech struktur układu regulacji przekształtnika charakteryzujących się szeregiem cech wspólnych i różnicujących. Opracowane struktury zostały następnie odpowiednio sparametryzowane, aby zapewnić prawidłowość ich samodzielnej pracy tak, aby realizowały one cele regulacji postawione przed przekształtnikami. W kolejnym etapie przeprowadzona została koordynacja opracowanych struktur z układami regulacji pozostałych elementów modelu. Dopiero finalizacja tego etapu i uzyskanie stabilnej oraz przewidywalnej pracy modelu pozwoliły na przystąpienie do właściwych badań, prowadzących do potwierdzenia postawionej tezy.

Pierwsza faza prowadzonych badań skoncentrowana była na analizie statycznej współpracy przekształtników z systemem elektroenergetycznym. Z uwagi na kompleksowość i wysoki stopień skomplikowania wykorzystywanego modelu, liczba jednocześnie kontrolowanych parametrów i obserwowanych wielkości była znaczna, a więc koniecznym było podjęcie próby usprawnienia procesu prowadzenia badań. Nieodzownym narzędziem okazała się możliwość tworzenia skryptów automatyzujących przeprowadzane analizy rozpływowe i jednocześnie umożliwiających gromadzenie kluczowych wyników. Za istotny wkład własny można uznać opracowanie trzech skryptów dedykowanych analizie różnych trybów pracy statycznej przekształtnika, które nie godząc w jakość prowadzonych badań, pozwoliły zaoszczędzony czas przeznaczyć pozostałym założonym badaniom.

Druga faza polegała na przeprowadzeniu analiz dynamicznych pracy modelu. W jej trakcie przeprowadzono szereg symulacji czterech typowych stanów zakłóceniowych zachodzących w systemie elektroenergetycznym, obejmujących zmiany zadanej mocy biernej i napięcia strony DC przekształtnika, zmianę obciążenia oraz zwarcie. W toku symulacji przeprowadzane były również obliczenia wybranych wskaźników jakości regulacji, które w zamierzeniu posłużyć miały nie tylko ocenie opracowanych struktur w zakresie efektywności ich pracy, ale również ich wrażliwości na zmiany nastaw wybranych elementów układu regulacji.

Rozprawa zakończona jest rozdziałem zawierającym podsumowanie i wnioski końcowe sformułowane w toku i na podstawie uzyskanych wyników badań. Wskazano również perspektywy dalszych badań, jakie należałoby podjąć w toku rozważań podjętego zagadnienia.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

2. PRZEKSZTAŁTNIKI TYPU LCC

Przekształtniki energoelektroniczne są kluczowym elementem łączy prądu stałego. Odpowiadają one za procesy przetwarzania napięcia przemiennego na stałe oraz napięcia stałego na przemienne. W obrębie układów HVDC dominujące są dwa rozwiązania przekształtników – starsze, w postaci przekształtników typu LCC oraz nowsze, obecnie zyskujące na popularności, w postaci przekształtników typu VSC. W niniejszym rozdziale zawarty zostanie opis technologii LCC, z uwzględnieniem jej wad i zalet z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego.

2.1. Budowa i praca mostkowego przekształtnika tyrystorowego

2.1.1. Cechy charakterystyczne tyrystorów

Podstawą przekształtników typu LCC (ang. *Line Commutated Converters*) są przekształtniki tyrystorowe, które stanowią rozwinięcie klasycznej koncepcji prostowników diodowych. Przekształtniki te są zbudowane na bazie tyrystorów, co zapewnia możliwości ich sterowania, na co nie pozwalały prostowniki diodowe.

Tyrystory, w odróżnieniu od diod, oprócz dwóch elektrod, anody i katody, mają w swojej strukturze trzecią elektrodę, zwaną bramką. Fakt ten implikuje trzy możliwe stany pracy tyrystora: stan zaworowy, blokowania i przewodzenia.

Stan zaworowy, podobnie jak w przypadku diody, występuje w sytuacji wstecznego spolaryzowania tyrystora, tj. gdy polaryzacja anody względem katody jest ujemna. W takiej sytuacji rezystancja tyrystora jest bardzo duża, rzędu megaomów, a prąd przez niego płynący – rzędu miliamperów. Zwiększanie napięcia wstecznego powyżej wartości granicznej spowoduje przebicie tyrystora. Wartość ta jest określana mianem napięcia przebicia tyrystora.

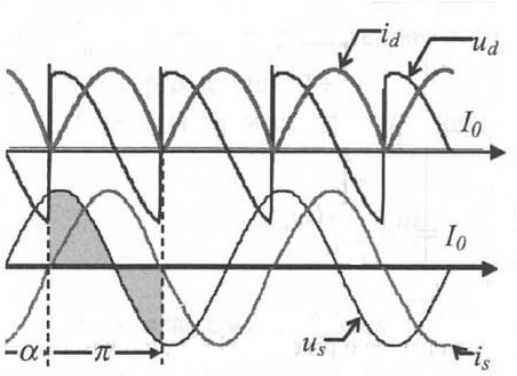
W przypadku dodatniej polaryzacji złącza i zarazem braku prądu bramki, tyrystor znajduje się w stanie blokowania. Następuje w nim wówczas przepływ prądu o wartościach zbliżonych do prądu w stanie zaworowym. W przypadku zwiększenia napięcia polaryzującego powyżej wartości granicznej (napięcia przełączania) tyrystor przechodzi w stan przewodzenia. Przełączanie takie jest w istocie przełączeniem niekontrolowanym (bez udziału bramki), które nie jest dopuszczalne.

Prawidłowe zainicjowanie stanu przewodzenia tyrystora następuje pod wpływem pojawienia się prądu bramki (przy jednoczesnej polaryzacji złącza w kierunku przewodzenia). Zastosowanie tyrystora umożliwia więc sterowanie chwilą czasową jego załączenia, co w przypadku diod nie jest możliwe. Nie ma jednak możliwości sterowania chwilą czasową wyłączenia tyrystora, co oznacza, że raz załączony łącznik przewodzi do czasu osiągnięcia przez prąd wartości równej zero [1,2].

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

2.1.2. Praca prostownikowa przekształtnika tyrystorowego

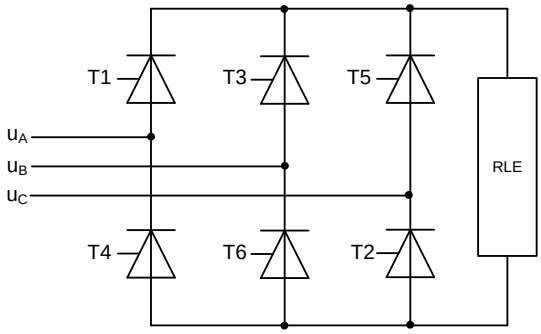
Przebieg napięcia wyjściowego prostownika tyrystorowego ilustruje rysunek 2.1.



Rys. 2.1. Przebiegi wyjściowe prostownika jednofazowego [4]

Opóźnienie załączenia tyrystora do przewodzenia określa się względem punktu naturalnej komutacji, a więc chwili czasowej, w której dioda półprzewodnikowa stawałaby się spolaryzowana w kierunku przewodzenia i zaczęłaby swój cykl przewodzenia. Opóźnienie określane jest wielkością nazywaną kątem (opóźnienia) załączania tyrystorów *α*, zwanym również kątem zapłonu tyrystorów. Mierzony jest on w każdym półokresie napięcia zasilającego od jego przejścia przez zero. Wartość kąta załączania tyrystorów zawiera się w przedziale $\alpha \in \langle 0, \pi)$.

W układach trójfazowych najczęściej spotyka się prostowniki mostkowe, z uwagi na możliwość ich bezpośredniego zasilenia z sieci. Typową konstrukcję 6-pulsowego przekształtnika tyrystorowego przedstawia rysunek 2.2.



Rys. 2.2. Tyrystorowy przekształtnik 6-pulsowy [4]

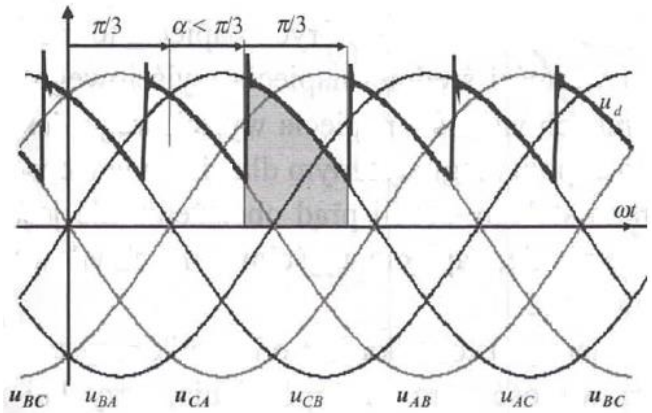
Rysunek 2.2 przedstawia prostownik trójfazowy, który pracuje z obciążeniem typu RLE. Charakter tego obciążenia w sposób najszerszy odwzorowuje możliwe układy, jakie mogą być zasilane z wykorzystaniem prostownika. Łączy ono w sobie elementy R i L stanowiące odwzorowanie przewodów i impedancji obciążenia oraz człon E odwzorowujący napięcie obciążenia. Jest to szczególnie istotne w przypadku analizy przekształtników, które zarówno po stronie AC, jak i DC, mogą współpracować ze źródłami energii elektrycznej

Tyrystory tworzą układ mostkowy, a w jego obrębie można wyróżnić dwie grupy: grupę katodową, którą stanowią tyrystory T1-T3-T5 oraz grupę anodową, na którą składają się tyrystory T4-T6-T2. Obie grupy tyrystorów połączone są wspólnym punktem, który stanowi

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

odpowiednio biegun dodatni (w przypadku grupy katodowej) i ujemny (w przypadku grupy anodowej) wyjścia prostownika tyrystorowego.

Zastosowanie takiej topologii przekształtnika sprawia, że tyrystory przewodzą parami, po jednym z grupy katodowej i anodowej (T1-T2, T2-T3, T3-T4, T4-T5, T5-T6, T6-T1). W celu zapewnienia poprawnego przewodzenia, oba tyrystory muszą być załączone jednoczesnym impulsem prądu bramkowego. Z powyższego schematu załączania wynika, że każdy z tyrystorów ulega dwukrotnemu załączeniu w czasie jednego okresu napięcia. Chwile czasowe wystąpienia obu impulsów bramkowych są przesunięte o kąt 60^o elektrycznych. Każda z par tyrystorów przewodzi przez 1/6 okresu, natomiast każdy tyrystor przewodzi podczas przewodzenia dwóch kolejnych par. Wynika więc z tego, że czas trwania przewodzenia każdego z tyrystorów jest równy 1/3 okresu napięcia zasilającego. Przebieg napięcia wyjściowego 6-pulsowego przekształtnika tyrystorowego przedstawia rysunek 2.3.



Rys. 2.3. Przebieg napięcia wyjściowego trójfazowego wysterowanego przekształtnika tyrystorowego [4]

Wartość średnią napięcia wyjściowego przekształtnika 6-pulsowego określa zależność (2.1).

$$U_d = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_p cos\alpha \tag{2.1}$$

gdzie:

U_d – wartość średnia napięcia wyjściowego przekształtnika przy kącie zapłonu α wynoszącym 0,

U_p – wartość skuteczna zasilającego napięcia międzyfazowego.

Zależność (2.1) wskazuje, że wartość napięcia wyjściowego przekształtnika jest ściśle zależna od kąta załączania tyrystorów α. Ma to swoje potwierdzenie w rzeczywistości, ponieważ zwiększanie wartości kąta zapłonu α skutkuje intensyfikacją „wycinania" przebiegu sinusoidalnego, a tym samym wartość średnia napięcia ulega obniżeniu. Istotą stosowania tyrystorów w przekształtnikach jest więc możliwość sterowania wartością średnią napięcia wyjściowego

Z zależności (2.1) można wyznaczyć wielkość U_{d0} oznaczającą maksymalną wartość średnią napięcia wyjściowego przekształtnika 6-pulsowego, występującą przy kącie załączenia $\alpha = 0$, wynoszącą:

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

$$U_{d0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_p \tag{2.2}$$

Z kolei maksymalną wartość średnią napięcia wyjściowego przekształtnika *p*-pulsowego można określić zależnością (2.3):

$$U_{d0} = \frac{p\sqrt{2}}{\pi} U_p sin\frac{\pi}{p} \tag{2.3}$$

Zwiększając liczbę pulsów przekształtnika uzyskuje się zmniejszenie tętnień napięcia wyjściowego, a tym samym jego przebieg znacznie zbliża się do idealnego przebiegu stałego w czasie [3,4].

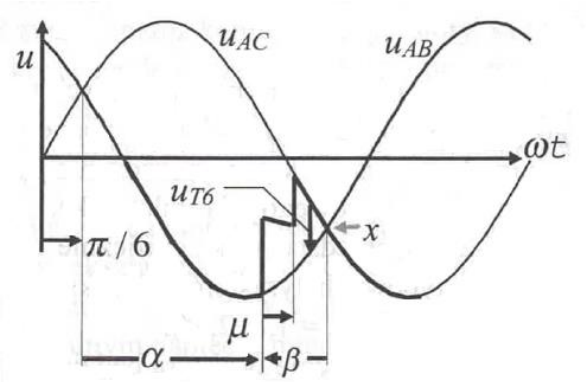
2.1.3. Praca falownikowa przekształtnika tyrystorowego

Powyższe rozważania dotyczyły sytuacji pracy tyrystorów z kątami załączania w zakresie $\alpha \in \langle 0, \frac{\pi}{2}\rangle$. Okres napięcia zasilającego jest jednak równy 2π, a zatem należy również dokonać analizy pracy tyrystora z kątami załączania z zakresu $\alpha \in \langle \frac{\pi}{2}, \pi)$. W takiej sytuacji, napięcie wyjściowe przekształtnika ma wartość ujemną. Jak zostało wykazane wcześniej, możliwy jest przepływ prądu przez tyrystor tylko w jednym kierunku, zatem ujemna biegunowość napięcia wyjściowego nie może wymusić zmiany tego kierunku. Rozpatrywany przypadek dotyczy więc sytuacji, w której przepływ prądu wymuszany jest przez zewnętrzne źródło znajdujące się w obwodzie prądu stałego zasilanym przez przekształtnik (praca z obciążeniem RLE). Takim źródłem może być np. hamowany silnik prądu stałego, indukcyjność z niezerowym prądem, panel fotowoltaiczny, itp.

Sytuacja, w której kierunek prądu jest niezmienny, a biegunowość napięcia staje się ujemna, jest w istocie przypadkiem, gdy moc przepływa w kierunku odwrotnym. Można zatem mówić o pracy falownikowej przekształtnika. W ogólności więc wyróżnić można dwa możliwe stany pracy przekształtnika: pracę prostownikową, gdy następuje przepływ mocy z sieci napięcia przemiennego do sieci napięcia stałego, oraz pracę falownikową, gdy następuje przepływ mocy z sieci napięcia stałego do sieci napięcia przemiennego.

W przypadku pracy falownikowej przepływ prądu jest skutkiem występowania wyższej wartości napięcia strony DC w stosunku do wartości napięcia strony AC. Na wyłączanie odpowiednich tyrystorów mają wpływ wyższe chwilowe wartości napięcia trójfazowego. Podstawą komutacji tyrystorów podczas pracy falownikowej jest różnica wartości napięć pomiędzy fazą przejmującą i kończącą przewodzenie. Wartość napięcia fazy przejmującej jest większa, co obrazuje rysunek 2.3, ilustrujący przejęcie przewodzenia fazy u_{AC} od fazy u_{AB}.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 2.4. Fragment przebiegu napięcia wyjściowego przekształtnika tyrystorowego w zakresie pracy falownikowej podczas komutacji [4]

Przejęcie przewodzenia przez kolejną fazę powoduje wystąpienie napięcia wstecznego na tyrystorze fazy kończącej, które to napięcie jest różnicą dwóch napięć fazowych. Do opisu zjawisk zachodzących w toku pracy falownikowej wprowadza się kąt wyprzedzenia załączania tyrystorów β, który określany jest zależnością (2.4) [3,4].

$$\beta = \alpha - \pi \tag{2.4}$$

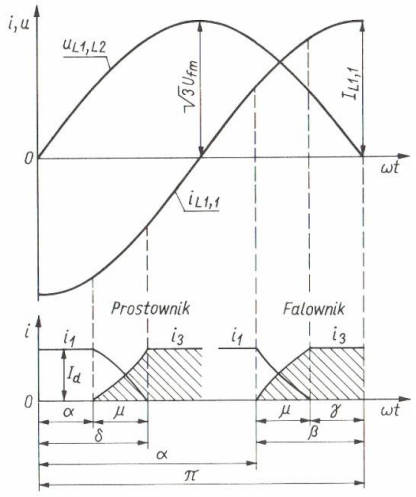
Opisu analitycznego pracy falownikowej przekształtnika dokonać można również wykorzystując zależności obowiązujące dla pracy prostownikowej. Pracę przekształtnika w dowolnym stanie określają w istocie cztery kąty charakterystyczne, które wiążą między sobą zależności (2.4) – (2.7). Graficzna interpretacja tych relacji zilustrowana została na rysunku 2.5.

$$\gamma = \pi - \delta \tag{2.5}$$

$$\mu = \delta - \alpha \tag{2.6}$$

$$\mu = \beta - \gamma \tag{2.7}$$

Kąt δ jest kątem wygaszania tyrystorów, kąt γ kątem wyprzedzenia wygaszania tyrystorów, natomiast kąt μ jest kątem komutacji [5].



Rys. 2.5. Relacje pomiędzy kątami β, γ, δ, μ [5]

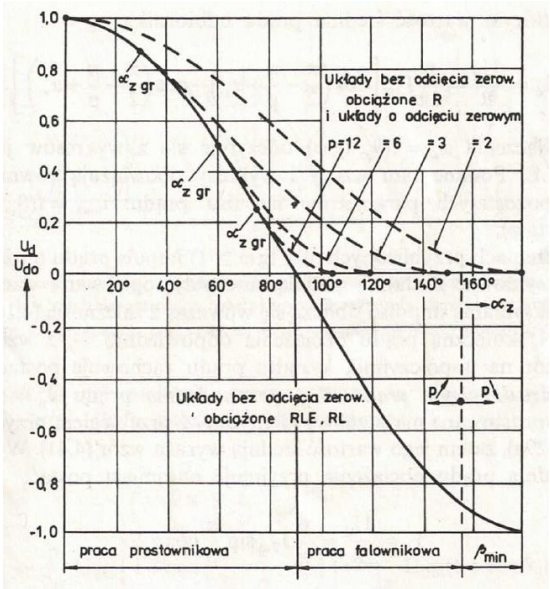
Odmierzanie kąta wyprzedzenia załączania β następuje od chwili zrównania się napięć na wyłączonym tyrystorze. W tej samej chwili pojawia się również dodatnie napięcie, a więc zostaje on spolaryzowany w kierunku przewodzenia. Po zakończeniu procesu komutacji wymagane jest utrzymanie napięcia wstecznego na tyrystorze do czasu jego wyłączenia.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wykorzystując zależności (2.1) i (2.2) oraz cały dostępny zakres kątów załączania tyrystorów wykreślić można charakterystykę regulacyjną układu przekształtnikowego z obciążeniem RLE, według zależności (2.8):

$$\frac{U_d}{U_{d0}} = cos\alpha, \tag{2.8}$$

Przebieg charakterystyki regulacyjnej (2.8) ilustruje rysunek 2.5 [3,4].



Rys. 2.5. Charakterystyka regulacyjna przekształtnika typu LCC [3]

2.2. Budowa i sterowanie przekształtnika typu LCC

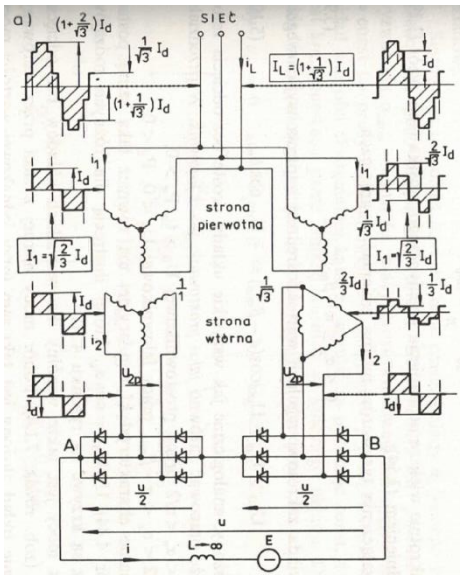
2.2.1. Struktura przekształtnika typu LCC

Przekształtniki typu LCC stosowane w elektroenergetyce typowo pracują w układzie 12-pulsowym, co realizowane jest poprzez szeregowe połączenie dwóch 6-pulsowych przekształtników tyrystorowych. Zastosowanie połączenia szeregowego skutkuje ponadto zwiększeniem napięcia wyjściowego przekształtnika, ponieważ napięcia obu przekształtników sumują się, co jest widoczne na rysunku 2.6.

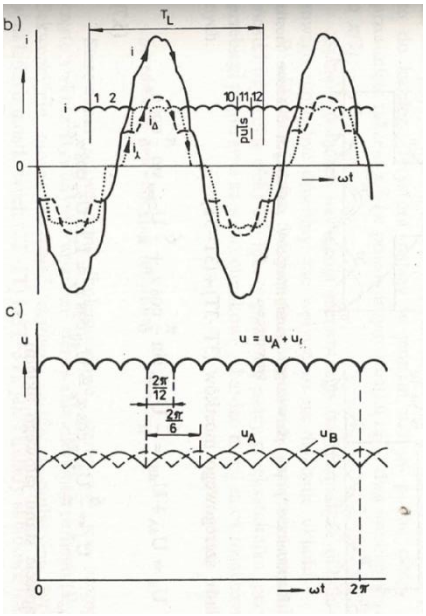
Przekształtniki te stanowią w istocie tzw. zespoły przekształtnikowe, czyli rozpatruje się je z uwzględnieniem transformatorów trójuzwojeniowych, z którymi współpracują. W celu uzyskania układu 12-pulsowego napięcia zasilające mostki muszą być względem siebie przesunięte w fazie o kąt 30^o elektrycznych, co uzyskuje się łącząc jedno z uzwojeń wtórnych transformatora w gwiazdę, natomiast drugie w trójkąt [3]. Strukturę przekształtnika typu LCC przedstawia rysunek 2.5.

Efektem tego rozwiązania jest zmniejszenie tętnień napięcia wyjściowego, a tym samym wygładzenie jego wartości, co ukazuje rysunek 2.6. Stanowi to kolejny sposób zbliżenia przebiegu napięcia wyjściowego do idealnego przypadku stałej wartości w czasie.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 2.5. Struktura przekształtnika typu LCC [3]



Rys. 2.6. Przebiegi wyjściowe przekształtnika typu LCC [3]

2.2.2. Sterowanie symetryczne przekształtnika typu LCC

Sterowanie przekształtników typu LCC może odbywać się w sposób symetryczny lub sekwencyjny. Ideą sterowania symetrycznego jest wyzwalanie tyrystorów obu mostków z jednakowym kątem załączania *α*. Przebiegi wielkości wyjściowych w przypadku tej metody sterowania przedstawione zostały na rysunku 2.6. Kształt przebiegu prądu pobieranego przez przekształtnik jest determinowany przez grupę połączeń transformatora. Są to przebiegi złożone, które opisać można zależnościami (2.9) dla grup połączeń Yy oraz Dd i (2.10) dla grup połączeń Yd oraz Dy:

$$i_1(t) = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \left[sin(\omega t - \alpha) - \frac{1}{5}\, sin5(\omega t - \alpha) - \frac{1}{7}\, sin7(\omega t - \alpha) + \sum_{k=11}^{\infty} \frac{1}{k} sink(\omega t - \alpha) \right] \quad (2.9)$$

$$i_1(t) = \frac{3}{\pi} I_d \left[sin(\omega t - \alpha) + \frac{1}{5}\, sin5(\omega t - \alpha) + \frac{1}{7}\, sin7(\omega t - \alpha) + \sum_{k=11}^{\infty} \frac{1}{k} sink(\omega t - \alpha) \right] \quad (2.10)$$

dla k = 11, 13, 15…

Pomimo różnych zależności matematycznych opisujących przebiegi prądów, ich wartości skuteczne są co do wartości równe i wynoszą $\sqrt{2/3}\, I_d$. Ponadto, pewne składowe tego przebiegu mają przeciwne znaki, a więc wzajemnie się znoszą. Skutkuje to poborem z sieci prądu, w którym one nie występują, a tym samym stopień jego odkształcenia jest mniejszy. Od strony sieci zasilającej przekształtnik widziany jest jako pojedynczy przekształtnik 12-pulsowy.

Przesunięcie w fazie napięć doprowadzanych do mostków również ma swoje pozytywne skutki, ponieważ powoduje przesunięcie napięć wyjściowych mostków o kąt 30°

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

elektrycznych, co eliminuje z przebiegu napięcia wyjściowego 6 harmoniczną. Od strony odbiornika przekształtnik jest zatem również widziano jako przekształtnik 12-pulsowy.

Zależność na wartość średnią napięcia wyjściowego przekształtnika stanowiącego szeregowe połączenie dwóch mostków tyrystorowych określa uszczegółowiona postać zależności (2.11):

$$U_d = U_{dA} + U_{dB} = \frac{6\sqrt{2}}{\pi} U_p sin\frac{\pi}{6} cos\alpha + \frac{6\sqrt{2}}{\pi} U_p sin\frac{\pi}{6} cos\alpha = \frac{6\sqrt{2}}{\pi} U_p cos\alpha \tag{2.11}$$

Analizując zależności (2.3), (2.11) można uzyskać ogólną zależność opisującą wartość średnią napięcia wyjściowego przekształtnika stanowiącego szeregowe połączenie *n* mostków *p*-pulsowych:

$$U_d = n\frac{p\sqrt{2}}{\pi} U_p sin\frac{\pi}{p} cos\alpha \tag{2.12}$$

Równanie charakterystyki regulacyjnej przekształtnika jest niezmienne i opisane przez zależność (2.8).

Przekształtnik stanowiący połączenie szeregowe dwóch mostków może, tak jak pojedynczy mostek, w dalszym ciągu pracować jako prostownik lub falownik. Praca prostownikowa przekształtnika zachodzi dla kątów załączenia tyrystorów z zakresu $\alpha \in \langle 0, \frac{\pi}{2}\rangle$, zaś praca falownikowa dla kątów załączenia tyrystorów z zakresu $\alpha \in \langle \frac{\pi}{2}, \pi - \beta_{min}\rangle$ [3,4,6].

2.2.3. Sterowanie sekwencyjne przekształtnika typu LCC

Sterowanie sekwencyjne jest jednym z rodzajów sterowania niesymetrycznego, a więc w tym przypadku tyrystory wyzwalane są z różnymi kątami załączania. Sterowaniu sekwencyjnemu podlegać mogą zarówno mostki składowe przekształtnika, jak i poszczególne grupy komutacyjne.

Ideą sterowania sekwencyjnego jest utrzymywanie stałej wartości kąta załączenia tyrystorów pozostałych układów, gdy w tzw. układzie aktualnie sterowanym następuje zmiana tego kąta. W takim przypadku, wszystkie te układy znajdują się w stanie tzw. wysterowania ekstremalnego, a więc ich kąty załączania tyrystorów wynoszą $\alpha = \alpha_{min}$ (minimalny kąt zapłonu tyrystorów) w przypadku prostowników i $\alpha = \alpha_{max}$ (maksymalny kąt zapłonu tyrystorów) w przypadku falowników. Osiągnięcie przez układ aktualnie sterowany wartości ekstremalnej kąta załączania skutkuje jego przejściem w tryb pracy ze stałą wartością kąta α, natomiast wysterowaniu ulega kolejny układ.

Wartość średnią napięcia wyjściowego przekształtnika sterowanego sekwencyjnie określa zależność (2.13)

$$U_d = (n-1)U'_{d0} + U'_{d0} cos\alpha, \tag{2.13}$$

gdzie U'_{d0} definiuje się jako maksymalną wartość średnią napięcia wyjściowego układu składowego, według zależności (2.14):

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

$$U'_{d0} = \frac{U_{d0}}{n} \tag{2.14}$$

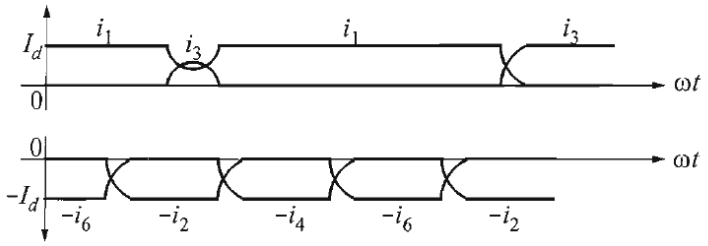
gdzie:
n – liczba układów składowych

Zakres zmian wartości kąta załączania tyrystorów jest identyczny, jak w przypadku sterowania symetrycznego, co jednocześnie przekłada się na identyczny zakres regulacji wartości średniej napięcia wyjściowego. W odróżnieniu od poprzedniej metody sterowania, w tym przypadku zawiera się on w dwóch podzakresach, którym odpowiada po połowie całkowitej mocy czynnej, jaka może wprowadzona przez układ na stronę napięcia stałego [4,6].

2.2.4. Przewrót komutacyjny

Zjawisko przewrotu komutacyjnego stanowi zakłócenie w pracy łącza prądu stałego prowadzące do nieprawidłowej pracy przekształtnika. Wystąpienie przewrotu komutacyjnego nie występuje za przyczyną łącznika, lecz warunków sieciowych. Dotyczy on przede wszystkim przekształtników pracujących falownikowo i zachodzi między innymi w przypadku przepływu znacznego prądu.

Przewrót komutacyjny polega w istocie na załączeniu kolejnego tyrystora przed całkowitym wygaszeniem tyrystora, który dotychczas realizował przewodzenie. Ilustruje to rysunek 2.7. W takiej sytuacji tyrystor T3, który miał przejąć przewodzenie nie realizuje tego (przepływający przezeń prąd spada do zera), natomiast dalej przewodzi tyrystor T1, który miał ulec wygaszeniu. Skutkuje to przewodzeniem tego łącznika przez pełen okres, a w przypadku załączenia drugiego tyrystora danej gałęzi, dochodzi do zwarcia po stronie napięcia stałego.



Rys. 2.7. Prądy tyrystorów przy wystąpieniu przewrotu komutacyjnego [6]

W czasie trwania tego zwarcia, napięcie po stronie napięcia stałego jest równe zeru, a więc nie następuje również przepływ mocy czynnej w tej sieci. Występujące zerowe napięcie powoduje utrzymanie się ujemnego napięcia na tyrystorze, który powinien być załączony w dalszej kolejności, co w takim przypadku nie zachodzi. Załączeniu ulega dopiero kolejny tyrystor, kończący cykl.

Możliwe jest również wystąpienie podwójnego przewrotu komutacyjnego, co zachodzi jednak niezwykle rzadko. W takiej sytuacji nieprawidłowa komutacja następuje dla dwóch kolejno przełączanych tyrystorów. Nieprawidłowo komutujące tyrystory również przewodzą wówczas przez pełen cykl. W przypadku wystąpienia podwójnego przewrotu, w czasie przewodzenia objętych nim tyrystorów po stronie napięcia stałego występują przemienne

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

napięcia dwóch odpowiednich faz. Podobnie, jak typowy przewrót komutacyjny, zjawisko to ustępuje po pełnym cyklu przełączeń [6,9].

2.3. Oddziaływanie przekształtników typu LCC na sieć zasilającą

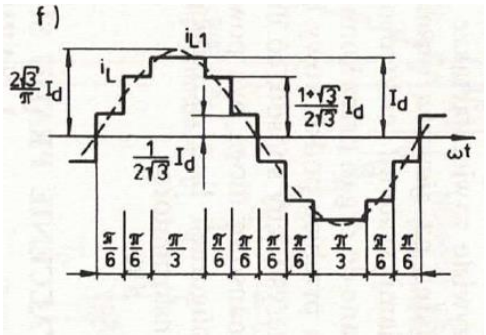
Charakterystyczne cechy pracy przekształtnika tyrystorowego nie pozostają bez wpływu na jego otoczenie sieciowe w obrębie systemu elektroenergetycznego. Stale rosnąca ilość pracujących przekształtników dużych mocy skutkuje intensyfikacją ich oddziaływania na sieć zasilającą. Wśród najistotniejszych skutków pracy przekształtnika dla systemu elektroenergetycznego wyróżnić można:

- odkształcanie prądu w linii zasilającej,
- odkształcanie napięcia w linii zasilającej,
- wpływ mocy zwarciowej w węźle przyłączenia,
- zaburzenia bilansu mocy w węźle systemu elektroenergetycznego [3,4].

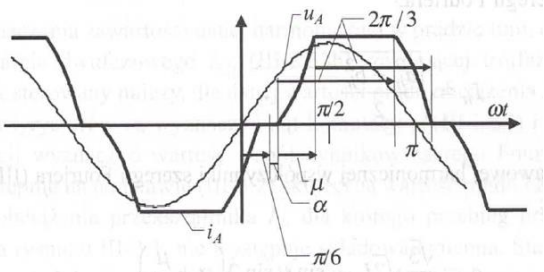
2.3.1. Odkształcenia prądu w linii zasilającej

Pracujący przekształtnik typu LCC najsilniej oddziałuje na linię zasilającą, poprzez którą wpływa również na dalsze otoczenie sieciowe punktu jego przyłączenia. Najlepiej widocznym efektem pracy wysterowanego przekształtnika jest wystąpienie odkształceń przebiegu prądu płynącego w linii zasilającej i uzwojeniu pierwotnym transformatora.

Rysunek 2.7 ilustruje idealizowany przebieg prądu w linii zasilającej tyrystorowy przekształtnik 12-pulsowy. Idealizacja przebiegu sprowadza się do założenia całkowitego wygładzenia prądu obciążenia oraz komutacji natychmiastowej ($\mu = 0$), objawiającej się skokowymi zmianami wartości prądu w określonych przedziałach.



Rys. 2.7. Idealizowane przebiegi prądu zasilającego Przekształtnik typu LCC [3]



Rys. 2.8. Przebieg napięcia i prądu jednej fazy linii zasilającej przekształtnik typu LCC [4]

Na rysunku 2.8 przedstawiono natomiast przebieg prądu z uwzględnieniem zjawiska komutacji ($\mu \neq 0$), także przy założeniu całkowitego wygładzenia prądu obciążenia. Obecność kąta komutacji objawia się stopniowym wzrostem i obniżeniem wartości prądu, co wywołuje zmianę zawartości stopnia odkształcenia tego prądu, a także powoduje jego przesunięcie w fazie względem napięcia zasilającego.

Analiza rysunków 2.7 i 2.8 wskazuje, że stopień odkształcenia prądu w linii zasilającej przekształtnik jest zależny od następujących czynników:

- liczby pulsów przekształtnika,

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

- grupy połączeń transformatora przekształtnikowego,
- kąta załączenia tyrystorów,
- kąta komutacji,
- charakteru obciążenia przekształtnika (przekładającego się na stopień wygładzenia prądu obciążenia),
- cech układu zasilania obejmującego sieć elektroenergetyczną oraz transformator.

Odkształcony prąd, pobierany przez przekształtnik, jest w istocie przebiegiem harmonicznym, a więc szeregiem sinusoid o częstotliwościach równych wielokrotnościom harmonicznej podstawowej zmieniającej się z częstotliwością sieciową. Analiza takiego przebiegu zwykle sprowadza się do wykorzystania szeregu Fouriera, który umożliwia zapisanie przebiegu okresowego za pomocą szeregu sinusoid składowych. W celu możliwości oceny stopnia odkształcenia prądu w linii określa się tzw. współczynnik odkształcenia prądu sieci, opisany zależnością (2.15):

$$\gamma_s = \frac{I_{s1}}{I_s} \tag{2.15}$$

gdzie:

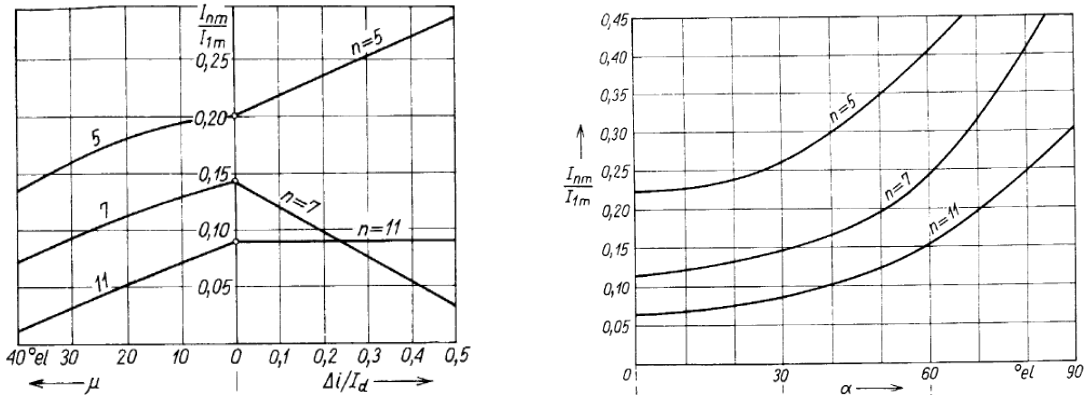
I_{s1} – wartość skuteczna podstawowej harmonicznej prądu

I_s – wartość skuteczna prądu odkształconego.

Zawartość harmonicznych w przebiegu określa się natomiast tzw. współczynnikiem zawartości harmonicznych THD (ang. *Total Harmonic Distortion)*, który określany jest (2.16):

$$THD_i = \sqrt{\frac{I_s^2 - I_{s1}^2}{I_s^2}} \tag{2.16}$$

Stopień odkształcenia przebiegu prądu w linii zasilającej wynika więc wprost z wartości wyższych harmonicznych obecnych w tym przebiegu. Te natomiast zależne są od szeregu czynników, jak wskazano powyżej. Na rysunku 2.9a przedstawiono zależność wartości harmonicznych od kąta komutacji μ i tętnień prądu wyjściowego $\Delta i/I_d$,natomiast na rysunku 2.9b zależność wartości harmonicznych od kąta załączenia tyrystorów α.



Rys. 2.9. Zależność wartości harmonicznych 5, 7, 11 od kąta komutacji i tętnień prądu wejściowego (a), kąta załączenia tyrystorów (b) [7]

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Z powyższych rysunków wynika, iż o ile wzrost wartości kąta załączenia tyrystorów skutkuje wzrostem wartości harmonicznych, o tyle wzrost wartości kąta komutacji skutkuje ich ograniczeniem. Wynika to z faktu przybierania przez przebiegu zbliżonego do przebiegu trapezoidalnego. W miarę wzrostu wartości wspomnianych kątów zapłonu i komutacji dominujący staje się jednak wpływ kąta załączania tyrystorów, z uwagi na silnie nieliniową zależność, zbliżoną do zależności kwadratowej.

Niezmiernie interesującym jest fakt różnego stopnia oddziaływania wymienionych parametrów na poszczególne harmoniczne. W przypadku wpływu kąta komutacji zależności dla harmonicznych 5., 7. i 11. są zbliżone, natomiast w przypadku kąta załączania tyrystorów najsilniejszą reakcję wykazuje wartość 7. harmonicznej, której wzrost następuje gwałtowniej począwszy od kąta około 50^{o} elektrycznych.

Największe rozbieżności mają miejsce w przypadku analizy zależności wartości harmonicznych od tętnień prądu, gdzie każda z ukazanych harmonicznych reaguje odmiennie. Wszystkie zależności mają charakter liniowy, jednak wzrost tętnień prądu skutkuje wzrostem wartości 5. harmonicznej, spadkiem wartości 7. harmonicznej, pozostając jednocześnie bez wpływu na harmoniczną 11. Wskazuje to na fakt złożoności problemu i skomplikowania analizy jednoczesnego wpływu wielu parametrów pracy przekształtnika na stopień odkształcenia prądu w linii zasilającej [3,4,7].

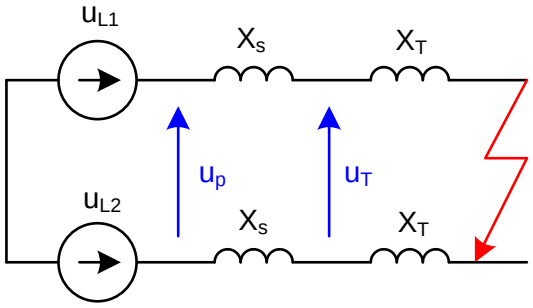
2.3.2. Odkształcenia napięcia w linii zasilającej

Obecność wyższych harmonicznych w prądzie linii zasilającej jest problemem samym w sobie, jednak ich niekorzystny wpływ przenosi się również na napięcie w tej linii i w konsekwencji w dalszych węzłach systemu elektroenergetycznego. Jak zostało przedstawione wyżej, wzrost stopnia wysterowania (zwiększanie wartości kąta załączania tyrystorów) skutkuje zwiększeniem stopnia odkształcenia prądu w linii zasilającej, co jednocześnie przekłada się na wzrost stopnia odkształcenia napięcia. Prowadzi to więc do wniosku, że intensyfikacja wartości harmonicznych w przebiegu napięcia następuje wraz ze wzrostem kąta załączania tyrystorów.

Innym czynnikiem skutkującym odkształceniem napięcia w linii zasilającej jest sam proces komutacji. W jego trakcie dochodzi w istocie do zwarcia międzyfazowego wewnątrz przekształtnika, którego czas trwania jest równy czasowi komutacji. Z natury zjawiska zwarcia, chwilowa wartość wejściowego napięcia międzyfazowego przekształtnika jest wówczas równa zeru.

W czasie komutacji następuje przepływ prądu zwarcia dwóch komutujących faz (rys. 2.10) o wartości (2.17):

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 2.10. Schemat zastępczy obwodu powstającego podczas komutacji [4]

$$\frac{di}{dt} = \frac{u_{L1} - u_{L2}}{2(L_s + L_T)} = \frac{u_p}{2(L_s + L_T)} \tag{2.17}$$

Przepływający prąd powoduje powstanie spadków napięć na reaktancji transformatora zasilającego przekształtnik (2.18):

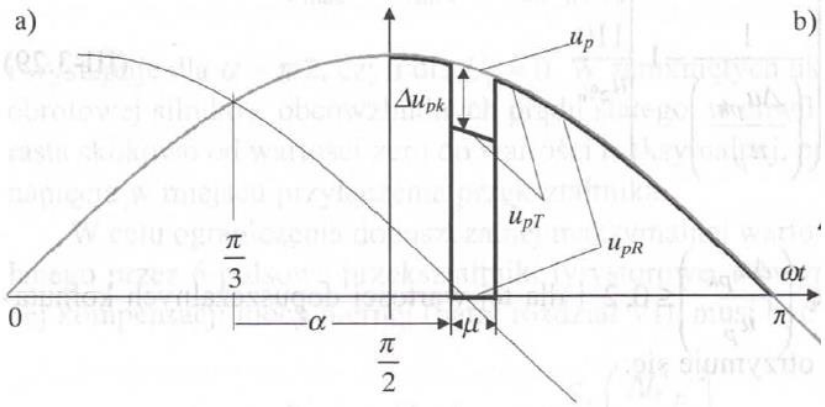
$$\Delta u_T = 2L_T \frac{di}{dt} = \frac{L_T}{L_s + L_T} u_p = \frac{X_T}{X_s + X_T} u_p \tag{2.18}$$

Proces komutacji skutkuje zatem powstanie tzw. komutacyjnego załamania napięcia, którego wartość względna wynosi (2.19), natomiast jego przebieg przedstawiono na rysunku 2.11.

$$\frac{\Delta u_{pk}}{u_p} = \frac{u_p - \Delta u_T}{u_p} = 1 - \frac{X_T}{X_s + X_T} = \frac{X_s}{X_s + X_T} = \frac{X_s}{X_k} \tag{2.19}$$

gdzie:

X_k – reaktancja komutacyjna



Rys. 2.11. Przebieg komutacyjnego załamania napięcia [4]

Uzyskana zależność (2.19) pozwala na wprowadzenie charakterystycznego parametru przekształtnika, jakim jest jego reaktancja komutacyjna X_k definiowana jako suma reaktancji linii i transformatora zasilającego przekształtnik. Zależność ta wskazuje również, że sposobem zmniejszenia komutacyjnych załamań napięcia jest zmniejszenie indukcyjności (a tym samym reaktancji) linii zasilającej lub zwiększenie wartości reaktancji transformatora. Zależność (2.19) można również przekształcić do postaci (2.20).

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

$$\frac{\Delta u_{pk\%}}{u_p} = \frac{X_s}{X_k} = \frac{1}{1 + \frac{\Delta u_{kr\%} S''_{kQ}}{c \cdot S_{nT}}} \tag{2.20}$$

gdzie:

$\Delta u_{kr\%}$ – napięcie zwarcia transformatora,

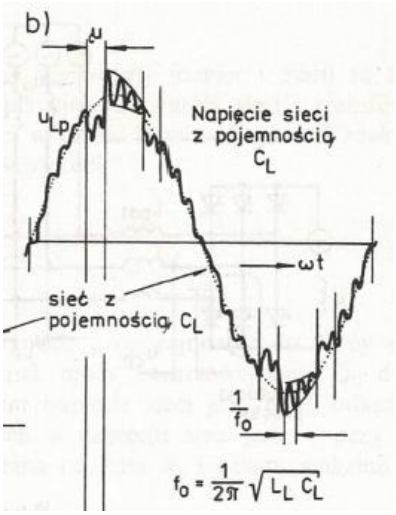
S_{kQ}" – moc zwarciowa w punkcie przyłączenia,

c – współczynnik napięciowy,

S_{nT} – moc znamionowa transformatora.

Spełnienie warunku pierwszego uzyskać można na drodze zwiększenia mocy zwarciowej poprzez rozbudowę sieci elektroenergetycznej, natomiast drugiego poprzez zastosowanie transformatora o wyższym napięciu zwarcia. Oba te sposoby wiążą się więc z nakładami finansowymi.

Występowanie komutacyjnych załamań napięcia jest również istotne ze względu na obecność pojemności w sieci elektroenergetycznej. Tworzą one wraz z indukcyjnościami obwody rezonansowe, w których mogą występować drgania wywoływane właśnie komutacyjnymi załamaniami napięcia. Powstają wówczas oscylacje, które dodatkowo odkształcają napięcie w linii zasilającej. Przebieg napięcia obarczonego odkształceniami oscylacyjnymi ilustruje rysunek 2.12.



Rys. 2.12. Przebieg napięcia w linii zasilającej przekształtnik obarczonego odkształceniami oscylacyjnymi [3]

Zjawiska te są niepożądane, ponieważ niejednokrotnie linia zasilająca przekształtnik realizuje również dostarczanie mocy do innych odbiorników, w przypadku których znaczne odkształcenia napięcia zasilającego mogą stwarzać istotne komplikacje w ich poprawnej pracy [3,4,8].

2.3.3. Wpływ mocy zwarciowej w węźle przyłączenia

Jak wspomniano w punkcie 2.3.2, jednym ze sposobów ograniczania komutacyjnych załamań napięcia jest zmniejszenie reaktancji linii zasilającej, co uzyskać można poprzez zwiększenie mocy zwarciowej w węźle przyłączenia. Proces ten jest jednak skomplikowany

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

i wymagający znacznych nakładów finansowych, możliwe jest jednak rozpatrzenie go w sposób odmienny.

Zależność (2.20) można przekształcić w sposób umożliwiający uzyskanie zależności stosunku mocy zwarciowej w węźle do mocy transformatora od względnej wartości komutacyjnego załamania napięcia, uzyskując (2.21):

$$\frac{S''_{kQ}}{S_{nT}} \geq \left(\frac{1}{\left(\frac{\Delta u_{pk\%}}{u_p}\right)} - 1 \right) \frac{c}{\Delta u_{kr\%}} \tag{2.21}$$

Podstawiając do zależności **(2.17)** założenie dopuszczalnej wartości komutacyjnych załamań napięcia na poziomie 20% [4] otrzymuje się zależność końcową (2.22):

$$\frac{S''_{kQ}}{S_{nT}} \geq \frac{440}{\Delta u_{kr\%}} \tag{2.22}$$

Posługując się zależnością określającą relację mocy zwarciowej w węźle przyłączenia do mocy transformatora (2.22) można przyjąć, że moc zwarciową będzie się traktować jako stałą, natomiast zmienną stanie się moc transformatora, determinująca jednocześnie maksymalną moc pozorną przekształtnika.

Moc pozorna przekształtnika jest wartością zespoloną obejmującą składowe czynną oraz bierną, tak więc może ona być równa mocy czynnej, przy zerowej wartości mocy biernej, bądź odpowiednio, mocy biernej przy zerowej wartości mocy czynnej. Przepływ mocy biernej wywołuje powstawanie spadku napięcia, który w przypadku sieci wysokiego napięcia określony jest zależnością (2.23)

$$\frac{\Delta U_p}{U_p} \cong 1{,}1 \frac{Q}{S''_{kQ}}, \tag{2.23}$$

która wskazuje na związek względnego spadku napięcia z mocą zwarciową. Przyjmując założenie, iż maksymalna moc pozorna przekształtnika jest równa jego maksymalnej mocy biernej i wynosi S_{pmax} , zależność (2.24) po przekształceniach przyjmie postać końcową (2.24):

$$\frac{S_{pmax}}{S''_{kQ}} = \frac{1}{1{,}1}\left(\frac{\Delta U_p}{U_p}\right) \tag{2.24}$$

Wprowadzając wielkość maksymalnego dopuszczalnego spadku napięcia wywołanego obciążeniem biernym ΔU_{Qdop}, określoną jako

$$\Delta U_{Qdop} = \frac{\Delta U_{pdop}}{U_{pdop}}, \tag{2.25}$$

otrzymuje się postać końcową:

$$S_{pmax} = \frac{\Delta U_{Qdop}}{1{,}1} S''_{kQ} \tag{2.26}$$

Z powyższego wynika, że przebieg zjawisk zachodzących w przekształtniku jest zależny od wartości reaktancji komutacyjnej tego przekształtnika, w której dominującym składnikiem jest reaktancja transformatora. Reaktancja wynika bowiem z mocy transformatora i jego napięcia zwarcia, które są zależne od mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia, zgodnie z zależnością 2.22. Zmiana wartości tej reaktancji przenosi się jednocześnie na istotne parametry

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

przekształtnika, takie jak kąt komutacji, minimalna bezpieczna wartość kąta wyprzedzenia załączenia, zawartość wyższych harmonicznych w przebiegu prądu zasilającego i komutacyjne załamania napięcia.

Zależności 2.22 i 2.26 są ze sobą zbieżne, z uwagi na fakt określania mocy transformatora przekształtnikowego. Przyjmując wartość procentowego napięcia zwarcia transformatora na poziomie 18% (według zależności 2.22) otrzymuje się minimalną moc transformatora na poziomie

$$S_{nT} \leq \frac{18}{440} \cdot S''_{kQ} \leq 0{,}04 \cdot S''_{kQ}, \tag{2.27}$$

co oznacza, iż moc znamionowa transformatora przekształtnikowego nie może przekroczyć 4% mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia.

Zakładając wartość dopuszczalnego spadku napięcia wywołanego obciążeniem biernym na poziomie 10% (według zależności 2.26) otrzymuje się natomiast maksymalną moc przekształtnika, a zarazem transformatora, na poziomie

$$S_{pmax} \leq \frac{0{,}1}{1{,}1} \cdot S''_{kQ} \leq 0{,}09 \cdot S''_{kQ} \tag{2.28}$$

co oznacza, iż znamionowa moc transformatora nie może przekroczyć 9% mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia. W sytuacji uzyskania dwóch różnych wartości dla analizowanego przypadku należy przyjąć warunek ostrzejszy, którym w tym przypadku jest wartość wynikająca z dopuszczalnego komutacyjnego załamania napięcia.

2.3.4. Oddziaływanie na bilans mocy w węźle systemu elektroenergetycznego

Przez pracujący przekształtnik przepływa moc czynna, której wartość od strony napięcia przemiennego opisuje zależność (2.29). Obecność w tym wzorze jedynie pierwszej harmonicznej wynika z faktu całkowitego dostarczania mocy czynnej właśnie przez tę składową. Pozostałe harmoniczne w przebiegu prądu nie biorą udziału w przesyle mocy czynnej.

$$P_p = 3 \cdot U_f \cdot I_{s1} \cdot cos\varphi_1 \tag{2.29}$$

Pierwsza harmoniczna przebiegu prądu zasilającego przekształtnik jest powiązana z jego prądem strony DC poprzez zależność (2.30):

$$I_{s1} = \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \tag{2.30}$$

Pominięcie strat mocy czynnej powstających na tyrystorach daje możliwość zrównania wartości mocy czynnej dostarczanej do przekształtnika od strony napięcia przemiennego (zależność (2.32)) z mocą czynną wyprowadzoną z przekształtnika, określoną wzorem (2.31)

$$P_d = U_d \cdot I_d \tag{2.31}$$

$$P_p = P_d \rightarrow 3 \cdot U_f \cdot I_{s1} \cdot cos\varphi_1 = U_d \cdot I_d \tag{2.32}$$

Zależność (2.32) można uszczegółowić z wykorzystaniem (2.1) i (2.30) otrzymując

$$3 \cdot U_f \cdot \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \cdot cos\varphi_1 = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} U_p cos\alpha \cdot I_d \tag{2.33}$$

W dalszej kolejności dokonać można przekształcenia (2.33) zapisując wartość napięcia przewodowego po prawej stronie równania za pomocą napięcia fazowego $U_p = \sqrt{3}U_f$

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

$$3 \cdot U_f \cdot \frac{\sqrt{6}}{\pi} I_d \cdot cos\varphi_1 = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \sqrt{3} U_f cos\alpha \cdot I_d \tag{2.34}$$

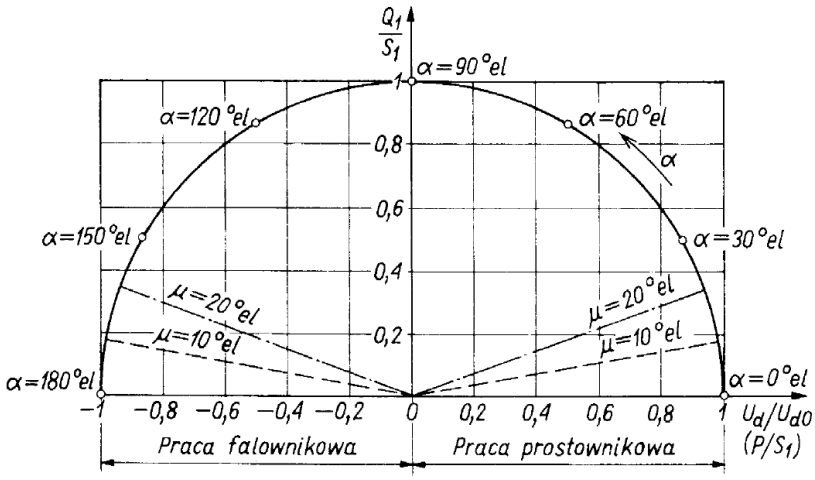
Następnie porządkując zależność (2.34) otrzymuje się

$$cos\varphi_1 = cos\alpha \tag{2.35}$$

Z zależności (2.35) wynika bezpośrednia zależność przesunięcia fazowego od wysterowania przekształtnika reprezentowanego przez kąt załączenia tyrystorów. Innymi słowy, zmiana kąta załączania tyrystorów skutkuje jednocześnie zmianą mocy biernej pobieranej przez przekształtnik.

Jak zostało wykazane w punkcie 2.3.1, zmiana wartości kąta załączania tyrystorów powoduje również odkształcenie prądu w linii zasilającej. Oznacza to, że zmiana wysterowania przekształtnika wpływa na moc bierną w linii zasilającej w dwojaki sposób – zmieniając przesunięcie fazowe pierwszej harmonicznej oraz wprowadzając dodatkowe składowe bierne prądu (zgodnie z zasadą, że za dostarczanie mocy czynnej odpowiada tylko harmoniczna podstawowa) w postaci wyższych harmonicznych.

Oddziaływania te, z uwagi na odmienny charakter, pozwalają rozpatrywać dwa rodzaje mocy biernej pobieranej przez przekształtnik – moc bierną sterowania (związaną wprost z przesunięciem fazowym 1. harmonicznej) oraz moc bierną odkształcenia (związaną z obecnością wyższych harmonicznych). Zależność pobieranej mocy biernej sterowania w funkcji kąta załączania tyrystorów przedstawia rysunek 2.13.



Rys. 2.13. Wykres kołowy przekształtnika [7]

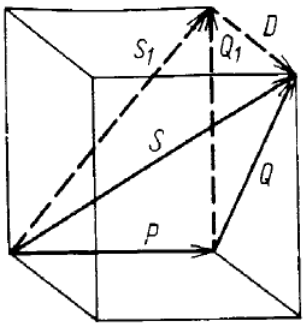
Powyższe fakty implikują konieczność odmiennej interpretacji wielkości oznaczanej jako $cos\varphi_1$. W przypadku układów przekształtnikowych nie jest to typowo rozumiany współczynnik mocy, ale współczynnik przesunięcia fazowego 1. harmonicznej prądu, opisany przez zależność (2.37):

$$cos\varphi_1 = \frac{P_p}{S_{p1}} = \frac{P_p}{\sqrt{P_p^2 + Q_{p1}^2}} \tag{2.37}$$

Uwzględnienie mocy odkształcenia jest problematyczne, z uwagi na jej inny charakter i skomplikowanie analizy harmonicznej prądu zasilającego. W celu określenia wartości tej mocy dla przekształtnika wykreśla się interpretację geometryczną jego mocy w postaci czworościanu

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

mocy (rys. 2.14), który stanowi uzupełnienie trójkąta mocy o wektor mocy odkształcenia oznaczony jako *D*.



Rys. 2.14. Czworościan mocy [7]

Korzystając z wiedzy, że wyższe harmoniczne prądu zasilającego przekształtnik są jego składowymi biernymi, zaś składową czynną stanowi pierwsza harmoniczna, prąd odkształcony w linii zasilającej przekształtnik można zapisać jako (2.38):

$$I_s = \sqrt{I_{s1}^2 + \sum_{k=2}^{\infty} I_{sk}^2} \tag{2.38}$$

Wykorzystując rysunek 2.14 i zależność na moc pozorną wiążącą napięcie i pierwszą harmoniczną prądu $S_1 = 3 \cdot U_f \cdot I_{s1}$ moc odkształcenia *D* można określić jako (2.39).

$$D = U \sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_{sk}^2} = \sqrt{Q_p^2 - Q_{p1}^2} \tag{2.39}$$

Wyznaczenie współczynnika mocy przekształtnika (oznaczanego jako λ_p) wymaga więc uwzględnienia wszystkich związanych z nim mocy, co ilustruje (2.40).

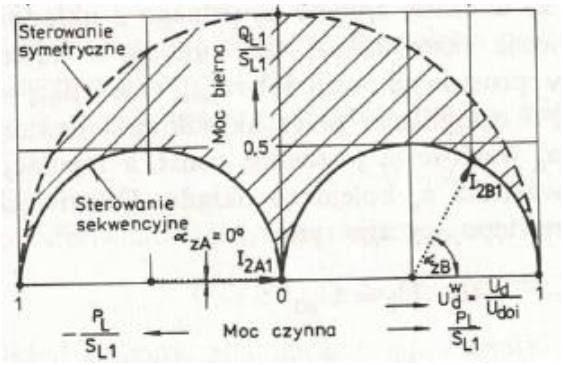
$$\lambda_p = \frac{P_p}{S_p} = \frac{P_p}{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}} = \frac{P_p}{\sqrt{P_p^2 + Q_{p1}^2 + D^2}} \tag{2.40}$$

Zależność (2.40) uwzględnia harmoniczny charakter prądu zasilającego przekształtnik i określa globalny współczynnik mocy przekształtnika, gdzie pierwsza harmoniczna powiązana jest jedynie z mocą bierną sterowania, natomiast wyższe harmoniczne wiążą się z mocą bierną odkształcenia [1,4,7,8].

Fakt określenia jednego z rodzajów mocy biernej przekształtnika mianem mocy biernej sterowania implikuje domysł, że pobór mocy biernej przekształtnika może być odmienny w zależności od sposobu jego sterowania. W podrozdziale 2.2 omówiono dwa sposoby sterowania przekształtnika, symetryczne i sekwencyjne. Przedstawiony na rysunku 2.12 kołowy wykres przekształtnika jest właściwy dla sterowania symetrycznego, w przypadku którego regulacja przebiegała cały zakres dostępnych napięć w sposób ciągły. W przypadku sterowania sekwencyjnego, zakres ten ulega podzieleniu na dwa podzakresy, którym odpowiada również po połowie całkowitej mocy czynnej przekształtnika, co skutkuje kształtem wykresu kołowego

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

jak na rysunku 2.15. Wynika z niego, że podzielenie dostępnej mocy czynnej na dwa zakresy skutkuje również znacznym ograniczeniem mocy biernej przekształtnika [3].



Rys. 2.15.Wykres kołowy przekształtnika sterowanego symetrycznie i sekwencyjnie [3]

2.4. Możliwości i zastosowanie przekształtników typu LCC

Przekształtniki typu LCC, pomimo pewnych niekorzystnych cech, do dzisiaj z powodzeniem pracują w eksploatowanych układach HVDC. Technologia ta zapewnia możliwość przesyłania największych mocy, przez lata została również w dobrym stopniu opanowana. Algorytmy sterowania łączy prądu stałego pracujących w technologii z przekształtnikami LCC (są to tzw. układy HVDC Classic) są relatywnie proste w realizacji i użyciu. Powyższe zalety związane są także ze stosunkowo niskim kosztem samego przekształtnika. Spowodowało to dominację tej technologii przez lata i obecnie ma ona największy udział wśród pracujących układów prądu stałego.

Największymi niedogodnościami związanymi przekształtnikami typu LCC są: brak możliwości zasilania sieci bezźródłowych (wynikający z właściwości przekształtnika zbudowanego w oparciu o tyrystory), wymaganie sztywności sieci zasilającej (znacznej mocy zwarciowej w punkcie przyłączenia) oraz znaczne zapotrzebowanie na moc bierną i związana z nim generacja wyższych harmonicznych. Przekształtniki LCC wymagają z tego powodu obecności współpracujących z nimi urządzeń kompensacyjnych (baterie kondensatorów, dławiki, filtry wyższych harmonicznych), a mimo to część ich zapotrzebowania na moc bierną musi być dostarczana przez system elektroenergetyczny.

Możliwości sterowania przekształtnikiem stwarzają jednak możliwość regulacji pobieranej przez niego mocy biernej, a tym samym regulacji napięcia w węźle przyłączenia, przy niezmienności przesyłanej łączem mocy czynnej. Zakres regulacji napięcia jest już jednak zależny od wartości przesyłanej mocy czynnej. Im jest ona wyższa, tym szerszy zakres dostępnych wartości mocy biernej i większe możliwości regulacji napięcia. Możliwości regulacyjne przekształtnika różnią się także w zależności czy pracuje on prostownikowo, czy falownikowo. W obu trybach pracy są one jednak zadowalające. Zmiany pobieranej mocy biernej (a tym samym napięcia) wynikające ze sterowania przekształtnika są skokowe, jednak ich odpowiednie skorelowanie z załączaniem/wyłączaniem towarzyszących urządzeń kompensacyjnych umożliwia uzyskanie odmiennego zakresu regulacji w zależności od sytuacji występującej w otoczeniu sieciowym stacji przekształtnikowej.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

3. PRZEKSZTAŁTNIKI TYPU VSC

Ciągły rozwój energoelektroniki zaowocował pojawianiem się coraz nowszych łączników energoelektronicznych, co przełożyło się na ulepszanie istniejących i konstruowanie nowych typów układów przekształtnikowych. Rozwój ten objawił się między innymi nowymi typami przekształtników, spośród których najistotniejszym (z punktu widzenia łączy prądu stałego) jest przekształtnik typu VSC. Niniejszy rozdział poświęcony jest najistotniejszym cechom technologii VSC oraz jej zaletom i wadom w aspektach współpracy z systemem elektroenergetycznym.

3.1. Budowa i zasada działania przekształtnika typu VSC

3.1.1. Cechy charakterystyczne tranzystorów IGBT

Przekształtniki typu VSC (ang. *Voltage Source Converters*) są grupą należącą do tzw. układów FCC (ang. *Forced Commutated Converters)*. Układy te charakteryzują się pracą z komutacją wymuszoną, co oznacza iż nie zachodzi ona w zależności od zmian warunków w sieci zasilającej (jak ma to miejsce w przypadku przekształtników typu LCC), lecz jest inicjowana odpowiednim sterowaniem urządzenia.

Fakt ten stanowi najistotniejszą różnicę pomiędzy oboma typami urządzeń, a wynika z zastosowania w strukturze tych przekształtników elementów energoelektronicznych wyłączalnych. Są to łączniki, które kończą przewodzenie pod wpływem zmiany sygnału sterującego, a nie np. w przypadku przejścia napięcia przez zero, jak ma to miejsce w przypadku tyrystorów.

Do elementów wyłączalnych należą np. tranzystory IGBT (ang. *Isolated Gate Bipolar Transistor*), które są w istocie połączeniem struktur tranzystora bipolarnego i tranzystora polowego MOSFET. Rozwiązanie to pozwoliło na połączenie korzystnych cech obu łączników, jakimi są krótkie czasy przełączania (do 1 μs w przypadku załączania i 2 μs w przypadku wyłączania) i małą moc sterowania, charakteryzujące tranzystory MOSFET oraz niskie napięcia przewodzenia przy jednoczesnych znacznych prądach kolektora, charakteryzujące tranzystory bipolarne. Krótkie czasy przełączania tranzystorów IGBT umożliwiają ich zastosowanie w układach pracujących z wysokimi częstotliwościami, do 10 – 20 kHz, nawet do 100 kHz w przypadku układów rezonansowych. Charakteryzują się one także dużą impedancją wejściową, dużą dopuszczalną gęstością prądu i szerokim obszarem bezpiecznej pracy. Absolutnie najistotniejszą zaletą tranzystorów IGBT jest jednak fakt, iż ich sterowanie odbywa się napięciowo, a nie prądowo jak w przypadku tyrystorów. Sterowanie napięciowe pozwala bowiem na znaczne uproszczenie konstrukcji układu sterowania. Jako najważniejszą wadę wskazuje się stosunkowo duży spadek napięcia w stanie przewodzenia.

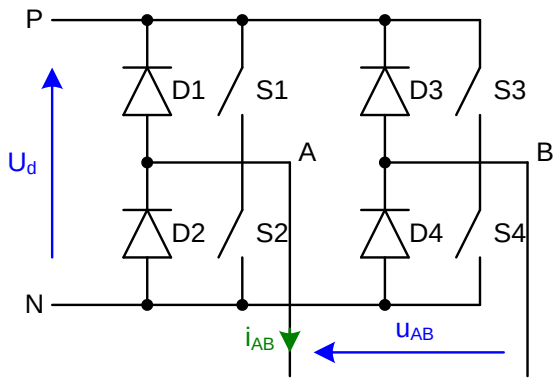
Tranzystory IGBT mają budowę zbliżoną do tranzystorów MOSFET, a ich sterowanie odbywa się z wykorzystaniem napięcia przyłożonego między bramkę i źródło MOSFET, które połączone jest z zaciskiem emitera. Zwykle wartość napięcia sterującego nie przekracza 30 V. Jeżeli jego wartość jest niższa niż wartość progowa, tranzystor znajduje się w stanie blokowania. W takim stanie pracy wartość prądu kolektora wywołanego zmianami napięcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

kolektor-emiter są pomijalnie małe. Zwiększenie napięcia sterującego powyżej wartości progowej powoduje przejście tranzystora w stan przewodzenia [1,2].

3.1.2. Praca falownikowa przekształtnika typu VSC

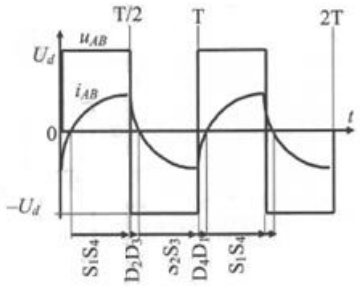
Strukturalnie, przekształtnik typu VSC jest analogiem przekształtnika tyrystorowego, co ilustruje rysunek 3.1.



Rys. 3.1. Struktura falownika jednofazowego [4]

Przekształtnik VSC również ma budowę mostkową, gdzie umieszcza się po dwa łączniki w każdej gałęzi. Poprawna praca przekształtnika uzyskiwana jest poprzez odpowiednie załączanie łączników, które przewodzą ustalonymi parami. Napięcie wyjściowe przekształtnika nie jest jednak zależne tylko od napięcia zasilającego przekształtnik, ponieważ komutacja wywoływana jest odpowiednim sterowaniem łączników. Przekształtniki tyrystorowe komutowały z częstotliwością sieciową 50 Hz, podczas gdy przekształtniki typu VSC mogą komutować ze znacznie większymi częstotliwościami.

Właściwości te pozwoliły na opracowanie kolejnego niezwykle istotnego urządzenia energoelektronicznego – falownika napięcia. Struktura oraz przebiegi wyjściowe jednofazowego falownika napięcia przedstawione są na rysunku 3.2.



Rys. 3.2. Przebiegi wyjściowego falownika jednofazowego z obciążeniem RL [4]

Przebiegi ukazane na rysunku 3.2 są efektem tzw. przewodzenia półokresowego falownika. Przewodzenie takie polega na naprzemiennym załączaniu łączników tak, że jednocześnie przewodzi jeden łącznik w gałęzi, a czas przewodzenia każdej pary jest równy połowie okresu.

Istotnym jest fakt obecności w strukturze falownika diod, nazywanych diodami zwrotnymi. Ich rolą jest krótkotrwałe przewodzenie w trakcie komutacji pomiędzy

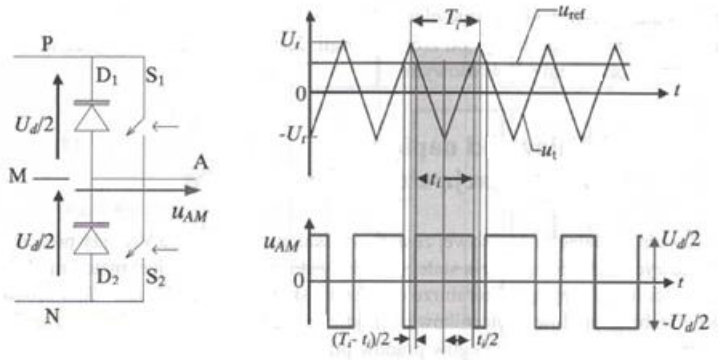
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

poszczególnymi parami tranzystorów. Falownik jest bowiem zasilany ze źródła napięcia stałego, co oznacza pojawianie się w mostku na przemian napięcia o biegunowości dodatniej i ujemnej. Diody umieszczone są w taki sposób, że pojawiające się napięcie o biegunowości ujemnej powoduje ich polaryzację w kierunku przewodzenia, a tym samym przewodzą one do chwili przejścia prądu przez zero i przejęcia przewodzenia przez kolejną parę tranzystorów (rys. 3.2). Opóźnienie to zapewnia zabezpieczenie przed wystąpieniem zwarcia w obrębie mostka, które mogłoby wystąpić w przypadku załączania kolejnej pary tranzystorów bez zwłoki w stosunku do wyłączenia pary tranzystorów aktualnie przewodzących

Taki sposób sterowania falownikiem powoduje uzyskanie wyjściowego napięcia przemiennego o przebiegu prostokątnym, natomiast prąd (w przypadku obciążenia RL falownika) przybiera przebieg naprzemiennie narastający i malejący nieliniowo. Nieliniowość ta wynika z faktu gromadzenia energii w polu magnetycznym, co skutkuje stopniowym narastaniem i opadaniem wartości prądu. Występuje więc cyklicznie zachodzący stan nieustalony, którego stała czasowa zależna jest od stosunku indukcyjności *L* do rezystancji *R.*

Takie sterowanie falownika jest jednak mało efektywne, ponieważ nie daje możliwości regulacji napięcia wyjściowego, które jest równe wartości średniej napięcia stałego U_d, które zasila falownik. Regulacji podlega jedynie częstotliwość napięcia wyjściowego, która jest zależna od częstotliwości przełączania tranzystorów falownika.

Odmienne podejście do sterowania falownika prezentuje tzw. modulacja szerokości impulsów (ang. *Pulse Width Modulation*, w skrócie PWM). Ideę sterowania PWM ilustruje rysunek 3.3.



Rys. 3.3. Idea sterowania PWM falownika [4]

Sterowanie PWM polega w ogólności na wykorzystaniu dwóch sygnałów: nośnego U_t (ang. *carrier*) i sygnału referencyjnego U_{ref} (odniesienia, ang. *reference*), których wartości są porównywane. Czas, w którym wartość sygnału referencyjnego jest wyższa, niż wartość sygnału nośnego, jest reprezentowany pulsem dodatnim, natomiast sytuacja odwrotna – stanem przeciwnym, tj. pulsem ujemnym (rys. 3.3). Przebiegiem wynikowym jest przebieg prostokątny, w którym szerokość poszczególnych pulsów jest zależna od wzajemnych relacji sygnałów porównywanych.

Przenosząc to na wielkości związane z falownikiem, uzyskuje się wartość maksymalną pulsu PWM równą połowie wartości średniej napięcia zasilającego, co wynika z faktu odniesienia modulacji względem punktu zlokalizowanego pomiędzy łącznikami gałęzi falownika.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Pulsy dodatnie oznaczają przewodzenie łącznika górnego, natomiast pulsy ujemne oznaczają przewodzenie łącznika dolnego. Prostokątny przebieg napięcia oznacza, iż jest on przebiegiem harmonicznym. Wartość średnia napięcia wyjściowego tak sterowanego falownika określona jest zależnością (3.1):

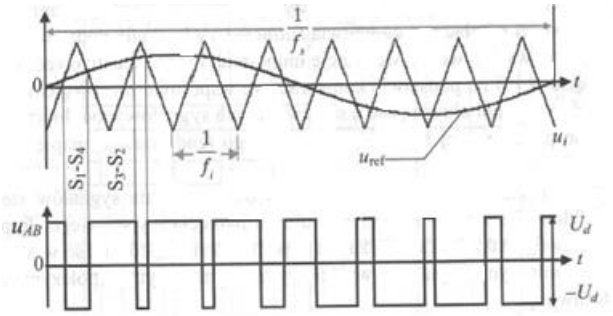
$$U_{AV} = \frac{U_d}{2}\frac{U_{ref}}{U_t} \tag{3.1}$$

gdzie:

U_{ref} – przebieg referencyjny napięcia fazowego,

U_t – amplituda przebiegu trójkątnego.

Sygnałem odniesienia w modulacji PWM może być dowolny przebieg. W przypadkiem falowników pracujących w sieci napięcia przemiennego, sygnałem odniesienia jest sinusoida, w przypadku której wyznaczanie szerokości impulsów napięcia wyjściowego przedstawia rysunek 3.4.



Rys. 3.4. Wyznaczanie pulsów PWM sygnału sinusoidalnego [4]

Parametry przebiegu sinusoidalnego sygnału referencyjnego określa opisujące go równanie matematyczne (3.2):

$$u_{ref} = U_{mref} sin(\omega t) \tag{3.2}$$

Podstawiając (3.1) do (3.2) uzyskuje się zależność opisującą średnią wartość napięcia fazowego gałęzi falownika w każdym okresie impulsowania (3.3):

$$U_{AV} = \frac{U_d}{2}\frac{U_{mref}}{U_t} sin(\omega t) \tag{3.3}$$

gdzie:

U_{mref} – amplituda sygnału referencyjnego.

Na podstawie uzyskanej zależności (3.3) określić można współczynnik modulacji amplitudy napięcia fazowego, określony jako (3.4):

$$m_a = \frac{U_{mref}}{U_t} \tag{3.4}$$

Z analizy zależności (3.3) płynie wniosek, iż wartość średnia napięcia fazowego falownika jest tak samo zmienna w obrębie każdego okresu impulsowania, jak sygnał referencyjny. Zachodzi to dla częstotliwości impulsowania znacznie większych, niż częstotliwość podstawowa napięcia fazowego. Wzajemną zależność tych dwóch wartości częstotliwości opisuje tzw. współczynnik modulacji częstotliwości, określony jako (3.5):

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

$$m_f = \frac{f_s}{f_i} \tag{3.5}$$

gdzie:

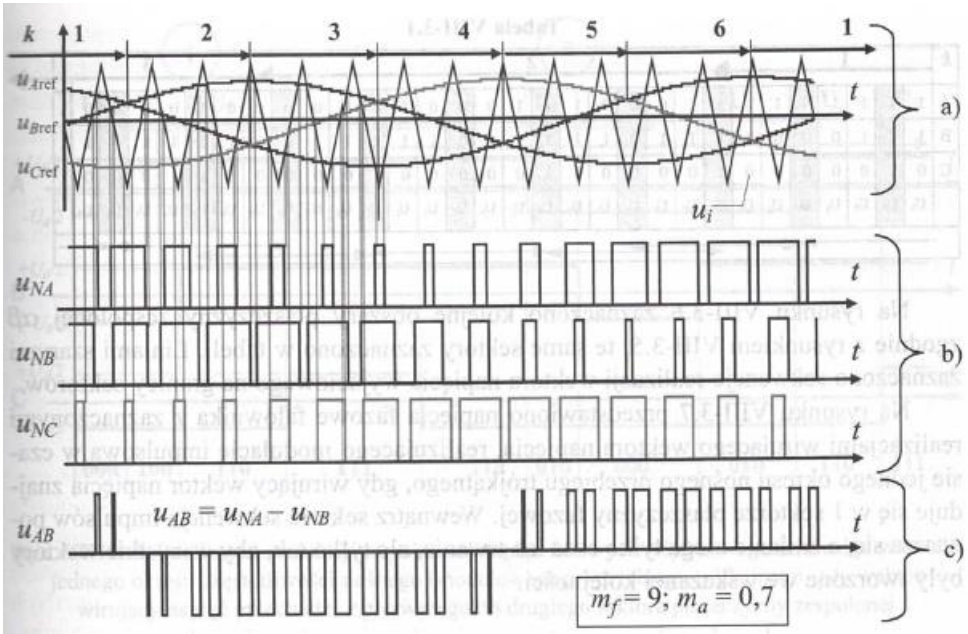
f_s – podstawowa częstotliwość napięcia wyjściowego

f_i – częstotliwość impulsowania.

W przypadku znacznej wartości współczynnika m_f przyrost sygnału referencyjnego w okresie impulsowania jest pomijalny. Stosując sterowanie PWM możliwe jest więc uzyskanie napięcia wyjściowego o regulowanej częstotliwości i wartości.

Powyższa metoda skutkuje uzyskaniem na wyjściu falownika pulsów bipolarnych, czyli o zmiennej biegunowości. Możliwe jest również sterowanie prowadzące do generacji pulsów unipolarnych, czyli o stałej biegunowości. Jest to korzystne z uwagi na ograniczenie szczytowej wartości składowej napięcia o częstotliwości przełączeń, a tym samym ułatwienie filtracji podstawowej harmonicznej napięcia wyjściowego. Uzyskanie pulsów unipolarnych wymaga wprowadzenia dodatkowych stanów odpowiadających jednoczesnemu załączeniu łączników S1-S3 lub S2-S4, co odpowiada przyłączeniu zwartego obwodu napięcia przemiennego do jednego z biegunów źródła napięcia stałego. Realizację modulacji unipolarnej zyskuje się poddając jednoczesnej komparacji dwa sygnały sinusoidalne przesunięte o 180^o elektrycznych, które są proporcjonalne do podstawowej harmonicznej napięcia wyjściowego. Modulacja unipolarna skutkuje ponadto podwojoną częstotliwością impulsów napięcia wyjściowego przy niezmienności współczynnika modulacji częstotliwości m_f.

Metoda sterowania PWM może być w sposób analogiczny stosowana w falownikach trójfazowych. W takim przypadku z przebiegiem trójkątnym porównywany jest nie jeden, a trzy przebiegi sinusoidalne, które są pomiędzy sobą przesunięte w fazie. Skutkuje to uzyskaniem odmiennych przebiegów pulsów dla poszczególnych faz, jak ilustruje to rysunek 3.5.



Rys. 3.5. Pulsy PWM trzech sinusoid przesuniętych w fazie [4]

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

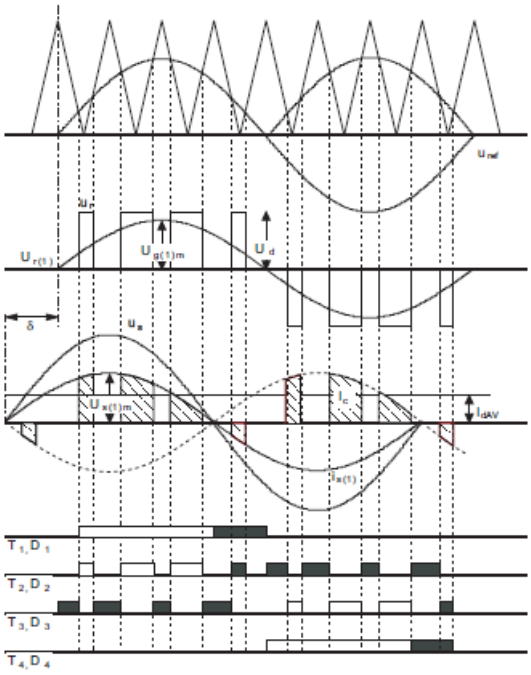
Wykorzystując zależność (3.2) przy założeniu pomijalności przyrostu sygnału referencyjnego, można uzyskać zależność określającą wartość skuteczną podstawowej harmonicznej napięcia międzyfazowego na wyjściu falownika (3.6) [4]:

$$U_p = \sqrt{3}U_f = \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}}\frac{U_d}{2}m_a = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}U_d m_a \tag{3.6}$$

3.1.3. Praca prostownikowa przekształtnika typu VSC

Analogicznie, jak w przypadku przekształtników typu LCC, możliwa jest również prostownikowa praca przekształtnika typu VSC. Z uwagi na wymuszony charakter komutacji pracującego przekształtnika, jest ona jednak uzyskiwana w odmienny sposób.

Obecnie do sterowania prostowników tranzystorowych również wykorzystywana jest metoda PWM. Identycznie, jak w przypadku pracy falownikowej, uzyskanie odpowiedniego przebiegu napięcia wyjściowego jest zależne od właściwego kluczowania łączników energoelektronicznych. Odpowiednie pulsy sterujące generuje się na podstawie porównania sygnału referencyjnego z trójkątnym sygnałem nośnym. Tym razem jednak, zgodnie z ideą przekształcania napięcia przemiennego na stałe, należy zastosować odpowiedni sygnał referencyjny, którym dla prostownika diodowego jest sinusoida wyprostowana całofalowo. Przebiegi pulsów sterujących przekształtnika pracującego prostownikowego przedstawia rysunek 3.6.



Rys. 3.6. Idea sterowania PWM prostownikiem tranzystorowym [10]

Pracę prostownikową przekształtnika typu VSC podzielić można na dwie fazy. W pierwszej fazie następuje przewodzenie diod D1 i D2 (rys. 3.1, ulegających załączeniu, gdy $u_{ref} > u_t$), realizujące przepływ prądu do odbiornika. Następnie następuje krótkotrwałe zwarcie przekształtnika (załączenie diody D1 i tranzystora S3), a w dalszej kolejności przewodzą diody

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

D3 i D4, co stanowi swoiste lustrzane odbicie podokresu przewodzenia przez diody D1 i D2. Cykl pracy prostownika kończy się krótkotrwałym, wspólnym przewodzeniem tranzystorów S3 i S4. Przełączanie łączników musi być ściśle zsynchronizowane z napięciem zasilającym przekształtnik [10].

3.2. Sterowanie przekształtników typu VSC

Sterowanie przekształtników opartych o łączniki wyłączalne, z uwagi na ich odmienne zachowanie i tym samym inne możliwości, może być realizowane na co najmniej kilka sposobów. Obecnie algorytmy sterujące implementowane są w strukturach DSP i FPGA, a zatem operują w dziedzinie czasu dyskretnego. Związanych z tym jest kilka niedogodności, jak chociażby opóźnienia, które stosowane algorytmy sterujące muszą uwzględniać.

3.2.1. Algorytm bezpredykcyjny

Założeniem algorytmu bezpredykcyjnego jest obliczanie wartości napięcia przemiennego przekształtnika na podstawie pomiaru aktualnej wartości prądu. Algorytm ten przewiduje również jeden pełny okres opóźnienia występujący pomiędzy pomiarem prądu a wystawieniem sygnałów sterujących łącznikami. Operacje obliczeniowe przeprowadzane są na wektorach. Z powodu wspomnianego okresu opóźnienia, w algorytmie regulacji pojawia się ogólne opóźnienie względem prądu i napięcia w linii zasilającej, co w konsekwencji prowadzi do odkształcenia prądów fazowych zasilających przekształtnik [11].

3.2.2. Algorytm predykcyjny

Remedium na występujące odkształcenia prądów fazowych przekształtnika może być zastosowanie algorytmu predykcyjnego. Założeniem tego algorytmu jest równość opóźnienia pomiędzy pomiarem prądu i wystawieniem sygnału sterującego względem okresu sterowania. Uzyskanie tego jest możliwe dzięki wykorzystaniu w algorytmie tylko wartości średnich wektorów, co jednocześnie przekłada się na uproszczenie samego algorytmu.

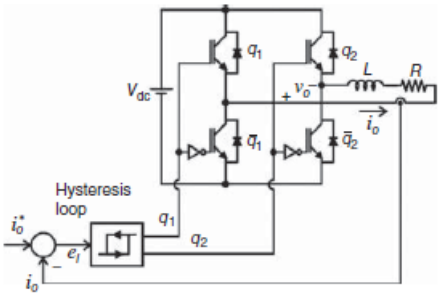
Cały cykl sterowania według algorytmu predykcyjnego można podzielić na dwa okresy. W pierwszym okresie następuje predykcja prądu powstającego pod wpływem aktualnego wektora napięcia, którego wartość wyznaczona została w poprzednim cyklu sterowania. Krok drugi polega na obliczeniu wektora napięcia, który w założeniu eliminuje błąd, jaki może wystąpić w następnym cyklu sterowania.

W myśl algorytmu predykcyjnego napięcia i prądy w linii zasilającej mają przebiegi bardzo bliskie przebiegom sinusoidalnym, a ich amplituda jest względnie stała. Napięcie wyjściowe przekształtnika jest obliczane w sposób, który w założeniu ma umożliwić redukcję błędu predykcji prądu w kolejnym cyklu sterowania, która to predykcja jest dokonywana na podstawie wektora napięcia z poprzedniego cyklu. Wymaga to zatem przechowywania aktualnego wektora po stronie napięcia przemiennego do kolejnego cyklu sterowania [11].

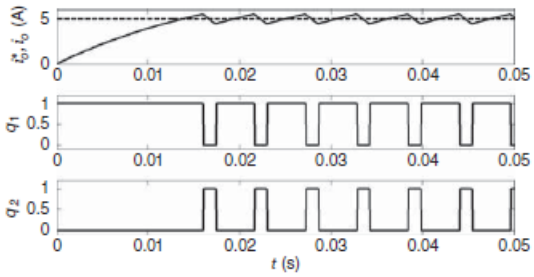
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

3.2.3. Algorytm histerezowy

Sterowanie z wykorzystaniem histerezy jest jednym z najprostszych sposobów pozwalających na kontrolę prądu. Umożliwia on bezpośrednie ustalanie stanu łączników przekształtnika zapewniających utrzymywanie się wartości prądu na poziomie zadanym z uwzględnieniem dopuszczalnego błędu Δi. Strukturę układu regulacji bazującego na histerezie ilustruje rysunek 3.7, zaś przebiegi prądu przekształtnika przy zastosowaniu tej metody – rysunek 3.8.



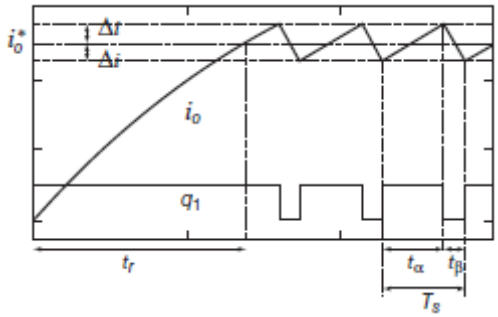
Rys. 3.7. Struktura histerezowego układu zastosowaniu regulacji [12]



Rys. 3.8. Przebiegi prądu przekształtnika przy regulacji histerezowej [12]

Działanie układu regulacji opiera się o pomiar prądu, a następnie jego porównanie z wartością zadaną uwzględniającą dopuszczalną odchyłkę Δi. Gdy wartość zmierzona jest wyższa od wartości odniesienia i_0* powiększonego o dopuszczalną odchyłkę *Δi*, prąd przekształtnika musi zostać obniżony, natomiast gdy jest niższa od wartości i_0* - *Δi*, prąd musi zostać zwiększony. Dopuszczalna odchyłka Δi wyznacza w istocie histerezę wartości zadanej prądu przekształtnika.

Prawidłowa implementacja algorytmu opartego o histerezę musi również uwzględniać czas zwłoki t_r, w którym prąd przekształtnika narasta do pewnej wartości i_0^*, względem której powinna odbywać się właściwa regulacja. Obrazuje to rysunek 3.9.



Rys. 3.9. Narastanie prądu przekształtnika [12]

Odpowiednie czasy obliczane przez regulator muszą być uzależnione od parametrów obciążenia w taki sposób, aby zapewnić ich zbliżenie do wartości występujących w stanie ustalonym. W stanach ustalonych występują bowiem również stałe tętnienia wartości prądu, które stają się możliwe do uwzględnienia w procesie regulacji. Wszystkie wielkości podlegające regulacji nie mogą być sterowane w stanie nieustalonym, który z racji specyfiki dynamicznej, charakteryzuje się znaczną zmiennością tych wielkości. Algorytm histerezowy może być

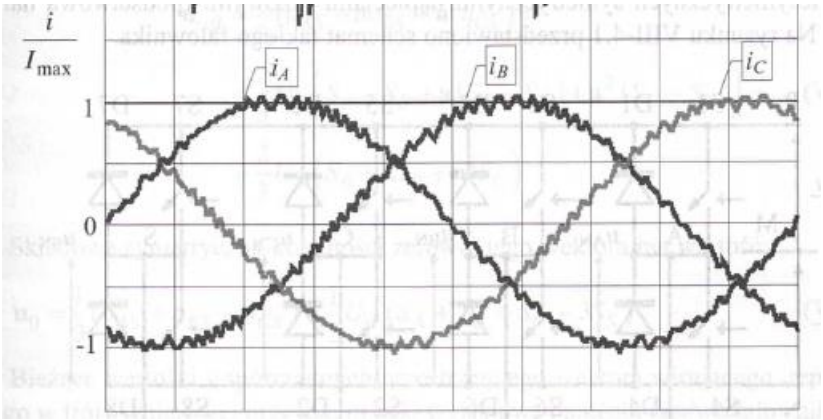
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

z powodzeniem stosowany zarówno do sterowania przekształtnikiem pracującym prostownikowo, jak i falownikowo [12].

3.2.4. Algorytm śledzenia zadanych przebiegów prądu wyjściowego

Falownik może być poddany odpowiedniemu sterowaniu, którego celem jest otrzymanie żądanych kształtów jego prądów wyjściowych. Co istotne, możliwe jest dowolne sterowanie prądem każdej z faz przy jednoczesnym zachowaniu warunku zerowej sumy geometrycznej prądów fazowych.

Ideą sterowania ze śledzeniem przebiegów jest podążanie prądów fazowych za przebiegami zadawanymi przez sygnały wzorcowe. Układ regulacji realizujący ten algorytm może bazować na regulatorach histerezowych, które zostały wspomniane wcześniej. Zastosowanie regulatora histerezowego implikuje zbliżoną zasadę działania algorytmu do układu regulacji przedstawionego w punkcie 3.2.3. Układ regulacji pracuje z zadaną odchyłką dopuszczalną od zadanej wartości prądu, której przebieg zmienności wynika ze zmian sygnału zadającego. Przebiegi prądów fazowych falownika sterowanego tą metodą przedstawia rysunek 3.10.



Rys. 3.10. Przebiegi prądów fazowych falownika przy algorytmie śledzenia przebiegu prądu przy odchyłce zadanej 5% [4]

Realizacja układu regulacji jest identyczna dla każdej z faz, w których sygnały wystawiane przez regulator skutkują odpowiednim załączaniem tranzystorów. W pewnych sytuacjach możliwe jest jednak, że układ błędnie przyjmie dopuszczalną odchyłkę na poziomie dwukrotności odchyłki zadanej, co wynika z wzajemnych położeń łączników. Eliminacja tego zjawiska wymaga rozszerzenia algorytmu o uwzględnienie tych stanów pracy falownika [4,12]

3.2.5. Algorytm śledzenia prądów fazowych przy stałej częstotliwości impulsowania

Zastosowanie algorytmu śledzenia prądów fazowych przy stałej częstotliwości impulsowania wymaga otrzymania sygnałów proporcjonalnych do przebiegów podstawowych harmonicznych napięć poszczególnych faz. Następnie następuje porównanie tych sygnałów z sygnałem trójkątnym, który jest identyczny dla wszystkich faz. Porównanie realizowane jest przez komparatory, które następnie sterują załączaniem łączników.

Za generację sygnałów proporcjonalnych odpowiadają regulatory prądu typu PI, co sprawia, że metoda nie jest szczególnie korzystna z uwagi na występujące opóźnienia.

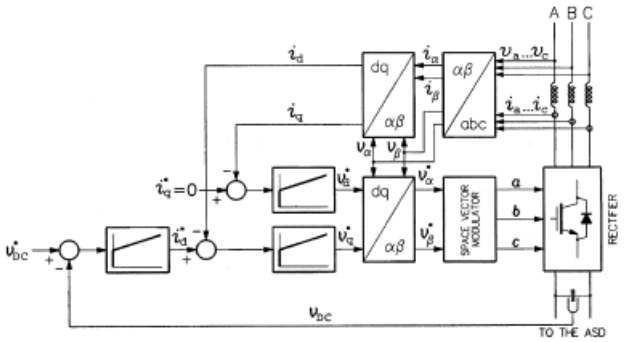
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Dodatkowo traci ona na efektywności w przypadku obciążeń charakteryzujących się nieliniowością lub niesinusoidalności zadawanych przebiegów prądów fazowych. W szczególności dotyczy to przebiegów charakteryzujących się stromymi zboczami, ponieważ działanie regulatorów może okazać się niedostatecznie szybkie do uzyskania odpowiednich przebiegów napięć, co skutkować będzie znacznymi błędami realizacji wartości chwilowych wyjściowych prądów fazowych [4,12].

3.2.6. Metody sterowania bazujące na napięciu

Nadrzędnym celem układów regulacji przekształtników typu VSC pracujących prostownikowo jest utrzymywanie napięcia wyprostowanego na żądanym poziomie przy jednoczesnym zachowaniu kształtu przebiegu prądu możliwie najbliższemu przebiegowi sinusoidalnemu. Dodatkowym założeniem jest utrzymywanie się napięcia i prądu w linii zasilającej w fazie, co gwarantuje minimalizację poboru mocy biernej przez przekształtnik.

Rozwiązaniem klasycznym wpisującym się w ideę sterowania bazującego na napięcu jest tzw. metoda sterowania zorientowanego napięciowo (ang. *Voltage Oriented Control*, w skrócie VOC). W metodzie tej wykorzystuje się operacje w układzie współrzędnych d-q, a założeniem jest, iż współczynnik mocy przekształtnika jest równy jedności, gdy kąty wektorów napięć i prądów w linii zasilającej prostownik są sobie równe. W takim przypadku wykorzystuje się układ odniesienia powiązany z wektorem napięcia, zaś prąd odniesienia w osi *q* jest zerowany. Sygnały sterujące łączników w poszczególnych fazach prostownika są wyznaczana według algorytmu wektora przestrzennego. Struktura układu regulacji przedstawiona została na rysunku 3.11.



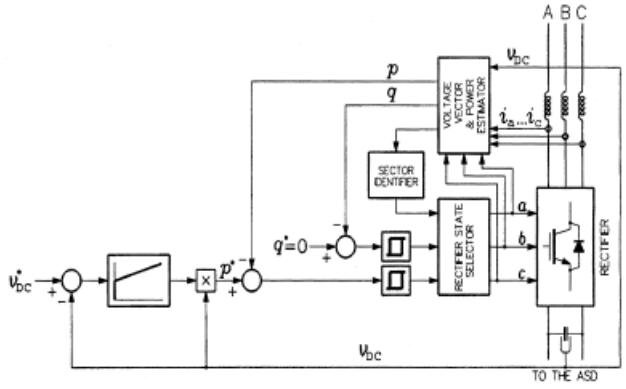
Rys. 3.11. Struktura układu regulacji VOC [13]

W metodzie tej występuje podwójna transformacja układu współrzędnych. Całość obliczeń wykonywana jest w układzie *d-q*, który następnie przekształcany jest do układu *α-β*. Ostatnim etapem jest przetworzenie zmiennych z układu *α-β* do układu naturalnego (a, b, c). Transformacje zachodzą też w kierunku przeciwnym, ponieważ wartości prądów i napięć zmierzone w układzie naturalnym muszą zostać transformowane do układu *d-q*, aby mogły stanowić podstawę do obliczeń realizowanych przez układ regulacji.

Nieco inne podejście prezentuje metoda tzw. bezpośredniego sterowania mocą (ang. *Voltage-based Direct Power Control*, w skrócie V-DPC), która również bazuje na napięciu. Podstawą tej metody jest obliczanie wartości mocy czynnej i biernej pobieranej z linii zasilającej na podstawie informacji o napięciu po stronie napięcia stałego prostownika, stanu

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

przekształtnika i prądów fazowych w linii zasilającej przekształtnik. Strukturę układu regulacji prezentuje rysunek 3.12.

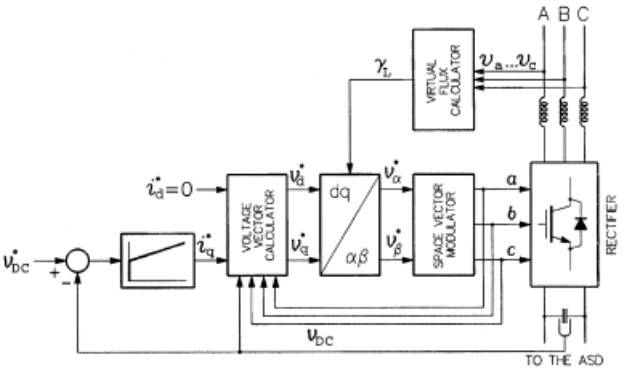


Rys. 3.12. Struktura układu regulacji V-DPC [13]

W układzie regulacji występują dwa regulatory histerezowe, które we współpracy z układem analizującym stan wektora przestrzennego decydują o kolejnym stanie prostownika [13]. Wskazane metody proponowane są do wykorzystania w układach napędowych, jednak ich założenia wydają się interesujące w kontekście ich adaptacji do regulacji przekształtników pracujących w sieciach elektroenergetycznych. Powyższe metody sprawiają bowiem, że sterowanie przekształtnikiem staje się zbliżone do sterowania silnikiem asynchronicznym, które obecnie są już w opanowane i powszechnie stosowane.

3.2.7. Metody bazujące na strumieniu

Kolejną grupę metod, będącą w istocie efektem rozwijania koncepcji zbliżania sterowania prostownikiem do sterowania silnikiem asynchronicznym, są metody bazujące na strumieniu. Bazują one na koncepcji tzw. strumienia wirtualnego, który uzyskuje się na drodze całkowania w dziedzinie czasu wektora napięć fazowych. Propozycja tej metody, określanej jako sterowanie zorientowane strumieniowo (ang. *Virtual-flux Oriented Control*, w skrócie VFOC) pojawiła się w kontekście warunków zasilania w sieci odbiegających od założeń idealnych. Strukturę układu regulacji przedstawia rysunek 3.13.



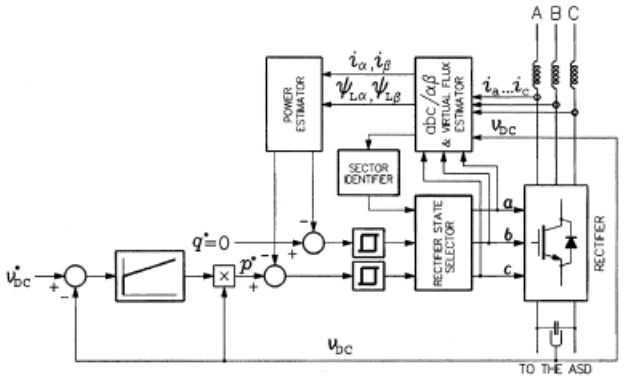
Rys. 3.13. Struktura układu regulacji VFOC [13]

Uzyskany na drodze całkowania wektor strumienia wirtualnego jest opóźniony względem napięcia o kąt 90^o elektrycznych, a warunek jednostkowego współczynnika mocy uzyskuje się poprzez zerowanie prądu w osi *d* – inaczej, niż w przypadku metody VOC. Wektor

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

napięcia uzyskiwany jest na podstawie wartości prądów w obu osiach układu, zaś wektor napięcia zasilającego przekształtnik uzyskiwany jest na podstawie obliczeń dokonywanych na podstawie napięcia po stronie stałoprądowej prostownika. Poczynienie takich założeń pozwala względnie przyrównać parametry obciążenia prostownika i napięć fazowych do rezystancji stojana, indukcyjności obciążenia i SEM silnika asynchronicznego.

Modyfikację metody VFOC (a zarazem swoiste usprawnienie metody V-DPC) stanowi strumieniowo zorientowane bezpośrednie sterowanie mocą (ang. *Virtual-flux-based Direct Power Control*, w skrócie VF-DPC). Strukturę układu regulacji realizującego tą metodę ilustruje rysunek 3.14.



Rys. 3.14. Struktura układu regulacji VF-DPC [13]

W metodzie tej napięcie międzyfazowe jest wyznaczane jako suma napięcia wyjściowego prostownika i spadku napięcia powstającego na reaktancji linii zasilającej. Moce czynna i bierna są następnie obliczane w układzie współrzędnych *α-β.* Są one uzależnione od wektorów strumienia wirtualnego i prądu w linii zasilającej, które również wyrażone są w układzie współrzędnych *α-β* [13].

Syntetyczne porównanie metod nakreślonych w punktach 3.2.4 i 3.2.5 zawarto w tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Porównanie najważniejszych cech metod sterowania prostownikami typu VSC bazujących na napięciu i strumieniu [13]

Metoda sterowania	**Zalety**	**Wady**
VOC	Stała częstotliwość przełączania	Wymagane transformacje układów współrzędnych i rozdział elementów czynnych i biernych
	Możliwość wykorzystania algorytmów sterowania PWM	
	Tańsze przetworniki A/C	
	Rozdzielne sterowanie mocą czynną i bierną	
	Niezależność od indukcyjności linii zasilającej	Niższa wartość wejściowego współczynnika mocy w stosunku do metody V-DPC
V-DPC	Brak oddzielnego bloku modulacji PWM	Wymagane szybkie procesory i przetworniki A/C
	Brak pętli regulacji prądu	
	Brak transformacji układu współrzędnych	Potrzeba unikania obliczania mocy i napięcia w chwili przełączania
	Dobra dynamika układu	
	Rozdzielne sterowanie mocą czynną i bierną	Zmienna częstotliwość przełączania
	Poprawa sprawności i współczynnika mocy poprzez obliczanie wartości chwilowych uwzględniających składowe harmoniczne	Znaczne wartości indukcyjności i częstotliwości próbkowania wymagane w celu zapewnienia gładkości przebiegu prądu

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Metoda sterowania	Zalety	Wady
VFOC	Stała częstotliwość przełączania	Wymagane transformacje układów współrzędnych i rozdział elementów czynnych i biernych
	Możliwość wykorzystania algorytmów sterowania PWM	
	Tańsze przetworniki A/C	Skomplikowany algorytm
	Niezależność od indukcyjności linii zasilającej	Niższa wartość wejściowego współczynnika mocy w stosunku do metody V-DPC
	Rozdzielne sterowanie mocą czynną i bierną	
VF-DPC	Prostota, odporność na zakłócenia i łatwa implementacja algorytmu wyznaczania mocy	Zmienna częstotliwość próbkowania
	Niższa częstotliwość próbkowania względem metod V-DPC	
	Niskie odkształcenia prądu linii zasilającej w przypadku zniekształceń napięcia zasilającego	
	Brak oddzielnego bloku modulacji PWM	Wymagane szybkie procesory i przetworniki A/C
	Brak pętli regulacji prądu	
	Brak transformacji układu współrzędnych	
	Dobra dynamika układu	
	Rozdzielne sterowanie mocą czynną i bierną	

3.3. Oddziaływanie przekształtników typu VSC na sieć zasilającą

Praca przekształtnika typu VSC, podobnie jak przekształtnika tyrystorowego, nie pozostaje bez wpływu na system elektroenergetyczny, z którym on współpracuje. Przykładowo, już sama specyfika prostokątnego przebiegu napięcia wyjściowego przekształtnika oznacza, iż jest to przebieg zawierający wyższe harmoniczne, a więc odkształcony. Stosowanie odmiennych sposobów sterowania nie pozostaje zaś bez wpływu na prądy po stronie napięcia przemiennego. W ogólności, do najistotniejszych oddziaływań przekształtnika typu VSC na system elektroenergetyczny należą:

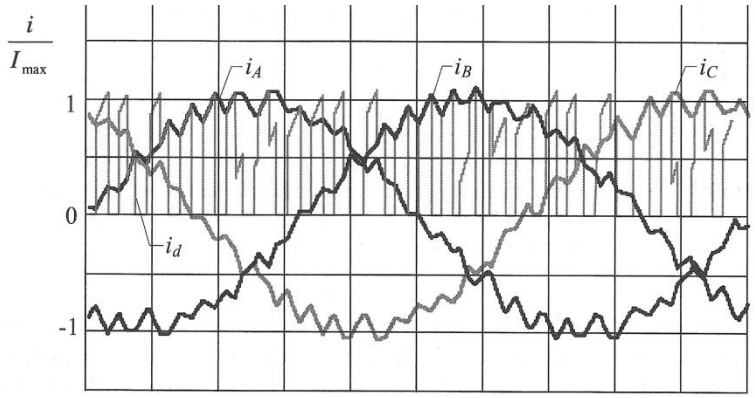
- odkształcenia prądu po stronie napięcia przemiennego przekształtnika,
- odkształcenia napięcia po stronie napięcia przemiennego przekształtnika,
- wpływ na bilans mocy w węźle systemu elektroenergetycznego.

3.3.1. Odkształcenia prądu po stronie napięcia przemiennego przekształtnika

Przekształtnik typu VSC, z racji impulsowego sposobu sterowania i realizowanego procesu przetwarzania napięcia, będzie powodował odkształcenia przebiegu prądu po stronie napięcia przemiennego. Stopień tego odkształcenia zależny jest od parametrów pracy i sposobu sterowania przekształtnika.

Rysunek 3.10 przedstawia przebiegi prądów fazowych falownika przy zadanej odchyłce względnej prądu na poziomie 5%, zaś na rysunku 3.15 przedstawiono przebiegi prądów wyjściowych tego samego falownika przy zadanej odchyłce względnej równej 10%.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 3.15. Przebiegi prądów fazowych falownika przy algorytmie śledzenia przebiegu prądu przy odchyłce zadanej 10% [4]

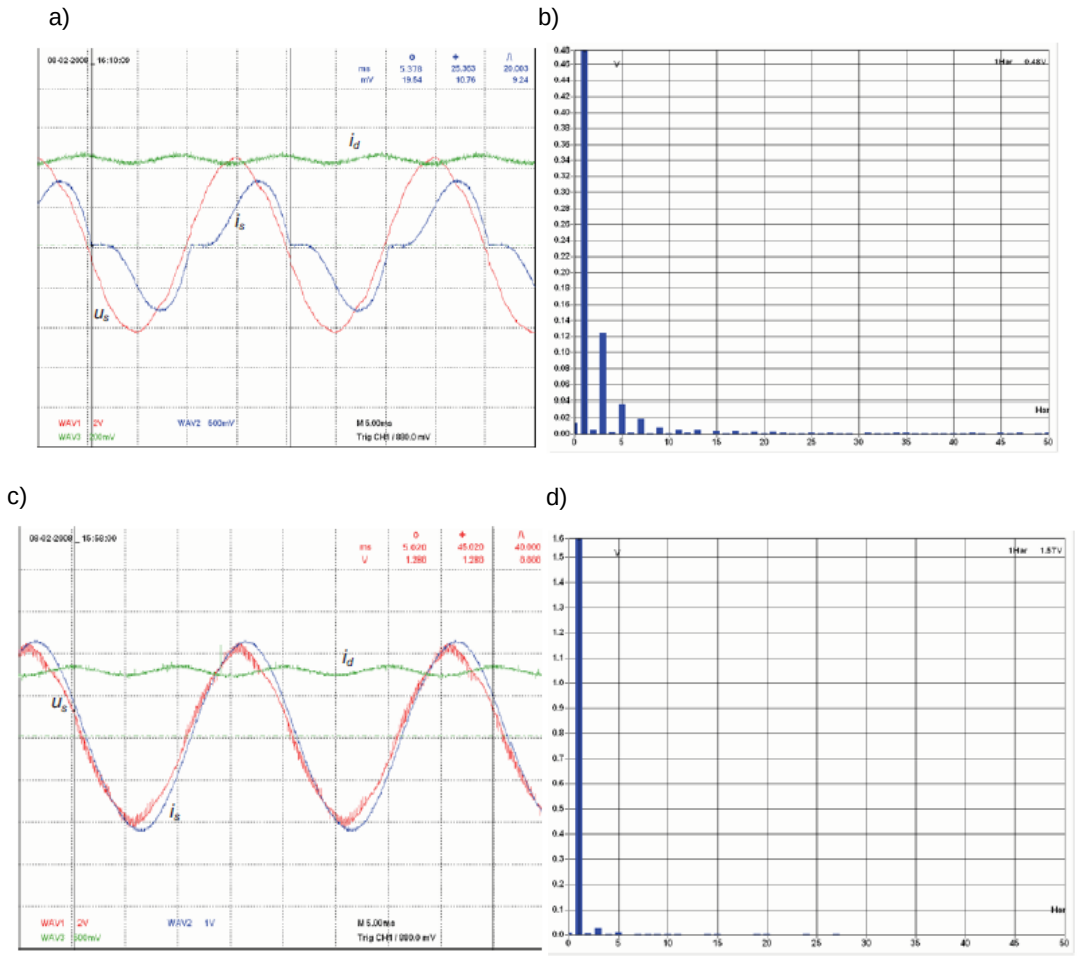
Z analizy obu rysunków wynika wniosek, iż zmniejszanie wartości zadanej odchyłki skutkuje mniejszym odkształceniem przebiegu prądu. Jest to wniosek logiczny, ponieważ odchyłka względna zdefiniowana jest jako (3.7):

$$\frac{\Delta I}{I_{fmax}} = \frac{i_0{}^* \pm \Delta i}{I_{fmax}} \tag{3.7}$$

Zmniejszenie wartości odchyłki skutkuje zawężeniem obszaru histerezy względem wartości sygnału odniesienia i tym samym uzyskaniem przebiegu prądu bliższemu idealnej sinusoidzie.

Z powyższych rysunków wynika również fakt, że pomimo pewnego odkształcenia, przebiegi prądów przekształtników VSC są bliższe przebiegowi sinusoidalnemu, niż ma to miejsce w przypadku przekształtników typu LCC. Oznacza to, iż przekształtniki typu VSC generują mniejszą ilość wyższych harmonicznych. Potwierdzenie tego stanowi również analiza pracy prostownikowej przekształtnika typu VSC, którą ilustruje to rysunek 3.16.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 3.16. Przebiegi prądów i napięć oraz zawartość harmonicznych dla prostownika diodowego (a), (b) oraz prostownika tranzystorowego sterowanego PWM (c), (d) [10]

Rysunki 3.16 a i b przedstawiają przebiegi prądu wyprostowanego, prądu w linii zasilającej, napięcia zasilającego prostownik diodowy oraz zawartość harmonicznych w przebiegu prądu, natomiast rysunki 3.16 c i d ilustrują te same wielkości dla prostownika wykonanego w technologii VSC. Wynika z nich, iż prąd pobierany przez prostownik diodowy charakteryzuje się silnym odkształceniem, natomiast prąd pobierany przez prostownik typu VSC jest w przybliżeniu sinusoidalny i co więcej, w fazie z napięciem zasilającym.

Zawartość harmonicznych jest także różna w obu przypadkach. W przebiegu prądu prostownika diodowego poszczególne harmoniczne mają znacznie wyższe wartości, niż ma to miejsce w przypadku prostownika typu VSC. Dominującymi harmonicznymi pozostają harmoniczna 3 i harmoniczna 5, jednak ich wartości są znikome. Co więcej, zawartość podstawowej harmonicznej w przebiegu prądu prostownika typu VSC jest większa w porównaniu do prostownika diodowego, co wynika z odpowiednich możliwości sterowania przekształtnika [13].

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

3.3.2. Odkształcenia napięcia po stronie napięcia przemiennego przekształtnika

Zagadnienie odkształcenia napięcia po stronie napięcia przemiennego dotyczy w istocie jedynie przekształtnika typu VSC pracującego falownikowo. Napięcie wyjściowe falownika jest bowiem przebiegiem prostokątnym, (rysunek 3.5), który jest przebiegiem harmonicznym. Z uwagi na obecność układów regulacji sterujących odpowiednim przebiegiem wyjściowych prądów fazowych, odkształcenia napięcia zasilającego nie rzutują na prądy.

Odkształcenie napięcia jest jednak istotne z punktu widzenia współpracy falownika z systemem elektroenergetycznym, który jest systemem napięcia sinusoidalnie przemiennego. Uzyskanie sinusoidalnego przebiegu napięcia wyjściowego falownika realizowane jest poprzez wykorzystanie filtrów wyjściowych, które odfiltrowują wyższe harmoniczne z przebiegu napięcia prostokątnego. Z powyższych wynika fakt, iż możliwe jest uzyskanie sinusoidalnych kształtów zarówno napięć i prądów wyjściowych falownika.

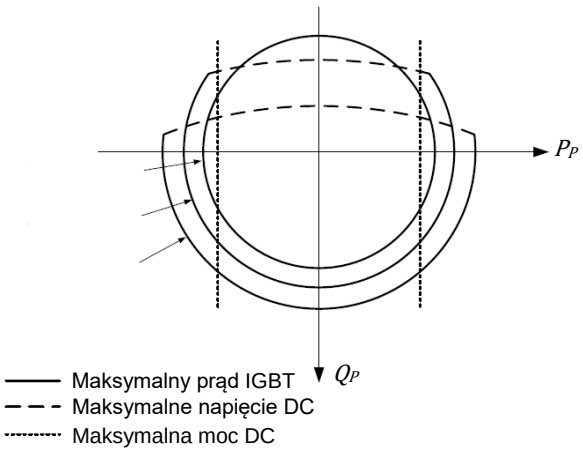
Zagadnienie odkształcania napięcia w linii zasilającej prostownik typu VSC właściwie nie ma miejsca. W przypadku prostownika w technologii LCC odkształcenia napięcia w części pochodziły od istotnego odkształcenia prądu, zaś inną ich przyczyną były komutacyjne załamania napięcia. W przypadku przekształtnika typu VSC bardzo niskie odkształcenie prądu zasilającego nie powoduje odkształcania napięcia, zaś załamania napięcia z racji komutacji wymuszonej nie występują. Sprawia to, że tak jak w przypadku falownika, prądy i napięcia po stronie napięcia przemiennego mają przebiegi sinusoidalne [4,13].

3.3.3. Oddziaływanie na bilans mocy w węźle systemu elektroenergetycznego

W przypadku przekształtników typu LCC bardzo istotną kwestią była pobierana przez nie moc bierna, konieczna do poprawnej pracy. Pobór mocy biernej w przypadku przekształtnika typu LCC występował zarówno podczas pracy prostownikowej, jak i falownikowej.

W przypadku przekształtników typu VSC kwestia mocy biernej znacznie różni się od przekształtników tyrystorowych, ponieważ umożliwiają one sterowanie częstotliwością, amplitudą i fazą napięcia wyjściowego. Właściwość ta zapewnia możliwość pracy w czterech ćwiartkach układu współrzędnych, a więc poza typową pracą jako falownik lub prostownik, w obu trybach pracy przekształtnik ma możliwość poboru lub generacji mocy biernej. Wykres kołowy przekształtnika typu VSC przedstawiono na rysunku 3.17.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 3.17. Wykres kołowy przekształtnika typu VSC [14]

Regulacja mocy czynnej przekształtnika typu VSC odbywa się poprzez zmianę fazy napięcia wyjściowego względem prądu po stronie napięcia przemiennego, natomiast regulacja mocy biernej dokonywana jest przez zmianę amplitudy napięcia wyjściowego. Możliwość niezależnego sterowania tymi wielkościami przenosi się wprost na możliwość niezależnego sterowania mocą czynną i bierną przekształtnika.

Charakterystyka na rysunku 3.17 ilustruje możliwości przekształtnika w zakresie poboru i generacji mocy czynnej i biernej. Obszar dopuszczalnej pracy wyznacza okrąg, którego promieniem jest maksymalna wartość mocy pozornej przekształtnika. Dostępna wartość mocy biernej jest więc zależna od przepływającej mocy czynnej. Ograniczeniem dla przekształtnika są również dopuszczalne wartości prądów łączników energoelektronicznych. Dostarczenie mocy biernej do systemu elektroenergetycznego realizowane jest wskutek zwiększenia wartości napięcia przekształtnika powyżej napięcia panującego w systemie elektroenergetycznym. Wartość tego napięcia jest jednak ograniczona maksymalnym dopuszczalnym napięciem, przy jakim mogą pracować łączniki przekształtnika. Efektem tego jest spłaszczenie charakterystyki przekształtnika widoczne na rysunku po prawej stronie.

W ogólności więc możliwe jest całkowicie niezależne jednoczesne sterowanie mocą czynną i bierną przekształtnika. Dzięki temu przekształtnik typu VSC, z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego, zachowuje się jak generator lub silnik mający możliwość płynnej regulacji mocy czynnej i biernej w krótkim odstępie czasu [15]. Jest to olbrzymia zaleta na tle przekształtnika LCC, w przypadku którego możliwa jest jedynie regulacja mocy biernej w pewnym dostępnym zakresie, bez możliwości ograniczenia jej poboru do zera czy uzyskania generacji mocy biernej.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

3.4. Zastosowanie przekształtników typu VSC

Przekształtniki typu VSC, w stosunku do przekształtników typu LCC, stanowią istotny krok naprzód w aspekcie możliwości oferowanych przez urządzenia energoelektroniczne. Charakteryzują się one znacznie mniej niekorzystnym oddziaływaniem na system elektroenergetyczny, oferując jednocześnie szerszy zakres możliwości oddziaływania na sieć zasilającą.

Znalazły jak dotąd zastosowanie w wielu obszarach elektrotechniki, będąc z powodzeniem stosowane jako falowniki, prostowniki, czy przemienniki częstotliwości. Wykazują bardzo dobre właściwości we współpracy np. z silnikami asynchronicznymi, co zaowocowało ich szeroką eksploatacją w układach napędowych.

Ich właściwości są także bardzo korzystne z punktu widzenia łączy prądu stałego. Niezależność komutacji od warunków panujących w sieci sprawia, że mogą z powodzeniem pracować tam, gdzie zastosowanie przekształtników typu LCC było niemożliwe. Przykładem takiego zastosowania jest chociażby możliwość przeprowadzenia tzw. black-startu, czyli przywrócenia zasilania bez udziału zewnętrznej sieci. Co za tym, idzie mają one możliwość pracy w obszarach sieci charakteryzujących się niską mocą zwarciową lub wręcz w sieciach pasywnych, a więc pozbawionych generacji.

W kontekście pracy łączy prądu stałego w systemach elektroenergetycznych należy rozpatrzyć możliwości regulacyjne, jakie dostarczają przekształtniki typu VSC. W przypadku przekształtników tyrystorowych sprowadzały się one do zmiany pobieranej przez przekształtnik mocy biernej w pewnym dostępnym zakresie. Przekształtniki tranzystorowe, z uwagi na niezależną regulację mocy biernej i czynnej, dostarczają znacznie szerszych możliwości sterowania mocą bierną.

Szczególnie istotna jest w tej kwestii ich zdolność do generacji mocy biernej w węźle przyłączenia, a więc mogą one pełnić rolę typowych kompensatorów. Zmiana sposobu ich wysterowania pozwala też na pracę w trybie poboru mocy biernej lub pracę z zerową mocą bierną.

Można więc wyobrazić sobie sytuację, w której przekształtnik typu VSC reaguje na warunki pracy swojego otoczenia sieciowego. W przypadku zbyt wysokiej wartości napięcia mógłby zostać wysterowany na pobór mocy biernej, sprowadzając tym samym napięcia do pożądanej wartości. W sytuacji odwrotnej, wstrzykiwałby dodatkową moc bierną, podnosząc je. Scenariusz ten jest szczególnie interesujący w kontekście występowania tzw. lawiny napięciowej. Przekształtnik o odpowiednich o możliwościach byłby w stanie w odpowiedniej sytuacji dołączyć do procesu regulacji, eliminując występujący deficyt, poprawiając tym samym stabilność napięciową w swoim otoczeniu sieciowym [17].

Zestawienie porównawcze najważniejszych cech przekształtników typu LCC i VSC przedstawia tabela 3.2.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Tabela 3.2. Porównanie właściwości przekształtników typu LCC i VSC [15,18]

Cecha	**LCC**	**VSC**
Rodzaj komutacji	Naturalna	Wymuszona
Przyrządy energoelektroniczne	Tyrystory	Tyrystory, tranzystory IGBT
Osiągana moc	Największa	Średnia
Układ sterowania	Prosty	Dość skomplikowany
Straty mocy	Niewielkie	Zależne od częstotliwości przełączania
Zmiana kierunku przepływu mocy	Zmiana polaryzacji napięcia	Zmiana kierunku przepływu prądu
Kompensacja mocy biernej	Wymagana	Prosta
Gromadzenie energii w obwodzie DC	W indukcyjności obwodu	W pojemności obwodu
Koszt inwestycji	Stosunkowo niewielki	Znaczny
Wymagana przestrzeń	Stosunkowo duża	Niewielka
Stopień niezawodności	Duży	Średni
Przyłączenie do sieci AC	Wymagana co najmniej średnia moc zwarciowa	Możliwość przyłączenia do sieci słabych, a nawet pasywnych
Wprowadzanie harmonicznych	Znaczne	Niewielkie (z wyłączeniem wysokich częstotliwości)
Zakłócenia w sieci AC	Możliwość wystąpienia przewrotów komutacyjnych	Jedynie zmniejszenie przesyłanej mocy
Dynamika	Niska	Wysoka
Kształt prądu sieci AC	Prostokątny	Sinusoidalny

Z powyższych analiz płynie wniosek, że obecność przekształtników typu VSC w systemie elektroenergetycznym może przynieść wiele korzyści. Wciąż rosnąca ilość uruchamianych łączy prądu stałego, w połączeniu z coraz powszechniejszym stosowaniem układów opartych o przekształtniki tranzystorowe, będzie skutkowała rosnącą liczbą pracujących przekształtników. Odpowiednie ich wykorzystanie może znacząco zwiększyć zakres dostępnych środków regulacji, a tym samym istotnie poprawić ogólną stabilność sieci.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

4. WIELOWĘZŁOWE SIECI PRĄDU STAŁEGO MT-HVDC

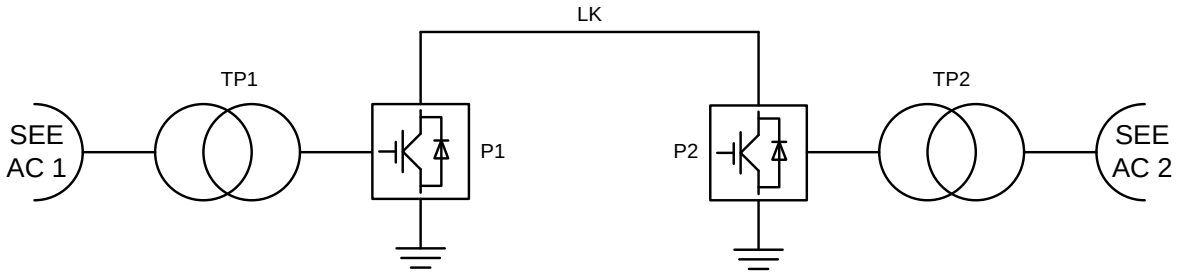
4.1. Ogólna struktura sieci MT-HVDC

Wielowęzłowe wysokonapięciowe sieci prądu stałego, zwane również wielostacyjnymi układami HVDC, w skrócie MT-HVDC (ang. *Multi-terminal High Voltage Direct Current*) są stosunkowo młodym tworem w grupie elektroenergetycznych układów przesyłowych. Powstanie tych układów jest konsekwencją nieustająco rosnącej liczby pracujących układów HVDC, a tym samym zmniejszającymi się odległościami pomiędzy nimi. Implikowało to powstawanie oddziaływań pomiędzy sąsiadującymi układami, a ostatecznym etapem jest spotykane obecnie jawne łączenie kilku układów HVDC we wspólną sieć prądu stałego.

Obecnie na świecie pracuje już kilka układów MT-HVDC. Chronologicznie najstarszym jest oddany do użytku w 1967 roku składający się z trzech stacji system SACOI łączący Sardynię, Korsykę i Półwysep Apeniński, którego przepustowość po modernizacji w 1992 roku osiągnęła 200 MW, przy napięciu 200 kV.

Intensyfikacja rozwoju sieci MT-HVDC przypadła drugą dekadę XXI wieku, a jednym z najambitniejszych projektów jest układ *Atlantic Wind Connecion*, którego przeznaczeniem jest połączenie morskich farm wiatrowych na Wschodnim Wybrzeżu Stanów Zjednoczonych z systemem elektroenergetycznym zlokalizowanym na lądzie. Docelowo układ ma składać się z sześciu stacji przekształtnikowych pracujących na napięciu 320 kV (bipolarnie) i osiągnąć przepustowość 7000 MW, a pierwsze jego elementy były systematycznie oddawane w drugiej dekadzie XXI wieku [39,40].

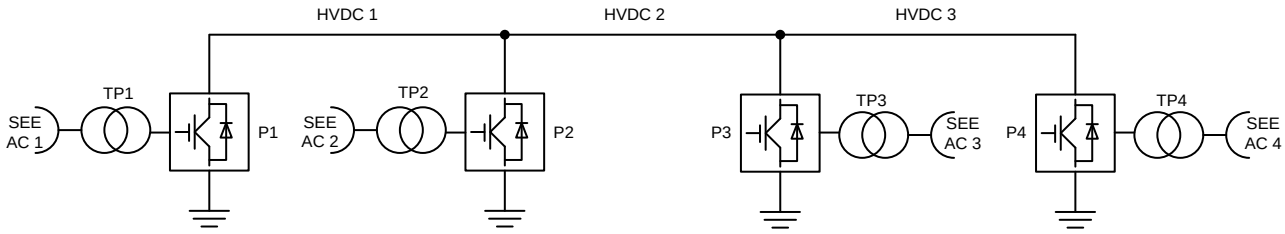
Sieć MT-HVDC jest, w ogólności, typowym układem HVDC o większym stopniu skomplikowania. Strukturę typowego łącza prądu stałego przedstawia rysunek 4.1.



Rys. 4.1. Struktura typowego łącza prądu stałego w technologii VSC
SEE – system elektroenergetyczny, TP1, TP2 – transformatory przekształtnikowe, P1,P2 – przekształtniki, LK – linia kablowa prądu stałego

Układ HVDC jest więc odzwierciedleniem typowej linii przesyłowej HVAC (ang. *High Voltage Alternating Current*), gdzie w węzłach skrajnych zachodzi proces konwersji napięcia przemiennego na stałe i stałego na przemienne. Sieć MT-HVDC może być w ogólności rozumiana jako łącze prądu stałego, w którym występują stacje pośrednie [20], zgodnie z rysunkiem 4.2. Układ taki można więc w sposób najprostszy określić jako układ prądu stałego z co najmniej trzema przekształtnikami, spośród których część pracuje w sposób prostownikowy, a część w sposób falownikowy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 4.2. Przykładowa struktura wielowęzłowej sieci prądu stałego MT-HVDC [20]

Przekształtniki pracujące jako prostowniki stanowią punkty zasilające dla sieci DC, natomiast falowniki stanowią punkty odbiorcze. Prostowniki można więc rozpatrywać jako analogi węzłów wytwórczych w klasycznych sieciach AC, natomiast przekształtniki realizujące pracę falownikową – jako analogi węzłów odbiorczych.

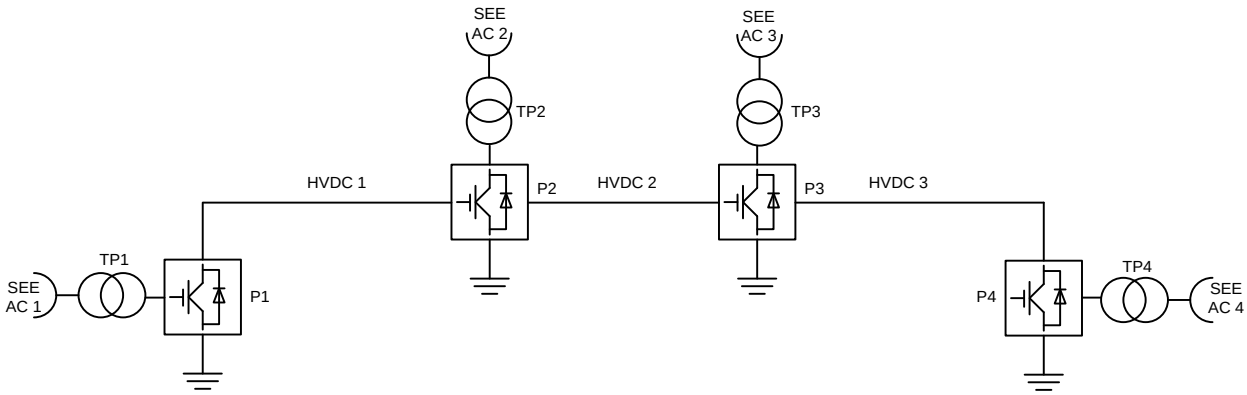
Sterowanie układu HVDC odbywa się w sposób, który jednoznacznie identyfikuje role spełniane przez każdy z dwóch przekształtników. Prostownik w łączu prądu stałego pracuje w trybie kontroli prądu przepływającego w łączu, natomiast falownik utrzymuje zadaną wartość napięcia stałego. W przypadku większej ilości przekształtników zagadnienie sterowania całością układu wymaga nieco zmodyfikowanego podejścia.

Zachowanie się i sposoby sterowania sieci MT-HVDC związane są z topologią, w jakiej dana sieć pracuje. Klasyczne układy HVDC charakteryzują się cechami zarówno układów szeregowych (ta sama wartość prądu przepływająca przez oba przekształtniki), jak i równoległych. Większa ilość przekształtników w obrębie układu poszerza zakres możliwych połączeń pomiędzy stacjami przekształtnikowymi, które charakteryzują się zarówno cechami wspólnymi, jak i unikalnymi. W obrębie sieci MT-HVDC możemy wyróżnić dwie zasadnicze topologie: szeregową i równoległą, w obrębie której wyróżnić można konfiguracje promieniową i pierścieniową **[19].**

4.2. Topologie sieci MT-HVDC

4.2.1. Sieć szeregowa

Pierwsze koncepcje struktury szeregowej sieci MT-HVDC pojawiły się w latach 60 XX wieku [20] i oparte były na przekształtnikach LCC. Struktura sieci szeregowej przedstawiona została na rysunku 4.3.



Rys. 4.3. Struktura szeregowej sieci MT-HVDC [20]

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Topologia sieci szeregowej wywodzi się wprost od klasycznego łącza prądu stałego opartego o przekształtnik dwunastopulsowy. W myśl pierwotnej koncepcji, pomiędzy dwoma szeregowo połączonymi mostkami tyrystorowymi przekształtnika pojawiła się dodatkowa linia przesyłowa, która poskutkowała rozdzieleniem i oddaleniem mostków. Zastosowanie tego założenia dla obu przekształtników zaowocowało w istocie powstaniem układu HVDC, w którym pracowały cztery stacje przekształtnikowe .

Koncepcja ta posiada jednak cechę charakterystyczną struktury dwunastopulsowej, która to cecha jest jednocześnie istotnym ograniczeniem sieci typu szeregowego. Mowa tutaj o konieczności jednakowego trybu pracy przekształtników znajdujących się po tej samej, umownej stronie łącza. W strukturze szeregowej dwa z przekształtników muszą pracować jako prostowniki, a dwa jako falowniki. Stanowi to istotne ograniczenie, ponieważ nie jest możliwa sytuacja, w której na jednej ze stacji pośredniej nastąpi wyprowadzenie mocy z sieci prądu stałego, natomiast w kolejnej można będzie inną wartość mocy do niej wprowadzić.

Topologia ta charakteryzuje się również inną właściwością połączenia szeregowego, jaką jest sumowanie się napięć przekształtników po obu stronach. Zakładając, że w obrębie sieci znajdują się cztery identyczne przekształtniki, których napięcia znamionowe są równe np. 250 kV, to wówczas linia łącząca strefy prostownikową i falownikową łącza będzie pracowała pod napięciem 500 kV. Wymaga to zastosowania linii o identycznej obciążalności, ale co najmniej dwukrotnie wyższym napięciu znamionowym izolacji. Fakt ten nie pozostaje bez wpływu na aspekty ekonomiczne konstrukcji takiej sieci [19,20]. Innym istotnym aspektem jest identyczna wartość prądu przepływająca wszystkimi liniami w obrębie sieci, co wpływa na dużą wartość występujących strat mocy.

Pomimo ograniczeń sieci szeregowych, obecnie podejmowane analizy wskazują pewne możliwe dla nich zastosowania. Negatywny efekt ekonomiczny dużych strat mocy jest równoważony przez relatywnie niski koszt stacji przekształtnikowych. Sprawia to, że topologia ta może być uznawana za korzystną do pewnej określonej odległości pomiędzy stacjami prostownikowymi lub falownikowymi. Rozwiązanie to może sprawić, że koszty związane z izolacją stacji przekształtnikowych i linii przesyłowych ulegną ograniczeniu.

Przykładem takiej koncepcji jest rozpatrywana możliwość wyprowadzania mocy z płaskowyżu tybetańskiego, który jest istotnym obszarem dla elektrowni wodnych i słonecznych. W myśl tej idei, moc generowana na dużej wysokości mogłaby być przesyłana częścią sieci pracującą na niższym napięciu, gdzie następnie łączyłaby się z mocą wprowadzaną przez prostownik szeregowy pracujący na wysokim napięciu, który skojarzony miałby być z elektrowniami konwencjonalnymi [19]. Sieci MT-HVDC w topologii szeregowej, choć wpisujące się w nieco wiekową już koncepcję i mające swoje ograniczenia, mogą więc sprawdzić się w przypadku integracji wielu źródeł wytwórczych rozlokowanych na określonym obszarze

.

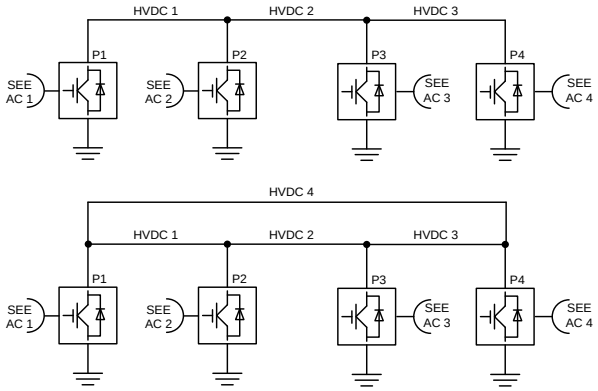
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

4.2.2. Sieć równoległa

Koncepcja równoległej sieci MT-HVDC, choć pojawiła się w tym samym okresie, co idea sieci szeregowej, jest chronologicznie starsza. Zgodnie z jej założeniami, wszystkie przekształtniki przyłączone są do wspólnej linii, którą można by określić mianem magistrali. W takim przypadku dla każdej ze stacji musi być zapewniona kontrola napięcia na jej szynach oraz prądu.

W obrębie sieci równoległej wyróżnia się sieć równoległa promieniową oraz pierścieniową, niekiedy zwaną również mieszaną. Struktury tych topologii przedstawia rysunek

a) b)



Rys. 4.4. Struktury równoległej sieci MT-HVDC [**19**]
a – promieniowa, b – pierścieniowa

Struktura równoległa sprawia, że sieć pracująca w tej topologii wolna jest od ograniczeń, jakie dotyczyły sieci szeregowej. Wszystkie stacje przekształtnikowe pracują przy zbliżonych napięciach, które jest w konsekwencji zbliżone w całej sieci, a więc również dla wszystkich linii przesyłowych. Co jednak najistotniejsze, w sieci równoległej nie istnieje konieczność dzielenia jej na obszary pracujące prostownikowo i falownikowo, co miało miejsce w przypadku sieci szeregowej. Każdy z przekształtników może pracować jako prostownik lub falownik, niezależnie od roli, jaką pełnią stacje okoliczne. Oczywiście, co najmniej jedna ze stacji musi wprowadzać moc do sieci, tak jak co najmniej jedna inna musi realizować jej wyprowadzanie.

Właściwości te dotyczą zarówno sieci promieniowej, jak i pierścieniowej. Różnica pomiędzy tymi dwoma topologiami sprowadza się w istocie do odmiennego sposobu łączenia stacji przekształtnikowych. Zakładając sieć, w której pracują cztery stacje przekształtnikowe, w sieci promieniowej (rys. 4.4a) szyny stacji oznaczonej jako P1 są połączone z szynami stacji P2, która następnie połączona jest z szynami stacji P3, która połączona jest z szynami stacji P4. Sieć pierścieniowa (mieszana), której przykład przedstawia rysunek 4.4b charakteryzowałaby się co najmniej jednym dodatkowym połączeniem, jakim jest linia łącząca stacje P1 i P4. W literaturze znaleźć można także informacje o rozpatrywaniu koncepcji sieci o większej ilości dodatkowych połączeń, np. w przypadku założonej sieci byłyby to linie bezpośrednio pomiędzy stacjami P1 i P3 oraz P2 i P4. Struktura taka, choć znacznie bardziej skomplikowana, podniosłaby poziom niezawodności pracy takiej sieci oraz wpłynęłaby na jej

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

dodatkowe usztywnienie. Kwestią otwartą pozostaje, czy uzyskane parametry techniczne uzasadniałyby koszt dodatkowych połączeń.

Sieci równoległe charakteryzują się relatywnie niewielkimi stratami mocy oraz znaczącą elastycznością. Możliwość dowolnej zmiany punktów wprowadzania i wyprowadzania mocy umożliwia przesył mocy w wielu kierunkach i wieloma drogami. Co równie istotne, sieci te mogą podlegać dalszej rozbudowie bez potrzeby wyłączania całego układu, co byłoby niemożliwe w przypadku sieci szeregowej.

Sieci te, podobnie jak szeregowe, mogą znaleźć zastosowanie w przypadku integracji wielu źródeł wytwórczych zlokalizowanych w dużych odległościach od siebie. Możliwość dowolnego kształtowania rozpływu mocy sprawia dodatkowo, że sieci te wydają się bardzo dobrym rozwiązaniem w przypadku łączenia systemów elektroenergetycznych do pracy asynchronicznej, przy dodatkowym wykorzystaniu ich do wyprowadzania mocy z rejonów wytwarzania energii elektrycznej. Przykładem takiego rozwiązania byłoby dołączenie do istniejącego łącza prądu stałego pomiędzy Polską i Szwecją dodatkowych stacji realizujących wyprowadzanie mocy z morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku.

4.2.3. Porównanie sieci szeregowej i równoległej

Na podstawie przeprowadzonych rozważań można stwierdzić, że obie główne topologie sieci mogą znaleźć szereg zastosowań w elektroenergetyce zawodowej. Odmienne struktury mają jednak pewne mocne i słabe strony, które predestynują każdą z nich do pewnych określonych obszarów wykorzystania. Zestawienie pewnych wybranych aspektów zawarto w tabeli 4.1.

Tabela 4.1. Porównanie cech szeregowych i równoległych sieci MT-HVDC [19-21]

Cecha	**Sieć szeregowa**	**Sieć równoległa**
Straty mocy czynnej	znaczne	niewielkie
Zapotrzebowanie na moc bierną[1]	znaczne	niewielkie
Czynniki ekonomiczne	niekorzystne	korzystne
Czas odbudowy po zwarciu	długi	krótki
Czas odwrócenia przepływy mocy	krótki	długi
Łatwość rozbudowy	utrudniona	prosta

Na podstawie zestawienia w tabeli 4.1 można wysnuć wniosek, iż to topologia równoległa sieci MT-HVDC jest rozwiązaniem korzystniejszym. W większości rozpatrywanych aspektów jest ona lepsza, niż sieć szeregowa. W topologii szeregowej łatwiej uzyskać natomiast odwrotny kierunek przepływu mocy w całej sieci, co uzyskuje się analogicznie, jak w przypadku typowego łącza prądu stałego, poprzez zmianę trybu pracy stacji skrajnych.

Sieć równoległa ma przewagę także w kontekście zjawisk zwarciowych. Wystąpienie zwarcia w sieci szeregowej jest równoznaczne z wyłączeniem całego układu, a proces przywrócenia go do prawidłowej pracy będzie na ogół skomplikowany i czasochłonny. W przypadku topologii równoległej nastąpi wyłączenie jedynie pewnego fragmentu sieci lub wręcz pojedynczej stacji przekształtnikowej. Pozostała część układu będzie więc pracować w sposób prawidłowy, a proces przywrócenia objętego zwarciem obszaru mniej skomplikowany

[1] w przypadku sieci opartej o przekształtniki typu LCC

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

i czasochłonny. Należy jednak mieć na względzie, że niemożliwe jest precyzyjne określenie negatywnego wpływu zwarcia na sieć w topologii promieniowej, ponieważ jest on zależny od szeregu zmiennych, takich jak miejsce jego wystąpienie czy aktualny stan pracy sieci. W ogólności jednak można stwierdzić, iż to sieć równoległa jest topologią charakteryzującą się większą stabilnością i elastycznością, a tym samym wszechstronnością wykorzystania. Na tej podstawie można przewidywać, iż to właśnie równoległe sieci MT-HVDC będą najszerzej wykorzystywane w elektroenergetyce zawodowej [19,21,22].

4.3. Sterowanie sieci MT-HVDC

4.3.1. Ogólne założenia sterowania sieciami MT-HVDC

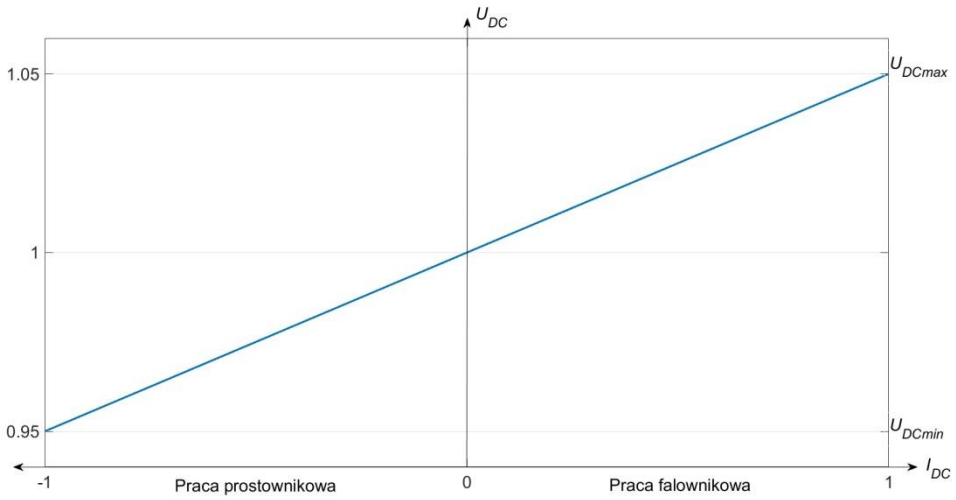
Sposób sterowania sieci MT-HVDC związany jest ściśle z jej topologią, z uwagi na odmienne zachowanie się sieci szeregowych i równoległych w trakcie pracy. W przypadku sieci szeregowej, sposób sterowania u podstaw przypomina sterowanie typowym łączem prądu stałego. Jeden z przekształtników w obrębie sieci jest odpowiedzialny za ustalenie wartości prądu w sieci. Stacja ta jest określana mianem stacji ustalającej prąd (ang. *current setting terminal*, w skrócie CST). Wszystkie pozostałe przekształtniki ustalają natomiast napięcia na szynach poszczególnych stacji. Sterowanie wartościami mocy dostarczanymi/odbieranymi przez poszczególne przekształtniki odbywa się poprzez zmianę napięcia w poszczególnych stacjach [19,20].

W przypadku sieci równoległych ogólna koncepcja sterowania jest odwrócona względem sieci szeregowej – wszystkie stacje przekształtnikowe pracują przy tym samym poziomie napięcia, zaś sterowanie mocą odbywa się poprzez zmiany prądów poszczególnych przekształtników. Przekształtniki te mogą pracować na dwa sposoby, w trybie regulacji prądu lub mocy [23]. Dla sieci równoległej, z uwagi na jej większą elastyczność w stosunku do sieci szeregowej, wyróżnić można kilka sposobów sterowania napięciem po stronie DC.

4.3.2. Metoda statyzmu napięcia

Sterowanie z wykorzystaniem statyzmu napięcia zostało zaimplementowane w pierwszych sieciach opartych o przekształtniki typu LCC, jednak z powodzeniem może być również stosowane we współczesnych rozwiązaniach wykorzystujących przekształtniki typu VSC. W ogólności metoda ta przypomina rozwiązanie wykorzystywane w klasycznych systemach elektroenergetycznych prądu przemiennego. W sieciach MT-HVDC wykorzystywana jest zależność, według której poziom napięcia jest ustalany poprzez zmiany prądu przekształtnika. Ilustracja metody krzywej napięcia przedstawiona została na rysunku 4.5.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 4.5. Ilustracja sterowania według metody krzywej napięcia [**23**]

Napięcie przekształtnika zmienia się pod wpływem zmiany prądu w sposób liniowy. Ogólna zależność krzywej napięcia ma postać (4.1)

$$\Delta U_{DC} = k \cdot \Delta I_{DC} \tag{4.2}$$

Współczynnik *k* opisuje zależność napięcia przekształtnika względem prądu i określa w istocie statyzm układu regulacji.

Zaletą tej metody jest łatwość implementacji oraz fakt, że przekształtniki mogą pracować w sposób zsynchronizowany bez potrzeby stosowania protokołów szybkiej komunikacji. Zmiany napięcia w sieci bezpośrednio przekładają się na zachowanie przekształtników. Wzrost wartości napięcia w sieci oznacza, że wystąpiła nadwyżka mocy, co jest sygnałem dla przekształtników pracujących falownikowo, że należy zintensyfikować wyprowadzanie mocy. Analogicznie, obniżanie wartości napięcia stanowi sygnał dla prostowników do zwiększenia mocy dostarczanej [**23**].

Algorytmy sterowania sieci MT-HVDC również muszą zawierać zestaw reguł uszczegółowiających proces sterowania, który to zestaw pozwala na precyzyjne określenie granicznych wartości napięcia, a tym samym stopnia nachylenia krzywej. Sterowanie z wykorzystaniem statyzmu jest efektywne w przypadku sieci MT-HVDC, ponieważ niezależnie od ilości przekształtników jest proste w implementacji, gdyż brak jest wymogu stosowania sposobów komunikacji między stacjami przekształtnikowymi [23-25]. Powyższe zalety tej metody sprawiły, iż na jej podstawie opracowane zostały inne metody prezentujące odmienne sposoby sterowania w sieciach MT-HVDC.

4.3.3. Metoda proporcjonalności

Metoda proporcjonalności została opracowana dla przekształtników realizujących wyprowadzanie mocy generowanej przez farmy wiatrowe do sieci DC. Wykorzystuje ona również omówioną wcześniej metodę krzywej napięcia. Według tej metody, dla dwóch stacji przekształtnikowych realizujących kontrolę napięcia w sieci ustalany jest stosunek mocy. Przez przekształtniki przepływają moce o wartościach wynikających z ustalonej proporcji, według zależności (4.2)

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

$$r = \frac{P_{DC1}}{P_{DC2}} \cong \frac{I_{DC1}}{I_{DC2}} = \frac{R_{DC2} + \frac{1}{k_2}}{R_{DC1} + \frac{1}{k_1}} \tag{4.2}$$

gdzie:

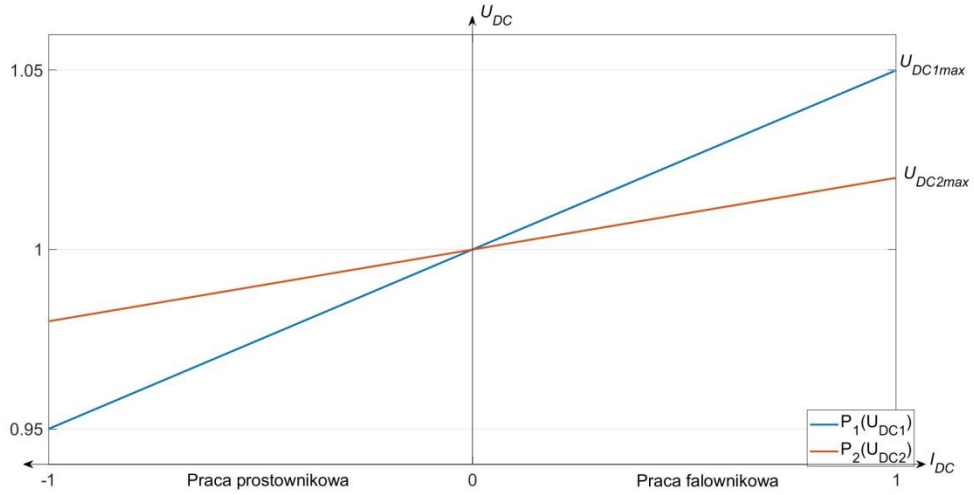
R_{DC1} – rezystancja linii DC związanej z przekształtnikiem nr 1,

R_{DC2} – rezystancja linii DC związanej z przekształtnikiem nr 2,

k_1 – statyzm układu regulacji przekształtnika nr 1,

k_2 – statyzm układu regulacji przekształtnika nr 2.

Ilustrację sterowania wg metody proporcjonalności przedstawia rysunek 4.6.



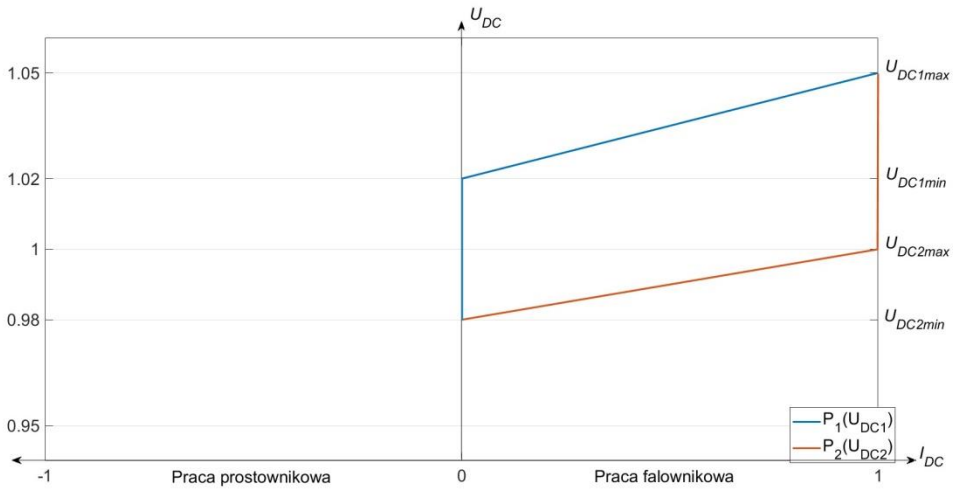
Rys. 4.6. Ilustracja sterowania według metody proporcjonalności [23]

Zasadnicza różnica w porównaniu do metody krzywej napięcia polega na tym, iż w przypadku metody proporcjonalności nachylenie krzywej może być zmieniane przez operatora systemu, przez co zyskuje on wpływ na moc przesyłaną przez każdy z przekształtników. Częstym rozwiązaniem jest również utrzymywanie jednej z krzywych napięcia na niezmiennym poziomie, przez co uznawana jest ona za stałą. Wówczas sterowania mocami przekształtników dokonuje się poprzez zmianę nachylenia krzywej tylko jednego z przekształtników, co stanowi uproszczenie całości procesu sterowania [23,24,26].

4.3.4. Metoda pierwszeństwa

Metoda pierwszeństwa jest drugą bazującą na koncepcji metody statyzmu. Podobnie jak metoda proporcjonalności, również wiąże ona dwie stacje przekształtnikowe. Według tej metody, jeden z przekształtników ma priorytet w przesyłaniu mocy nad drugim. Oznacza to, iż realizuje on przesył mocy do momentu osiągnięcia jego wartości znamionowej lub maksymalnego ograniczenia zadanego przez operatora systemu. Dopiero spełnienie tego warunku powoduje rozpoczęcie przesyłania mocy przez drugi przekształtnik. Ilustracja przykładowego sterowania wg metody pierwszeństwa przedstawiona jest na rysunku 4.7.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



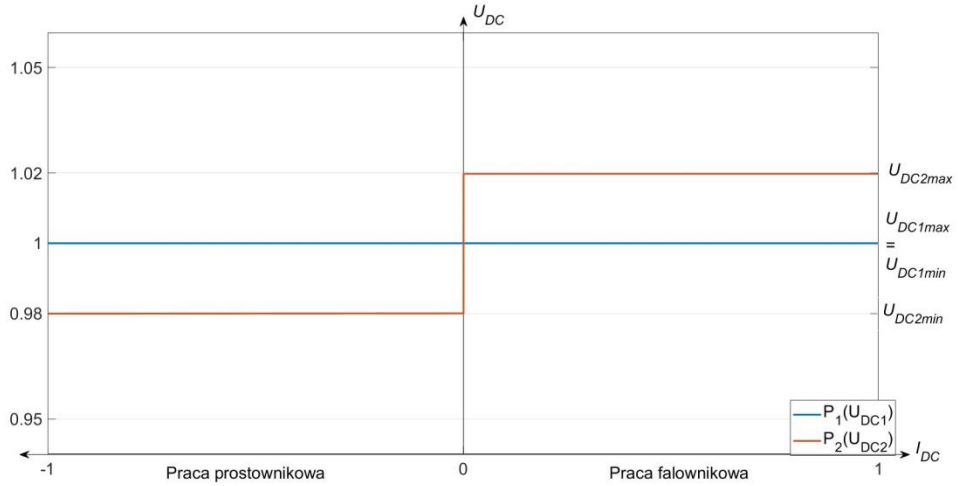
Rys. 4.7. Ilustracja sterowania wg metody pierwszeństwa [23]

W przypadku, gdy moc generowana w farmie wiatrowej przekracza możliwości pierwszego przekształtnika, drugi przejmuje pozostałą moc, której nie był on w stanie przesłać. W takiej sytuacji prąd pierwszego przekształtnika osiąga wartość znamionową. Wystąpi wówczas wspomniana wcześniej nadwyżka mocy w sieci, która spowoduje wzrost wartości napięcia. Przekształtnik pierwszy przesyła moc w przypadku osiągnięcia wartości napięcia U_{DC1min}. Rozpoczęcie przesyłania mocy przez przekształtnik drugi nastąpi po przekroczeniu progowej wartości napięcia U_{DC2min}Wówczas, wejdzie on w tryb pracy według metody krzywej napięcia [23, 25-27].

4.3.5. Metoda marginesu napięcia

Metoda marginesu napięcia stanowi odwzorowanie metody marginesu prądu, która stosowana była do sterowania sieci prądu stałego pracujących w oparciu o przekształtniki typu LCC. Według jej założeń, dla każdego przekształtnika w sieci ustalana pewna wartość napięcia odniesienia. Kluczowy dla sterowania margines napięcia jest w istocie różnicą wartości odniesienia określonych dla poszczególnych stacji przekształtnikowych. Sposób ich pracy i zachowania determinowany jest przez ich aktualny punkt pracy [23-27]. Ilustrację przykładowej metody marginesu napięcia przedstawia rysunek 4.8.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 4.8. Ilustracja sterowania wg metody marginesu napięcia [23]

Kluczowym aspektem tej metody jest wykorzystanie ograniczenia maksymalnej mocy, jaką może przesyłać przekształtnik Ograniczenie to ma na celu eliminację ryzyka przeciążenia prądowego przekształtnika. Tworzy to określony obszar dopuszczalnej pracy, w obrębie którego przekształtnik jest w stanie utrzymywać napięcie w zdefiniowanym zakresie wartości odniesienia [28]. Ograniczenie maksymalnej mocy (dla pracy prostownikowej i falownikowej) przekłada się na maksymalne wartości prądu w osi d przekształtnika, które ograniczają obszar dopuszczalnej pracy układu. W przypadku, gdy moc czynna przekształtnika zawiera się w zdefiniowanym obszarze dopuszczalnym przekształtnik utrzymuje napięcie DC na zadanym poziomie. Ograniczenia prądu w osi d są wyznaczane na podstawie maksymalnej mocy czynnej przekształtnika z uwzględnieniem mocy biernej wymienianej z systemem elektroenergetycznym napięcia przemiennego. Zdefiniowany margines napięcia może być jednopoziomowy lub dwupoziomowy, a metoda ta może ponadto współpracować z każdym z wcześniej opisanych schematów sterowania [23,24,27-29].

4.3.6. Porównanie metod sterowania sieciami MT-HVDC

Przedstawione z powodzeniem sprawdzają się w sterowaniu sieciami MT-HVDC. Charakteryzują się one pewną dozą podobieństw, wykazując jednocześnie dość znaczące różnice. Metoda krzywej napięcia jest metodą najprostszą, jednak mimo to dobrze spisującą się w sterowaniu wielu sieci prądu stałego. Jej istotną cechą jest duża dynamika, co implikuje szybkie zmiany napięcia sieci na skutek zmian mocy czynnej. Znaczącą zaletą jest fakt, że metoda może być z łatwością implementowana do sieci bardziej rozbudowanych.

Dobre rezultaty wykazuje również zastosowanie metody proporcjonalności. Metoda ta pozwala ta w prostu sposób sterować udziałem poszczególnych przekształtników w przesyłaniu całości dostępnej mocy. Proporcjonalność nie daje całkowitej precyzji w rozdziale mocy przesyłanej, jednak jest ona na poziomie bardzo dobrym. Zaletą tej metody jest relatywnie niewielki stopień skomplikowania. Wśród istotnych wad wymienić należy możliwe oscylacje lub wręcz utratę stabilności w przypadku zbyt dużego współczynnika proporcjonalności.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Metoda pierwszeństwa najlepiej może sprawdzić się dla sieci niewielkich. Podobnie, jak metoda proporcjonalności, skomplikowana może się okazać jej implementacja dla układów, w której występuje znaczna liczba stacji przekształtnikowych i powiązań pomiędzy nimi. Rozwiązaniem może się okazać jej powiązanie z metodą proporcjonalności, jednak na obecnym etapie jest to przedmiotem rozważań. Do jej niewątpliwych zalet należy brak potrzeby stosowania dodatkowej komunikacji pomiędzy przekształtnikami oraz niższa dynamika, niż w przypadku metod krzywej napięcia i proporcjonalności.

Metoda marginesu napięcia jest najbardziej zaawansowaną spośród wymienionych oraz charakteryzuje się znacząco wyższą elastycznością względem pozostałych. Charakteryzuje się ona bardzo niską dynamiką, co paradoksalnie można uznać za wadę. Przeprowadzone badania wykazały, że przy jej zastosowaniu przekroczenia napięcia względem wartości znamionowej wynosiły nawet dwukrotnie więcej, niż w przypadku pozostałych. Metoda ta jednak unikalną możliwość kształtowania sterowania w sposób niejako symulujący wszystkie pozostałe. Wykazuje również najlepsze możliwości adaptacji do sieci bardziej rozbudowanych, choć ograniczeniem może tu być ryzyko wystąpienia zbyt wąskich marginesów w przypadku znacznej liczby przekształtników. Co równie istotne, według tej metody napięcie w sieci może być kontrolowane tylko przez jedną stację jednocześnie [23-30]. Syntetyczne porównanie metod sterowania przedstawiono w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Porównanie metod sterowania sieci MT-HVDC [**23,28**]

Cecha	**Metoda statyzmu**	**Metoda proporcjonalności**	**Metoda pierwszeństwa**	**Metoda marginesu napięcia**
Dynamika	wysoka	wysoka	średnia	niska
Adaptowalność do bardziej rozległych sieci	średnia	niska	średnia	wysoka
Wymagania komunikacji między stacjami	niskie	średnie	niskie	średnie
Możliwość implementacji stałego udziału przekształtników w przesyle mocy	nie	nie	nie	tak
Możliwość implementacji proporcjonalnego udziału przekształtników w przesyle mocy	nie	tak	nie	tak
Możliwość implementacji pierwszeństwa przekształtnika w przesyle mocy	tak	nie	tak	tak

4.4. Regulacja mocy czynnej w sieciach MT-HVDC

4.4.1. Regulacja pierwotna

W przypadku systemów MT-HVDC, analogicznie do klasycznych systemów przemiennoprądowych, można mówić o regulacji pierwotnej i wtórnej mocy czynnej. Zagadnienia te wymagają jednak odmiennego rozwiązania z uwagi na brak szeregu parametrów, jakie występują w systemach AC (np. kąty napięć, reaktancje linii przesyłowych). Z tego względu procesy regulacyjne muszą się opierać na wartościach prądów i napięć w sieci [24].

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

W klasycznym systemie elektroenergetycznym stan pracy ustalonej następuje w sytuacji zbilansowania zapotrzebowania i generacji, którymi są odpowiednio moc pobierana przez odbiorniki i straty oraz moc generowana w węzłach wytwórczych [31]. W systemie prądu stałego analogami odbiorników są przekształtniki pracujące falownikowo (wyprowadzają moc z sieci MT-HVDC, pobierając ją), natomiast węzłom wytwórczym odpowiadają stacje pracujące prostownikowo (wprowadzają moc do sieci MT-HVDC). W sieci prądu przemiennego niezbilansowanie mocy czynnej objawia się powstaniem odchyłki częstotliwości. Nadwyżka obciążenia skutkuje obniżeniem częstotliwości, zaś nadwyżka generacja – jej wzrostem. W sieci prądu stałego wielkością elektryczną stanowiącą wskaźnik niezbilansowania jest napięcie. Nadwyżka mocy wprowadzanej do sieci skutkuje wzrostem wartości napięcia, zaś nadwyżka mocy wyprowadzanej powoduje jej obniżanie się.

Regulacja pierwotna w sieci MT-HVDC sprowadza się więc do uzależnienia prądu przekształtnika od napięcia po stronie DC, a więc realizowana jest w istocie na etapie odpowiedniego sterowania przekształtnikiem. Sterowanie to może odbywać się na kilka sposobów, wymienionych w punkcie 5.3. Najpopularniejszą obecnie metodą sterowania, a zarazem regulacji pierwotnej w sieciach MT-HVDC jest metoda krzywej napięcia. Jest ona najprostsza w implementacji, a ponadto najbardziej zbliżona do metodyki regulacji pierwotnej w systemach AC, co stanowi dodatkową zaletę [21,23-25,30].

4.4.2. Regulacja wtórna

Zadaniem regulacji wtórnej w wydzielonym systemie AC jest sprowadzenie częstotliwości do poziomu zadanego. Po zakończeniu regulacji pierwotnej pojawia się bowiem odchyłka częstotliwości, która niwelowana jest poprzez odpowiedni rozdział mocy pomiędzy współpracujące zespoły wytwórcze. W systemie pracującym synchronicznie z innymi, regulacja wtórna poza utrzymaniem częstotliwości zadanej ma na celu dopasowanie mocy wymiany międzysystemowej do poziomu określonego umowami [31].

W przypadku sieci MT-HVDC celem regulacji wtórnej jest zapewnienie odpowiedniego poziomu mocy wymiany pomiędzy poszczególnymi obszarami. Zapewnia to niwelację powstałej odchyłki pomiędzy ustaloną, a zadaną wartością napięcia DC. Dzięki temu moce w poszczególnych stacjach przekształtnikowych mogą być utrzymane na poziomie bliskim wartościom zadanym [32,33].

Zagadnienie ustalenia odpowiedniego rozpływu mocy jest szczególnie istotne w przypadku sieci MT-HVDC łączących systemy elektroenergetyczne prądu przemiennego z morskimi farmami wiatrowymi. W takiej sytuacji zadania i tryby pracy poszczególnych przekształtników są różne w zależności od ich lokalizacji w sieci.

Stacje przekształtnikowe zlokalizowane na lądzie sprzęgają sieć prądu stałego z systemami elektroenergetycznymi. Przekształtniki kształtują wymianę mocy czynnej z systemami. Stacje przekształtnikowe zlokalizowane na morzu są skojarzone z farmami wiatrowymi. Ich zadaniem jest wyprowadzanie mocy generowanej w farmach wiatrowych.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Istotnym aspektem jest fakt, iż cała moc wytworzona w elektrowniach musi być wprowadzona do sieci MT-HVDC.

W ogólności więc stacje podzielić można na dwie grupy, które w obrębie sieci MT-HVDC mają odmienne zadania. Stacje skojarzone z farmami wiatrowymi odpowiadają za kontrolę mocy wprowadzanej do sieci MT-HVDC, natomiast stacje sprzęgające sieci prądu stałego i przemiennego kontrolują poziom napięcia po stronie DC. Utrzymywanie odpowiednich wartości tego napięcia przez poszczególne przekształtniki zapewnia możliwość sterowania ich udziałem w wyprowadzaniu mocy z sieci. Innym rozwiązaniem jest utrzymywanie stałego napięcia DC tylko przez jedną stację, podczas gdy pozostałe pracują w trybie kontroli mocy czynnej, wyprowadzając do sieci AC określone wartości mocy. Zasadniczą wadą tego rozwiązania jest fakt, że wyłączenie stacji kontrolującej napięcie uniemożliwi dalszą pracę sieci. W przypadku, gdy kontrola napięcia rozproszona jest pomiędzy kilka stacji, wyłączenie jednej z nich powinno teoretycznie umożliwiać dalszą pracę sieci [34-38].

4.5. Wstępne analizy sieci MT-HVDC

Celem przeprowadzonych badań było porównanie trzech podstawowych topologii sieci MT-HVDC w zakresie analizy rozpływowej. Opracowane modele charakteryzowały się dużym uproszczeniem, uwzględniając, poza siecią prądu stałego i przekształtnikami, jedynie bloki reprezentujące zastępcze systemy elektroenergetyczne. Prowadzone badania miały w zamierzeniu umożliwić porównanie cech pracy poszczególnych topologii, a także powstających w nich strat. Wyniki badań pozwoliły na wybór konfiguracji sieci MT-HVDC, która zostanie uwzględniona w docelowym modelu.

W każdej z sieci zamodelowano cztery bezstratne stacje przekształtnikowe, spośród których dwie pracowały prostownikowo, a dwie falownikowo. W trakcie badań obciążenie sieci (moc przesyłana siecią) było zmieniane w zakresie od 0 do 600 MW. Obciążanie stacji przekształtnikowych następowało w sposób proporcjonalny. Moc maksymalna dla każdego przekształtnika była równa 300 MW.

4.5.1. Opis środowiska DigSILENT PowerFactory

Jako środowisko do badań symulacyjnych wybrano program DIgSILENT PowerFactory. Jest to uznane narzędzie badawcze stosowane przez wiele instytucji na świecie, dające dużą swobodę w budowie modeli. To zadecydowało o wyborze tego środowiska do realizowania analiz w niniejszej rozprawie doktorskiej.

Poza właściwym modelem sieci program PowerFactory umożliwia również implementację szeregu układów regulacji, które zarówno ułatwiają zarządzanie modelem, jak i zbliżają opracowywane modele do obiektów rzeczywistych. Dają one zarazem możliwość analizowania różnych stanów pracy układu w zakresie analiz statycznych i dynamicznych.

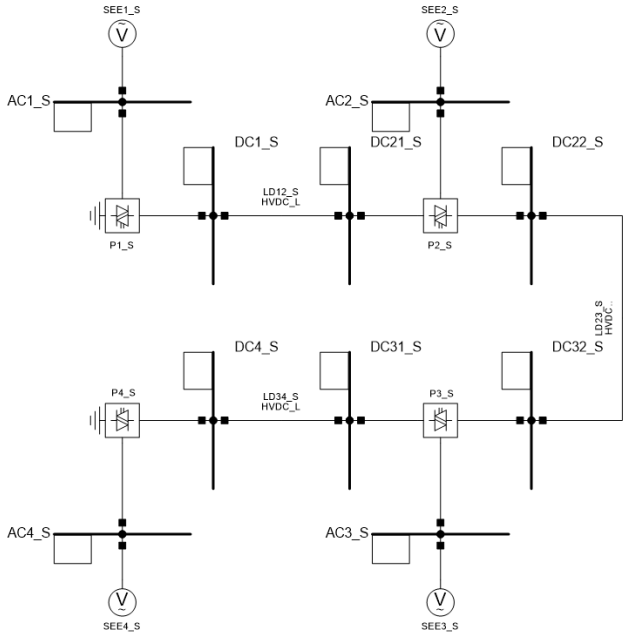
Wymienione cechy wskazują, iż program PowerFactory stanowi zaawansowane narzędzie badawcze do badań symulacyjnych systemów elektroenergetycznych. Mnogość dostępnych bloków oraz edytowalnych parametrów zapewniają możliwość modelowania

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

dowolnego systemu elektroenergetycznego prądu przemiennego i stałego, ich analizy statycznej oraz dynamicznej.

4.5.2. Analiza sieci szeregowej

Schemat analizowanego modelu sieci szeregowej przedstawia rysunek 4.9, a parametry modeli poszczególnych linii zawarto w tabeli 4.3.



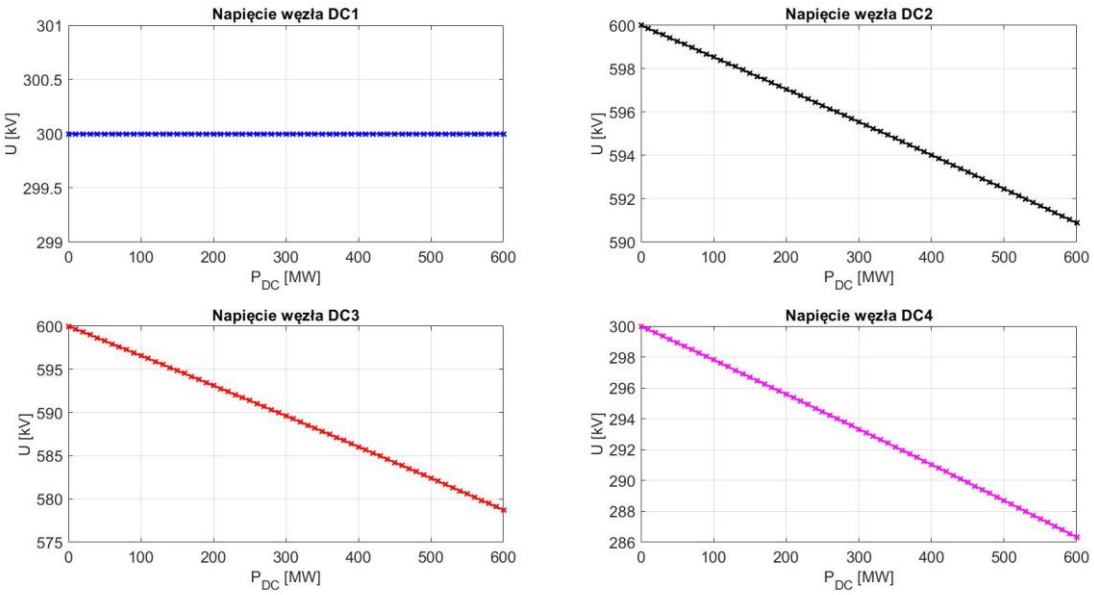
Rys. 4.9. Schemat opracowanego wstępnego modelu sieci szeregowej MT-HVDC

Tabela 4.3. Parametry modeli linii DC sieci szeregowej

Linia	I_{dd}	R'_{DC}	l	R_{DC}
-	A	Ω/km	km	Ω
LD12_S	1246	0,029	300	8,7
LD23_S			400	11,6
LD34_S			200	5,8

Rysunek 4.10 przedstawia wykresy poziomów napięć uzyskanych dla sieci szeregowej.

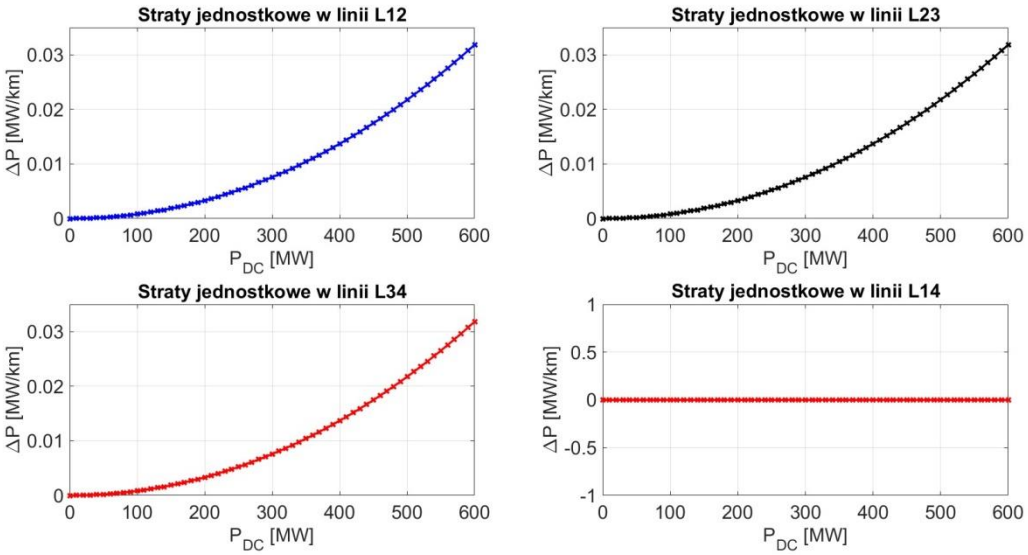
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 4.10. Poziomy napięć w węzłach sieci szeregowej

Analiza poziomów napięć w sieci szeregowej wskazuje, że charakteryzuje się ona istotną zmiennością napięcia w miarę wzrostu obciążenia. Stacja zlokalizowana w węźle DC1 pracowała w trybie kontroli napięcia po stronie DC, w wyniku czego napięcie w tym węźle nie ulegało zmianom. Napięcie w pozostałych węzłach obniżało się systematycznie, co było efektem występowania spadku napięcia na liniach przesyłowych. W końcowym węźle sieci napięcie obniżyło się o 14 kV. Napięcia w pozostałych obniżyły się odpowiednio o około 9 kV w węźle DC 2 i około 22 kV w węźle DC3.

Rysunek 4.11 przedstawia wykres strat powstających w poszczególnych liniach w miarę wzrostu obciążenia.



Rys. 4.11. Straty przesyłowe mocy czynnej w poszczególnych liniach sieci szeregowej

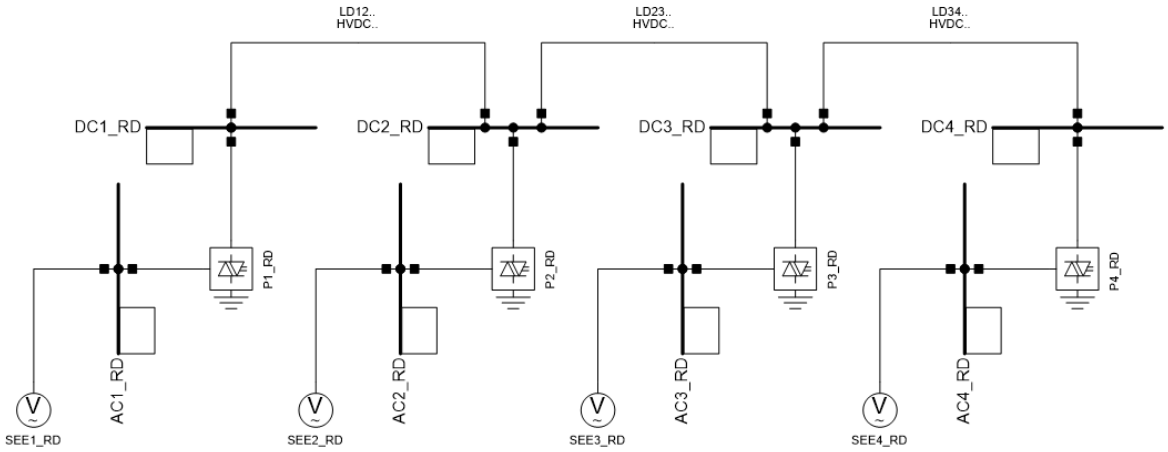
Straty mocy powstające w liniach przesyłowych przedstawione zostały w postaci jednostkowej, tzn. przeliczono je na kilometr linii. Uzyskane wyniki wskazują, że straty czynne

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

wzrastały w miarę wzrostu obciążenia, a trend zmian wskazuje na zależność kwadratową, co jest zgodne z rzeczywistością. Straty jednostkowe dla każdej z linii są równe, co wynika ze specyfiki sieci szeregowej. Analizowana sieć zamodelowana została jako jednorodna, a więc każda z linii ma tę samą rezystancję jednostkową. Jednakowa wartość prądu przepływającego każdą z linii powoduje zatem tę samą wartość strat jednostkowych mocy czynnej dla każdego odcinka sieci.

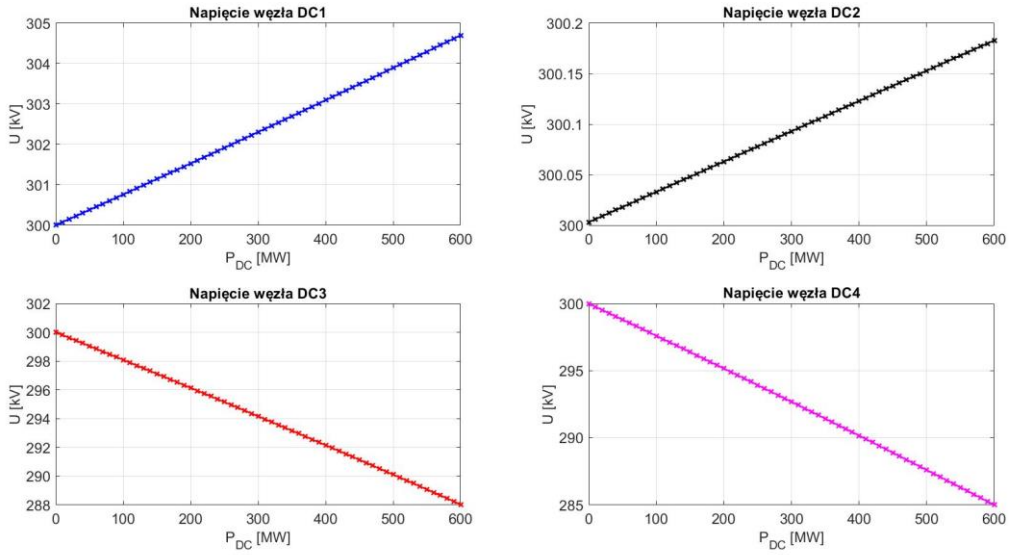
4.5.3. Analiza sieci promieniowej

Schemat analizowanego modelu sieci szeregowej przedstawia rysunek 4.12, a parametry modeli poszczególnych linii pozostały niezmienne w stosunku do sieci szeregowej (tabela 4.3), aby umożliwić bezpośrednie porównanie obu struktur.



Rys. 4.12. Schemat opracowanego wstępnego modelu sieci promieniowej MT-HVDC

Rysunek 4.13 przedstawia wykresy poziomów napięć uzyskanych dla sieci szeregowej.



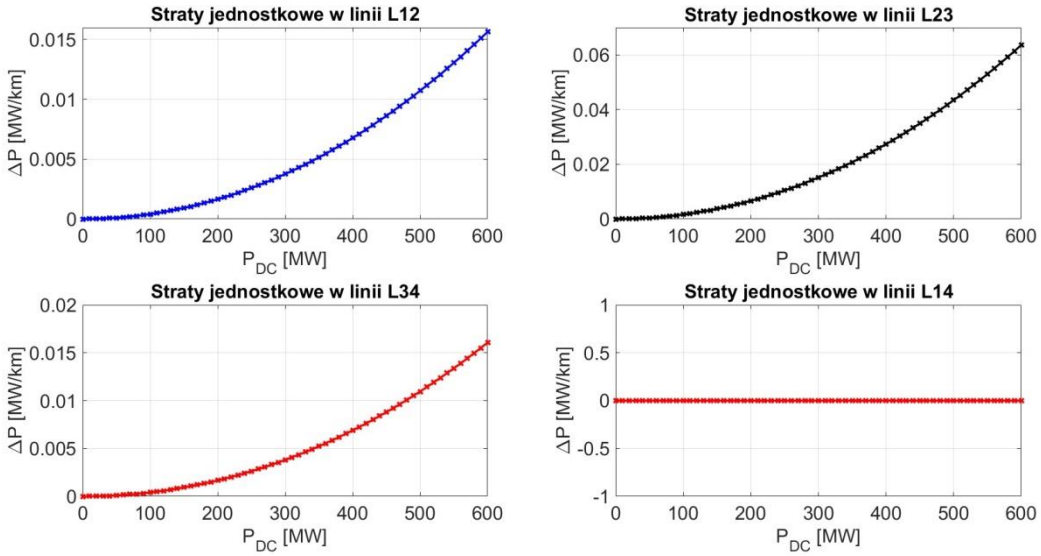
Rys. 4.13. Poziomy napięć w węzłach sieci promieniowej

Uzyskane wykresy wskazują na zasadniczą różnicę sieci w konfiguracji równoległej, jakiej przykładem jest sieć promieniowa, w stosunku do sieci szeregowej – wszystkie stacje

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

w sieci pracują na jednakowym poziomie napięcia znamionowego. Zauważalny jest również tutaj wpływ trybu pracy przekształtnika na poziom napięcia na jego szynach. Przekształtniki pracujące prostownikowo, wprowadzając moc do sieci DC, powodują wzrost napięcia w swoim otoczeniu. Natomiast przekształtniki pracujące falownikowo powodują efekt odwrotny – napięcie w związanych z nimi węzłach ulega obniżeniu. Odnotować należy fakt, że w analogicznym zakresie obciążeń zmienność napięcia w sieci jest mniejsza w stosunku do sieci szeregowej. Największa różnica, na poziomie 15 kV, wystąpiła w węźle DC4.

Rysunek 4.14 ilustruje straty przesyłowe powstające w poszczególnych liniach sieci promieniowej.



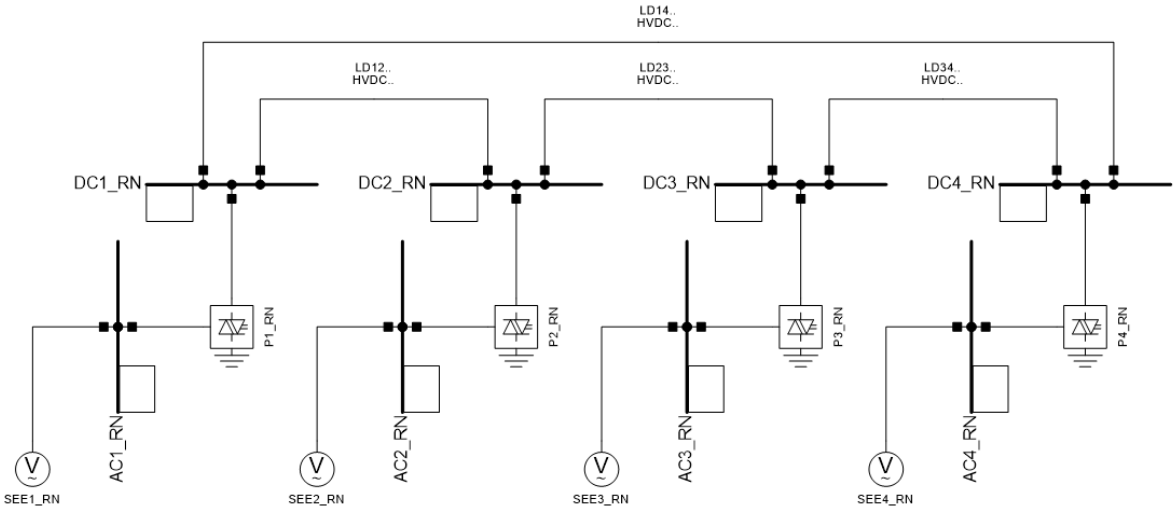
Rys. 4.14. Straty przesyłowe mocy czynnej w poszczególnych liniach sieci promieniowej

Największe straty wystąpiły w linii L23, co wynika z faktu, że ciągiem tym przepływała cała moc wprowadzona do sieci przez stacje prostownikowe, co poskutkowało znaczną wartością prądu. Przekłada się to zarazem na powstający spadek napięcia, powodujący rozbieżność między napięciami węzłów w obszarze pracy prostownikowej i węzłów w obszarze pracy falownikowej. Straty w pozostałych liniach były natomiast blisko o połowę mniejsze, niż w przypadku sieci promieniowej. Większe straty w najbardziej obciążonej linii sieci promieniowej są blisko dwukrotnie większe, niż w przypadku sieci szeregowej.

4.5.4. Analiza sieci pierścieniowej

Schemat analizowanego modelu sieci szeregowej przedstawia rysunek 4.15, a parametry modeli poszczególnych linii pozostały niezmienne w stosunku do sieci szeregowej i promieniowej, aby umożliwić bezpośrednie porównanie obu struktur. Zestawiono je w tabeli 4.4. W sieci pierścieniowej pojawia się dodatkowa linia, która nie występowała we wcześniej analizowanych topologiach.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

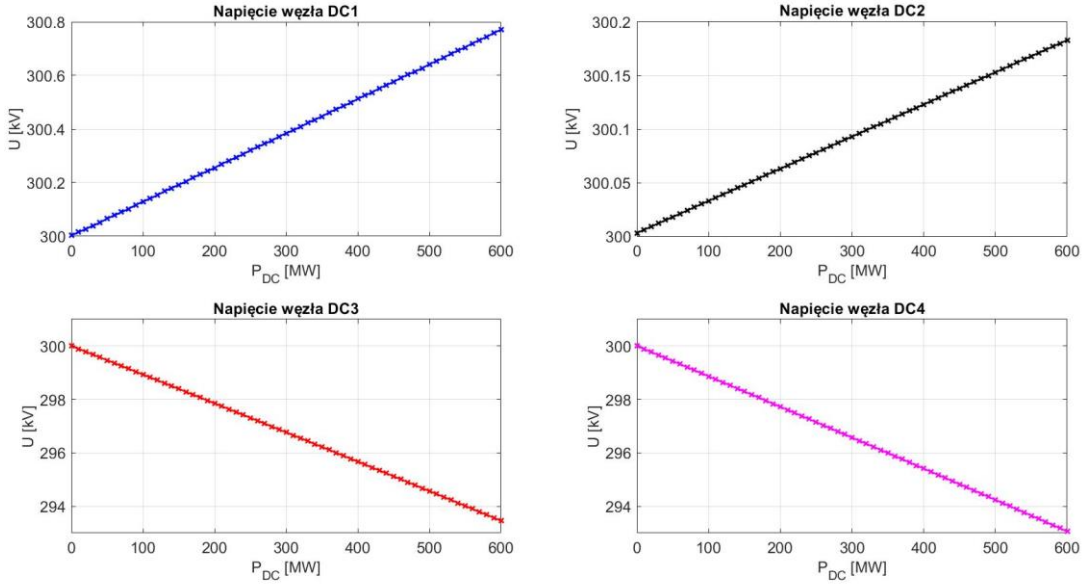


Rys. 4.15. Schemat opracowanego wstępnego modelu sieci pierścieniowej MT-HVDC

Tabela 4.4. Parametry modeli linii DC sieci pierścieniowej

Linia	I_{dd}	R'_{DC}	l	R_{DC}
-	A	Ω/km	km	Ω
LD12_RN	1246	0,029	300	8,7
LD23_RN			400	11,6
LD34_RN			200	5,8
LD14_RN			600	17,4

Uzyskane wyniki poziomów napięć w sieci pierścieniowej przedstawia rysunek 4.16. Wskazują one na znaczące zmniejszenie zmienność napięć w sieci względem poprzednio analizowanych konfiguracji. Napięcia w węzłach pracujących falownikowo uległy obniżeniu o około 6 kV.

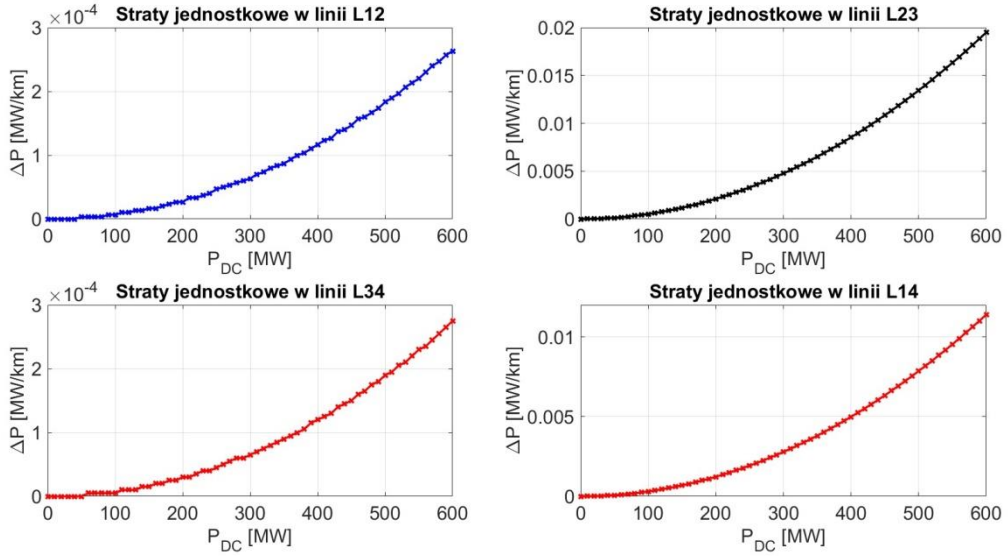


Rys. 4.16. Poziomy napięć w węzłach sieci pierścieniowej

Na lepsze właściwości pracy sieci pierścieniowej wskazują również wykresy strat mocy w poszczególnych liniach, przedstawione na rysunku 4.17. Największe straty ponownie

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

wystąpiły w ciągach łączących obszary sieci pracujący prostownikowo i falownikowo. Z uwagi na fakt obecności dwóch niezależnych dróg dla przepływu mocy, każda z linii była obciążona w mniejszym stopniu, co poskutkowało powstawaniem mniejszych strat. Na uwagę wskazuje również fakt niewielkich strat powstających w liniach łączących stacje prostownikowe i falownikowe między sobą. Różnica napięć pomiędzy nimi była niewielka, co przełożyło się na niewielkie wartości prądów wyrównawczych. W istocie więc przepływ mocy w sieci następował bezpośrednio pomiędzy stacjami 2-3 i 4-1.



Rys. 4.17. Straty przesyłowe mocy czynnej w poszczególnych liniach sieci pierścieniowej

4.5.5. Porównanie uzyskanych wyników

Wyniki przeprowadzonych badań pozwoliły na porównanie pracy trzech podstawowych topologii sieci MT-HVDC w całym zakresie przesyłanych mocy. Porównaniu podlegały trzy aspekty: poziomy napięć poszczególnych stacji przekształtnikowych, straty mocy powstające w liniach i straty sumaryczne całej sieci. Porównanie granicznych wartości (przy maksymalnej przesyłanej mocy czynnej, na poziomie 600 MW) poszczególnych parametrów przedstawiono w tabeli 4.3.

Tabela 4.5. Porównanie wyników uzyskanych dla różnych konfiguracji sieci (dla przesyłanej mocy 600 MW)

Parametr dla P_Σ = max	Sieć szeregowa	Sieć promieniowa	Sieć pierścieniowa
U_{DC1} [kV]	300	304,6	300,8
U_{DC2} [kV]	591	300,17	300,2
U_{DC3} [kV]	578	288	293,6
U_{DC4} [kV]	286,5	285	293
ΔP_{LDC1} [MW/km]	0,032	0,016	0,002
ΔP_{LDC2} [MW/km]	0,032	0,064	0,028

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Parametr dla P_Σ = max	Sieć szeregowa	Sieć promieniowa	Sieć pierścieniowa
ΔP_{LDC3} [MW/km]	0,032	0,016	0,003
ΔP_{LDC4} [MW/km]	x	x	0,011
$\Delta P_{LDC\Sigma}$ [MW/km]	0,096	0,096	0,041
$\Delta P_{LDC\Sigma}$ [MW	28,625	33,344	14,769

Z porównania zawartego w tabeli wynika, że najlepszymi właściwościami charakteryzuje się sieć w topologii pierścieniowej. Najistotniejszą cechą tej topologii są znacząco niższe straty, w porównaniu do pozostałych topologii. Wskazuje to, że sieć w konfiguracji pierścieniowej może być rozpatrywana jako najlepsze rozwiązanie dla sieci łączącej stacje zlokalizowane w znacznej odległości od siebie oraz układów o dużych zdolnościach przesyłowych.

Sieć szeregowa charakteryzuje się szeregiem ograniczeń, które nie występują w przypadku pozostałych topologii. Najistotniejszym spośród nich jest brak możliwości dowolnej zmiany trybu pracy przekształtników, co znacząco obniża możliwości wykorzystania tej sieci, ale również i aspekty regulacji w jej obrębie. Wziąć pod uwagę należy również wyższy poziom napięcia linii łączącej obszary pracy prostownikowej i falownikowej.

Sieć w topologii promieniowej nie wykazuje ograniczeń występujących w sieci szeregowej i daje szerokie możliwości konfiguracji oraz regulacji. Wykazuje ona jednak zbliżony poziom strat jednostkowych, ale największy poziom strat sumarycznych. Jest to efektem znacznego stopnia obciążenia linii łączącej obszary pracy prostownikowej i falownikowej. Dodatkowo, występujące spadki napięć sprawiają, że efektywna praca sieci może wymagać zwiększonej wartości napięcia całego układu.

Sieć pierścieniowa okazuje się być udoskonaleniem koncepcji sieci promieniowej, które zapewnia nie tylko ograniczenie strat przesyłowych w całym układzie, ale również mniejszą zmienność napięcia, co skutkuje zbliżonymi wartościami napięć wszystkich stacji. Topologia ta charakteryzuje się również szerokimi możliwościami konfiguracji i sterowania, większymi niż sieć promieniowa. Wskazuje to, że sieć o topologii pierścieniowej ma największy potencjał badawczy i może stanowić najlepsze rozwiązanie dla rozbudowanego układu łączącego różne systemy elektroenergetyczne, które niejednokrotnie mogą znajdować się w znacznych odległościach od siebie. Na podstawie powyższych obserwacji uznano, że to właśnie topologia pierścieniowa zapewni najszersze możliwości analiz symulacyjnych systemów elektroenergetycznych AC/DC i to właśnie ta struktura zostanie poddana analizie w dalszej części pracy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

5. MODEL DO BADAŃ SYMULACYJNYCH

5.1. Opis ogólny modelu

Opracowany model podzielić można na pięć części składowych – dwa systemy elektroenergetyczne AC, dwie morskie farmy wiatrowe oraz sieć DC łączącą te elementy. Struktura obu systemów elektroenergetycznych AC jest podobna, oba zamodelowano jako systemy 400 kV. W każdym z systemów występuje jeden węzeł wytwórczy modelujący elektrownię konwencjonalną, dwa węzły odbiorcze oraz węzeł przyłączeniowy stacji przekształtnikowej. W modelu pierwszego systemu w strukturze elektrowni konwencjonalnej znajdują się dwa bloki wytwórcze, zaś w drugim systemie cztery bloki wytwórcze. Sumaryczna moc węzła wytwórczego w obu systemach jest zbliżona. Moce odbiorów w systemie pierwszym są wyższe, niż w systemie drugim. Przekształtniki w obu systemach przyłączone są do węzłów AC za pośrednictwem transformatorów dwuuzwojeniowych. Schemat modelu oraz parametry zastosowanych urządzeń przedstawiono w załączniku A.

Modele farm wiatrowych opracowano w oparciu o gotowy model elektrowni wiatrowej wraz z transformatorem zaimplementowany w programie PowerFactory. W skład obu farm wiatrowych wchodzi po 80 elektrowni wiatrowych. Sumaryczna moc każdej z farm wiatrowych jest równa 400 MW. Moc z farm wiatrowych wyprowadzana jest do sieci DC poprzez przekształtniki o identycznych danych, jak w przypadku przekształtników w systemach AC.
Sieć napięcia stałego została zamodelowana jako czterowęzłowa sieć o napięciu znamionowym 300 kV. Sieć zamodelowana została w topologii równoległej pierścieniowej, z możliwością pracy w topologii równoległej promieniowej w przypadku wyłączenia jednej z linii. Model sieci DC został opracowany na podstawie rzeczywistych rozwiązań sieci MT-HVDC oraz łączy HVDC. Maksymalna moc, jaka może być przesyłana w sieci, jest równa 840 MW.

5.2. Założenia i uproszczenia

W toku opracowywania modelu przyjęto następujące założenia i uproszczenia:

- bloki wytwórcze elektrowni konwencjonalnych zamodelowano z wykorzystaniem modelu generatora synchronicznego odzwierciedlającego równoległe połączenie 2 identycznych generatorów synchronicznych w przypadku systemu lewostronnego i 4 generatorów w przypadku systemu prawostronnego,
- transformatory blokowe elektrowni konwencjonalnych zamodelowano z wykorzystaniem modelu transformatora dwuuzwojeniowego odzwierciedlającego równoległe połączenie identycznych transformatorów, których liczba odpowiada liczbie generatorów synchronicznych w danej elektrowni,
- w elektrowniach konwencjonalnych uwzględniono zapotrzebowanie mocy na potrzeby własne, zamodelowane z wykorzystaniem modelu odbioru o stałej wartości pobieranej mocy czynnej i biernej, przyłączone bezpośrednio do generatorów. Moc potrzeb własnych została przyjęta jako 15% sumarycznej mocy elektrowni,

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

- dla modeli odbiorów w węzłach systemów elektroenergetycznych przyjęto stały współczynnik mocy,
- linie przesyłowe 400 kV zamodelowano z wykorzystaniem schematu zastępczego typu π, uwzględniającego rezystancję, reaktancję oraz susceptancję linii,
- przekształtniki zamodelowano z wykorzystaniem bloku przekształtnika typu PWM z jednym biegunem DC i drugim uziemionym,
- transformatory przekształtników łączących systemy AC z siecią DC zamodelowano z wykorzystaniem bloku transformatora dwuuzwojeniowego sparametryzowanego na podstawie danych katalogowych i modeli przekształtników,
- transformatory przekształtników realizujących wyprowadzanie mocy z farm wiatrowych do sieci DC zamodelowano z wykorzystaniem bloku transformatora dwuuzwojeniowego sparametryzowanego na podstawie danych katalogowych i modeli fam wiatrowych oraz przekształtników,
- w modelach transformatorów uwzględniono przełączniki zaczepów,
- sieć napięcia stałego zamodelowano wykorzystując jeden typ kabla dla wszystkich linii,
- linie kablowe DC zamodelowano z wykorzystaniem schematu zastępczego uwzględniającego rezystancję, indukcyjność i pojemność,
- w modelu nie uwzględniono oddzielnego węzła bilansującego. Węzłami bilansującymi dla poszczególnych podobszarów sieci są węzły wytwórcze.

Do opracowania modelu wykorzystano informacje zawarte w [41-71].

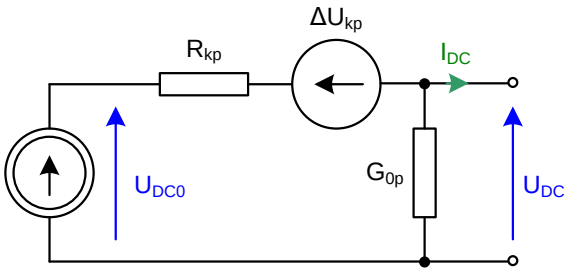
5.3. Model statyczny przekształtnika

5.3.1. Struktura bloku przekształtnika

Opracowanie modelu przekształtnika typu VSC wymagało największego nakładu pracy i było jednocześnie jednym z celów cząstkowych całości pracy. Docelowo model przekształtnika służyć miał zarówno na potrzeby analizy statycznej, jak i dynamicznej. Modele wszystkich przekształtników w układzie mają te same parametry.

Przekształtnik zamodelowany został z wykorzystaniem gotowego modelu przekształtnika PWM. W modelu dostępny jest jeden biegun, pozwalający na połączenie z innymi elementami, drugi zaś jest na stałe uziemiony. Przekształtnik został zamodelowany w topologii dwupoziomowej, z sinusoidalnym PWM. Strukturę bloku przekształtnika typu VSC przedstawiono na rysunku 5.1.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5.1. Struktura modelu przekształtnika VSC w PowerFactory (strona DC) [45]
I_{DC0} – źródło prądowe modelujące prąd wewnętrzny przekształtnika, R_{kp} – rezystancja modelująca straty przewodzenia, ΔU_{kp} – spadek napięcia przewodzenia, G_{0p} – rezystancja modelująca straty jałowe

Struktura modelu przekształtnika, przedstawiona na rysunku 5.3, jest adekwatna zarówno dla analiz statycznych, jak i dynamicznych. Wartości poszczególnych parametrów modelu są wyznaczane na podstawie definiowanych parametrów przekształtnika, przedstawionych poniżej:

- znamionowe napięcie strony AC przekształtnika,
- znamionowe napięcie strony DC przekształtnika,
- znamionowa moc przekształtnika,
- straty jałowe,
- współczynnik strat przełączania,
- współczynnik strat przewodzenia.

W modelu przekształtnika uwzględniono także parametry dławika szeregowego, poprzez podanie jego reaktancji zwarciowej i strat obciążeniowych, oraz kondensatora wyjściowego poprzez podanie jego pojemności.

Parametry modelu przekształtnika zostały dostosowane do parametrów systemów elektroenergetycznych AC i DC, według tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Parametry zamodelowanych systemów AC i DC

Parametr	**Jednostka**	**Wartość**
Napięcie znamionowe systemu AC	kV	400
Napięcie znamionowe systemu DC	kV	300
Moc znamionowa linii przesyłowych DC	MW	360

5.3.2. Parametry modelu przekształtnika

Na podstawie danych przedstawionych w tabeli 5.6 założono moc znamionową przekształtnika na poziomie 400 MVA, zaś wymaganą wartość napięcia zasilającego przekształtnik od strony AC wyznaczono według zależności (5.1).

$$U_{ACp} = k_0 \cdot m \cdot U_{DC} \tag{5.1}$$

gdzie U_{ACp} – napięcie zasilające przekształtnik, k_0 – współczynnik wynikający z rodzaju zastosowanej modulacji, m – współczynnik modulacji, U_{DC} – napięcie znamionowe sieci prądu stałego.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Przyjęto modulację sinusoidalną PWM o współczynniku modulacji równym m = 0,8, co jest wartością z zakresu typowo stosowanego dla przekształtników. Na tej podstawie wymagana wartość napięcia zasilającego przekształtnik (zgodnie z (5.2)) wyniosła

$$U_{ACp} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot 0{,}8 \cdot 300 = 147\ [kV] \tag{5.2}$$

Uzyskana wartość napięcia zasilającego przekształtnik uzyskana według zależności (5.2) stanowiła podstawę doboru transformatora przekształtnikowego, którego parametry przedstawiono w tabeli 5.2.

Tabela 5.2. Parametry modeli transformatorów przekształtnikowych

Transformator	S_{nT}	ϑ_n	**Grupa połączeń**	$\Delta u_{kr\%}$	$i_{0\%}$	ΔP_{Fe}	ΔP_{Cu}	**liczba jednostek**
-	MVA	kV/kV	-	%	%	kW	kW	jdn.
T4P1 / T4P2	440	400/145	Yy0	13,2	1,1	115	440	1
TFWA1 / TFWA2	440	145/33	YNd11	14,0	1,5	45	600	1

W modelu transformatora przekształtnikowego uwzględniono przełącznik zaczepów po stronie górnego napięcia. Przełącznik pracuje w zakresie +9 x1,5%/-10 x 1,5%.

Zgodnie ze strukturą bloku przekształtnika przedstawioną na rysunku 5.3 w dalszej kolejności należało wyznaczyć wartości współczynników określających straty występujące w przekształtniku. Parametry modelu wyznaczono na podstawie danych katalogowych tranzystora T1600GB45G [50], zawartych w załączniku C. Szczegółowy opis wyznaczenia tych parametrów zawarto w załączniku D.

Reaktancję komutacyjną w przypadku przekształtników łączących sieci AC i DC stanowi reaktancja transformatora przekształtnikowego, zaś w przypadku przekształtników wyprowadzających moc z farm wiatrowych do sieci DC wartość ta jest równa reaktancji transformatora farmy wiatrowej, który pełni jednocześnie rolę transformatora przekształtnikowego. Parametry modeli przekształtników zbiorczo przedstawiono w tabeli 5.3.

Tabela 5.3. Parametry modeli przekształtników

Parametr	**Jednostka**	**Wartość**
Napięcie znamionowe AC	kV	145
Napięcie znamionowe DC	kV	320
Moc znamionowa	MVA	400
Straty jałowe	kW	291,28
Współczynnik strat przełączania	kW/A	0,104
Współczynnik strat przewodzenia	Ω	0,091
Reaktancja zwarciowa dławika szeregowego	%	10
Straty obciążeniowe dławika szeregowego	kW	360
Pojemność kondensatora wyjściowego	μF	100

W modelach lądowych stacji przekształtnikowych uwzględniono bloki statycznych układów regulacji sterujące rozpływem mocy biernej między przekształtnikiem a systemem AC (analogiczne, jak w przypadku węzłów wytwórczych). Układ regulacji może pracować w jednym z trzech trybów:

- kontroli mocy biernej w wybranej gałęzi – w tym trybie przekształtnik jest wysterowany na generację lub pobór odpowiedniej wartości mocy biernej tak, aby wartość mocy biernej w wybranej gałęzi była równa wartości zadanej,

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

- kontroli współczynnika mocy w wybranej gałęzi – w tym trybie przekształtnik jest wysterowany na generację lub pobór odpowiedniej wartości mocy biernej tak, aby wartość mocy współczynnika mocy w wybranej gałęzi (na początku lub na końcu) była równa zadanemu współczynnikowi mocy.
- kontroli napięcia w wybranym węźle – w tym trybie przekształtnik jest wysterowany na generację lub pobór odpowiedniej wartości mocy biernej tak, aby wartość napięcia w wybranym węźle utrzymywała się na poziomie wartości zadanej.

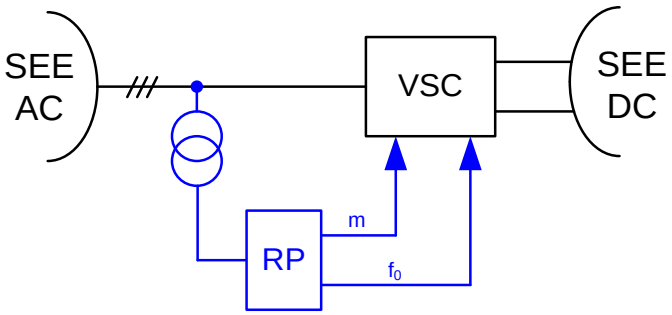
5.4. Modele dynamiczne przekształtnika

5.4.1. Model dynamiczny przekształtnika offshore

Model przekształtnika zaimplementowany w programie *PowerFactory*, przedstawiony na rysunku 5.3, jest wykorzystywany również w analizach dynamicznych. Jest to jednak model pozbawiony układów regulacji, w związku z czym był on niewystarczający do przeprowadzenia założonych badań. Jednym z cząstkowych celów pracy, a zarazem podjętym wyzwaniem, było opracowanie struktury układu regulacji współpracującego z dynamicznym modelem przekształtnika, ale i z modelami dynamicznymi pozostałych elementów układu. Struktura układu regulacji musiała być zarazem dostosowana do roli pełnionej przez przekształtnik w układzie.

Ostatecznie na potrzeby badań stanów dynamicznych modelu opracowano dwie struktury układu regulacji przekształtnika odmienne pod względem celu stawianego stacji przekształtnikowej, gdzie na każdą składają się cztery warianty modelu dynamicznego przekształtnika *onshore* i jeden model dynamiczny przekształtnika *offshore*.

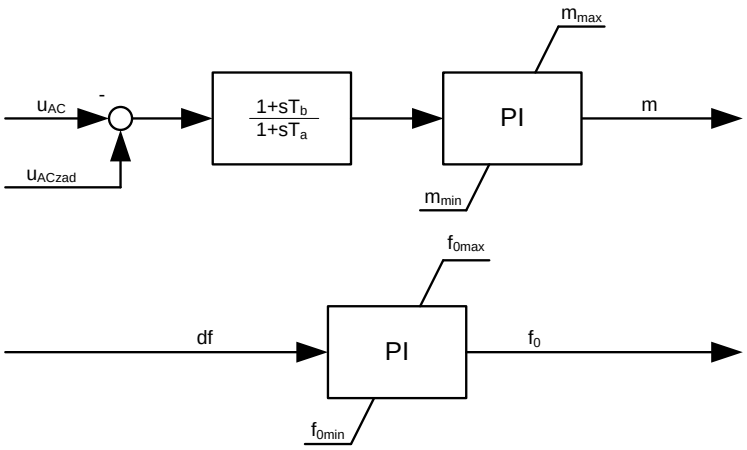
Struktura modelu dynamicznego przekształtnika *offshore* przedstawiona została na rysunku 5.2.



Rys. 5.2. Struktura modelu dynamicznego przekształtnika *offshore*
VSC – model dynamiczny przekształtnika, RP – regulator przekształtnika, SEE AC – system elektroenergetyczny napięcia przemiennego, SEE DC – system elektroenergetyczny napięcia stałego

Struktury modeli dynamicznych w programie PowerFactory mają strukturę tzw. ramek, które wiążą ze sobą poszczególne bloki funkcyjne poprzez przepływ sygnałów. Zasadniczym elementem modelu dynamicznego przekształtnika *offshore* jest blok regulatora przekształtnika, który steruje przekształtnikiem poprzez sygnały współczynnika modulacji *m* i częstotliwości *f*. Sygnałami wejściowymi regulatora jest mierzone napięcie strony AC przekształtnika, a jego struktura przedstawiona została na rysunku 5.3.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5.3. Struktura regulatora przekształtnika *offshore*

Wyjściowy sygnał współczynnika modulacji jest kształtowany przez regulator PI, sterowany uchybem mierzonego napięcia strony AC przekształtnika od wartości zadanej. Sygnał uchybu jest dodatkowo modulowany przez blok TGR (ang. *transient gain reduction*), którego zadaniem jest niwelacja zbyt gwałtownych zmian sygnału wejściowego regulatora PI i tym samym poprawa stabilności całego układu.

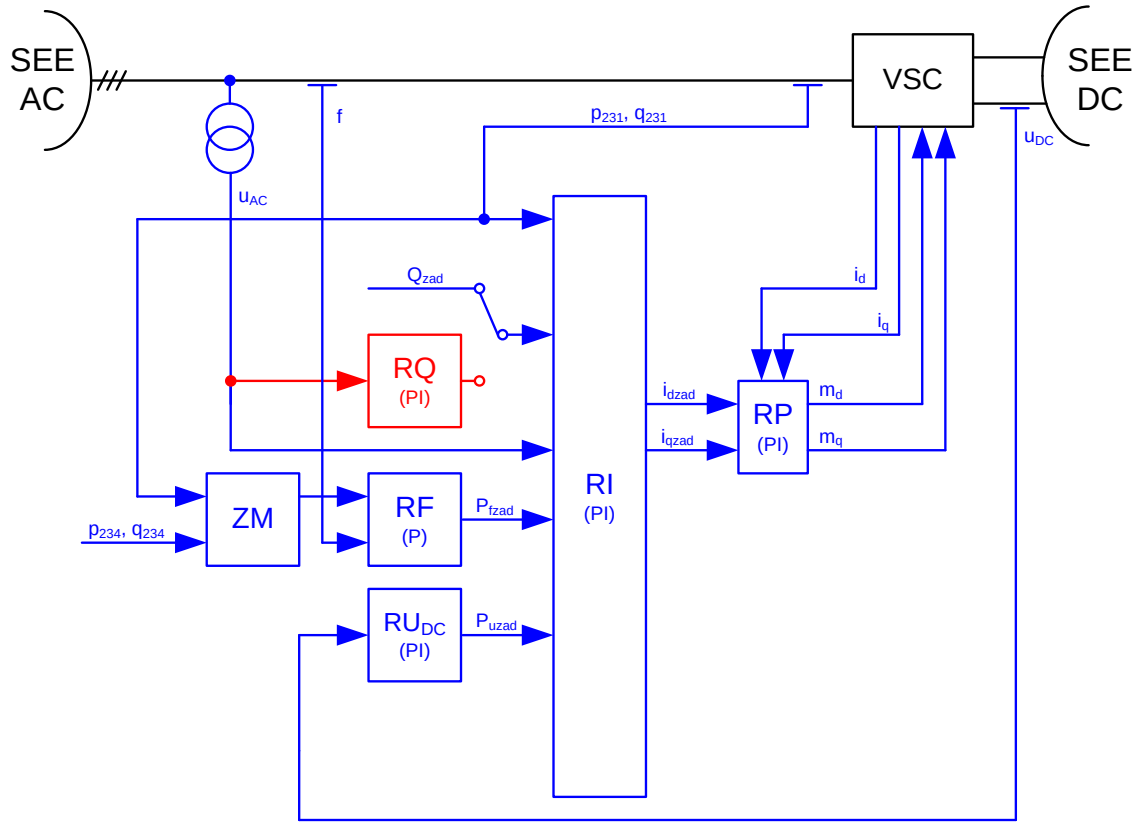
Sygnał częstotliwości jest również kształtowany przez regulator PI, sterowany zmianą częstotliwości po stronie AC przekształtnika. Z uwagi na fakt, iż częstotliwość w sieci farmy wiatrowej jest kontrolowana przez jej regulatory, ten tor sygnałowy regulatora w toku symulacji pozostawał niezmienny. Sygnały wejściowe uzyskiwane są na drodze pomiarów realizowanych przez funkcyjne bloki zaimplementowane w PowerFactory.

5.4.2. Model dynamiczny przekształtnika onshore w strukturze równoległej

W toku badań opracowano dwie ogólne struktury układu regulacji realizujące dwa tryby pracy przekształtnika. Pierwsza struktura umożliwiła pracę układu w trybie kontroli Q-U_{DC}. Oznacza to, iż zadaniem przekształtnika było utrzymywanie zadanego napięcia po stronie DC i stałej mocy biernej po stronie AC. Druga struktura realizowała pracę układu w trybie U_{AC}-U_{DC}. Zadaniem tego układu było utrzymywanie zadanego napięcia po stronie DC i AC przekształtnika, a więc zasadniczą różnicą był udział przekształtnika w procesach regulacji napięcia w systemie AC.

Dla każdej struktury ogólnej opracowano ponadto dwie konfiguracje – szeregową i równoległą – różnicą się układem połączeń pomiędzy blokami funkcyjnymi w torze regulacji mocy czynnej. Dodatkowo, dla konfiguracji szeregowych i równoległych opracowano również warianty z zaimplementowaną sztuczną inercją. Ogólną strukturę układu konfiguracji równoległej przedstawia rysunek 5.4.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5.4. Struktura modelu dynamicznego przekształtnika *onshore* w strukturze równoległej
W strukturze realizującej tryb pracy Q-U_{DC} nie występuje regulator RQ. W strukturze realizującej tryb pracy U_{AC}-U_{DC} regulator RQ kształtuje sygnał zadanej mocy biernej Q_{zad}

W skład całego modelu dynamicznego wchodzą następujące bloki funkcyjne:

- blok VSC – blok modelu przekształtnika, będący obiektem regulacji,
- blok RP – blok przekształtnika, kształtujący sygnały współczynnika modulacji m_d, m_q w układzie dq, sterujące pracą przekształtnika,
- blok RI – blok regulatora prądów w układzie dq, kształtujący sygnały zadanych wartości prądów i_{dzad} i i_{qzad} wprowadzane do bloku regulatora przekształtnika RP,
- blok RQ – blok regulatora mocy biernej wyznaczający sygnał zadanej mocy biernej przekształtnika wprowadzany do bloku regulatora prądów RI,
- blok RU_{DC} – blok regulatora napięcia DC wyznaczający sygnał składowej zadanej mocy czynnej przekształtnika od napięcia strony DC, wprowadzany do bloku regulatora prądów RI,
- blok RF – blok regulatora częstotliwości wyznaczający sygnał składowej zadanej mocy czynnej przekształtnika od częstotliwości napięcia strony AC, wprowadzany do bloku regulatora prądów RI,
- blok ZM – blok wyznaczający sygnał wzmocnienia odchyłki częstotliwości w zależności od obciążenia przekształtników wprowadzany do bloku regulatora częstotliwości RF. Sygnałami wejściowymi bloku są moce czynne i bierne przekształtników *onshore* (*p231, q231, p234, q234*),

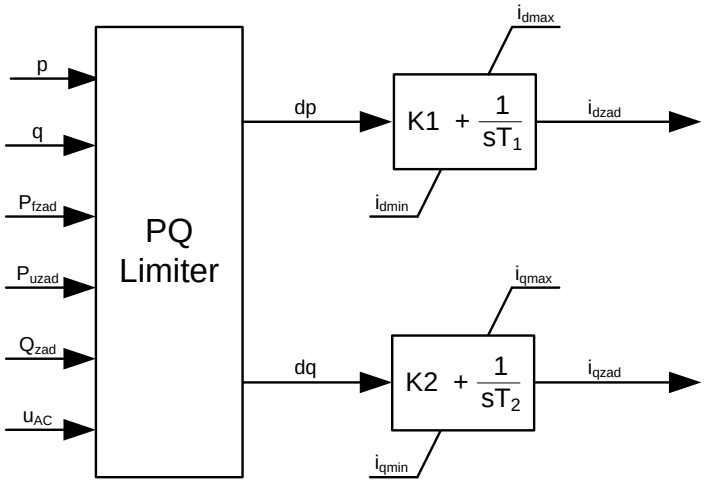
Zmiana trybu pracy przekształtnika z kontroli mocy biernej Q-U_{DC} na kontrolę napięcia U_{AC}-U_{DC} polega w istocie na wprowadzeniu do układu regulacji bloku regulatora mocy biernej

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

RQ. W przypadku kontroli mocy biernej przekształtnika sygnał jej wartości zadanej jest bezpośrednio zadawany do regulatora prądu RI. W przypadku pracy w trybie kontroli napięcia AC sygnał zadanej mocy biernej jest kształtowany przez regulator mocy biernej RQ bazujący na sygnale uchybu napięcia strony AC przekształtnika.

Przekształtnik *onshore*, w odróżnieniu od przekształtnika *offshore*, sterowany jest sygnałami współczynnika modulacji osiach dq m_d i m_q. Sygnały te są kształtowane przez blok regulatora przekształtnika RP, który wyznacza ich wartość na podstawie porównania aktualnych wartości prądów i_d i i_q z ich wartościami zadanymi. Jest to regulator typu PI.

Sygnały zadane prądów i_{dzad} i i_{qzad} są kształtowane przez regulator prąd RI, stanowiący w istocie główny element całości układu regulacji. Sposób sterowania w układzie dq wiąże moc czynną przekształtnika z prądem w osi d, zaś jego moc bierną z prądem w osi q. Umożliwia to zatem proste i niezależne sterowanie poziomem obu mocy przekształtnika poprzez zmianę zadanych wartości sygnałów i_{dzad} i i_{qzad}. Strukturę bloku regulatora RI przekształtnika przedstawia rysunek 5.5.



Rys. 5.5. Struktura regulatora prądu RI przekształtnika *onshore* pracującego w trybie kontroli Q-U_{DC}

Działanie regulatora RI jest oparte o algorytm regulacji PI. Znajdują się w nim dwa niezależne tory regulacji odpowiadające za moc czynną i bierną. Sygnał wyjściowy i_{dzad} kształtuje regulator PI sterowany poprzez różnicę trzech sygnałów – aktualnej mocy czynnej przekształtnika p, zadanej mocy czynnej przekształtnika zależnej od napięcia DC P_{uzad} oraz składowej zadanej mocy czynnej przekształtnika zależnej od częstotliwości P_{fzad}, Sygnał wyjściowy i_{qzad} natomiast jest kształtowany na podstawie różnicy aktualnej i zadanej mocy biernej przekształtnika, odpowiednio q i Q_{zad}.

W regulatorze RI w strukturze realizującej tryb pracy U_{AC}-U_{DC} zaimplementowany został również autorsko opracowany blok *PQ Limiter*, który odpowiada za prawidłowe sterowanie regulacją przekształtnika w zależności od tego, czy w systemie wystąpiło typowe zakłócenie objawiające się obniżeniem napięcia strony AC, czy też doszło do zwarcia.

Detekcja zwarcia odbywa się na podstawie uchybu mierzonego napięcia od wartości zadanej. Jeżeli znak uchybu jest dodatni, co oznacza obniżenie się napięcia w sieci, blok oczekuje przez ustawiony czas zwłoki, podczas którego wciąż monitoruje napięcie. Jeśli jego

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

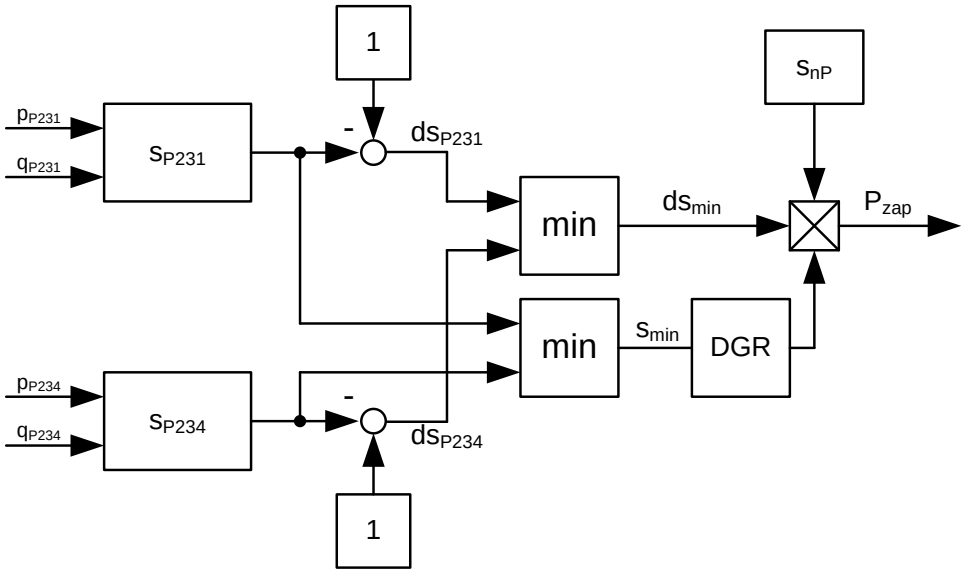
wartość obniży się gwałtownie, będzie to oznaczało wystąpienie zwarcia. W takiej sytuacji sygnał składowej zadanej mocy czynnej przekształtnika zależnej od częstotliwości będzie ograniczany przez zadany czas zwłoki, a wzrośnie wartość zadanej mocy biernej, aby podnieść napięcie w sieci AC, nie powodując przeciążenia przekształtnika. Jednocześnie regulator RI będzie utrzymywał zadane napięcie w sieci DC na podstawie sygnału składowej napięciowej zadanej mocy czynnej. Po upływie nastawionego czasu zwłoki od chwili ustąpienia zwarcia (wykrywanego na podstawie wzrostu napięcia w sieci AC) nastąpi załączenie regulacji częstotliwości w sieci AC. Zmieniając nastawiony czas zwłoki można zatem zdecydować czy i w jakim stopniu przekształtnik ma uczestniczyć w stabilizacji częstotliwości w systemie AC po ustąpieniu zwarcia.

W przypadku, gdy uchyb napięcia w sieci AC nie przekroczy wartości granicznej, przekształtnik utrzyma załączone oba tory regulacji, uczestnicząc zarówno w regulacji częstotliwości, jak i napięcia w systemie AC. Szczegółowy opis bloku *PQ Limiter* zawarto w załączniku E.

Sygnał składowej zadanej mocy czynnej zależnej od częstotliwości kształtowany jest przez regulator częstotliwości RF, natomiast sygnał składowej zadanej mocy czynnej zależnej od napięcia DC kształtowany jest przez regulator napięcia RU_{DC}.

Sygnał wyjściowy składowej związanej z napięciem DC kształtowany jest poprzez regulator PI, który jest sterowany uchybem mierzonego napięcia strony DC przekształtnika u_{DC} od wartości zadanej. Znak sygnału jest odwracany, co zapewnia prawidłową pracę układu, którego zadaniem jest zwiększenie wyprowadzania mocy czynnej z sieci DC przy wzroście napięcia i jego ograniczanie przy obniżaniu się napięcia sieci.

Zadaniem bloku regulatora częstotliwości RF jest kształtowanie sygnału składowej zadanej mocy czynnej związanej z częstotliwością wykorzystaniem regulatora P, który sterowany jest uchybem częstotliwości. Uchyb ten jest następnie mnożony przez sygnał wzmacniający, uzależniony od stopnia obciążenia obu przekształtników sprzęgających systemy AC i DC, kształtowany przez blok zapasu mocy ZM, którego strukturę przedstawia rysunek 5.6.



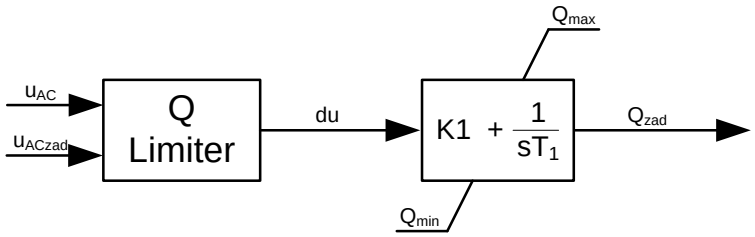
Rys. 5.6. Struktura bloku wyznaczania zapasu mocy ZM

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Działanie bloku ZM opiera się o pomiar mocy czynnej i biernej obu przekształtników sprzęgających systemy AC i DC. Sygnały wielkości trafiają na bloki opóźniające tak, aby zapewnić stabilność pracy układu. Na ich podstawie, korzystając z zależności trójkąta mocy, wyznaczany jest zapas mocy, jaki posiada każdy z przekształtników. Spośród uzyskanych wartości wybierana jest mniejsza, stanowiąca wzmocnienie dla odchyłki częstotliwości w regulatorze częstotliwości RF. Wybór mniejszego dostępnego zapasu mocy eliminuje ryzyko przeciążenia przekształtnika obciążonego w większym stopniu.

W przypadku pracy przekształtnika z niewielkim obciążeniem, sygnał wzmacniający osiągał bardzo duże wartości, co skutkowało utratą stabilności układu. W celu eliminacji tego efektu sygnał ten jest ograniczany mnożeniem przez sygnał ograniczający, kształtowany poprzez opracowany blok *DGR_parallel* (ang. *dynamic gain reduction – paralel*), który wiąże ten współczynnik ze stopniem obciążenia przekształtnika. Szczegółowe omówienie bloku *DGR_parallel* zawarto w załączniku F.

Ogólna zasada działania regulatora mocy biernej RQ jest analogiczna w stosunku do wcześniej omówionego bloku regulatora napięcia DC RU_{DC}. Sygnał zadanej mocy biernej jest kształtowany przez regulator PI na podstawie uchybu napięcia w sieci AC. Struktura regulatora mocy biernej RQ przedstawiona została na rysunku 5.7.



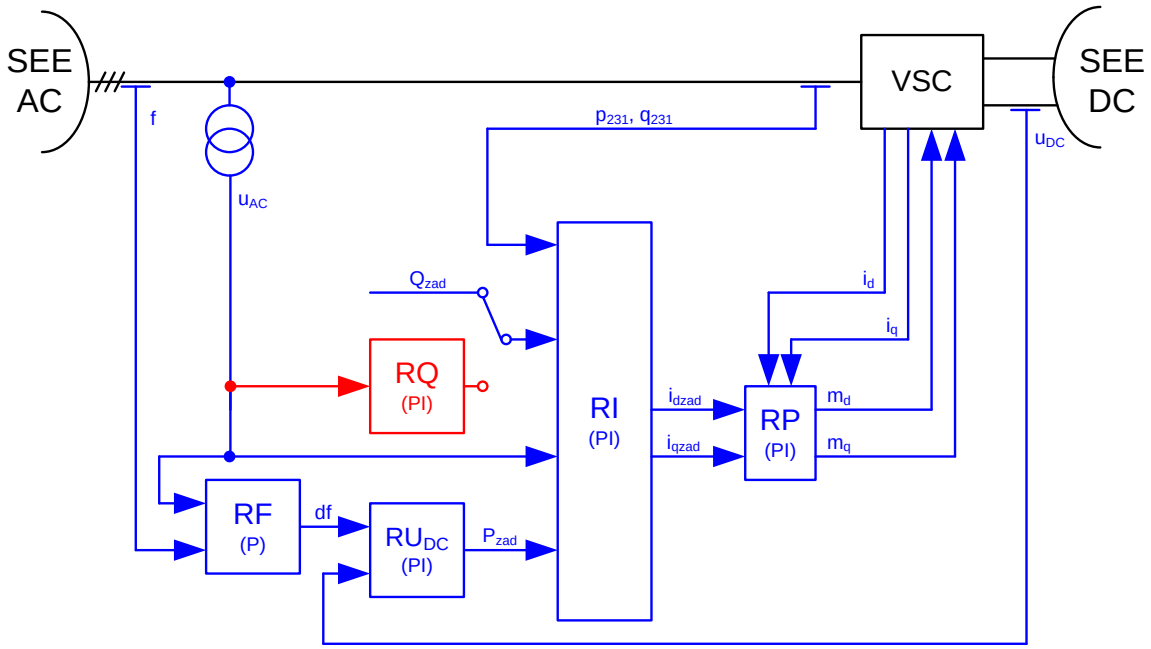
Rys. 5.7. Struktura bloku wyznaczania zapasu mocy ZM

Zapewnienie poprawności pracy regulatora RQ w sytuacji wystąpienia zwarcia wymagało dokonania modyfikacji w postaci wprowadzenia dodatkowego bloku *Q Limiter*, którego zasada działania jest analogiczna w stosunku do bloku *PQ Limiter* stosowanego w przypadku trybu kontroli Q-U_{DC}. Szczegółowy opis pracy bloku *Q Limiter* zawarto w załączniku E.

5.4.3. Model dynamiczny przekształtnika onshore w strukturze szeregowej

Drugą opracowaną strukturą jest model dynamiczny przekształtnika *onshore* w strukturze szeregowej. Prezentowana struktura również jest adekwatna zarówno dla przekształtnika pracującego w trybie kontroli Q-U_{DC}, jak i U_{AC}-U_{DC}. Strukturę układu przedstawia rysunek 5.8.

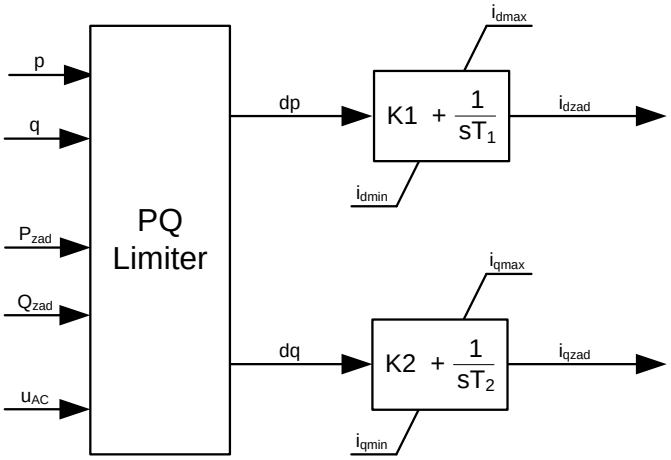
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5.8. Model dynamiczny przekształtnika *onshore* w strukturze szeregowej

Omawiana struktura jest analogiczna do struktury równoległej, z różnicą w postaci braku oddzielnego sygnału składowej zadanej mocy czynnej przekształtnika zależnej od częstotliwości wprowadzanego regulatora prądu RI. W prezentowanym rozwiązaniu sygnał ten trafia do bloku regulatora napięcia DC RU_{DC}, ponownie odpowiadającego za wyznaczenie zadanej wartości napięcia w sieci DC. Wewnątrz tego bloku składowa częstotliwościowa jest szeregowo sumowana ze składową napięciową i wprowadzana do regulatora RI jako jeden sygnał. Z uwagi na liczne podobieństwa do poprzednio przedstawianej struktury modelu dynamicznego, w dalszej części omówione zostaną tylko bloki, które wykazują różnice.

Za kształtowanie sygnałów i_{dzad} i i_{qzad} ponownie odpowiada blok regulatora prądu RI. Z uwagi na odmienną strukturę ogólną modelu dynamicznego, zmianie uległa również struktura wspomnianego bloku, która jest przedstawiona na rysunku 5.9.



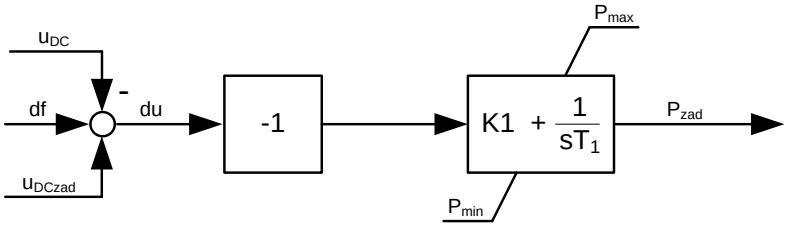
Rys. 5.9. Schemat bloku *PQ Control* w strukturze szeregowej modelu dynamicznego przekształtnika *onshore*

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Zasadniczą różnicą w stosunku do modelu równoległego jest fakt występowania tylko jednego sygnału zadanej wartości mocy czynnej. W strukturze bloku również zastosowano dodatkowy element funkcyjny w postaci bloku *PQ Limiter*, wykorzystywany do identyfikacji zwarcia w systemie. Blok ten bazuje na opisanych wcześniej elementach, zachowując ogólną zasadę działania. Wykazuje jednak pewne różnice wynikające z odmienności przepływu sygnałów w strukturze równoległej. Szerszy opis bloku zawarto w załączniku E.

Ogólna koncepcja bloku pozostała niezmieniona. W dalszym ciągu sygnały wyjściowe kształtowane są na podstawie uchybu mocy czynnej i biernej przekształtnika, a wynikowe wartości prądów w układzie d-q przekształtnika są kształtowane przez regulatory PI.

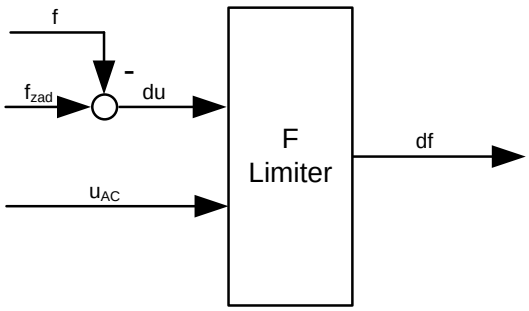
Sygnał zadanej mocy czynnej generowany jest w bloku *Udc Reference*, którego strukturę ilustruje rysunek 5.10.



Rys. 5.10. Schemat bloku *Udc Reference* w strukturze szeregowej modelu dynamicznego przekształtnika *onshore*

Działanie bloku opiera się o blok sygnałowy z regulatorem PI, który kształtuje sygnał zadanej mocy czynnej P_{zad} na podstawie uchybu napięcia strony DC przekształtnika, do której dodawany jest sygnał uchybu częstotliwości pochodzący z regulatora częstotliwości RF. Znak sygnału wyjściowego z węzła sumacyjnego jest odwracany, co zapewnia poprawne działanie układu.

Sygnał składowej zadanej mocy czynnej zależnej od częstotliwości *df* jest generowany przez blok regulatora częstotliwości RF, o strukturze przedstawionej na rysunku 5.11.



Rys. 5.11. Schemat bloku regulatora częstotliwości RF w strukturze szeregowej modelu dynamicznego przekształtnika *onshore*

Ogólna zasada działania omawianego bloku jest identyczna, jak w przypadku bloku funkcyjnego obecnego w strukturze równoległej. Zasadniczą różnicą strukturalną jest umiejscowienie tutaj bloku funkcyjnego *F Limiter*, którego zadaniem jest dostosowanie nastawy bloku w zależności od tego, czy występujące w systemie zakłócenie jest zwarciem.

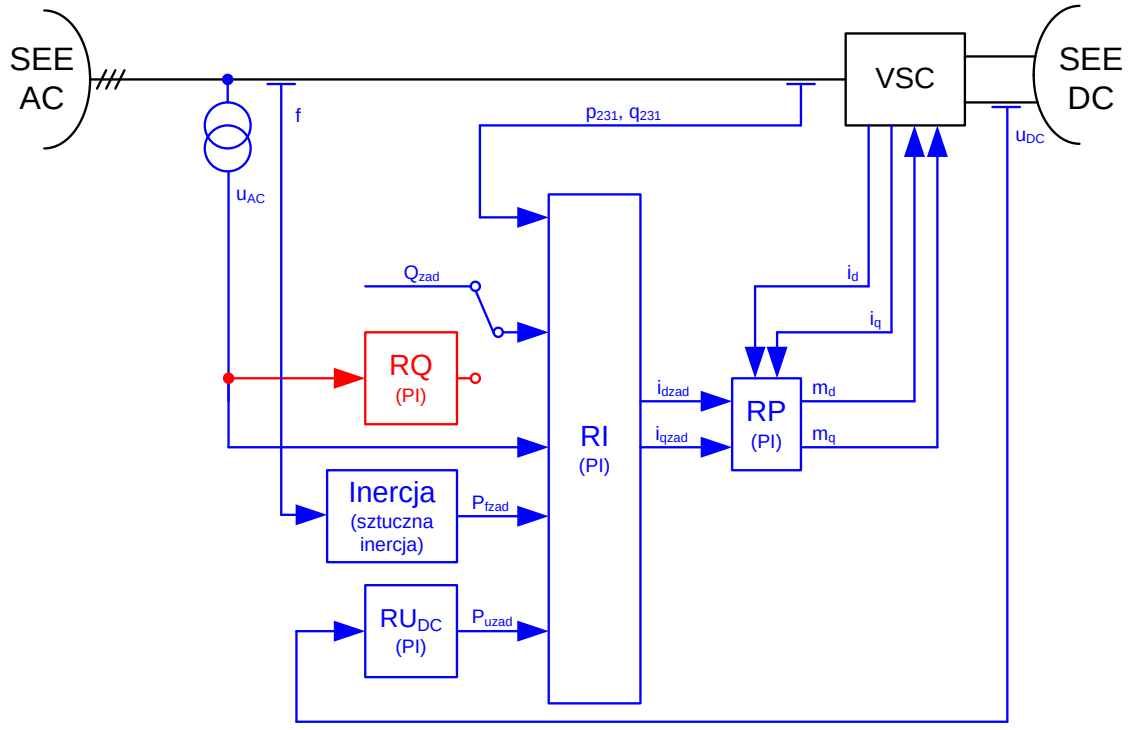
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Blok *F Limiter*, analogicznie do omawianego wcześniej bloku *PQ Limiter*, bazuje na detekcji zwarcia w oparciu o pomiar napięcia strony AC przekształtnika i odpowiednio skonfigurowane zwłoki czasowe. Szersze omówienie tego bloku zawarto w załączniku E.

W szeregowym modelu dynamicznym nie zastosowano natomiast bloku automatycznie dopasowującego wzmocnienie sygnału odchyłki częstotliwości do dostępnego zapasu mocy przekształtnika. Wynika to z faktu, iż zastosowanie takiego rozwiązania znacznie wydłużało czas regulacji i powodowało pogorszenie stabilności całości układu. Wprowadzono natomiast parametr *droop_factor*, który pozwala ustalić wzmocnienie tego sygnału na stałym poziomie.

5.4.4. Model dynamiczny przekształtnika onshore ze sztuczną inercją w strukturze równoległej

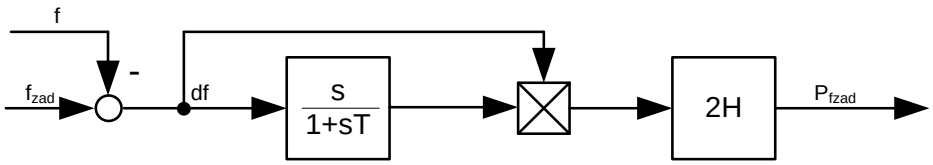
Trzecia opracowana struktura modelu dynamicznego jest modyfikacją modelu równoległego, w którym zastosowano blok sztucznej inercji. Strukturę modelu przedstawia rysunek 5.12.



Rys. 5.12. Schemat modelu dynamicznego przekształtnika *onshore* w strukturze równoległej ze sztuczną inercją

Ogólna struktura modelu jest identyczna w stosunku do omawianej w punkcie 5.4.2. Różnicę stanowi zastąpienie bloku regulatora częstotliwości RF przez blok inercji, który przedstawiony jest na rysunku 5.13.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

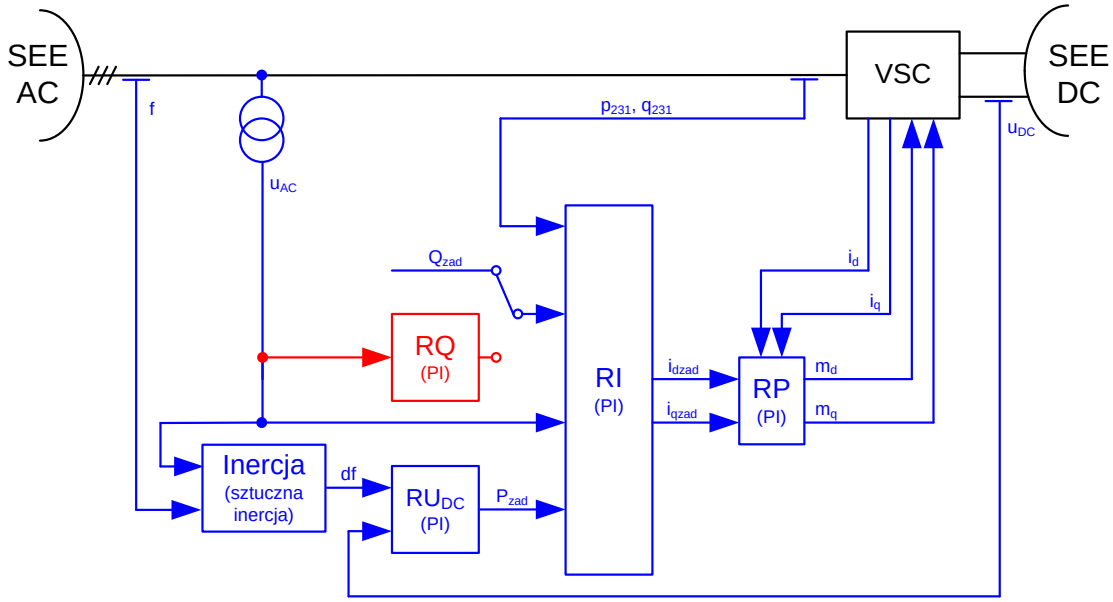


Rys. 5.13. Schemat bloku sztucznej inercji przekształtnika *onshore* w strukturze równoległej ze sztuczną inercją

Zadaniem bloku jest kształtowanie sygnału składowej częstotliwościowej zadanej mocy czynnej przekształtnika P_{fzad}. W odróżnieniu od bloku regulatora częstotliwości RF dokonuje on tego na zasadzie tzw. sztucznej inercji. W torze regulacji zastosowano człon różniczkujący sygnał odchyłki częstotliwości, który następnie jest wzmacniany z wykorzystaniem tzw. współczynnika inercji. Sygnał przekazywany jest następnie do bloku regulatora prądu RI o niezmienionej strukturze, w którym sumowany jest ze składową zadanej mocy czynnej zależną od napięcia DC, generowaną przez blok regulatora napięcia DC RU_{DC}.

5.4.5. Model dynamiczny przekształtnika onshore z inercją w strukturze szeregowej

Ostatnią opracowaną strukturą jest model dynamiczny przekształtnika *onshore* w konfiguracji szeregowej z zaimplementowanym blokiem sztucznej inercji. Struktura modelu przedstawiona jest na rysunku 5.14.

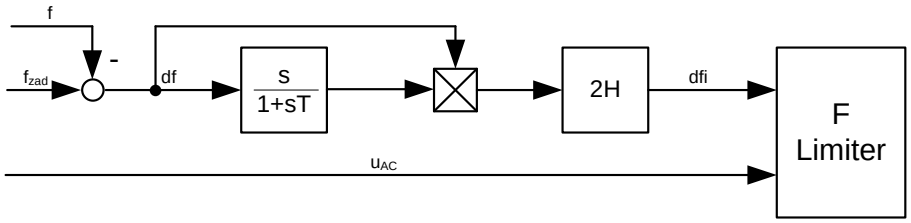


Rys. 5.14. Model dynamiczny przekształtnika *onshore* w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją

Ponownie, jedyną modyfikacją w stosunku do modelu omawianego w punkcie 5.4.3 jest zastąpienie bloku regulatora częstotliwości RF przez blok sztucznej inercji. Sygnał składowej zadanej mocy czynnej zależnej od częstotliwości jest wprowadzany do bloku regulatora napięcia DC, gdzie następuje jego sumowanie z uchybem napięcia strony DC przekształtnika. Sygnał wypadkowy jest następnie przekazywany do bloku regulatora prądu RI, którego struktura nie uległa modyfikacjom.

Blok sztucznej inercji przedstawiony został na rysunku 5.15.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5.15. Schemat bloku sztucznej inercji przekształtnika *onshore* w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją

Ogólna zasada działania bloku pozostała niezmieniona w stosunku do uprzednio omawianego bloku sztucznej inercji. Różnicą jest implementacja bloku *F Limiter*, którego zadaniem ponownie jest dostosowanie nastaw bloku do sytuacji typowego zakłócenia, bądź zwarcia. Szczegółowa struktura bloku i jego zasada działania odpowiadają rozwiązaniu przedstawionemu w punkcie 5.4.3 i w załączniku E.

5.5. Skrypty sterujące analizami statycznymi modelu

5.5.1. Analiza statyczna pracy modelu przy stałych mocach P i Q przekształtnika

Program PowerFactory umożliwia użytkownikowi utworzenie skryptów, które pozwalają na automatyzację wszelkich przeprowadzanych analiz i kontrolę wielu parametrów jednocześnie. Mają one charakter programów, dla których należy opracować odpowiedni kod realizujący instrukcje przekazane przez użytkownika. W toku opracowywania skryptów posługiwano się językiem *DPL* (ang. *DIgSILENT Programming Language*), dedykowanym oprogramowaniu PowerFactory.

Zadaniem skryptu jest przeprowadzenie analizy statycznej pracy modelu, w którym moce P i Q przekształtnika są stałe przez cały czas trwania symulacji. Skrypt rozpoczyna się od ustalenia zmiennych lokalnych, a następnie przechodzi do identyfikacji wszystkich elementów modelu, co stanowi sprawdzenie poprawności jego struktury. W dalszej kolejności następuje ustalenie początkowych wartości wybranych parametrów elementów modelu, dokonywana na podstawie zmiennych lokalnych i globalnych. Są to m.in. nastawy statycznych układów regulacji, początkowe położenia przełączników zaczepów transformatora, itp.

W kolejnym kroku skrypt przechodzi do przeprowadzenia pierwszego rozpływu, który w istocie jest rozpływem inicjującym. Jego celem jest wstępna kontrola i ustalenie pozostałych parametrów, które muszą zostać wyznaczone na podstawie wyników symulacji. Na tym etapie skrypt dokonuje rozdziału mocy w sieci DC na podstawie generacji zachodzącej w farmach wiatrowych. Jeśli farmy wiatrowe nie pracują, ta część skryptu jest pomijana. Domyślnie program sprawdza stosunek mocy czynnej wyprowadzanej z sieci DC przez obie stacje przekształtnikowe i dąży do ich wyrównania zmieniając napięcia DC stacji przekształtnikowych w taki sposób, aby rozbieżność nie wynosiła więcej niż 1%. Rozdział mocy pomiędzy przekształtniki może być zdefiniowany przez użytkownika.

Po ustaleniu pożądanego rozdziału mocy czynnej w sieci DC skrypt dokonuje kontroli dopuszczalnych wartości napięcia w sieci i prądów przekształtników. W przypadku stwierdzenia przekroczenia znamionowej wartości prądu co najmniej jednego przekształtnika skrypt podnosi

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

napięcie w sieci DC. W przypadku osiągnięcia maksymalnej dopuszczalnej wartości napięcia i dalszym przekroczeniu prądu przekształtnika następuje ograniczenie mocy generowanej przez farmy wiatrowe do czasu usunięcia przekroczenia. W dalszym etapie dostosowywane są napięcia w sieci AC farm wiatrowych poprzez zmianę aktywnych zaczepów transformatorów (jeżeli występują przekroczenia). Wszystkie powyżej wymienione etapy są wspólne dla każdego z wykorzystywanych skryptów.

Następnie skrypt przechodzi do wykonania właściwej analizy statycznej pracy modelu. Analiza przeprowadzana jest w sposób iteracyjny, gdzie w każdej iteracji następuje zwiększenie mocy odbiorów, według zależności (5.3)

$$\begin{cases} P_{O(h)} = P_{O(h-1)} + k_i \cdot P_{O(h-1)} \\ Q_{O(h)} = P_{O(h)} \cdot tg\varphi_O \end{cases} \tag{5.3}$$

gdzie:

$P_{O(h)}$ – moc czynna odbioru w aktualnej iteracji,

$P_{O(h-1)}$ – moc czynna odbioru w aktualnej iteracji,

k_i – współczynnik zwiększenia mocy odbioru,

$Q_{O(h)}$ – moc bierna odbioru w aktualnej iteracji,

$tg\varphi_O$ – współczynnik mocy odbioru (stały przez cały czas trwania symulacji).

W przypadku, gdy stopień obciążenia generatora jest zbyt wysoki, obciążenie w systemie pozostaje niezmienione.

Po ustaleniu mocy odbiorów skrypt dokonuje sprawdzenia, czy w aktualnym punkcie pracy systemu punkt pracy przekształtnika mieści się w obszarze dopuszczalnej jego pracy. W pierwszej kolejności sprawdzany jest prąd przekształtnika po stronie AC. Jeśli przekroczona jest jego wartość znamionowa, wartość mocy biernej zostaje iteracyjnie obniżona według zależności (5.4)

$$Q_{P(i)} = Q_{P(i-1)} - 0{,}01 \cdot Q_{P(i-1)} \tag{5.4}$$

gdzie:

$Q_{P(i)}$ – moc bierna przekształtnika w aktualnej iteracji,

$Q_{P(i-1)}$ – moc bierna przekształtnika w poprzedniej iteracji.

Po obniżeniu mocy biernej do poziomu odpowiadającego wartości prądu mieszczącej się w zakresie dopuszczalnym długotrwale skrypt dokonuje sprawdzenia wartości współczynnika modulacji, z jakim pracuje przekształtnik. Jeśli jego wartość jest wyższa niż nastawione ograniczenie, program zwiększa wartość napięcia w sieci DC. Jeżeli jest to niemożliwe, wówczas moc bierna przekształtnika jest dalej obniżana według zależności (5.4), do momentu uzyskania punktu pracy przekształtnika przy współczynniku modulacji niższym od ograniczenia.

W kolejnym etapie program dokonuje weryfikacji współczynnika mocy $tg\varphi$, z jakim pracuje generator synchroniczny w bloku wytwórczym. Jeśli jest on niższy od wartości nastawionej, następuje ograniczenie generacji mocy biernej (lub intensyfikacja jest poboru)

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

przez przekształtnik do odpowiedniego poziomu. Zmiana mocy biernej przekształtnika ponownie odbywa się według zależności (5.4).

Po osiągnięciu punktu pracy ustalonej skrypt sprawdza występowanie przekroczeń napięciowych w węzłach systemu. Dokonuje tego identyfikując węzeł o najniższym i najwyższym poziomie napięcia i sprawdzając, czy wartość napięcia nie przekracza minimalnej lub maksymalnej dopuszczalnej długotrwale. W przypadku stwierdzenia przekroczenia statyczny regulator węzła wytwórczego dokonuje zmiany nastaw napięcia na szynach elektrowni, w zależności od tego, czy przekroczenie dotyczy wartości minimalnej, czy maksymalnej dopuszczalnej długotrwale, według zależności odpowiednio (5.5) lub (5.6)

$$u_{zadi} = u_{zad(i-1)} + (0{,}95 - u_{mini}) \tag{5.5}$$

$$u_{zadi} = u_{zad(i-1)} + (u_{maxi} - 1{,}10) \tag{5.6}$$

gdzie:

u_{zadi} – zadane napięcie węzła wytwórczego w aktualnej iteracji,

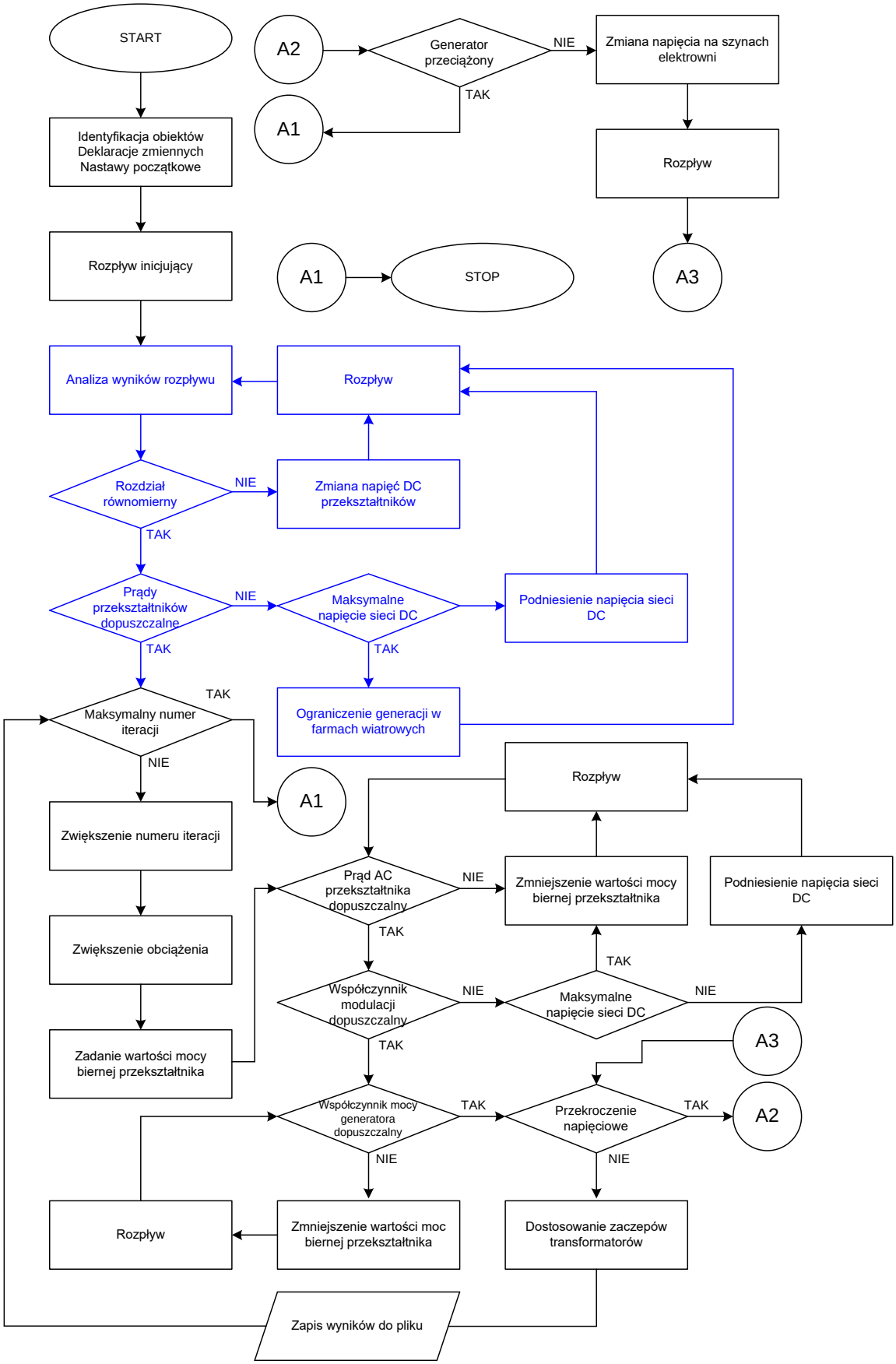
$u_{zad(i-1)}$ – zadane napięcie węzła wytwórczego w poprzedniej iteracji,

u_{mini} – minimalne napięcie w systemie w aktualnej iteracji,

u_{maxi} – maksymalne napięcie w systemie w aktualnej iteracji.

Uzależnienie zmiany nastawy od odchyłki napięcia względem odpowiednio minimalnej lub maksymalnej dopuszczalnej długotrwale podnosi efektywność, szybkość i dokładność regulacji. W końcowym etapie skrypt sprawdza poziom napięcia na szynach generatora. Jeśli jest on zbyt wysoki, lub zbyt niski, wówczas następuje zmiana aktywnego zaczepu transformatora blokowego. Schemat blokowy skryptu przedstawiono na rysunku 5.16. W celu zachowania czytelności schematu wyszczególniono na nim tylko najistotniejsze etapy. Kolorem niebieskim zaznaczono część wspólną wszystkich skryptów, która dalej oznaczana będzie pojedynczym blokiem określonym mianem *Ustalenie pracy sieci DC*. Pełny kod skryptu zawarto w załączniku G.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5.16. Schemat blokowy skryptu analizy statycznej modelu przy zadanych mocach *P* i *Q* przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

5.5.2. Analiza statyczna pracy modelu przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie zadanego współczynnika tgφ węzła wytwórczego

Przeznaczeniem skryptu jest przeprowadzenie i kontrola analizy statycznej modelu, podczas której zadaniem przekształtnika jest regulacja mocy biernej w systemie w taki sposób, aby utrzymywać zadany współczynnik tgφ węzła wytwórczego. Skrypt stanowi modyfikację programu przedstawionego w punkcie poprzednim. Początkowe etapy wykonywania skryptu sprowadzają się do ustalenia pracy sieci DC i przebiegają w sposób niezmieniony w stosunku do skryptu przedstawionego uprzednio.

Po ich przeprowadzeniu program przechodzi do symulacji zasadniczej, która ponownie ma charakter iteracyjny. Każda kolejna iteracja rozpoczyna się od zwiększenia obciążenia w systemie (o ile pozwala na to stopień obciążenia bloku generatora) według zależności (5.3) i ustalenia punktu pracy przekształtnika. W odróżnieniu od poprzedniego skryptu, tym razem układ nadrzędnego sterowania przekształtnika pracuje przy zadanej wartości współczynnika tgφ w wybranym punkcie sieci AC. Program *PowerFactory* pozwala na utrzymywanie zadanej wartości współczynnika tgφ w obiektach typu *cubicle*, będących częścią węzłów i stanowiących de facto przyłącza poszczególnych elementów modelu do danego węzła. W celu spełnienia założenia analizy, jakim jest utrzymywanie przez przekształtnika zadanej wartości współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego, wybrano przyłącza linii L4101 w węźle AC410 dla systemu lewostronnego i przyłącza L4201 w węźle AC420 dla systemu prawostronnego.

Zadanie wartości współczynnika tgφ wymusza na przekształtniku wymianę mocy biernej z systemem AC w taki sposób, aby w wybranym przyłączu mierzona wartość tego współczynnika była stała. Po ustaleniu mocy biernej przekształtnika skrypt dokonuje sprawdzenia, czy osiągnięty punkt pracy przekształtnika mieści się w jego dopuszczalnym obszarze pracy. W pierwszej kolejności następuje sprawdzenie, czy nie została przekroczona wartość prądu strony AC przekształtnika. Jeśli skrypt stwierdzi przekroczenie, wówczas skrypt dokona ograniczenia mocy biernej przekształtnika w sposób iteracyjny według zależności (5.7) lub (5.8)

$$tg\varphi_{zadi} = tg\varphi_{zad(i-1)} + 0{,}01 \tag{5.7}$$

$$tg\varphi_{zadi} = tg\varphi_{zad(i-1)} - 0{,}01 \tag{5.8}$$

gdzie:

tgφ_{zadi} – skorygowana wartość zadana współczynnika

tgφ (w aktualnej iteracji),

tg$\varphi_{zad(i-1)}$ –wartość zadana współczynnika tgφ przez korektą (w poprzedniej iteracji)

Wybór zależności korygującej wartość współczynnika tgφ jest determinowany przez znak mocy biernej przekształtnika. Jeżeli moc bierna przekształtnika jest dodatnia, oznacza to jej generację, a więc tym samym ograniczenie generacji mocy biernej w węźle wytwórczym. Korekta polega więc na podniesieniu wartości zadanej współczynnika tgφ, co spowoduje

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

zwiększenie generacji mocy biernej w węźle wytwórczym i tym samym jej ograniczenie w stacji przekształtnikowej. W takim wypadku korekta odbywa się według zależności (5.**7**).

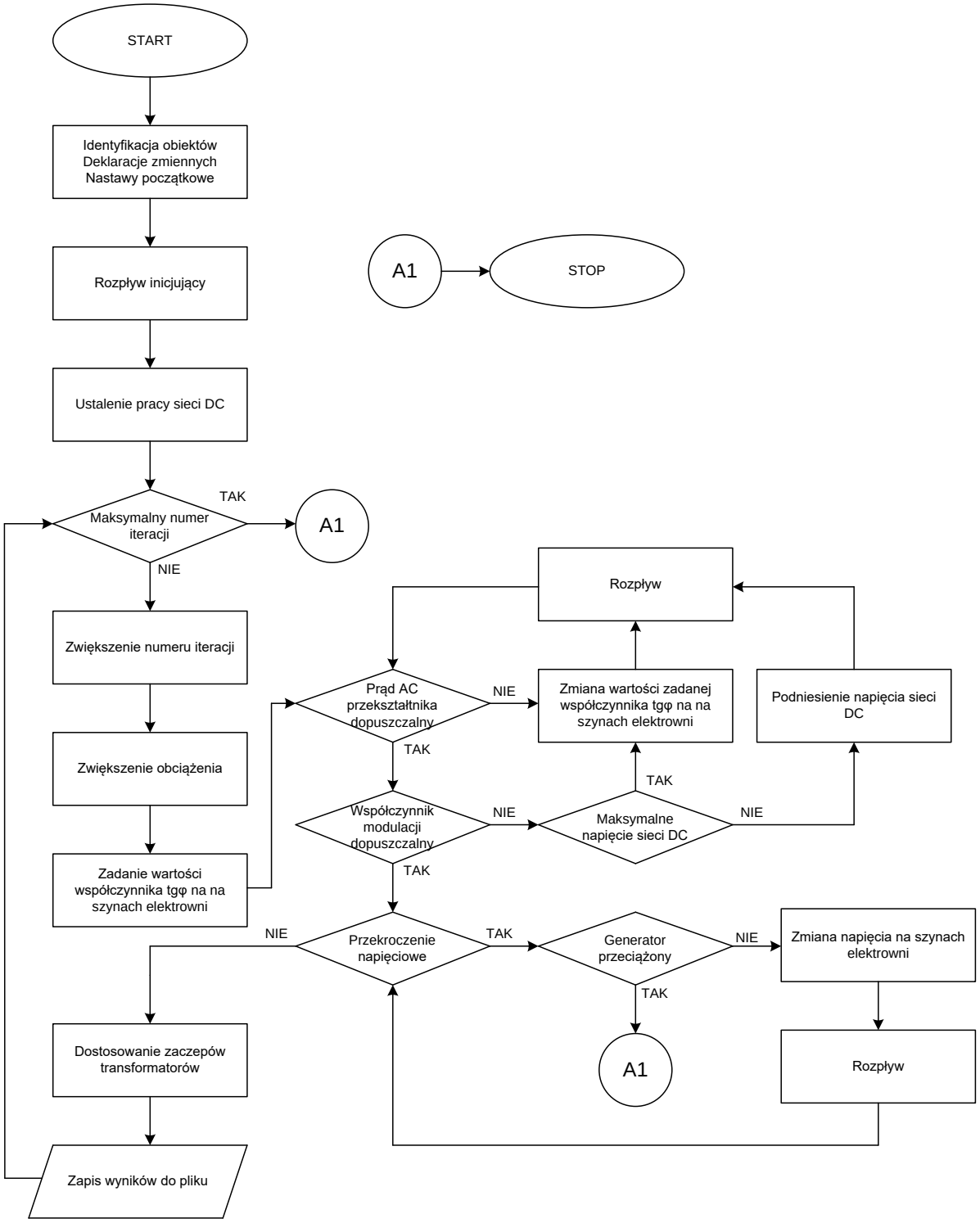
Ujemna moc bierna przekształtnika oznacza jej pobór, a więc zwiększenie generacji tej mocy w węźle wytwórczym. W związku z tym, korekta wymaga obniżenia wartości zadanej współczynnika tgφ, co spowoduje ograniczenie jej poboru przez przekształtnik i tym samym ograniczenie jej generacji w węźle wytwórczym.

W kolejnym kroku następuje sprawdzenie, czy nie nastąpiło przekroczenie dopuszczalnego współczynnika modulacji przekształtnika. W pierwszej kolejności podnoszone jest napięcie strony DC, do osiągnięcia maksymalnej wartości dopuszczalnej. W takim przypadku następuje korekta zadanej wartości współczynnika tgφ według zależności (5.8). Wynika to z faktu, że przekroczenie wartości współczynnika modulacji nie może nastąpić przy poborze mocy biernej przez przekształtnik, ponieważ następuje wówczas samoistne obniżenie się napięcia strony AC.

W analizowanym skrypcie nie następuje sprawdzenie wartości współczynnika tgφ bloku generatora synchronicznego, ponieważ jest on determinowany zadaną wartością tego współczynnika na szynach węzła wytwórczego. Z uwagi na uwzględnienie bloku potrzeb własnych elektrowni, współczynnik ten dla bloku generatora synchronicznego będzie zawsze wyższy, niż wartość zadana dla węzła wytwórczego.

W kolejnym etapie następuje sprawdzenie i eliminacja występowania przekroczeń napięciowych. Przebiega to analogicznie, jak w przypadku poprzedniego skryptu, poprzez zmianę zadanego napięcia na szynach węzła wytwórczego, według zależności (5.5) i (5.6). Po osiągnięciu odpowiedniego punktu pracy następuje dostosowanie zaczepów transformatorów blokowych i przekształtnikowych (o ile jest wymagane) i zapis wyników do pliku. Schemat blokowy skryptu przedstawia rysunek 5.17. Pełny kod skryptu zawarto w załączniku H.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5.17. Schemat blokowy skryptu analizy statycznej modelu przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie zadanego współczynnika tgφ węzła wytwórczego

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

5.5.3. Analiza statyczna pracy modelu przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie zadanego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

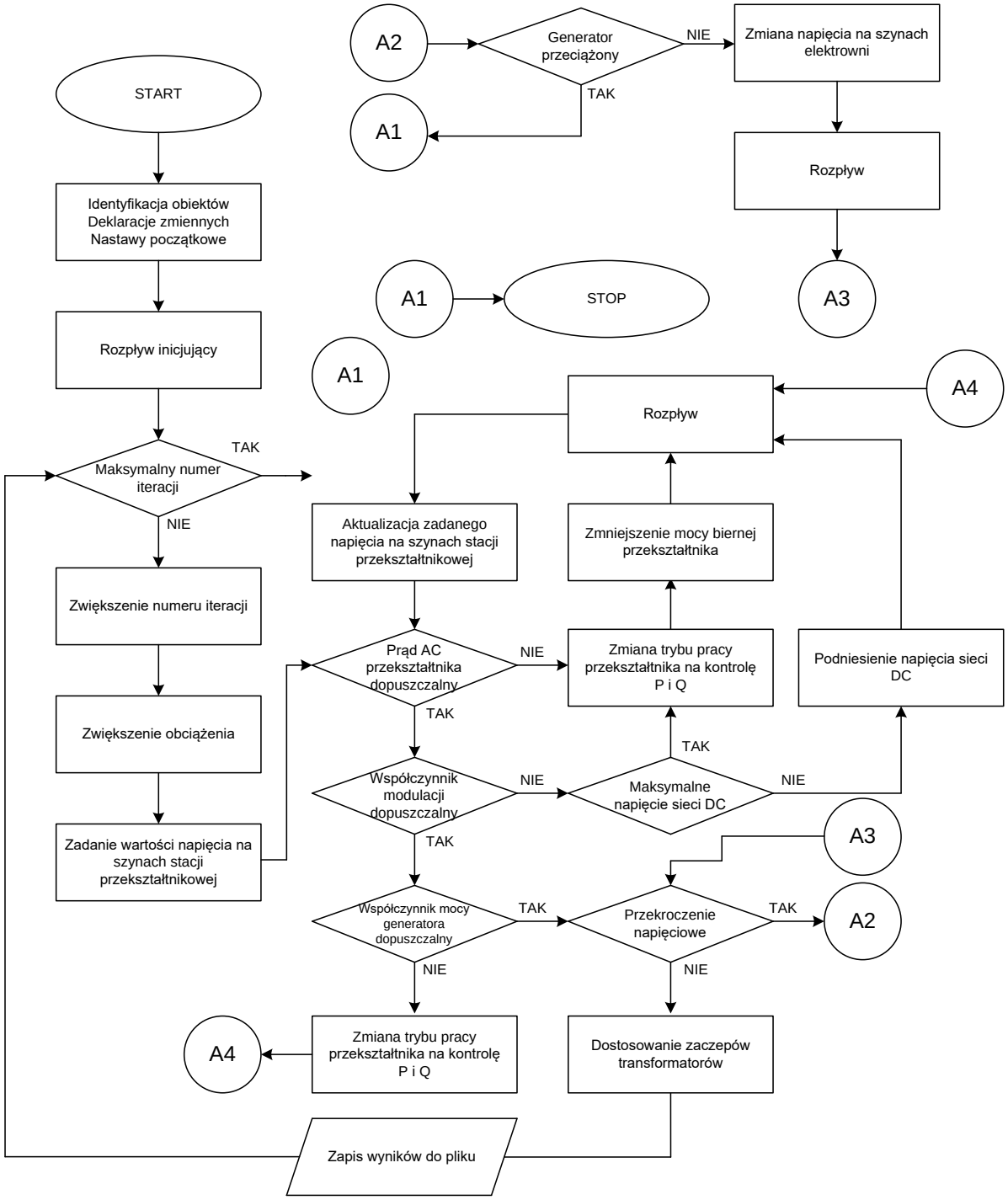
Ostatni z opracowanych skryptów jest przeznaczony do przeprowadzania analiz statycznych modelu przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie zadanego napięcia w węźle, do którego przyłączona jest stacja przekształtnikowa. Skrypt ten również stanowi modyfikację pierwszego z zaprezentowanych rozwiązań.

Po ustaleniu pracy sieci DC rozpoczyna się właściwa symulacja o charakterze iteracyjnym. W każdej iteracji ponownie następuje zwiększenie obciążenia według zależności (5.3), a następnie ustalenie punktu pracy przekształtnika. W trybie kontroli napięcia przekształtnik wymienia moc bierną z systemem AC w taki sposób, aby napięcie w wybranym węźle utrzymywało się na zadanym poziomie. Na potrzeby analizy wybrany został węzeł AC413 dla systemu lewostronnego i AC423 dla systemu prawostronnego.

W kolejnych krokach następuje sprawdzenie czy prąd przekształtnika, jego współczynnik modulacji oraz współczynnik tgφ generatora synchronicznego nie przekraczają wartości dopuszczalnych. W przypadku stwierdzenia przekroczenia chociaż jednego parametru musi nastąpić korekta punku pracy przekształtnika. Z uwagi na fakt większego skomplikowania sterowania mocą bierną przekształtnika poprzez zmiany napięcia, następuje zmiana trybu pracy przekształtnika na kontrolę mocy czynnej i biernej. Podczas wykonywania całości pętli korekcji przekształtnik pozostaje w trybie kontroli P i Q, a jego moc bierna jest korygowana według zależności (5.4). Po uzyskaniu ustalonego punktu pracy zadana wartość napięcia przekształtnika zostaje zaktualizowana na podstawie aktualnego poziomu napięcia w węźle i przekształtnik powraca do trybu kontroli napięcia przy nowej nastawie.

W ostatnim etapie następuje skrypt przystępuje do sprawdzenia i eliminacji występowania przekroczeń napięciowych, w sposób niezmieniony w stosunku do poprzednich skryptów, poprzez zmianę zadanego napięcia na szynach węzła wytwórczego, według zależności (5.5) i (5.6). Następnie skrypt przeprowadza dostosowanie zaczepów transformatorów blokowych i przekształtnikowych i zapis wyników do pliku. Schemat blokowy skryptu ilustruje rysunek 5.18. Pełny kod skryptu zawarto w załączniku I.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 5.18. Schemat blokowy skryptu analizy statycznej modelu przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie zadanego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

5.6. Wskaźniki skuteczności oddziaływania przekształtnika na poziomy napięć w systemie w stanach ustalonych

Celem przeprowadzanych analiz statycznych jest ocena wpływu przekształtnika na poziomy napięć w systemie elektroenergetycznym. Opracowane skrypty pozwalają na przeprowadzenie badań różnych trzech trybów pracy przekształtnika, które różnią się mechanizmem jego oddziaływania na rozpływ mocy biernej w systemie. W celu precyzyjnego

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

określenia skuteczności każdego z analizowanych trybów pracy konieczne jest przeprowadzenie analizy pozwalającej na bezpośrednie porównanie ich skuteczności.

W toku analizy porównawczej zdecydowano się zbadać wskaźniki przedstawione poniżej:

- zmienność napięcia w węźle systemu, wyrażana jako różnica napięć w węźle systemu między punktem maksymalnego i minimalnego obciążenia, zgodnie z zależnością (5.9)

$$\delta_{ui} = u_{iPmax} - u_{iPmin}\ [j.w.] \tag{5.9}$$

gdzie:

u_{iPmax} – poziom napięcia w węźle przy maksymalnym obciążeniu systemu,

u_{iPmin} – poziom napięcia w węźle przy minimalny obciążeniu systemu,

- zmienność stopnia obciążenia węzła wytwórczego, wyrażana jako różnica stopni obciążenia węzła wytwórczego między punktem maksymalnego i minimalnego obciążenia, zgodnie z zależnością (5.10)

$$\delta_{sgeni} = s_{geniPmax} - s_{geniPmin}\ [j.w.] \tag{5.10}$$

gdzie:

$s_{geniPmax}$ – stopień obciążenia węzła wytwórczego przy maksymalnym obciążeniu systemu,

$s_{geniPmin}$ – stopień obciążenia węzła wytwórczego przy minimalny obciążeniu systemu,

- zmienność współczynnika mocy tgφ węzła wytwórczego, wyrażana jako różnica współczynników mocy węzła wytwórczego między punktem maksymalnego i minimalnego obciążenia, zgodnie z zależnością (5.11)

$$\delta_{tg\varphi geni} = tg\varphi_{geniPmax} - tg\varphi_{geniPmin}\ [j.w.] \tag{5.11}$$

gdzie:

$tg\varphi_{geniPmax}$ – współczynnik mocy tgφ w węzła wytwórczego przy maksymalnym obciążeniu systemu,

$tg\varphi_{geniPmin}$ – współczynnik mocy tgφ w węzła wytwórczego przy minimalnym obciążeniu systemu,

- zmienność prądu przekształtnika, wyrażana jako różnica prądów przekształtnika między punktem maksymalnego i minimalnego obciążenia, zgodnie z zależnością (5.12)

$$\delta_{iP} = I_{Pmax} - I_{Pmin}\ [j.w.] \tag{5.12}$$

gdzie:

I_{Pmax} – poziom napięcia w węźle przy maksymalnym obciążeniu systemu,

I_{Pmin} – poziom napięcia w węźle przy minimalny obciążeniu systemu,

- wartość graniczna mocy czynnej obciążenia, przy jakiej następuje korekta napięcia realizowana przez węzeł wytwórczy P_{reg} [MW].

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

5.7. Wskaźniki skuteczności pracy przekształtnika w stanach dynamicznych

Celem przeprowadzanych analiz dynamicznych jest ocena udziału przekształtnika w procesach dynamicznych zachodzących w systemie elektroenergetycznym. Ocena oddziaływania każdej z opracowanych struktur układu regulacji przekształtnika również wymaga przeprowadzenia analizy porównawczej uzyskanych wyników symulacji. Podobnie jak w przypadku analiz statycznych konieczne jest określenie kryteriów porównawczych.

Wysokim stopniem skuteczności i przydatności w przypadku analiz dynamicznych charakteryzują się wskaźniki całkowe. Ich zastosowanie sprowadza się w istocie do obliczenia pola powierzchni pod krzywą. Wskaźniki takie pozwalają na jednoczesne uwzględnienie wpływu czasu stanu nieustalonego, jak i osiąganych w trakcie jego trwania wartości. W toku analizy porównawczej zdecydowano się zbadać wskaźniki przedstawione poniżej [70-71]:

- całka z wartości sygnału uchybu

$$IE = \int_0^\infty \varepsilon(t)dt \tag{5.13}$$

gdzie:

$\varepsilon(t)$ – sygnał uchybu regulacji,

- całka z bezwzględnej wartości sygnału uchybu

$$IAE = \int_0^\infty |\varepsilon(t)|dt \tag{5.14}$$

- całka z bezwzględnej wartości sygnału uchybu mnożonej przez czas

$$ITAE = \int_0^\infty |\varepsilon(t)|tdt \tag{5.15}$$

- współczynnik zanikania, wyrażany jako stosunek drugiego różnicy amplitud drugiego cyklu oscylacji względem różnicy amplitud pierwszego cyklu oscylacji przebiegu oscylacyjnego, zgodnie z zależnością (5.16) i interpretacją graficzną przedstawioną na rysunku 5.19.

$$DR = \frac{A_{max2} - A_{min2}}{A_{max1} - A_{min1}} \tag{5.16}$$

- wskaźnik obszaru, wyrażany jako stosunek pola pod krzywą pierwszej oscylacji względem sumy pól pod krzywymi kolejnych oscylacji przebiegu oscylacyjnego, zgodnie z zależnością (5.17) i interpretacją graficzną przedstawioną na rysunku 5.19.

$$AI = \frac{Y_1}{\sum_{i=1}^{\infty} Y_i} = \frac{\int_{t_{p1}}^{t_{k1}} |y_1(t)|dt}{\sum_{i=1}^{\infty} \int_{t_{pi}}^{t_{ki}} |y_i(t)|dt} \tag{5.17}$$

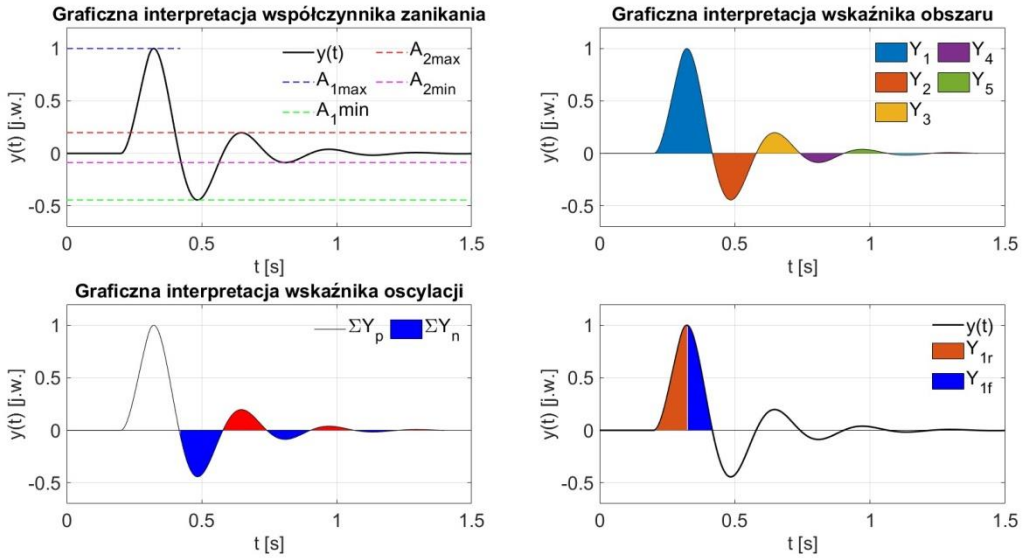
- wskaźnik oscylacji, wyrażany jako stosunek sumy pól pod krzywymi oscylacji o znaku ujemnym względem sumy pól pod krzywymi oscylacji przebiegu oscylacyjnego, zgodnie z zależnością (5.18) i interpretacją graficzną przedstawioną na rysunku 5.19.

$$OI = \frac{\sum_{i=1}^{\infty} Y_{ni}}{\sum_{i=2}^{\infty} Y_{pi}} = \frac{\sum_{i=1}^{\infty} \int_{t_{pni}}^{t_{kni}} |y_{ni}(t)|dt}{\sum_{i=2}^{\infty} \int_{t_{pi}}^{t_{ki}} |y_{pi}(t)|dt} \tag{5.18}$$

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

- wskaźnik *RI*, wyrażany jako stosunek pola pod odcinkiem narastającym pierwszej oscylacji względem pola pod odcinkiem opadającym pierwszej oscylacji przebiegu oscylacyjnego, zgodnie z zależnością (5.19) i interpretacją graficzną przedstawioną na rysunku 5.19.

$$RI = \frac{Y_{1r}}{Y_{1f}} = \frac{\int_0^{t_r} y(t)dt}{\int_{t_r}^{t_f} y(t)dt} \tag{5.19}$$



Rys. 5.19. Graficzne interpretacje wskaźników całkowych

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

6. BADANIA SYMULACYJNE NA MODELU

6.1. Informacje wstępne

Opracowany model, przedstawiony w rozdziale szóstym, wykorzystywany był zarówno w toku analiz statycznych, jak i dynamicznych. Pozwoliło to na uzyskanie jednakowych warunków dla wszystkich przeprowadzanych badań, co zapewnia możliwość ich bezpośredniego porównania. Porównanie to stanowi podstawę do określenia możliwości wykorzystania przekształtnika w różnych stanach pracy systemu, a także powiązanie ich z możliwymi strukturami jego układu regulacji.

Celem analiz statycznych było określenie możliwości zastosowania przekształtnika w określonych punktach pracy ustalonej modelu. Szczególną uwagę poświęcono tutaj zagadnieniu oddziaływania przekształtnika na poziomy napięć w systemie AC. Przeprowadzone analizy obejmowały różne sposoby kontroli przekształtnika, co pozwoliło na określenie wad i zalet każdego z zastosowanych rozwiązań, a w konsekwencji wskazanie najefektywniejszego z punktu widzenia zarówno systemu AC, jak i samej stacji przekształtnikowej.

Przeprowadzone analizy dynamiczne miały na celu weryfikację efektywności i stabilności pracy poszczególnych opracowanych struktur układów regulacji przekształtnika w typowych stanach nieustalonych. W toku badań uwzględniono zarówno zakłócenia wynikające ze zmian parametrów pracy samego przekształtnika, jak i pochodzące z systemu AC. W trakcie analiz dynamicznych uwzględniono następujące stany nieustalone:

- zmiana zadanej mocy biernej przekształtnika (w przypadku trybu pracy Q-U_{DC}) lub zmiana zadanego napięcia AC przekształtnika (w przypadku trybu pracy U_{AC}-U_{DC}),
- zmiana zadanego napięcia DC przekształtnika,
- skokowa zmiana obciążenia w obrębie systemu AC,
- zwarcie w obrębie systemu AC.

Wszystkie struktury poddane zostały analizie w takich samych warunkach, co zapewniło możliwie najlepsze warunki do porównania ich odpowiedzi na zadane zakłócenia. Analizy zwarcia przeprowadzone zostały dla krótszego czasu trwania symulacji, co pozwoliło na podniesienie czytelności uzyskanych przebiegów i polepszenie możliwości oceny zachowania się poszczególnych struktur w czasie zwarcia i po jego wyłączeniu.

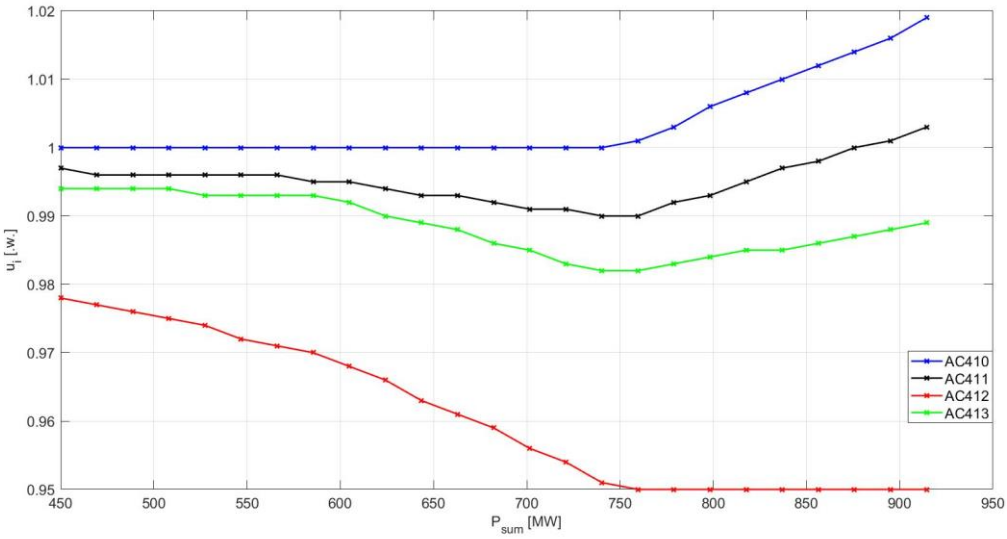
6.2. Analizy statyczne

6.2.1. Analiza pracy systemów elektroenergetycznych przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie stałej wartości mocy biernej

Przeprowadzone badania miały na celu obserwację wpływu generacji przez przekształtnik mocy biernej o stałej wartości na pracę systemu elektroenergetycznego AC. Analiza została przeprowadzona z wykorzystaniem skryptu przedstawionego w rozdziale 5.5.1. Założono zadaną wartość mocy biernej przekształtnika na poziomie 50 Mvar na szynach stacji przekształtnikowej, która mogła ulegać zmianom w przypadku osiągnięcia punktu pracy poza obszarem dopuszczalnej pracy przekształtnika lub węzła wytwórczego. Wyniki symulacji dla

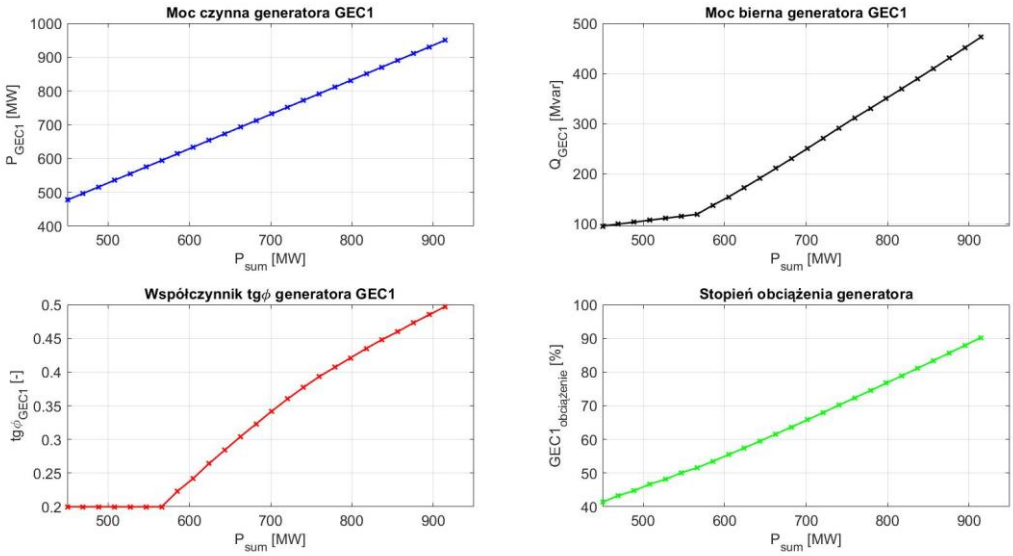
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

systemu lewostronnego przedstawiono na rysunkach 6.1 – 6.3, a dla systemu prawostronnego na rysunkach 6.4 – 6.6.



Rys. 6.1. Poziomy napięć w węzłach systemu lewostronnego przy pracy przekształtnika ze stałą mocą bierną

Rysunek 6.1 przedstawia uzyskane wyniki poziomów napięć w węzłach lewostronnego systemu elektroenergetycznego w zależności od sumarycznej mocy czynnej obciążenia przy pracy przekształtnika ze stałą mocą bierną. Ilustrują one typowe zachowanie systemu przy wzroście obciążenia. Napięcia w węzłach systemu ulegają obniżeniu, za wyjątkiem węzła AC410 stanowiącego szyny węzła wytwórczego. Przy mocy obciążenia ok. 760 MW nadrzędny układ regulacji węzła wytwórczego był zmuszony podnieść napięcie na szynach elektrowni, aby utrzymać napięcie w węźle AC412 na zadanym poziomie.

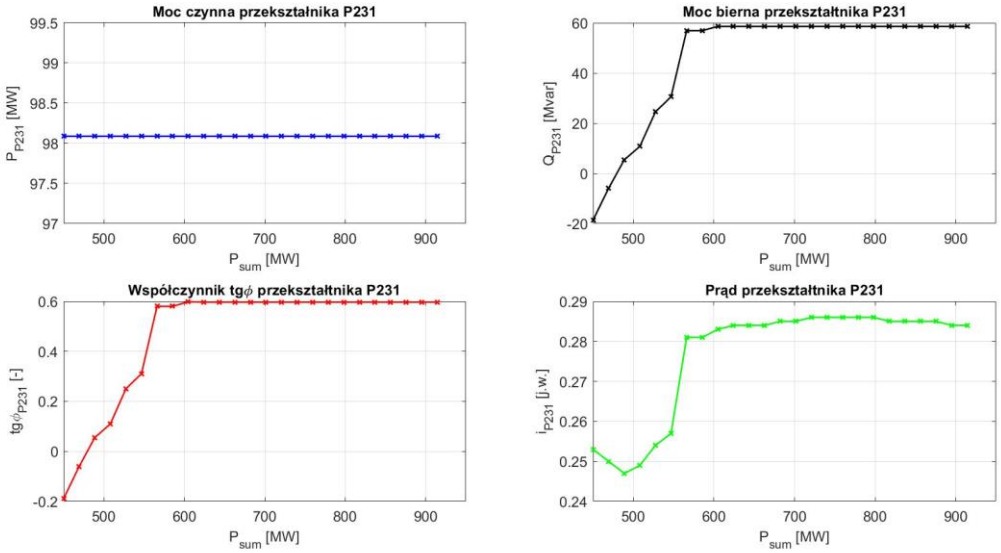


Rys. 6.2. Parametry pracy generatora GEC1 przy pracy przekształtnika ze stałą mocą bierną

Rysunek 6.2 przedstawia uzyskane wyniki mocy czynnej, biernej, współczynnika tgφ i stopnia obciążenia generatorów GEC1 w zależności od sumarycznej mocy czynnej obciążenia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

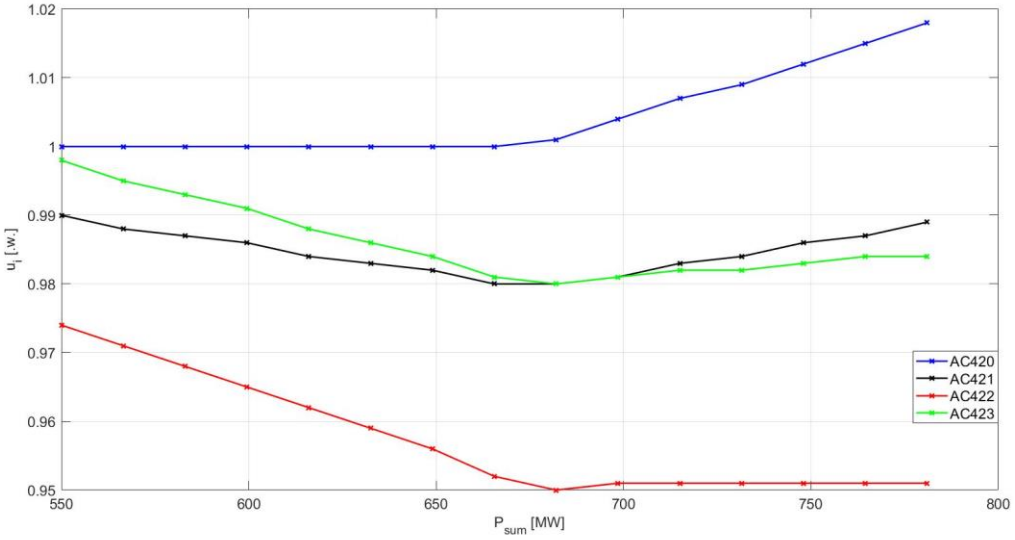
przy pracy przekształtnika ze stałą mocą bierną. Wykresy mocy biernej i współczynnika tgφ wskazują, że w zakresie obciążenia do około 580 MW występowała praca turbozespołów ze stałym stosunkiem mocy biernej i czynnej, aby nie wystąpiła praca ze zbyt niskim współczynnikiem tgφ. Związane jest ze znaczną generacją mocy biernej w liniach przesyłowych. W miarę dalszego wzrostu obciążenia generacja mocy biernej w węźle wytwórczym uległa intensyfikacji. W toku całej symulacji stopień obciążenia generatorów mieścił się w obszarze dopuszczalnym.



Rys. 6.3. Parametry pracy przekształtnika P231 przy pracy ze stałą mocą bierną

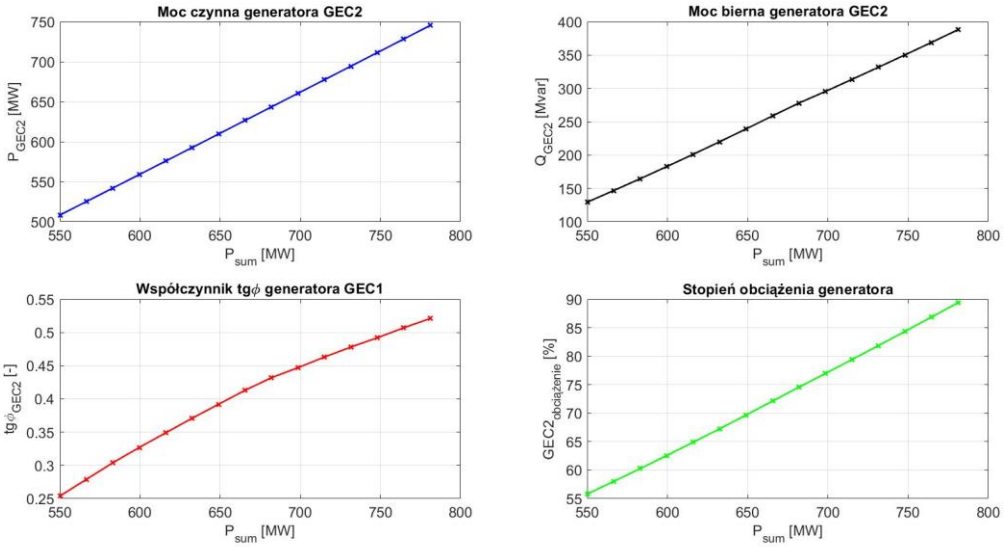
Rysunek 6.3 ilustruje uzyskane wyniki mocy czynnej, biernej, współczynnika tgφ i prądu przekształtnika P231 w zależności od sumarycznej mocy obciążenia systemu. Wykresy mocy biernej i współczynnika tgφ przekształtnika wskazują, że praca z zadaną wartością generowanej mocy biernej na poziomie 50 Mvar była niemożliwa w zakresie obciążeń do około 580 MW. Do tej wartości obciążenia moc bierna przekształtnika ulegała zmianom, co wskazuje na fakt utrzymywania współczynnika mocy tgφ turbozespołów GEC1 nie mniejszego niż 0,2. Początkowo przekształtnik pobierał moc bierną z systemu, a w miarę wzrostu obciążenia intensyfikował generację mocy biernej aż do osiągnięcia wartości zadanej. Większa wartość mocy biernej przekształtnika w stosunku do zadanej wynika z faktu, iż wartość mocy biernej zadana była na szynach stacji przekształtnikowej, tak więc moc generowana musiała być powiększona o moc strat transformatora. Wykres prądu przekształtnika stanowi odpowiednik stopnia jego obciążenia, obejmując zarówno wartość mocy czynnej i biernej przekształtnika. Początkowy spadek wartości prądu i przegięcie krzywej wynikają ze zmniejszającego się poboru mocy biernej z systemu, a przejście do jej generacji i jej dalsza intensyfikacja powoduje wzrost wartości prądu przekształtnika.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.4. Poziomy napięć w węzłach systemu prawostronnego przy pracy przekształtnika ze stałą mocą bierną

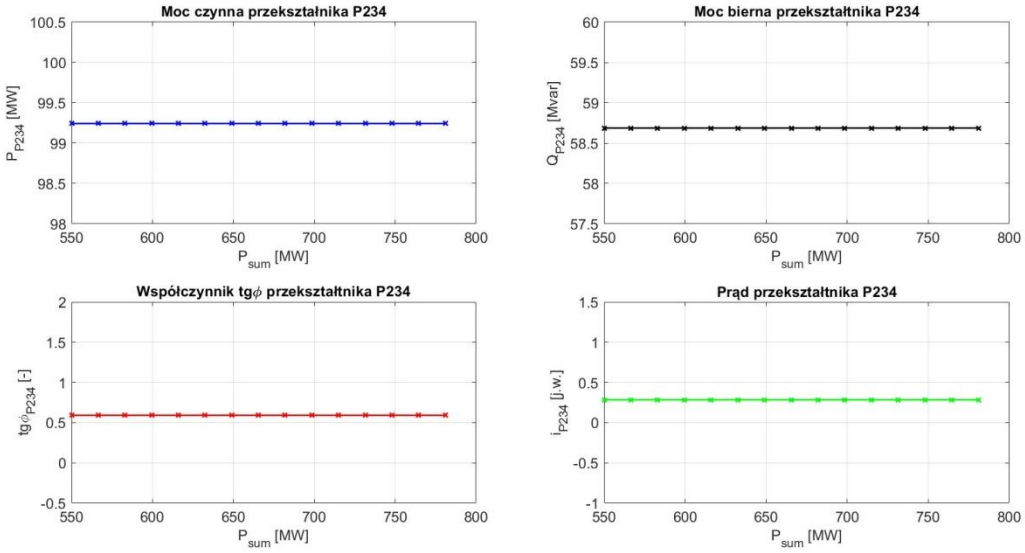
Rysunek 6.4 prezentuje uzyskane wyniki poziomów napięć w węzłach dla systemu prawostronnego. Ukazują one analogiczną sytuację, w której przy pewnym obciążeniu systemu pojawia się konieczność dokonania zmian zadanego napięcia na szynach węzła wytwórczego. System również pracuje stabilnie, dla każdej wartości obciążenia udało się uzyskać punkt pracy ustalonej mieszczący się we wszystkich ograniczeniach.



Rys. 6.5. Parametry pracy generatora GEC2 przy pracy przekształtnika ze stałą mocą bierną

Rysunek 6.5 ukazuje uzyskane wyniki parametrów pracy generatorów GEC2 w zależności od obciążenia systemu. W odróżnieniu od turbozespołów GEC1, w całym zakresie obciążeń następuje ciągła zmienność obciążenia zarówno mocą czynną, jak i bierną. Wynika z tego, że w systemie prawostronnym nie występuje nadmierna generacja mocy biernej w liniach przesyłowych. W całym zakresie obciążeń uzyskane punkty pracy generatora mieściły się w jego dopuszczalnym obszarze pracy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

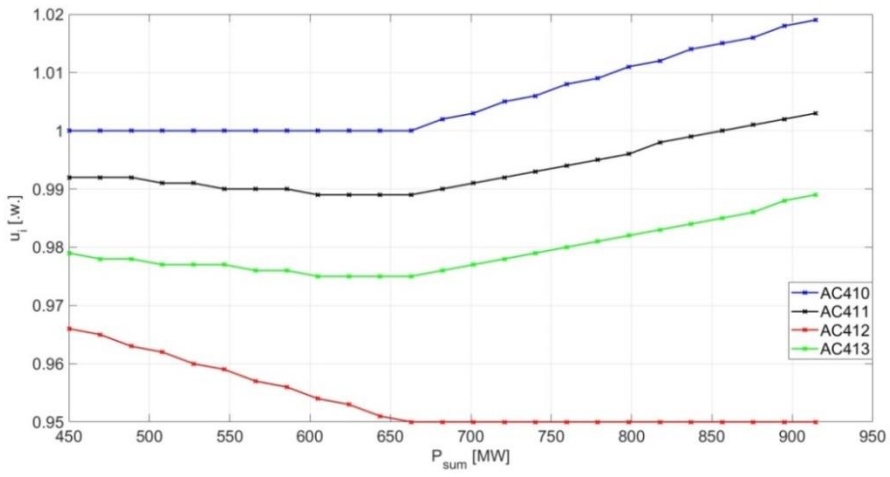


Rys. 6.6. Parametry pracy przekształtnika P234 przy pracy ze stałą mocą bierną

Uzyskane wyniki parametrów pracy przekształtnika dla systemu prawostronnego wskazują, że w całym zakresie obciążeń przekształtnik pracował z zadaną mocą bierną. Nie wystąpiła potrzeba korekcji wartości zadanej, tak więc w toku obliczeń parametry pracy przekształtnika utrzymywały się na stałym poziomie.

6.2.2. Analiza pracy systemów elektroenergetycznych przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie stałej wartości współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego

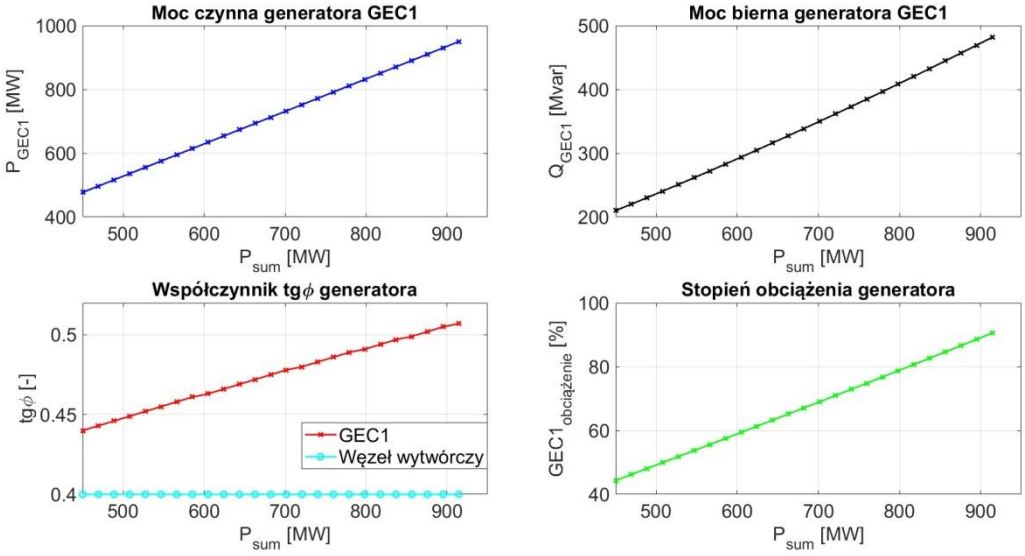
Przeprowadzona analiza miała na celu obserwację wpływu, jaki na pracę systemu AC wywiera utrzymywanie przez przekształtnik stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego. Badania zostały przeprowadzone z wykorzystaniem skryptu przedstawionego w rozdziale 5.5.2. Założono zadaną wartość współczynnika tgφ równą 0,4. Wartość ta ulegała korekcji w przypadku przekroczenia parametrów dopuszczalnej pracy przekształtnika lub węzła wytwórczego. Wyniki obliczeń dla systemu lewostronnego przedstawiono na rysunkach 6.7 – 6.9, a dla systemu prawostronnego na rysunkach 6.10 – 6.12.



Rys. 6.7. Poziomy napięć w węzłach systemu lewostronnego przy utrzymywaniu przez przekształtnik stałej stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego

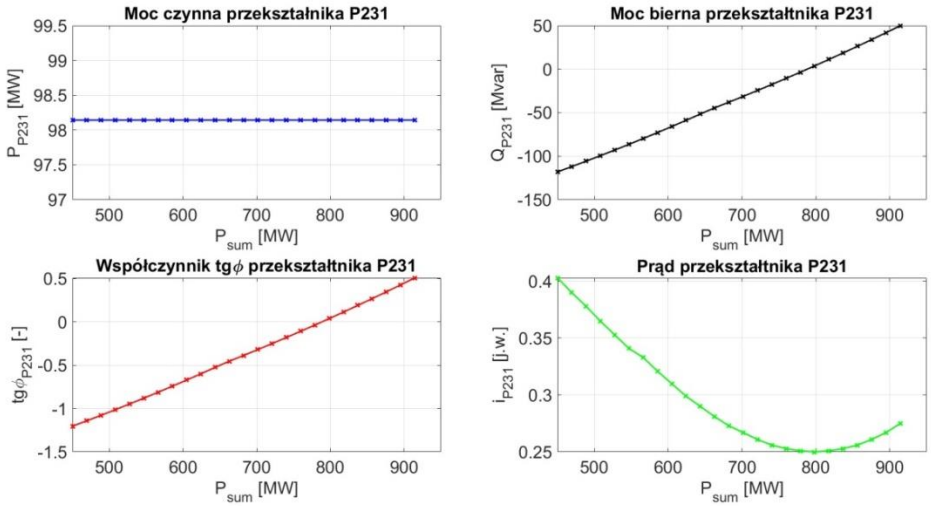
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Rysunek 6.7 ilustruje uzyskane wyniki napięć w węzłach systemu lewostronnego przy utrzymywaniu stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego. Zachowanie się systemu w toku badań było zbliżone do poprzedniego przypadku. Konieczność zmiany napięcia zadanego na szynach węzła wytwórczego wystąpiło przy obciążeniu około 660 MW. System zachował stabilną pracę w całym zakresie obciążenia.



Rys. 6.8. Parametry pracy generatora GEC1 przy utrzymywaniu przez przekształtnik stałej stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego

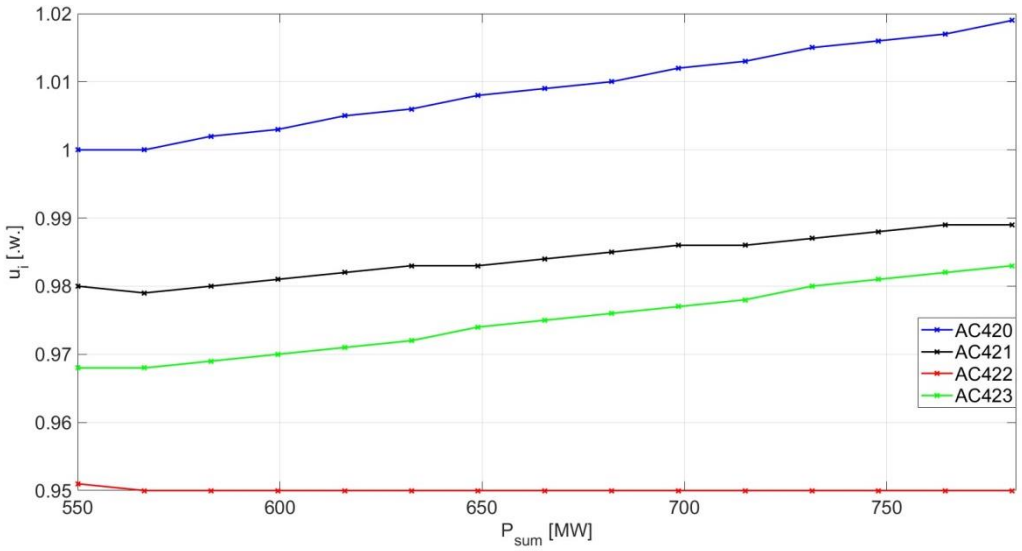
Uzyskane wyników parametrów pracy generatorów GEC1, zilustrowane na rysunku 6.8 wskazują, że w analizowanym przypadku nie wystąpiła sytuacja ograniczania współczynnika tgφ turbozespołów w zakresie niewielkich obciążeń. Wynika to z faktu utrzymywania zadanego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego. Przekłada się to na ciągłe zmiany mocy biernej generatorów w całym zakresie obciążenia. Większe wartości współczynnika tgφ turbozespołów względem zadanej dla węzła wytwórczego wynikają z faktu, iż pokrywały one dodatkowo moc potrzeb własnych elektrowni i straty powstające w transformatorze blokowym. Obciążenie generatorów utrzymywało się w zakresie dopuszczalnym w toku całości symulacji.



Rys. 6.9. Parametry pracy przekształtnika P231 przy utrzymywaniu stałej stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego

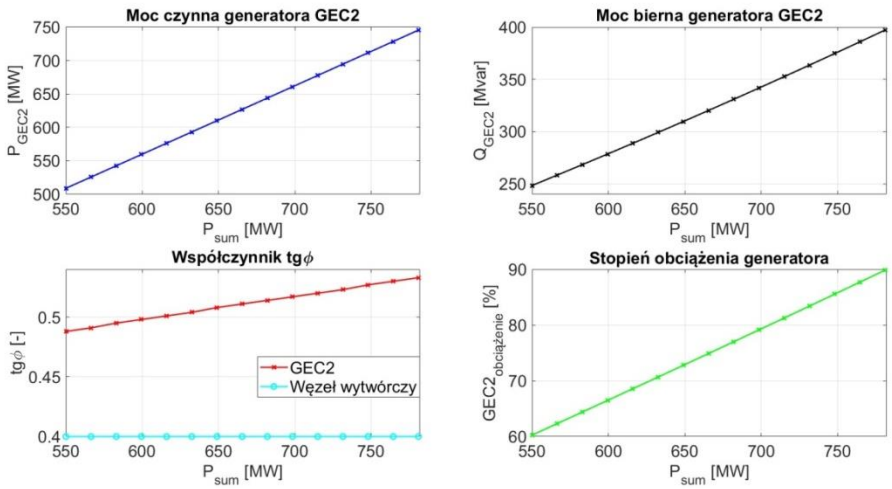
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Uzyskane wyniki dla przekształtnika, przedstawione na rysunku 6.9 wskazują, iż w toku analiz w sposób ciągły dostosowywał się on do sytuacji w systemie. Przez większość zakresu obciążeń utrzymywanie stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego wymagało poboru mocy biernej z systemu, co przekształtnik zrealizował. Dopiero przy obciążeniu około 800 MW przekształtnik rozpoczął generację mocy biernej. Zmianę charakteru pracy dobrze ukazuje wykres jego prądu, którego wartość początkowo spada do punktu przegięcia odpowiadającego zmianie znaku mocy biernej przekształtnika, a następnie znów narasta.



Rys. 6.10. Poziomy napięć w węzłach systemu prawostronnego przy utrzymywaniu przez przekształtnik stałej stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego

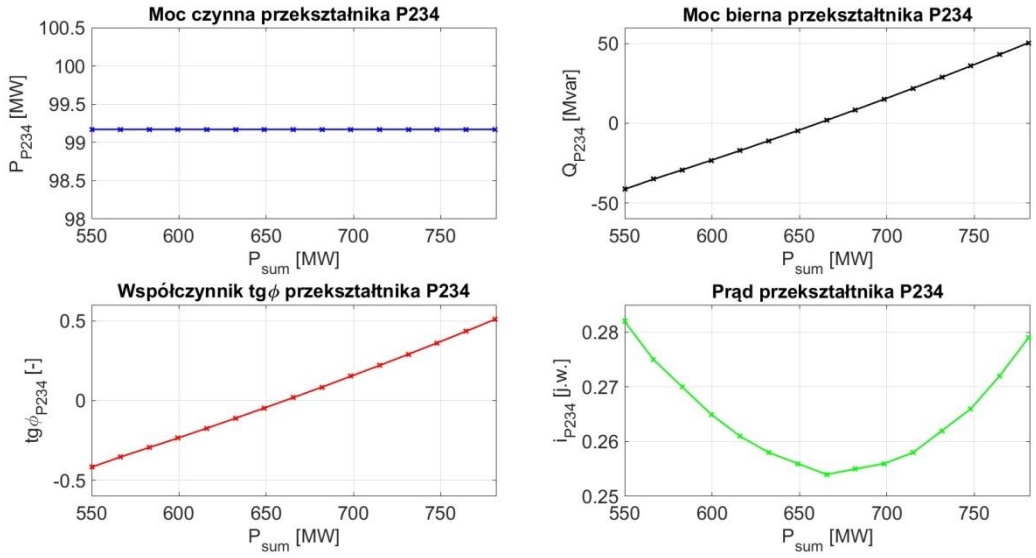
Wyniki węzłowe dla systemu prawostronnego, ukazane na rysunku 6.10, wskazują na odmienną sytuację w systemie w stosunku do poprzedniej symulacji. Konieczność zmiany napięcia zadanego na szynach elektrowni wystąpiła już przy obciążeniu około 560 MW. Napięcia we wszystkich węzłach utrzymywały się na poziomie poniżej 0,99 j.w. (za wyjątkiem napięcia węzła wytwórczego), co ponownie wskazuje na mniejszą generację mocy biernej w liniach przesyłowych, niż w systemie lewostronnym.



Rys. 6.11. Parametry pracy generatora GEC2 przy utrzymywaniu przez przekształtnik stałej stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Generatory GEC2 w toku symulacji również pracowały prawidłowo, na co wskazują wyniki przedstawione na rysunku 6.11. Większa wartość współczynnika tgφ w stosunku do zadanej ponownie wynika z pokrycia przez turbozespoły potrzeb własnych i strat w transformatorze. Stopień obciążenia generatorów we wszystkich punktach pracy mieścił się w zakresie dopuszczalnym.



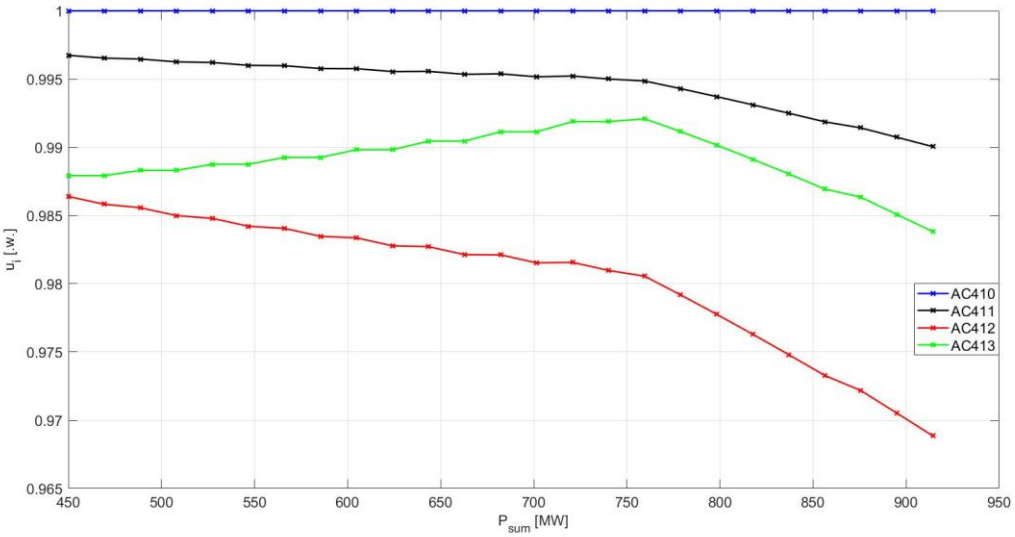
Rys. 6.12. Parametry pracy przekształtnika P234 przy utrzymywaniu stałej stałego współczynnika tgφ na szynach węzła wytwórczego

Na podstawie uzyskanych wyników, przedstawionych na rysunku 6.12 można stwierdzić, iż przekształtnik P234 również spełnił swoje zadanie. W toku symulacji dostosowywał on wartość i znak mocy biernej tak, aby utrzymać zadany współczynnik tgφ na szynach węzła wytwórczego. Krzywa prądu przekształtnika ma kształt niemal symetrycznej paraboli, co wskazuje, że w toku symulacji przekształtnik przeszedł od poboru do generacji mocy biernej o zbliżonej wartości bezwzględnej.

6.2.3. Analiza pracy systemów elektroenergetycznych przy wysterowaniu przekształtnika na utrzymywanie stałej wartości napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

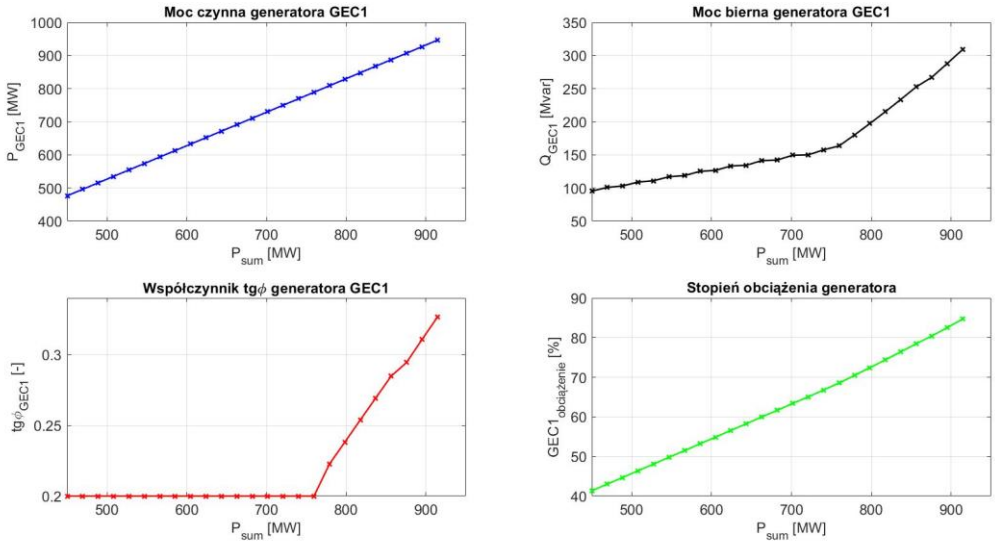
Przeprowadzona analiza miała na celu obserwację wpływu, jaki na pracę systemu AC wywiera utrzymywanie przez przekształtnik stałego współczynnika napięcia na szynach stacji przekształtnikowej. Badania zostały przeprowadzone z wykorzystaniem skryptu przedstawionego w rozdziale 5.5.3. Założono zadaną wartość napięcia na szynach stacji przekształtnikowej równą 1,0 j.w. Wartość ta była dostosowywana w przypadku wystąpienia przekroczenia obszaru dopuszczalnej pracy przekształtnika lub węzła wytwórczego. Wyniki symulacji dla systemu lewostronnego przedstawiono na rysunkach 6.13 – 6.15, a dla systemu prawostronnego na rysunkach 6.16 – 6.18.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.13. Poziomy napięć w węzłach systemu lewostronnego przy utrzymywaniu przez przekształtnik stałego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

Rysunek 6.13 przedstawia wyniki węzłowe uzyskane dla trybu pracy przekształtnika w postaci kontroli napięcia na szynach stacji przekształtnikowej. Najistotniejszym jest fakt, iż w toku całości symulacji nie wystąpiła konieczność zmiany napięcia na szynach węzła wytwórczego. Oznacza to, że udział przekształtnika w regulacji napięcia wyeliminował przekroczenia napięciowe występujące w poprzednich symulacjach. Napięcie w żadnym z węzłów nie zbliżyło się do poziomu dolnego ograniczenia, tak więc sieć wykazała najlepszą stabilność spośród wszystkich analizowanych przypadków.

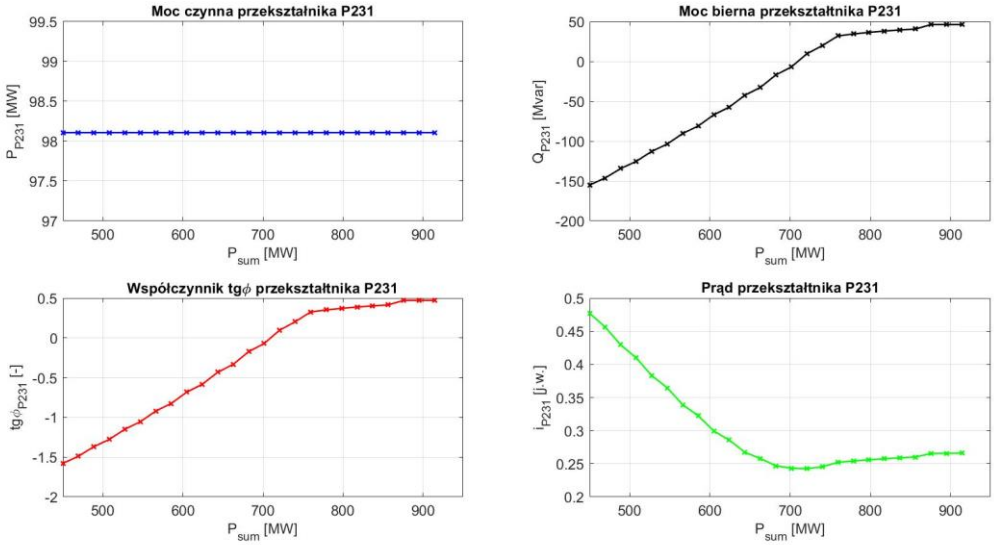


Rys. 6.14. Parametry pracy generatora GEC1 przy utrzymywaniu przez przekształtnik stałego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

Silne oddziaływanie przekształtnika pracującego w trybie kontroli napięcia widoczne jest również na wykresach dotyczących generatorów synchronicznych, przedstawionych na rysunku 6.14. Udział przekształtnika w regulacji napięcia, w połączeniu ze znaczną generacji mocy biernej w liniach przesyłowych, poskutkował niewielkim poborem mocy biernej z węzła

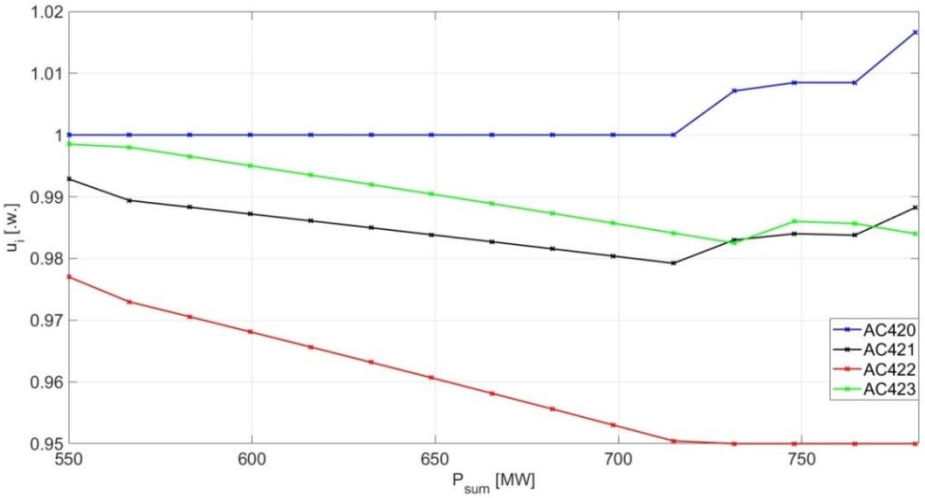
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

wytwórczego. Konieczne stało się więc zintensyfikowanie tego poboru tak, aby współczynnik tgφ generatorów osiągnął odpowiedni poziom. Przekształtnik spełnił rolę kompensatora w taki sposób, że korygując wartość napięcia zadanego na szynach stacji przekształtnikowej wymusił generację mocy biernej w turbozespołach w wymaganym stopniu. Jednocześnie kontroli podlegała wartość współczynnika modulacji przekształtnika, co widoczne jest w postaci korekty napięcia zadanego dla wyższych wartości obciążeń.



Rys. 6.15. Parametry pracy przekształtnika P231 przy utrzymywaniu stałego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

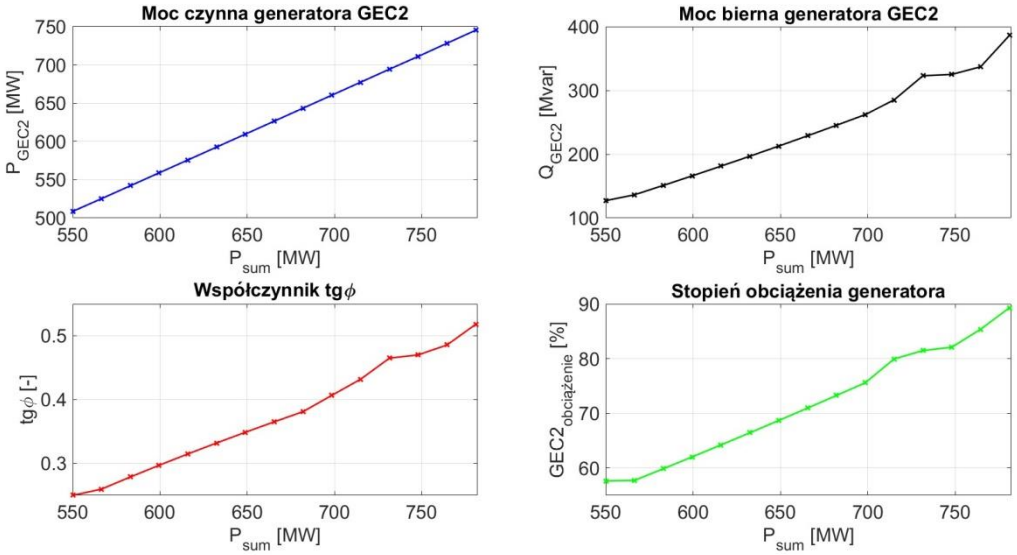
Uzyskane wyniki dla przekształtnika, zilustrowane na rysunku 6.15, są komplementarne względem przedstawionych wyników dla generatorów synchronicznych. Do mocy obciążenia około 700 MW przekształtnik pracował z poborem mocy biernej z systemu, aby utrzymać na wymaganym poziomie wartość współczynnika tgφ turbozespołów. Następnie przeszedł do generacji mocy biernej, wspomagając generator synchroniczny w pokryciu zapotrzebowania w systemie. W wyższym zakresie obciążeń moc bierna przekształtnika utrzymywała się na względnie stałym poziomie.



Rys. 6.16. Poziomy napięć w węzłach systemu prawostronnego przy utrzymywaniu przez przekształtnik stałego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

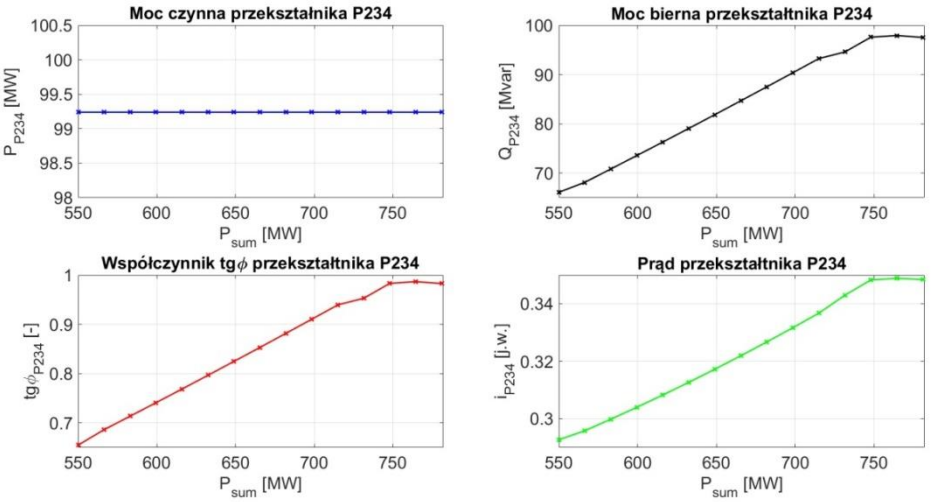
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wyniki węzłowe dla systemu prawostronnego, ukazane na rysunku 6.16, wskazują na analogiczne oddziaływanie przekształtnika pracującego w trybie kontroli napięcia. Konieczność zmiany zadanego napięcia na szynach węzła wytwórczego wystąpiła przy obciążeniu około 740 MW, co stanowi wartość wyższą w stosunku do wcześniej analizowanych przypadków. Przekształtnik wspierał generatory w regulacji napięcia, dostosowując zadaną wartość napięcia na szynach stacji przekształtnikowej w zależności od sytuacji w systemie.



Rys. 6.17. Parametry pracy generatora GEC2 przy utrzymywaniu przez przekształtnik stałego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

Udział przekształtnika w regulacji napięcia w systemie prawostronnym poskutkował odpowiednimi reakcjami turbozespołów, co ilustruje rysunek 6.17. Zmiana napięcia zadanego na szynach stacji przekształtnikowej, a tym samym związanej z nim mocy biernej, powodowała również zmiany parametrów pracy generatora synchronicznego. Potwierdza to kompensatorowy charakter pracy przekształtnika. Zapewnił on tym samym stabilną pracę generatora, mieszczącą się w obszarze dopuszczalnej pracy dla każdego obciążenia w systemie.



Rys. 6.18. Parametry pracy przekształtnika P234 przy utrzymywaniu stałego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wyniki uzyskane dla przekształtnika, przedstawione na rysunku 6.18, stanowią uzupełnienie przedstawionych wcześniej wyników. Przekształtnik w toku symulacji pracował kompensatorowo, dostosowując wartość napięcia na szynach stacji przekształtnikowej w zależności od sytuacji w systemie i pozostałych parametrów pracy. Dla każdej wartości obciążenia przekształtnik realizował generację mocy biernej, wspierając tym samym turbozespoły w podtrzymaniu odpowiednich poziomów napięć w obrębie systemu.

6.3. Ocena współpracy przekształtnika z systemem elektroenergetycznym na podstawie wyników analiz statycznych

Na podstawie uzyskanych wyników badań symulacyjnych dokonano zestawienia obliczonych wartości wskaźników przedstawionych w rozdziale 5.6, przedstawionego w tabeli 6.1 dla systemu lewostronnego i w tabeli 6.2 dla systemu prawostronnego. Ponadto uwzględniono również wyniki symulacji, w której przekształtnik nie brał udziału w regulacji mocy biernej w systemie AC (kolumna *Tryb kontroli przekształtnika – Q = 0*).

Tabela 6.1a. Porównanie uzyskanych wartości wskaźników zmienności napięcia dla systemu lewostronnego

L.p.	Tryb kontroli przekształtnika	δ_{uAC410} [j.w.]	δ_{uAC411} [j.w.]	δ_{uAC412} [j.w.]	δ_{uAC413} [j.w.]
1	*Q* = 0	0,024	0,009	-0,038	-0,014
2	*Q = const*	0,019	0,003	-0,036	-0,013
3	tg*φ = const*	0,019	0,011	-0,016	0,01
4	u_{AC} *= const*	0	-0,006	-0,018	-0,004

Tabela 6.1b. Porównanie wskaźników zmienności stopnia obciążenia i współczynnika mocy turbozespołów, prądu przekształtnika i granicznej mocy czynnej obciążenia dla systemu lewostronnego

L.p.	Tryb kontroli przekształtnika	δ_{sgen} [%]	$\delta_{tg\varphi gen}$ [j.w.]	δ_P [j.w.]	P_{reg} [MW]
1	*Q* = 0	51,06	0,35	0	720,9
2	*Q = const*	46,64	0,297	0	759,6
3	tg*φ = const*	46,23	0,06	-0,128	662,85
4	u_{AC} *= const*	43,354	0,126	-0,211	x

Tabela 6.2a. Porównanie uzyskanych wartości wskaźników zmienności napięcia dla systemu prawostronnego

L.p.	Tryb kontroli przekształtnika	δ_{uAC420} [j.w.]	δ_{uAC421} [j.w.]	δ_{uAC422} [j.w.]	δ_{uAC423} [j.w.]
1	*Q* = 0	0,028	0,002	-0,031	-0,028
2	*Q = const*	0,027	0,01	-0,012	-0,002
3	tg*φ = const*	0,019	0,009	-0,001	0,015
4	u_{AC} *= const*	0,016	0,004	-0,013	0,002

Tabela 6.2b. Porównanie wskaźników zmienności stopnia obciążenia i współczynnika mocy turbozespołów, prądu przekształtnika i granicznej mocy czynnej obciążenia dla systemu prawostronnego

L.p.	Tryb kontroli przekształtnika	δ_{sgen} [%]	$\delta_{tg\varphi gen}$ [j.w.]	δ_P [j.w.]	P_{reg} [MW]
1	*Q* = 0	38,06	0,412	0	616
2	*Q = const*	34,89	0,232	0	616
3	tg*φ = const*	29,61	0,045	0,003	566,5
4	u_{AC} *= const*	31,67	0,151	0,04	731,5

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Na podstawie uzyskanych wyników wnioskować można, że przekształtnik pracujący w każdym analizowanym trybie stanowi użyteczny element regulacji napięcia i mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. W zależności od potrzeb, może on dostosowywać wartość i znak mocy biernej wymienianej z systemem tak, aby utrzymywać wymagane parametry na zadanym poziomie lub w wymaganym zakresie.

Z punktu widzenia łatwości sterowania najefektywniejszym sposobem wydaje się być bezpośrednie zadawanie mocy biernej przekształtnika, ponieważ wymaga najprostszego algorytmu i opomiarowania jedynie najbliższego otoczenia stacji przekształtnikowej. Najefektywniejszy z punktu widzenia utrzymania poziomów napięcia systemu jest natomiast tryb kontroli napięcia na szynach stacji przekształtnikowej, bowiem przekłada się bezpośrednio na poziomy napięć w sieci. Niedogodnością jest jednak bardziej skomplikowany algorytm sterowania, wymagający dostosowywania i korekt zadanej wartości napięcia.

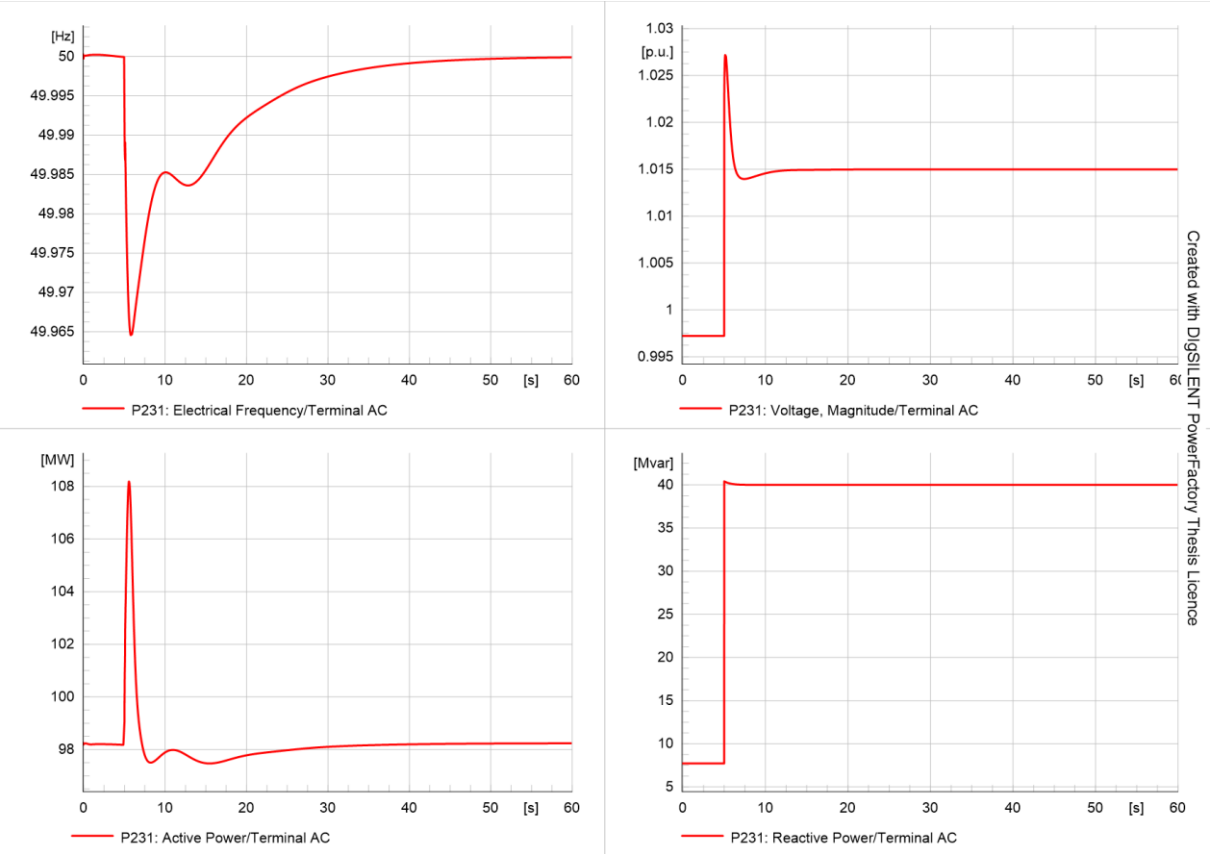
Uzyskane wyniki wskazują, że każdy z analizowanych trybów kontroli przekształtnika spełnia swoją rolę i pozwala przekształtnikowi realizować postawione przed nim zadania. Wskazują one jednoznacznie, że przekształtnik może stanowić istotny element ograniczania zmienności napięcia w obrębie systemu elektroenergetycznego. Na uwagę zasługuje fakt wystąpienia niższej wartości granicznej mocy czynnej w przypadku wysterowania przekształtnika na kontrolę współczynnika tgφ węzła wytwórczego. Wynika to z wysokiej wartości zadanej równej 0,4, która wymuszała istotną generację mocy biernej w turbozespołach i pracę przekształtnika ze znacznym jej poborem, co powodowało dodatkowe obciążenie w sieci.

6.4. Analizy dynamiczne modelu przekształtnika pracującego w trybie kontroli Q-U_{DC}

6.4.1. Analiza odpowiedzi układu na zmianę zadanej mocy biernej przekształtnika

Przeprowadzona symulacja miała na celu określenie wpływu zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika na pracę układu. W toku badań założono skokową zmianę mocy biernej przekształtnika od wartości początkowej do poziomu Q = 40 Mvar. Czas trwania symulacji wynosił 60 sekund, a zmiana następowała w 5 sekundzie.

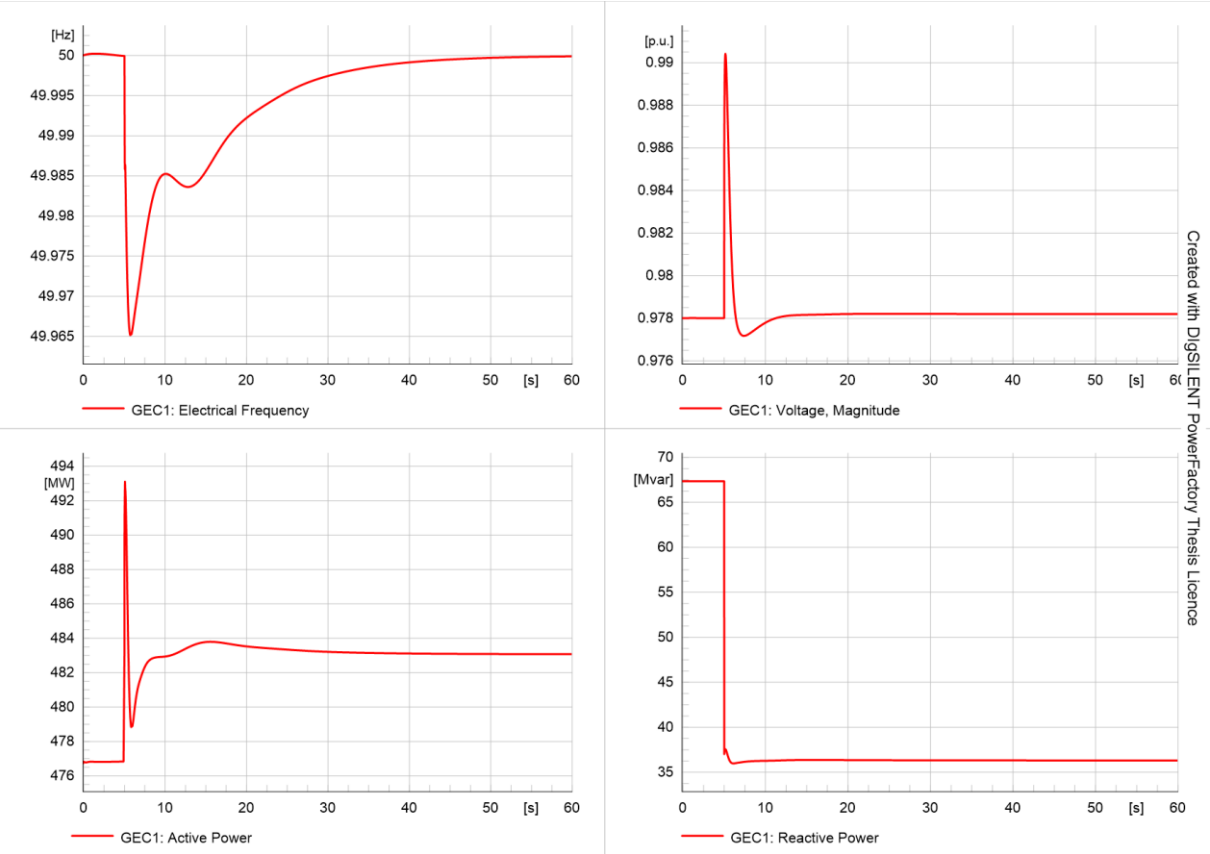
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.19. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej Q-U_{DC} przy zmianie zadanej mocy biernej

Wyniki symulacji ukazane są na rysunku 6.19. W 5 sekundzie nastąpił skokowy wzrost mocy biernej przekształtnika w odpowiedzi na zmianę wartości zadanej. Przekształtnik pracował w trybie kontroli mocy biernej, tak więc zmienił on swój punkt pracy na nowy, odpowiadający aktualnej wartości mocy biernej. Fakt ten spowodował wzrost napięcia na szynach przekształtnika i niezbilansowanie mocy biernej w systemie elektroenergetycznym, co wywołało stan nieustalony i reakcję turbozespołów, co obrazuje rysunek 6.20

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

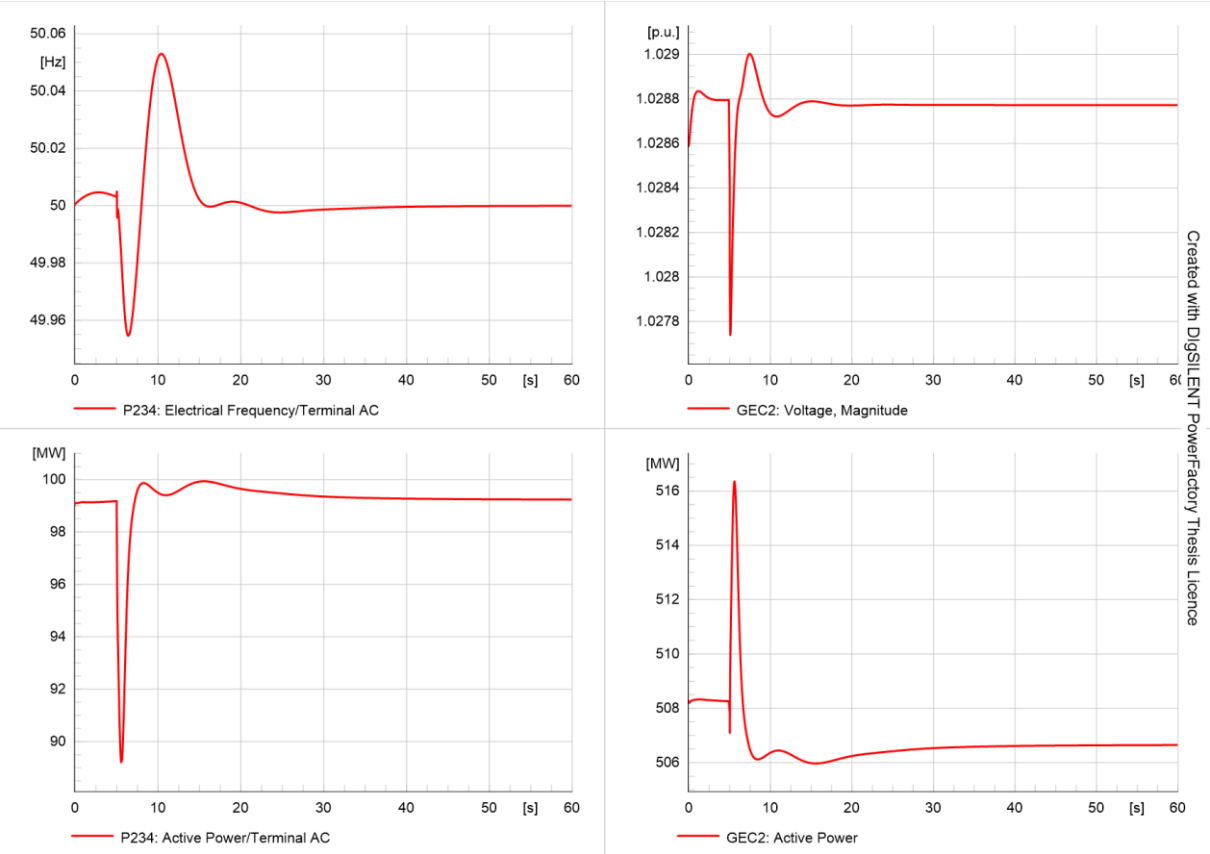


Rys. 6.20. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze równoległej Q-U_{DC}

Wzrost wartości mocy biernej przekształtnika wymusił również przejście do nowego punktu pracy przez turbogeneratory, pracujące w trybie kontroli napięcia. W celu utrzymania jej na stałym poziomie węzeł wytwórczy obniżył wartość wytwarzanej mocy biernej, co spowodowało jednocześnie spadek wartości częstotliwości w systemie. Przedstawione wykresy wskazują, że zarówno turbozespoły, jak i przekształtnik podjęły regulację mocy czynnej, której celem było utrzymanie zadanej wartości częstotliwości. Przekształtnik chwilowo zwiększył wartość mocy czynnej wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego, wspierając tym samym węzeł wytwórczy, który ostatecznie przeszedł do nowego punktu pracy przy wartości mocy czynnej wyższej o około 6 MW, co jest efektem zastosowania modelu odbioru bazującego na stałej impedancji. Przekształtnik natomiast, po eliminacji zakłócenia, powrócił do pracy przy pierwotnej wartości mocy czynnej.

Intensyfikacja wprowadzania mocy czynnej do systemu lewostronnego w stanie nieustalonym spowodowała jej niezbilansowanie w obrębie sieci prądu stałego, co pociągnęło za sobą reakcję przekształtnika P234 współpracującego z systemem prawostronnym, co ilustruje rysunek 6.21.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

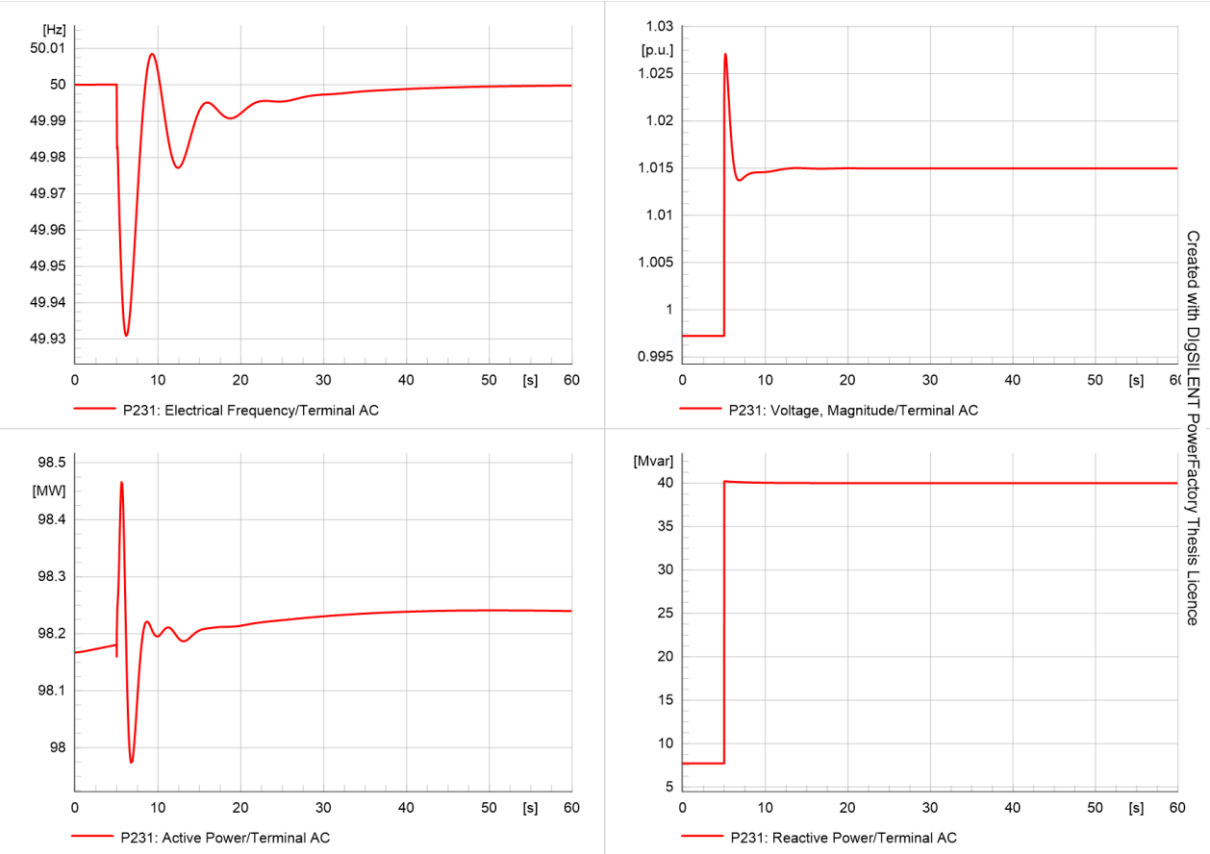


Rys. 6.21. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze równoległej Q-U_{DC}

Zwiększenie mocy czynnej wyprowadzanej z sieci prądu stałego przez przekształtnik P231 spowodowało tym samym zmniejszenie mocy czynnej wyprowadzanej do systemu prawostronnego przez przekształtnik P234. Doprowadziło to wystąpienia do stanu nieustalonego, w postaci nadwyżki mocy pobieranej nad generowaną, i tym samym obniżenia częstotliwości. Przekształtnik P234, będąc źródłem zakłócenia, nie mógł podjąć regulacji, a tym samym zrealizowana została ona w całości przez blok wytwórczy.

Wyniki uzyskane dla struktury równoległej z zaimplementowaną sztuczną inercją ilustruje rysunek 6.22.

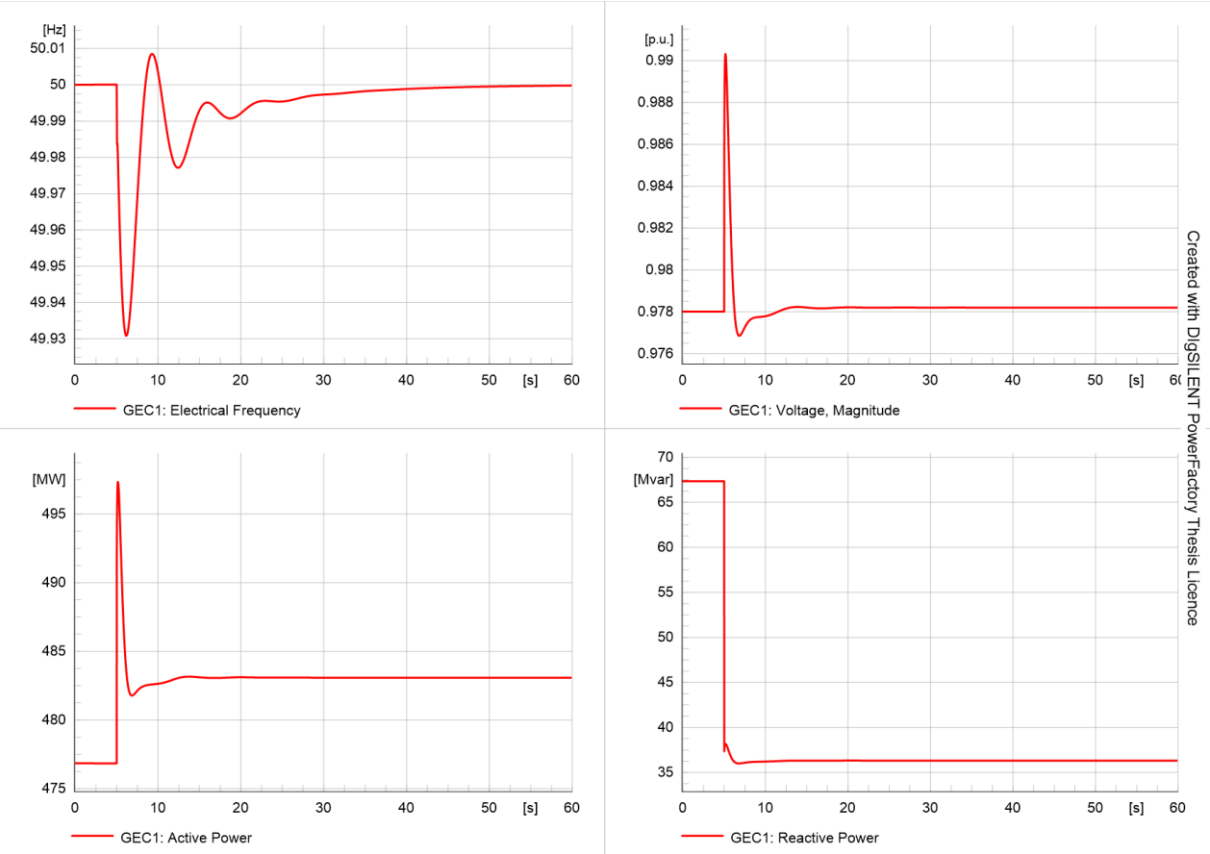
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.22. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przy zmianie zadanej mocy biernej

Przekształtnik ponownie wspierał turbogeneratory w regulacji częstotliwości, choć tym razem zmiany mocy czynnej były co do wartości znacząco niższe, a więc to generator był w większym stopniu odpowiedzialny za regulację, na co wskazuje również rysunek 6.23. Fakt ten wynika z pewnego opóźnienia w rozpoczęciu regulacji przez przekształtnik, związanego z topologią bloku *PQ Limiter* oraz ze struktury bloku inercji, który nadąża za zmianami częstotliwości w systemie. Dodatkowym czynnikiem był brak bloku odpowiedzialnego za dostosowanie sygnału wzmacniającego uchyb częstotliwości w zależności od dostępnego zapasu mocy przekształtnika, przez co układ regulacji pracował z nastawami niezmiennymi w czasie.

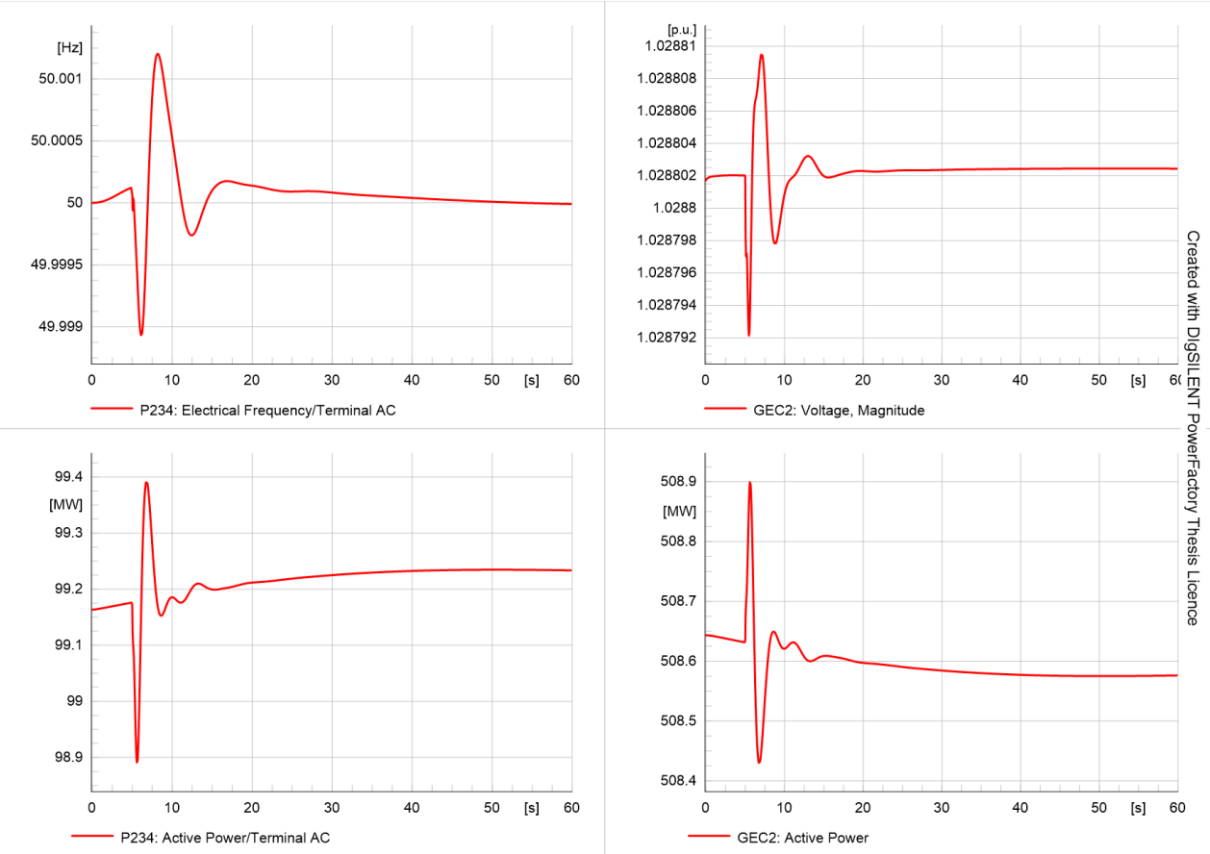
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.23. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}

Ubocznym skutkiem zaistniałej sytuacji był fakt mniejszego zakłócenia wtórnego występującego w systemie prawostronnym, co wynika z rysunku 6.24. Niewielkie zaburzenie mocy czynnej przeniesione przez przekształtnik P234 spowodowało nieznaczny uchyb częstotliwości, co nie wymagało intensywnej reakcji turbozespołów GEC2. W konsekwencji w przypadku żadnego z urządzeń nie nastąpiła zmiana pierwotnego punktu pracy.

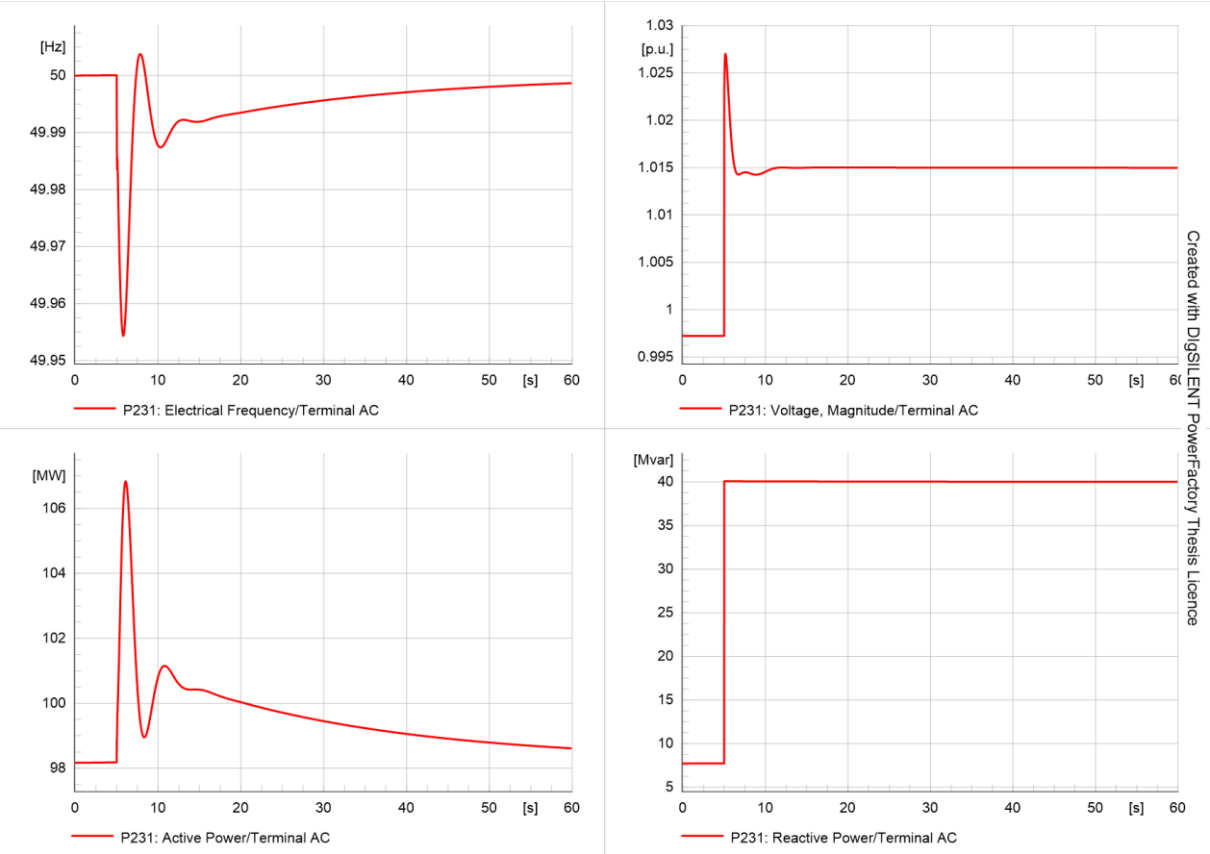
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.24. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}

Wyniki symulacji dotyczącej struktury szeregowej przedstawia rysunek 6.25. Układ regulacji ponownie zadziałał zgodnie z przewidywaniami. Reakcja przekształtnika była silniejsza, niż miało to miejsce w poprzednim przypadku, osiągając poziom zbliżony do struktury równoległej. W analizowanym przypadku nastąpiło większe obniżenie się wartości częstotliwości, niż miało to miejsce w poprzednich przypadkach. Wykresy wskazują również na fakt gwałtowniejszej reakcji układu bezpośrednio po wystąpieniu zakłócenia, która w dalszym toku ulega uspokojeniu. Wynikało to ze struktury układu regulacji, w której sygnał związany z częstotliwością jest wprowadzany do regulatora napięcia DC przekształtnika, a nie bezpośrednio do regulatora mocy czynnej i biernej i stanowiło reakcję zbliżoną do układu równoległego ze sztuczną inercją.

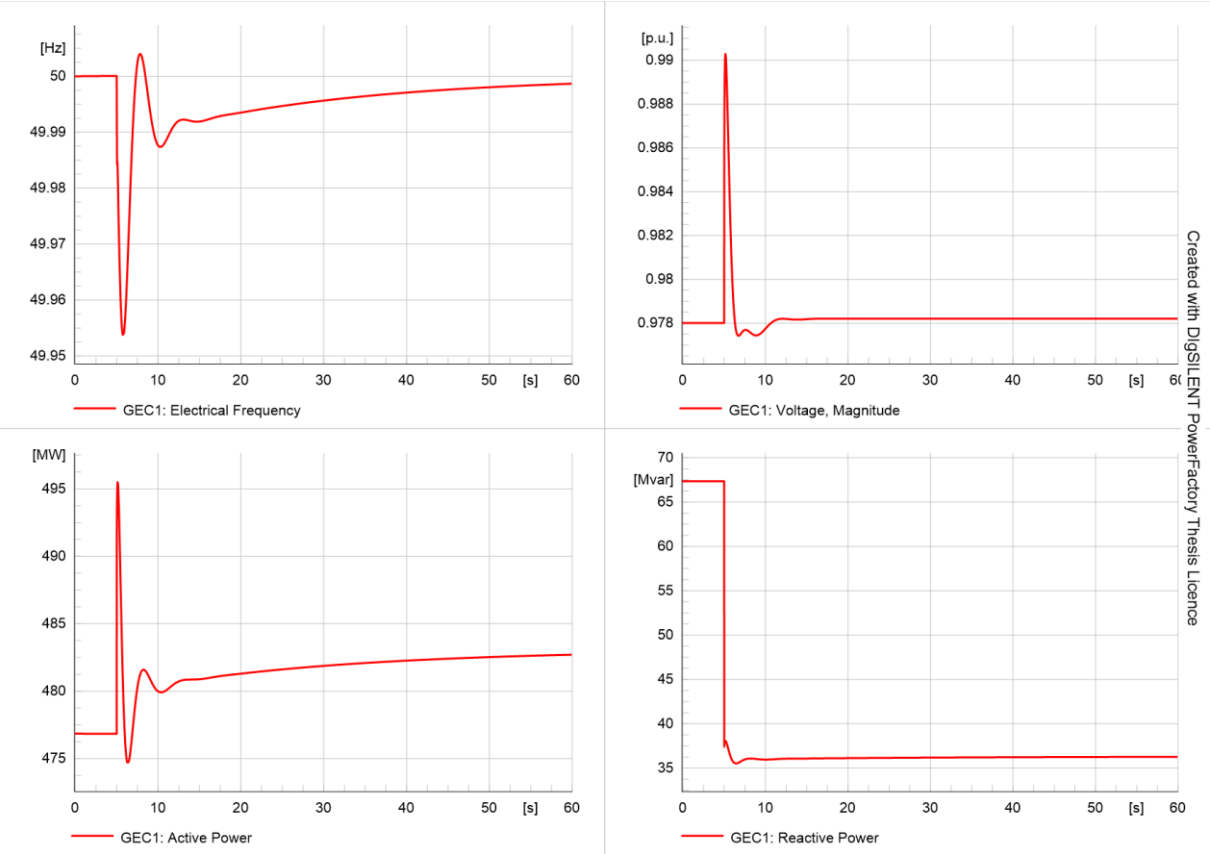
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.25. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej Q-U_{DC} przy zmianie zadanej mocy biernej

Takie zachowanie układu regulacji przekształtnika powoduje również określone zachowanie się turbogeneratorów, co ilustruje rysunek 6.26. Fakt następowania łagodniejszej zmiany mocy czynnej przekształtnika po fazie gwałtowniejszej reakcji wywołał analogiczny charakter odpowiedzi turbozespołów. Nastąpiła więc swoista sytuacja pośrednia pomiędzy utrzymaniem punktu pracy przekształtnika w zakresie mocy czynnej, a jego zmianą. Może to mieć korzystne efekty, bowiem wskazuje, że przekształtnik jest zdolny do podtrzymania zwiększonej mocy czynnej przez dłuższy czas.

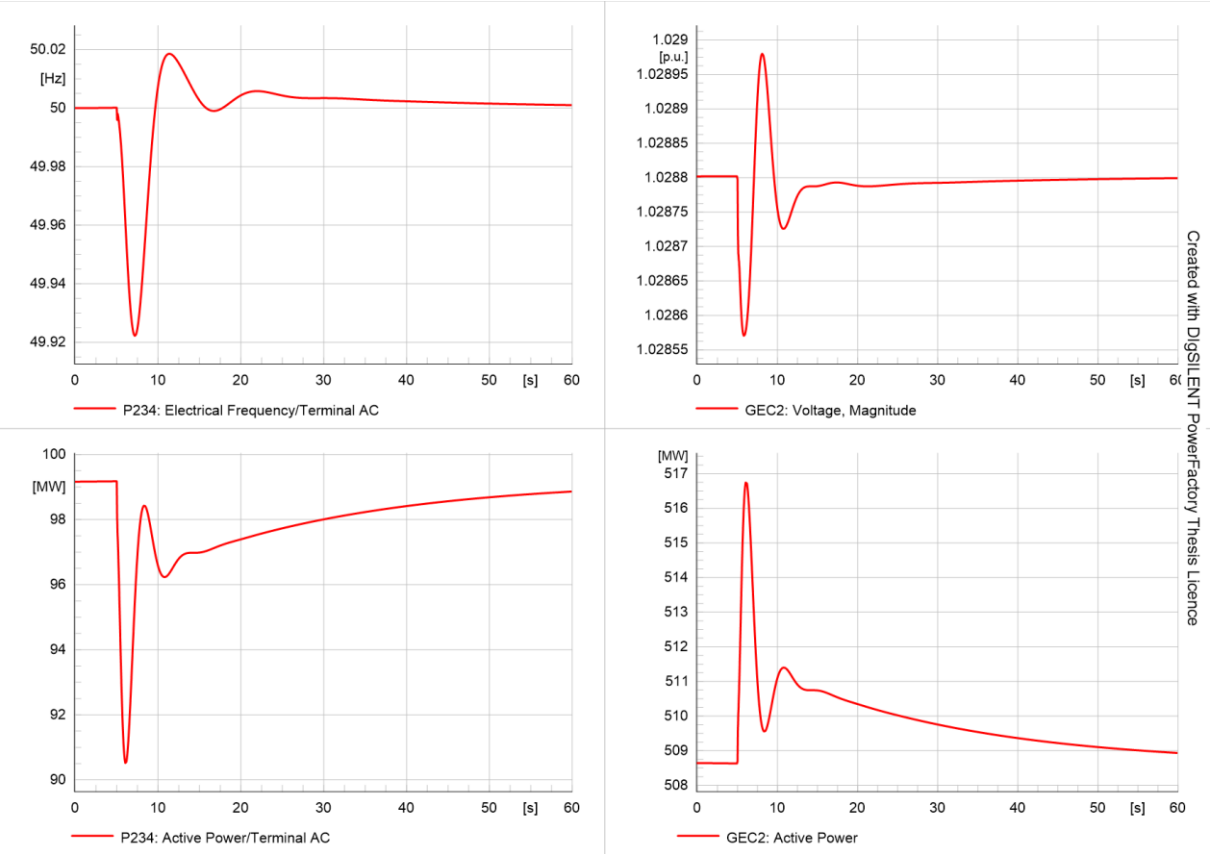
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.26. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze szeregowej Q-U_{DC}

Reakcja układów regulacji w systemie lewostronnym spowodowała również odpowiedź systemu prawostronnego, na co wskazuje rysunek 6.27. Czas trwania zakłócenia we współpracującym systemie jest proporcjonalny do czasu trwania stanu nieustalonego w systemie lewostronnym, jednak występujący uchyb częstotliwości był co do wartości wyższy. Ostatecznie jednak zarówno węzeł wytwórczy, jak i przekształtnik powracają do swoich pierwotnych punktów pracy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

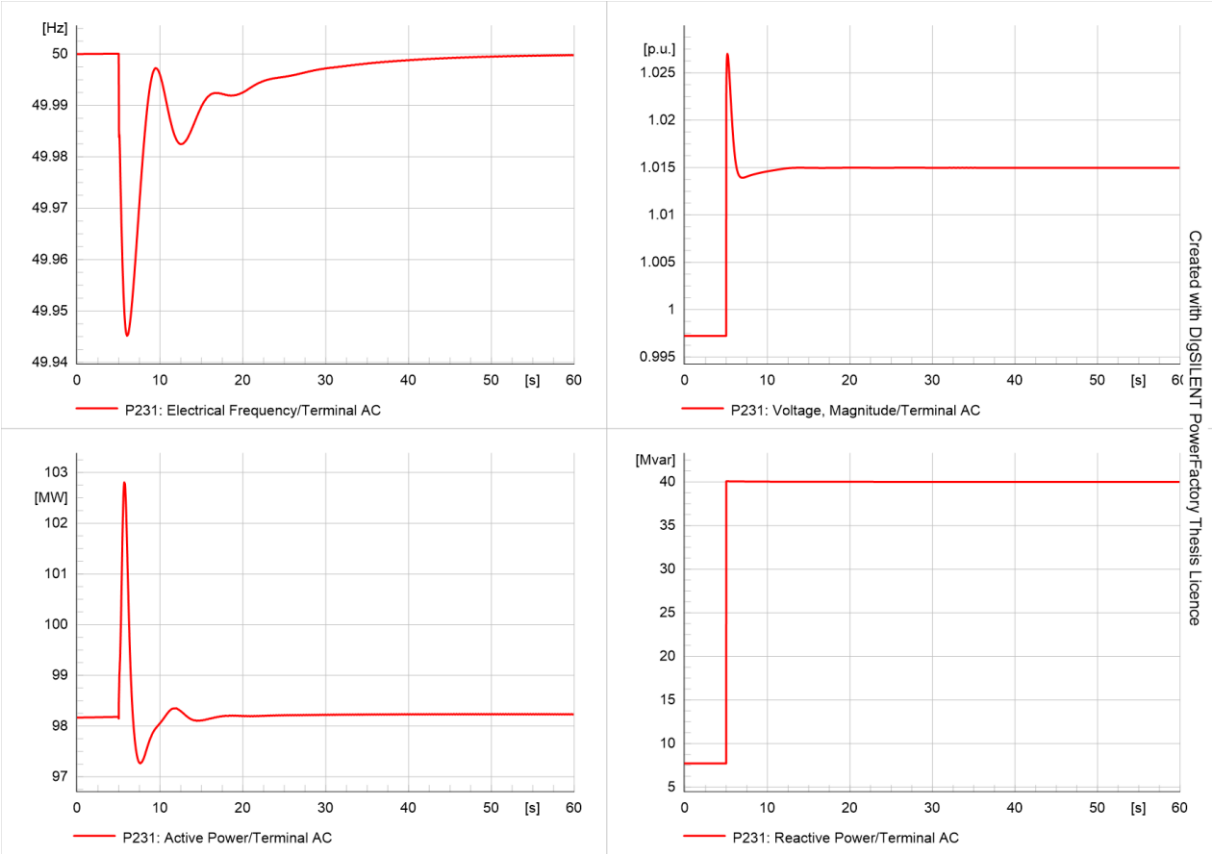


Rys. 6.27. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze szeregowej Q-U_{DC}

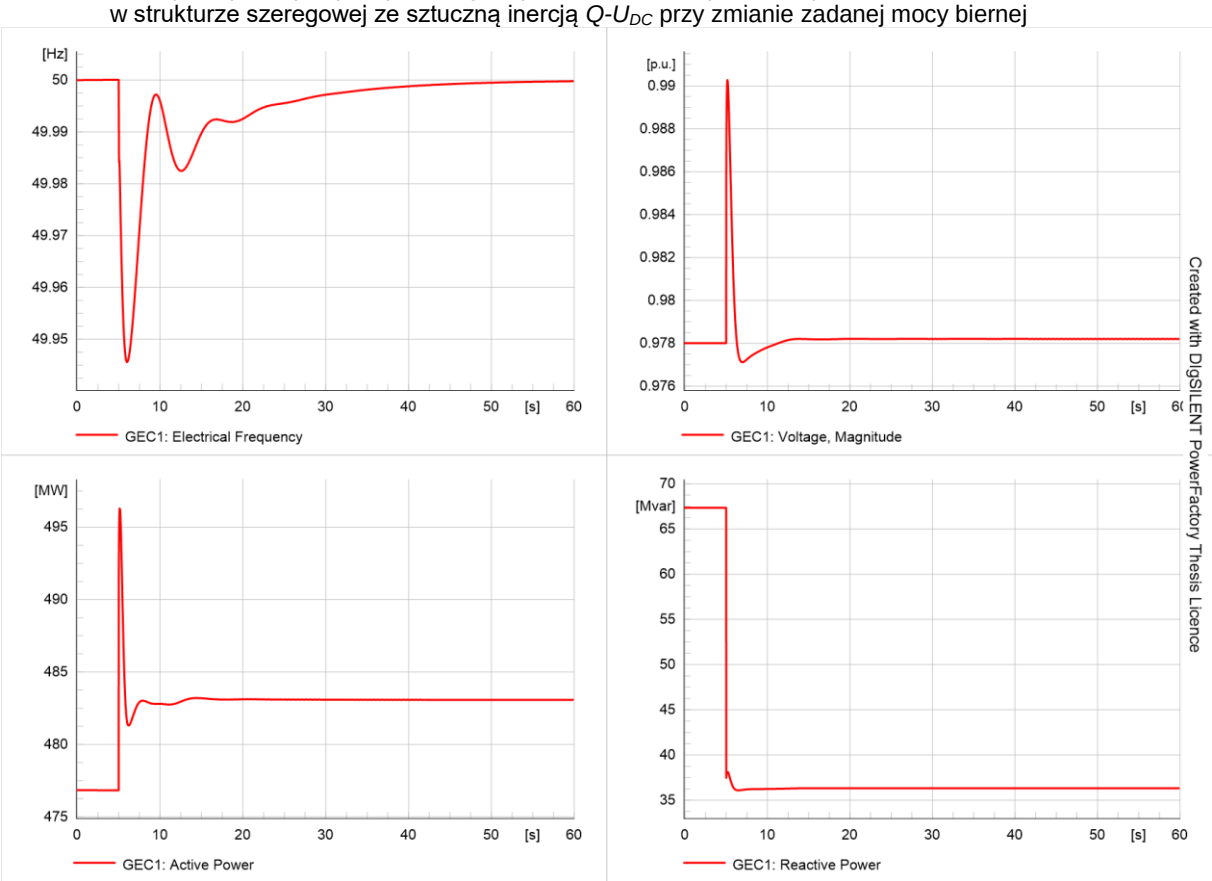
Wyniki symulacji struktury szeregowej z zaimplementowaną sztuczną inercją przedstawia rysunek 6.28. Układ poprawnie zareagował na występujący uchyb częstotliwości, zaś w toku regulacji zachował się zgodnie z zastosowaną inercją, nadążając za zmianami częstotliwości w systemie. Powstająca obniżka częstotliwości była na podobnym poziomie, jak w przypadku struktury szeregowej bez sztucznej inercji, a sam ogólny przebieg regulacji był zbliżony.

Fakt ten potwierdzają wykresy uzyskane dotyczące węzła wytwórczego, zaprezentowane na rysunku 6.29. Reakcja turbozespołów była prawidłowa i skorelowana z procesem regulacji prowadzonym przez przekształtnik i spowodowała szybką eliminację zakłócenia w systemie.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



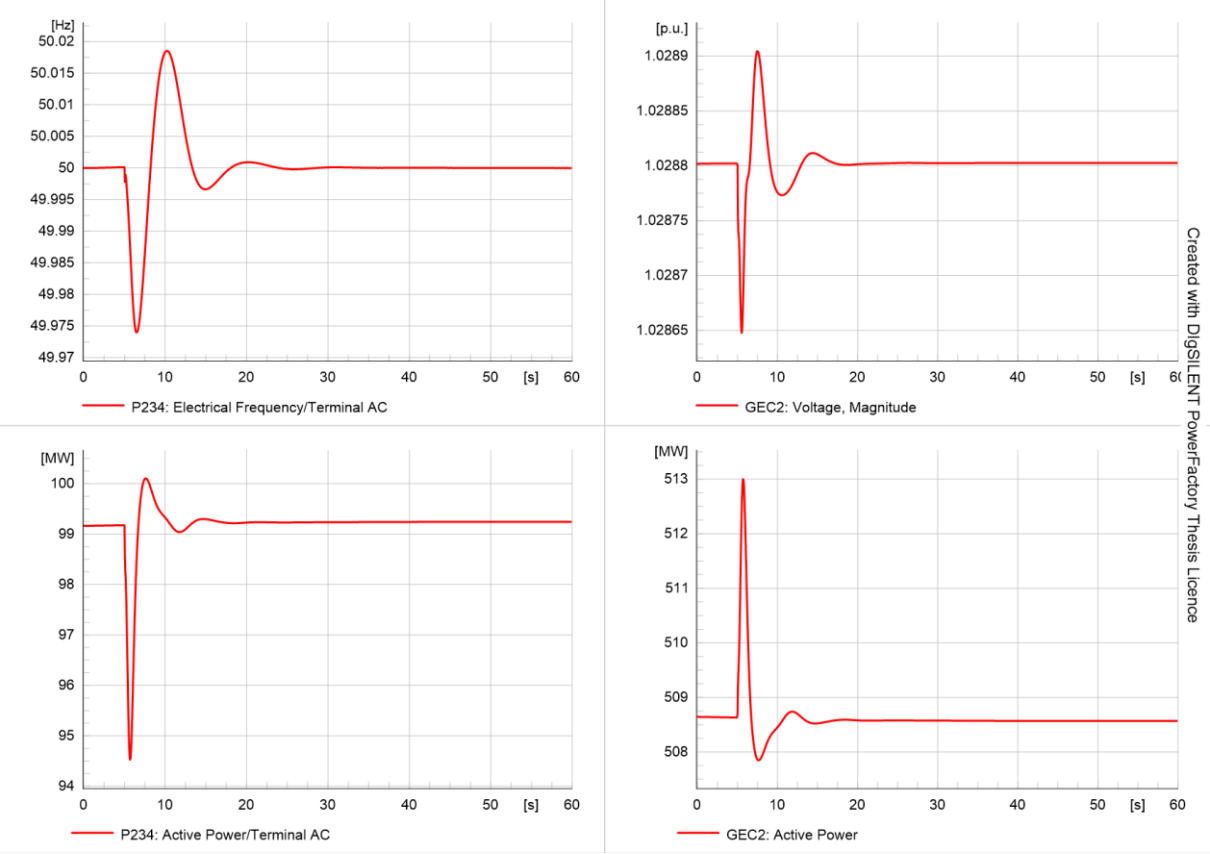
Rys. 6.28. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przy zmianie zadanej mocy biernej



Rys. 6.30. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wynika to z faktu ogólnej koncepcji układu regulacji, która nie uległa zmianie. Modyfikacja w postaci inercji zastosowanej w przekształtniku poskutkowała większymi oscylacjami jej przebiegu, co jednak nie wpłynęło znacząco na zmiany mocy czynnej turbozespołów, które charakteryzują się własną inercją.



Rys. 6.31. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze szeregowej Q-U_{DC}

Zakłócenie wtórne ponownie wystąpiło w systemie prawostronnym, co ukazuje rysunek 6.31. Występujący uchyb częstotliwości był jednak nieznaczny, co pociągnęło za sobą równie nieznaczne zmiany mocy czynnej węzła wytwórczego.

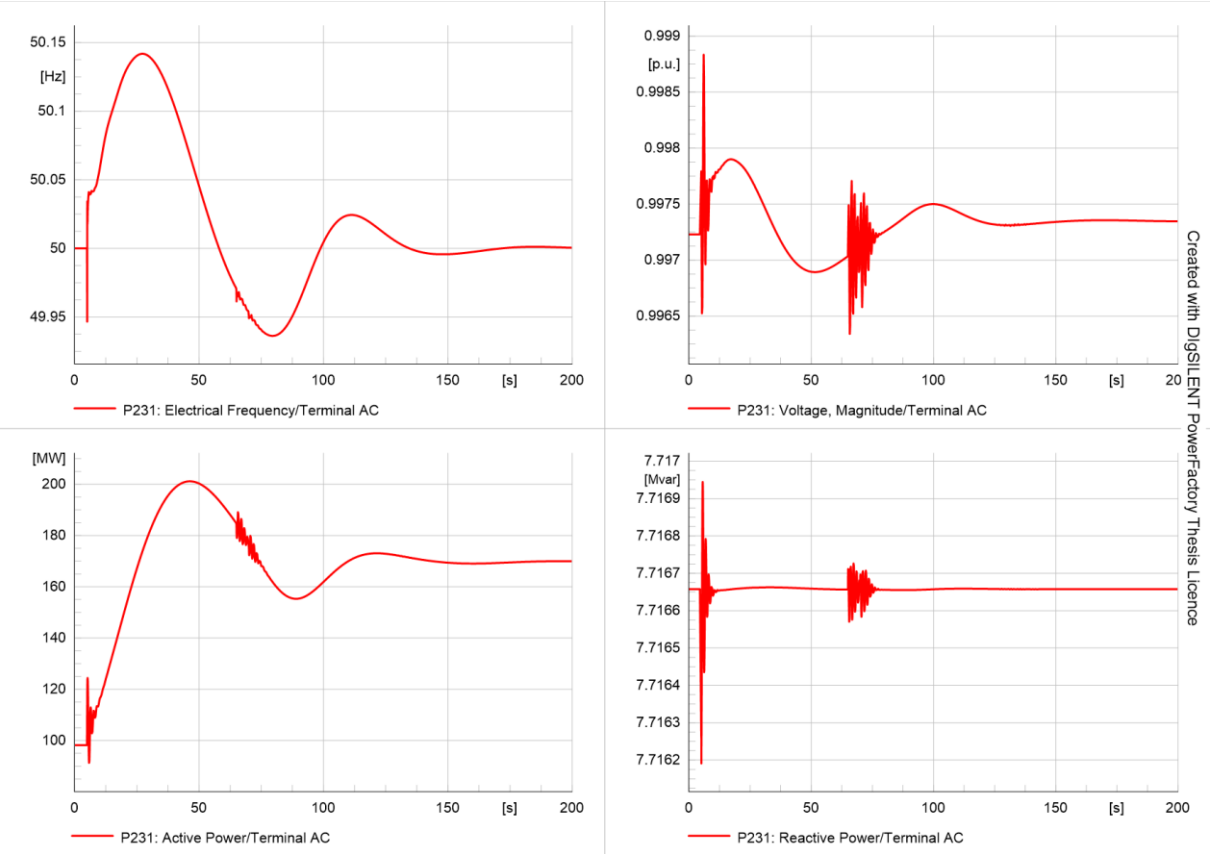
6.4.2. Analiza odpowiedzi układu na zmianę zadanego napięcia DC przekształtnika

Przeprowadzona symulacja miała na celu określenie wpływu zmiany zadanej wartości napięcia w wybranym węźle sieci DC na pracę układu. W toku badań założono skokową zmianę napięcia zadanego od wartości początkowej do poziomu u_{DC} = 0,995 j.w. Czas trwania symulacji był dostosowywany w zależności od jej przebiegu, aby zapewnić możliwie najlepszą prezentację wyników. Zmiana zadanego napięcia DC następowała w 5 sekundzie.

Analizowany przypadek stanowi w istocie zakłócenie występujące w sieci napięcia stałego, które poprzez przekształtniki wywiera wpływ na współpracujące systemy elektroenergetyczne napięcia przemiennego. Zmiana napięcia w jednym w węzłów sieci DC oddziałuje na przekształtniki, wymuszając zmianę ich mocy czynnej. Obniżenie wartości zadanej napięcia DC powoduje intensyfikację wyprowadzania mocy czynnej z sieci napięcia stałego, natomiast jej wzrost – ogranicza pracę falownikową przekształtników.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Zmiana mocy czynnej przekształtnika powoduje również wystąpienie zakłócenia w systemie napięcia przemiennego, co ilustruje rysunek 6.32.



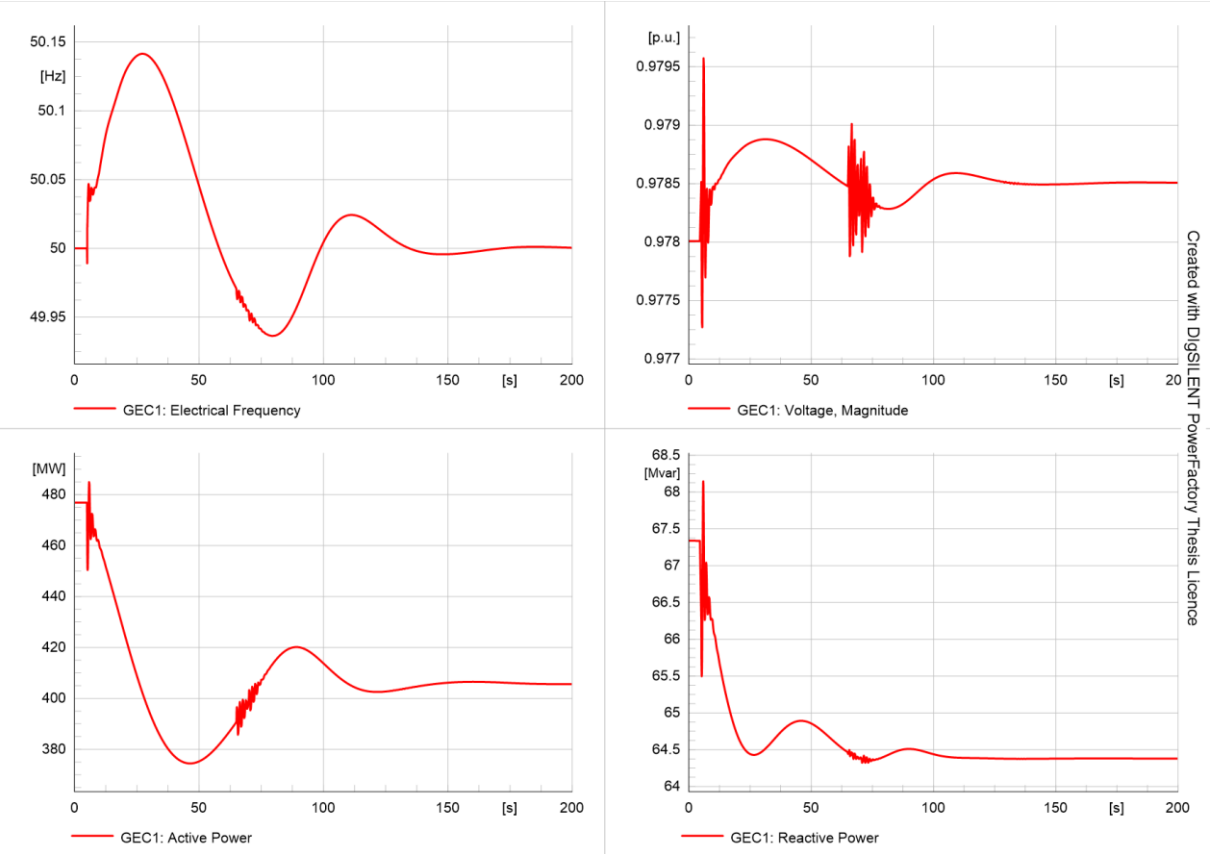
Rys. 6.32. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej Q-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika

Powiązanie napięcia w sieci napięcia stałego z mocą czynną przekształtnika implikuje odmienne zachowanie się układu regulacji. Zmiana mocy biernej przekształtnika w sposób bezpośredni oddziaływała bowiem w istocie tylko na system elektroenergetyczny, do którego była ona wprowadzana. Zmiana napięcia w sieci DC oddziałuje w istocie na wszystkie powiązane nią systemy, ponieważ zmianie ulega bilans mocy czynnej w jej obrębie.

Obniżenie zadanego napięcia strony DC przekształtnika P231 wymusza wzrost wartości mocy czynnej, jaką wyprowadza on z sieci DC do systemu AC, a więc przechodzi on do nowego punktu pracy. Wpływa to jednocześnie na pracę przekształtnika P234, ponieważ ilość mocy czynnej, jaką wprowadza on do systemu prawostronnego ulega ograniczeniu. Zmiana zadanego napięcia w jednym z węzłów sieci prądu stałego powoduje więc przejście powiązanych nią systemów (z wyjątkiem farm wiatrowych) do nowych punktów pracy ustalonej.

Analiza uzyskanych wyników wskazuje, że układ zachował się poprawnie. Obniżenie napięcia na szynach DC stacji przekształtnikowej spowodowało zwiększenie wartości mocy czynnej wprowadzanej do lewostronnego systemu napięcia przemiennego, co jednocześnie spowodowało ograniczenie generacji mocy w węźle wytwórczym GEC1, na co wskazuje rysunek 6.33.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

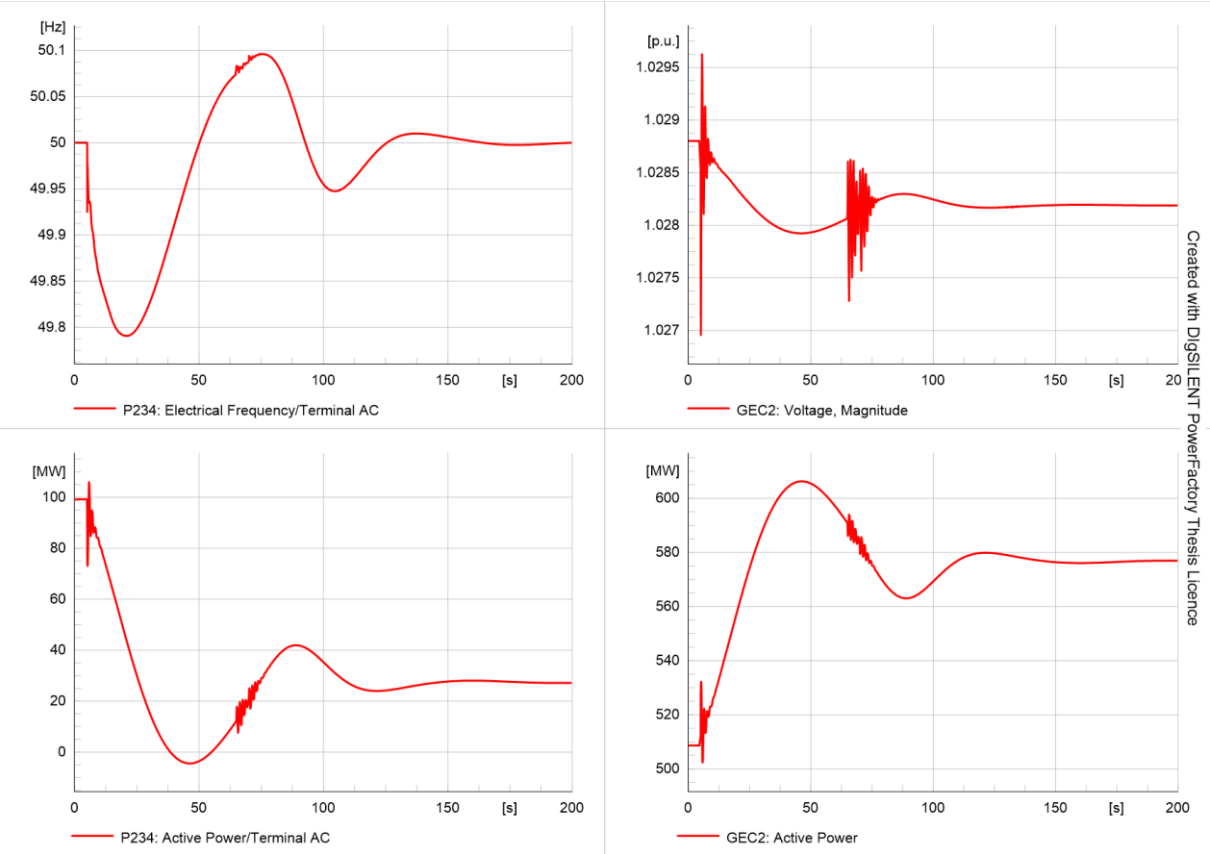


Rys. 6.33. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze równoległej Q-U_{DC}

Czas trwania regulacji był długi, co wynikało z jednocześnie występujących stanów nieustalonych we wszystkich skojarzonych systemach. Ostatecznie jednak każde z urządzeń osiągnęło nowy punkt pracy. Oscylacje mocy czynnej występujące około 60 sekundy wynikały z pracy bloku dostosowującego wzmocnienie sygnału uchybu częstotliwości, który w analizowanej chwili czasowej aktualizował swoje nastawy. Oscylacje te miały charakter przemijający i nie spowodowały utraty stabilności układu.

Sytuacja odmienna miała miejsce w przypadku systemu prawostronnego, gdzie nastąpiło istotne ograniczenie mocy czynnej wprowadzanej przez przekształtnik P234, co ilustruje rysunek 6.34.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

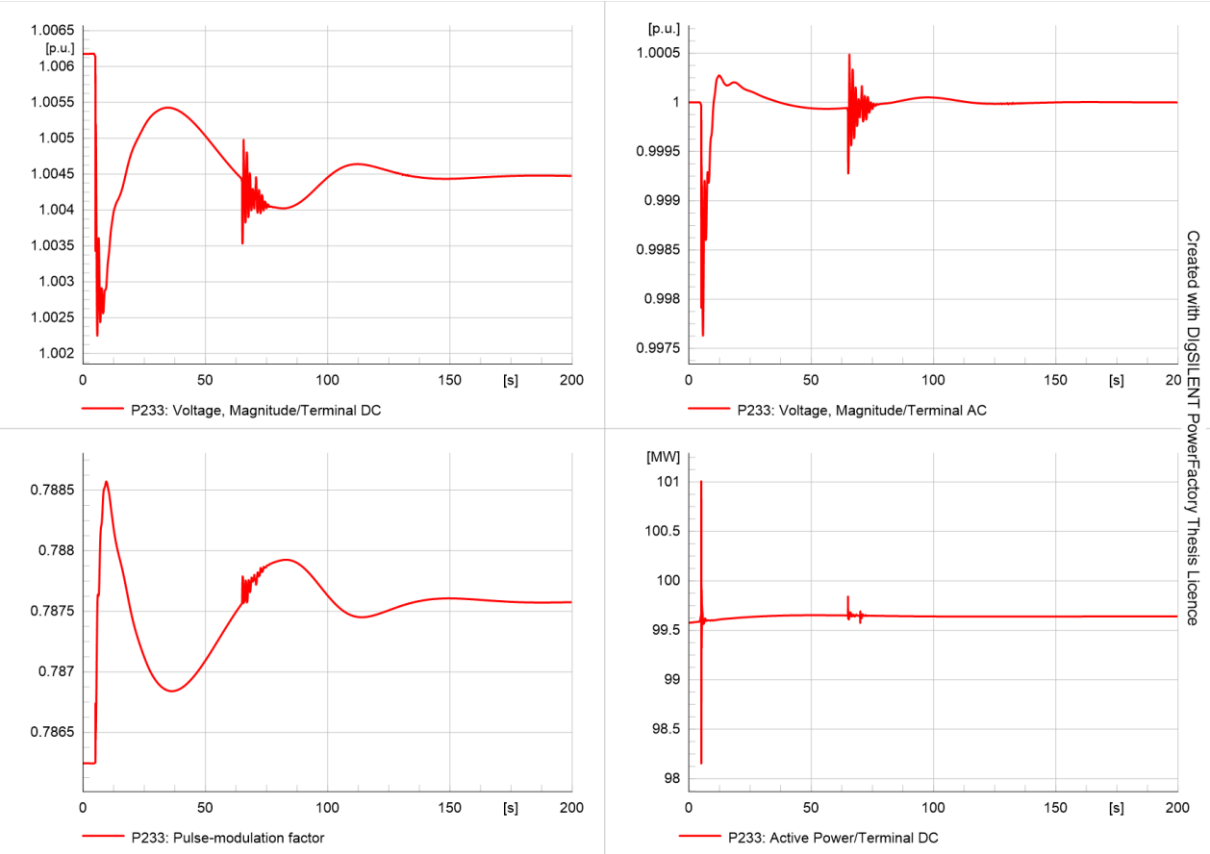


Rys. 6.34. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze równoległej Q-U_{DC}

Zmiana poziomów napięć w sieci napięcia stałego spowodowała przejście przekształtnika P234 z punktu pracy o mocy około 100 MW do pracy o mocy około 30 MW. Chwilowo przekształtnik przeszedł wręcz do pracy prostownikowej, co trwało około 15 sekund. Konieczne było tym samym zintensyfikowanie generacji mocy czynnej w węźle wytwórczym. Dynamika zmian nie była gwałtowna, dlatego też występujący uchyb częstotliwości nie był bardzo duży co do wartości, ale rozciągnięty w czasie.

Analizowane zakłócenie nie pozostało bez wpływu na farmy wiatrowe, co ilustruje rysunek 6.35. Z uwagi na fakt niemal identycznych wykresów, przedstawiono wyniki dla przekształtnika jednej farmy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

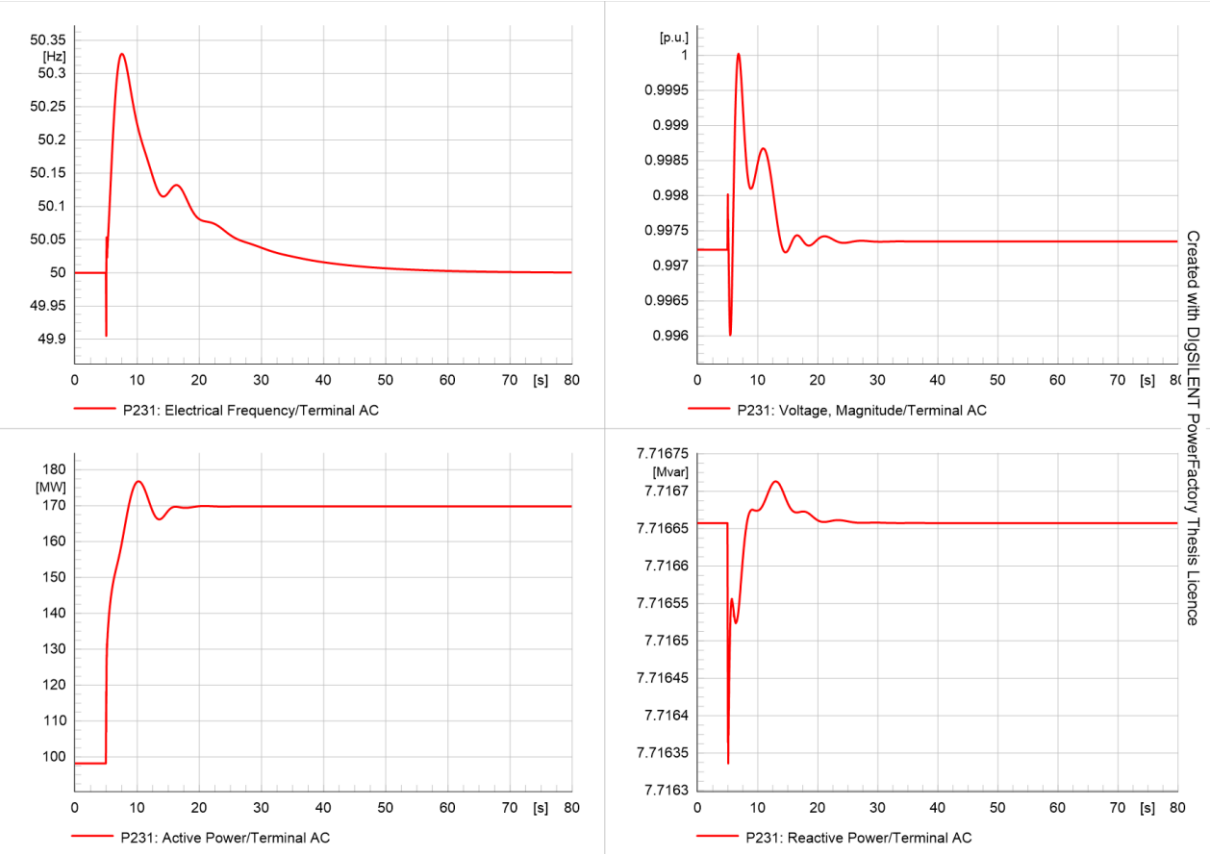


Rys. 6.35. Wykresy napięcia na szynach AC i DC, współczynnika modulacji i mocy czynnej przekształtnika farmy wiatrowej P233 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze równoległej Q-U_{DC}

Zmiana napięcia w obrębie sieci DC pociągnęła za sobą konieczność dostosowania pracy przekształtników farm wiatrowych do nowych warunków. Z uwagi na fakt, iż generacja mocy czynnej w farmach nie uległa zmianie, nie mogła również ulec zmianie wartość mocy czynnej przekształtników. Z uwagi na zmianę napięcia w jednym z węzłów konieczne było dostosowanie wartości współczynnika modulacji w taki sposób, aby utrzymać zadane napięcie po stronie farmy wiatrowej.

Wyniki symulacji struktury równoległej ze sztuczną inercją ukazuje rysunek 6.36.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

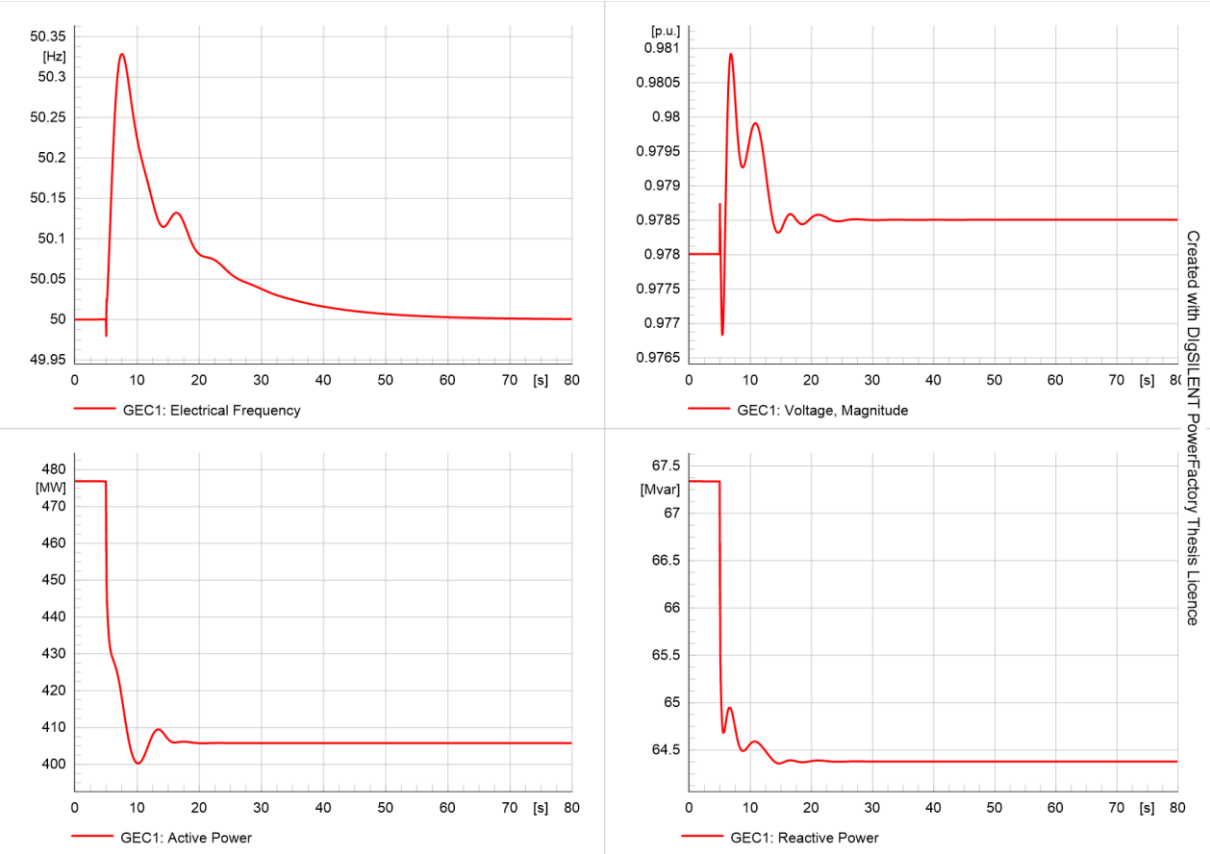


Rys. 6.36. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika

Najistotniejszą zmianą jest znaczne skrócenie czasu regulacji i osiągnięcie równowagi po czasie blisko dwukrotnie krótszym. Wpływ na taki stan rzeczy ma istotnie większa wartość odchyłki częstotliwości, która skutkuje silniejszą reakcją układu. Układ ponownie prawidłowo zrealizował zmianę punku pracy, odpowiadając zwiększeniem mocy czynnej wyprowadzanej do systemu napięcia przemiennego. Wartość mocy biernej przekształtnika nie uległa zmianie, co jest zgodne z przyjętym trybem sterowania.

W konsekwencji, zmianie uległa również reakcja turbozespołów, co przedstawia rysunek 6.37.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

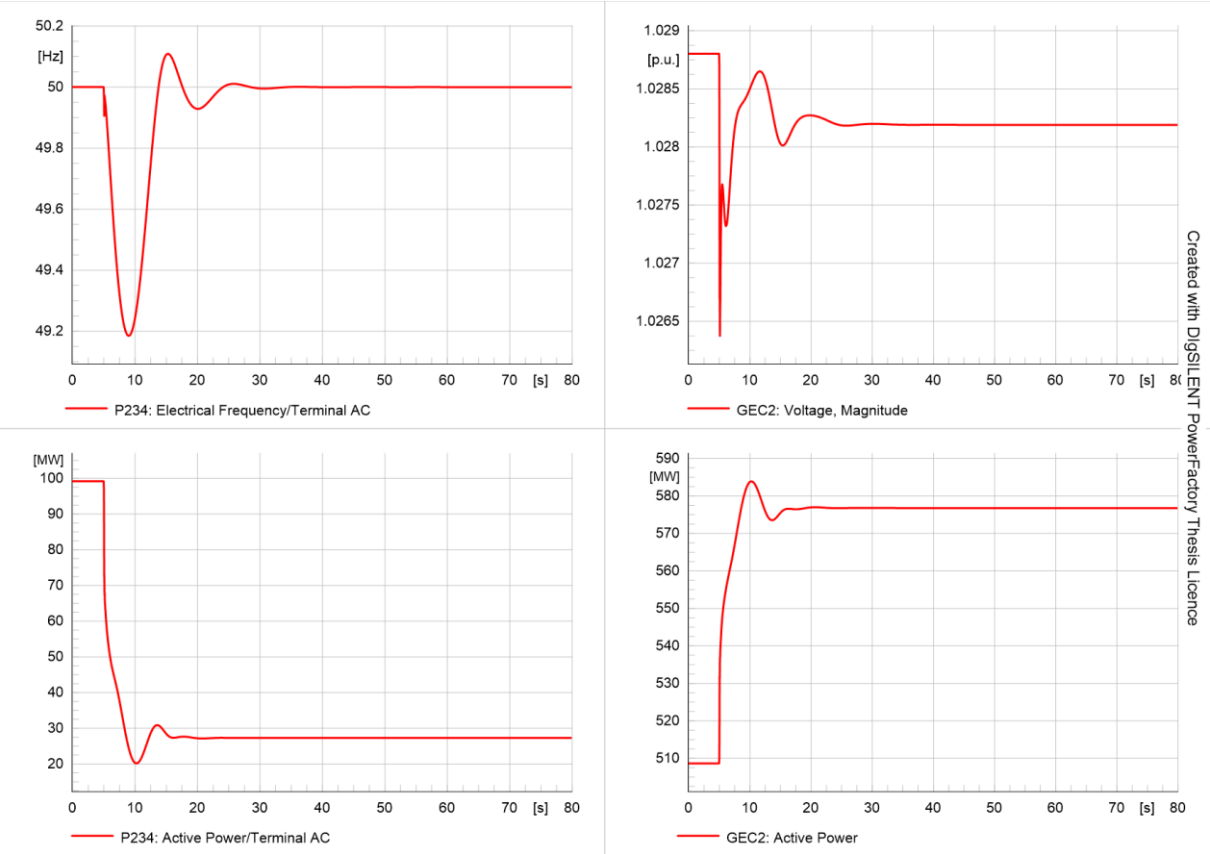


Rys. 6.37. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}

Szybsza reakcja przekształtnika poskutkowała również szybszą reakcją węzła wytwórczego. Dostosował on wartość generowanej mocy czynnej do nowego punktu pracy, jednocześnie utrzymując napięcie na szynach i przechodząc do pracy z nową wartością mocy czynnej.

Gwałtowniejsza reakcja układu ze sztuczną inercją jest szczególnie istotna z punktu widzenia systemu prawostronnego, co ukazuje rysunek 6.38. Odpowiedź układu była znacznie szybsza, co jednak spowodowało bardzo istotne obniżenie częstotliwości, sięgające 49,2 Hz. Jest to sytuacja niebezpieczna, ponieważ w układzie rzeczywistym może powodować już pobudzenie układów samoczynnego częstotliwościowego odciążania SCO. Moc czynna przekształtnika uległa obniżeniu z poziomu 100 MW do 20 MW w czasie 5 sekund, co stanowi ubytek około rzędu 12% względem zbilansowanej początkowej mocy czynnej w systemie. Przełożyło się to na uchyb częstotliwości na poziomie blisko 2%. Uzyskane wyniki pozwalają na określenie współczynnika odciążania sieci dla systemu prawostronnego na poziomie d = 2. Zasadnym wydaje się więc rozważenie uwzględnienia w tej strukturze elementu zapobiegającego tak gwałtowniej reakcji, realizującego jej osłabienie co do wartości lub wydłużenie w celu obniżenia dynamiki zmian.

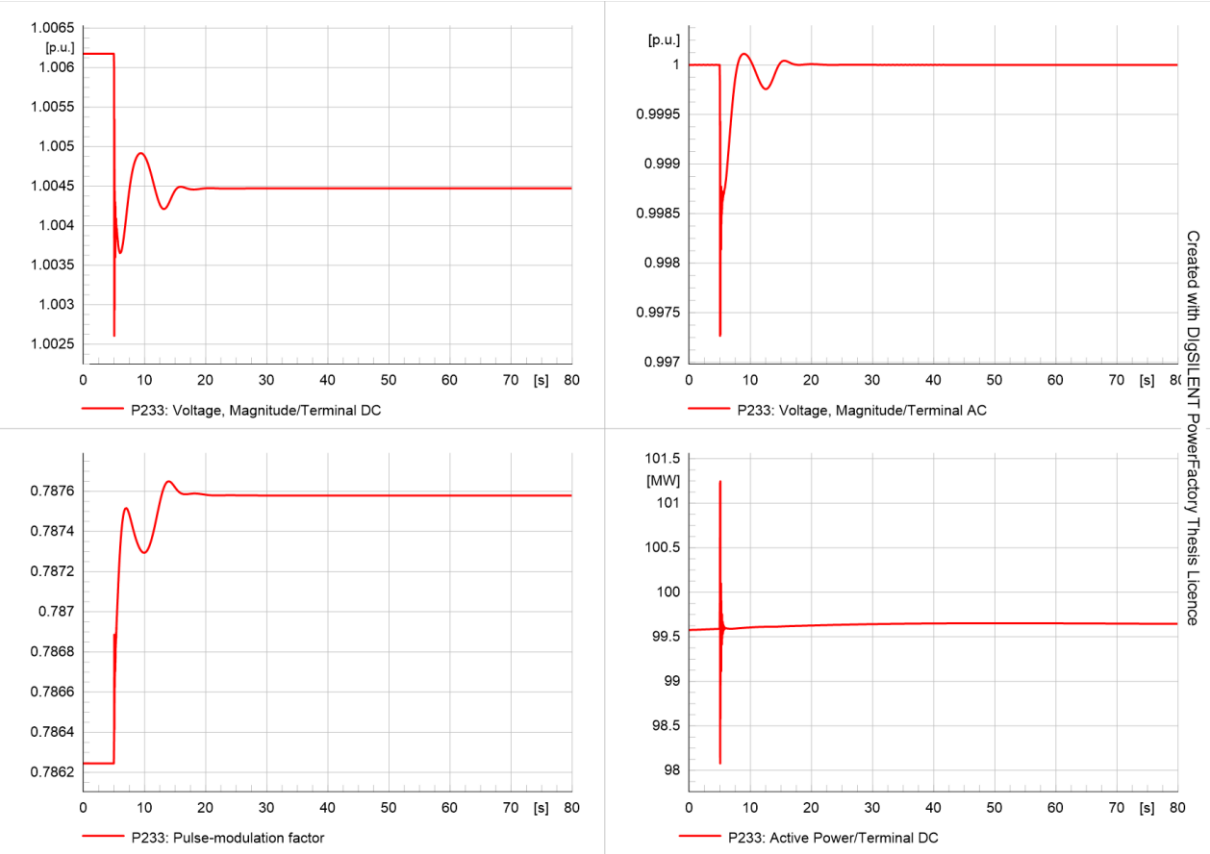
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.38. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}

Zastosowanie inercji wpłynęło również na pracę układu regulacji przekształtników farm wiatrowych, co ilustruje rysunek 6.39. Przebieg zakłócenia w przypadku farm wiatrowych był analogiczny do poprzednio analizowanej sytuacji, jednak fakt szybszego osiągnięcia równowagi przez pozostałe systemy poskutkował również szybszym przejściem do nowego punktu pracy przekształtników farm wiatrowych. Ponownie efektem była niezmienność mocy czynnej przekształtnika i konieczność dostosowania współczynnika modulacji w celu utrzymania zadanego napięcia po stronie farmy wiatrowej.

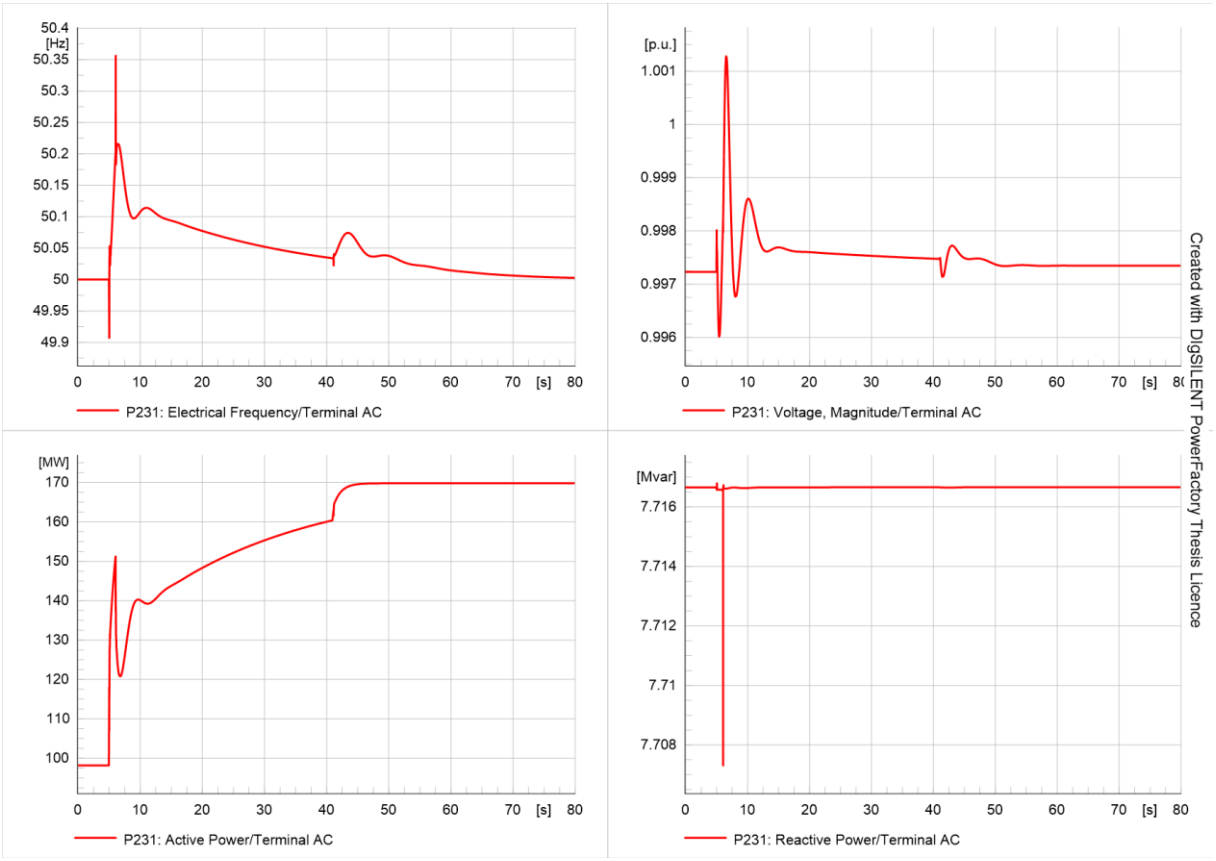
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



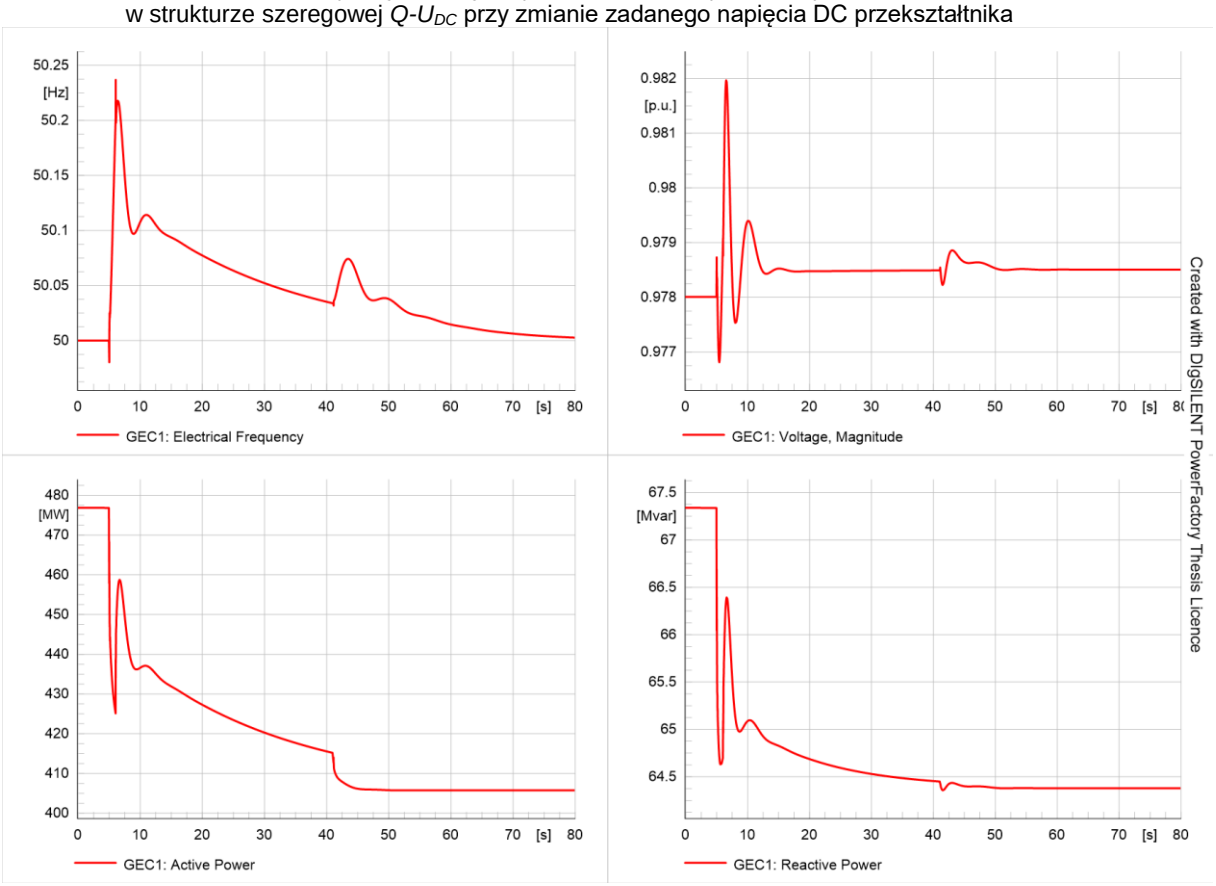
Rys. 6.39. Wykresy napięcia na szynach AC i DC, współczynnika modulacji i mocy czynnej przekształtnika farmy wiatrowej P233 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}

Wyniki uzyskane dla struktury szeregowej prezentuje rysunek 6.40. Wskazują one na dwuetapowy przebieg procesu regulacji mocy czynnej przekształtnik, co ma związek z topologią struktury szeregowej. Inaczej niż w przypadku struktury równoległej, sygnał uchybu częstotliwości nie jest wprowadzany bezpośrednio do bloku regulatora mocy czynnej i biernej, ale do bloku regulatora napięcia strony DC. W pierwszym etapie następuje ustalenie napięcia strony DC na zadanym poziomie, a dopiero później przewagę uzyskuje sygnał uchybu częstotliwości. Swoiste drugie zakłócenie występujące około 45 sekundy wynika z zakończenia procesu regulacji napięcia strony DC i przejścia przekształtnika do udziału w regulacji mocy czynnej po stronie AC prowadzącego do ustabilizowania wartości częstotliwości.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.40. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej Q-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika

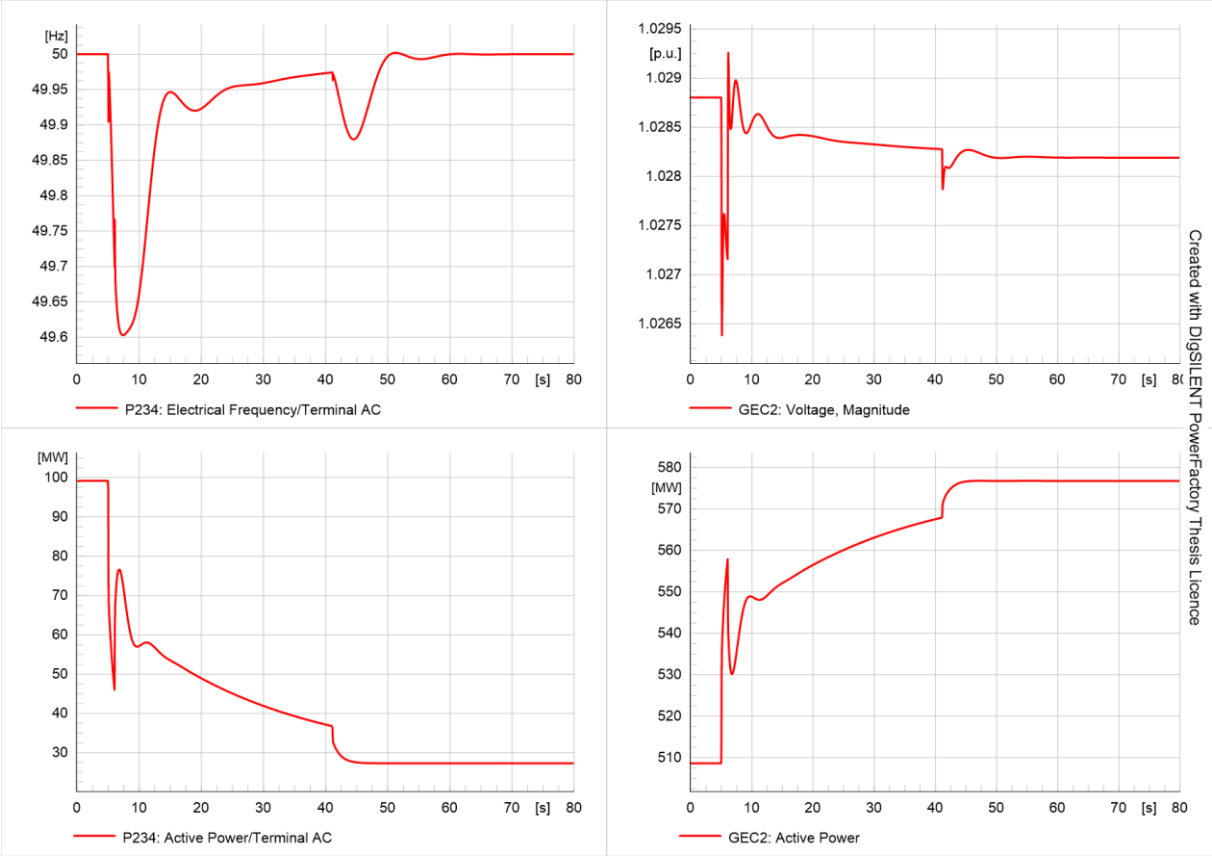


Rys. 6.41. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze szeregowej Q-U_{DC}

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wyniki uzyskane dla węzła wytwórczego, przedstawione na rysunku 6.41, są komplementarne względem wyników uzyskanych dla przekształtnika P231. Wskazują one na dążenie układu do wyeliminowania uchybu częstotliwości. Wyraźnie jest również widoczna chwila udziału przekształtnika w procesie regulacji, co stanowi istotne wsparcie dla turbozespołów.

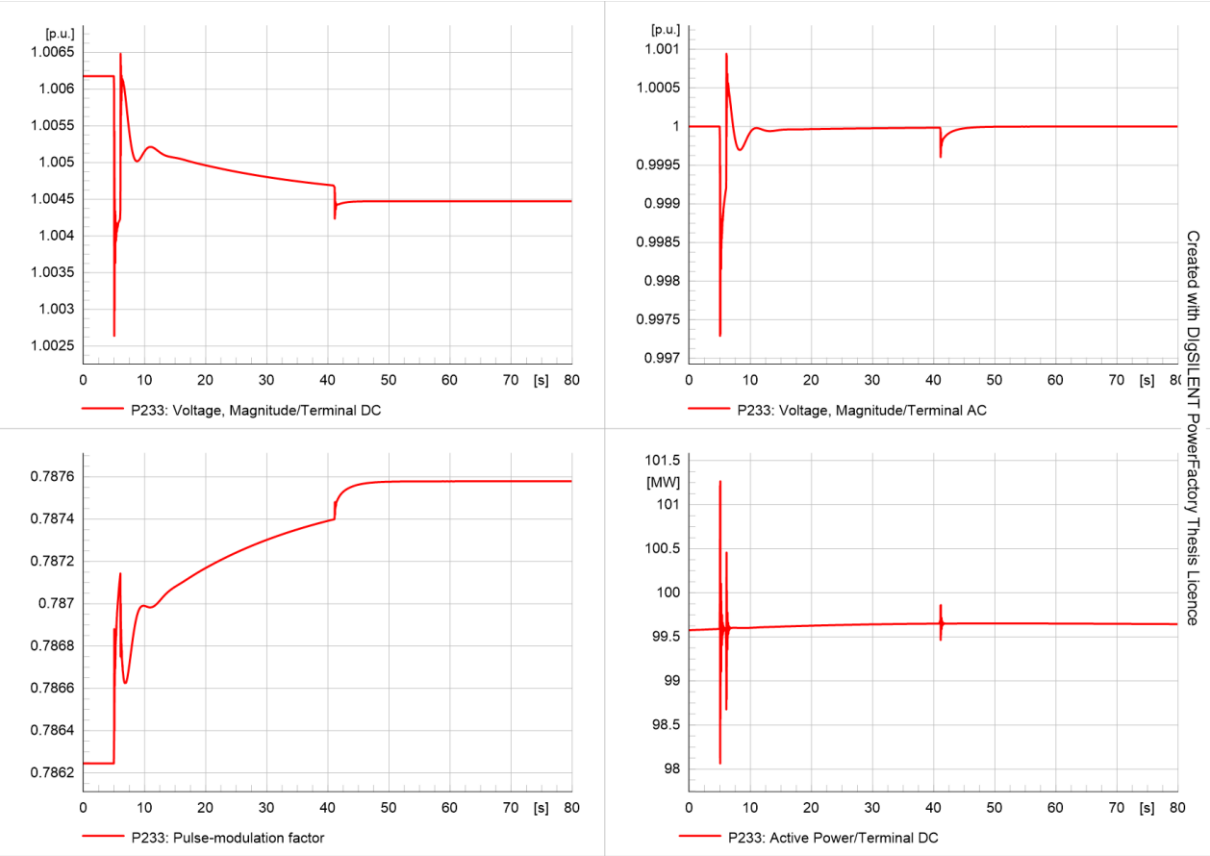
Analogiczne wnioski wysnuć można analizując wyniki uzyskane dla przekształtnika P234, ukazane na rysunku 6.42. Wspomniany przekształtnik wykazuje analogiczne zachowanie, przez co również w systemie prawostronnym proces eliminacji zaburzenia jest dwuetapowy. Ponownie występuje drugie zaburzenie wynikające z przejścia przekształtnika w systemie lewostronnym do eliminacji uchybu częstotliwości. W rozpatrywanym czasie symulacji przekształtnik nie zmienił charakteru pracy na prostownikowy, co przełożyło się na mniejszy co do wartości uchyb częstotliwości w systemie niż w przypadku struktury równoległej ze sztuczną inercją. W dalszym ciągu osiąga ona jednak poziom, który może spowodować pobudzenie układów SCO.



Rys. 6.42. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie zadanej mocy biernej przekształtnika w strukturze szeregowej Q-U_{DC}

Przedstawiona sytuacja oddziałuje również na farmy wiatrowe i ich przekształtniki, co ukazuje rysunek 6.43. Utrzymana została wartość mocy czynnej generowanej w farmie wiatrowej, a więc tym samym wprowadzane do sieci napięcia stałego przez przekształtnik. Przekształtniki farm wiatrowych również odnotowały wystąpienie drugiego zaburzenia w czasie około 45 sekundy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.43. Wykresy napięcia na szynach AC i DC, współczynnika modulacji i mocy czynnej przekształtnika farmy wiatrowej P233 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze szeregowej Q-U_{DC}

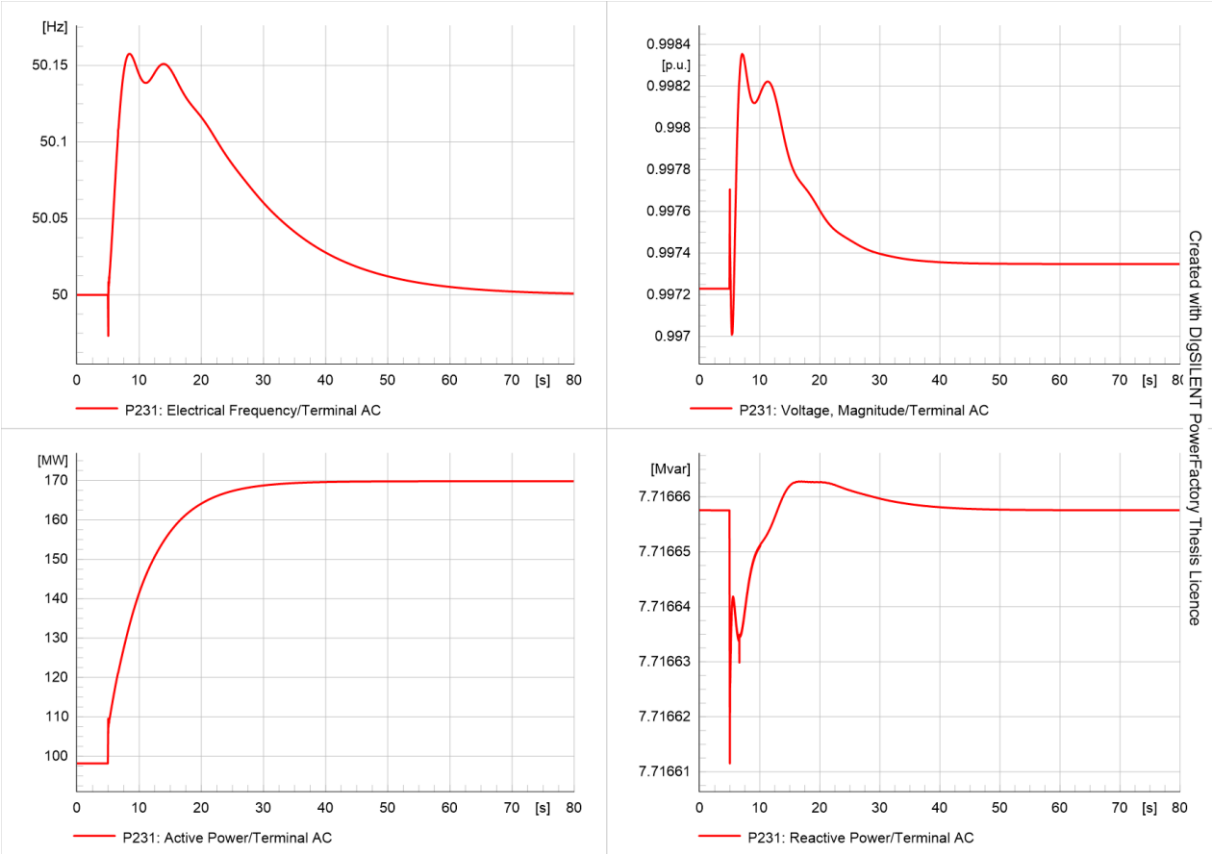
Wyniki uzyskane dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją przedstawia rysunek 6.44. Wpływ sztucznej inercji widoczny jest w toku całej symulacji. Uzyskane przebiegi wskazują na przewidywalny i ciągły proces przejścia do nowego punktu pracy. Istotnym jest fakt braku drugiego zaburzenia występującego w strukturze szeregowej bez sztucznej inercji.

Wpłynęło to również na łagodniejszą zmianę mocy czynnej turbozespołów, na co wskazuje rysunek 6.45. W systemie nie wystąpiły oscylacje, w związku z czym nie pojawiło się ryzyko utraty stabilności i system przeszedł do nowego punktu pracy ustalonej w sposób ciągły.

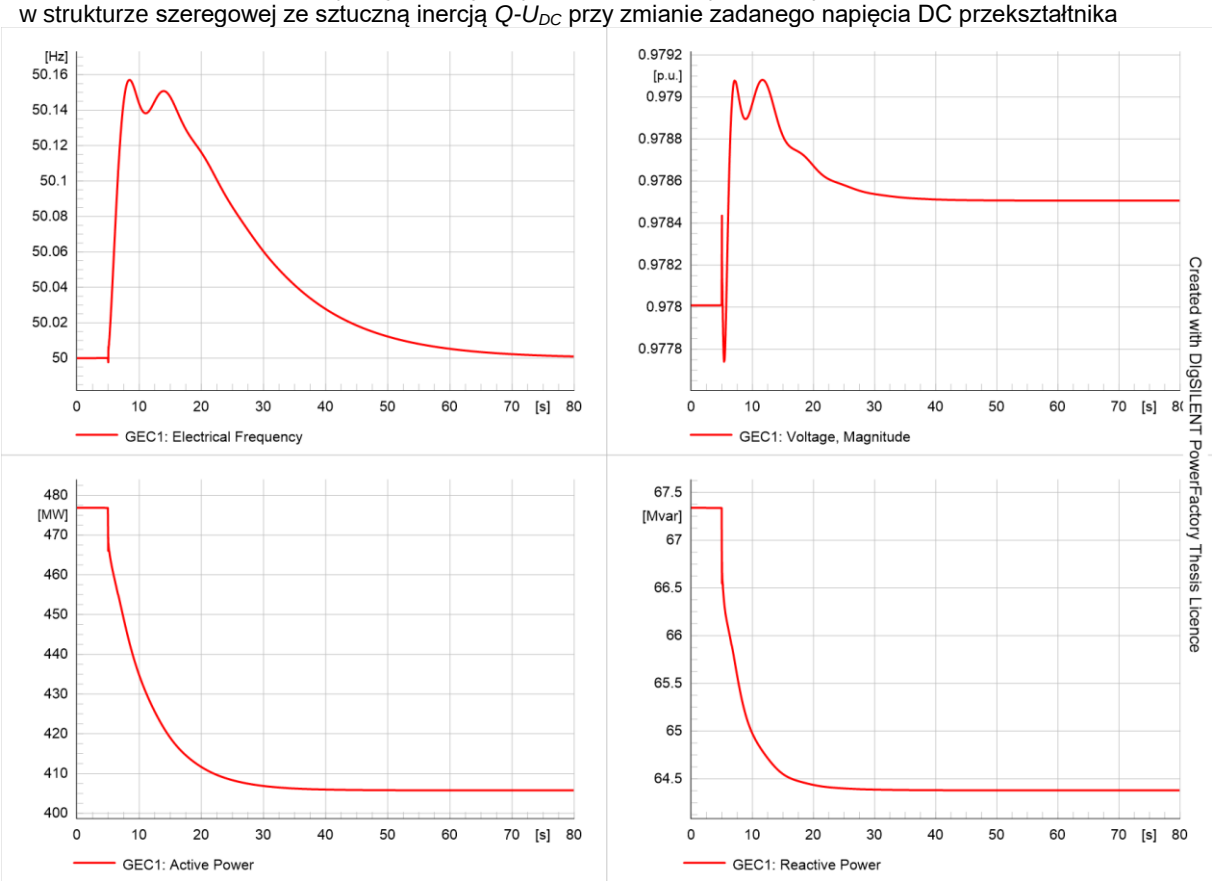
Zakłócenie pozostało istotne z punktu widzenia systemu prawostronnego, co ukazuje rysunek 6.46. Uchyb częstotliwości osiągnął wartość maksymalną zbliżoną do struktury szeregowej, a więc pod rozwagę wciąż należy poddać ryzyko pobudzenia nastaw układów SCO. Uzyskane wyniki wskazują jednoznacznie, że jest to związane z gwałtowniejszą reakcją układu regulacji, co również przekłada się na szybszy czas regulacji. W rozpatrywanym przypadku jednak zasadne byłoby osłabienie reakcji układu kosztem czasu trwania stanu nieustalonego, co pozwoli na ograniczenie wystąpienia niebezpiecznej sytuacji w systemie.

Wykresy uzyskane dla przekształtników farm wiatrowych, przedstawione na rysunku 6.47, są konsekwencją wyników dla pozostałych obszarów sieci. Z uwagi na łagodniejszy przebieg stanu nieustalonego również i reakcja przekształtników *offshore* jest łagodniejsza.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

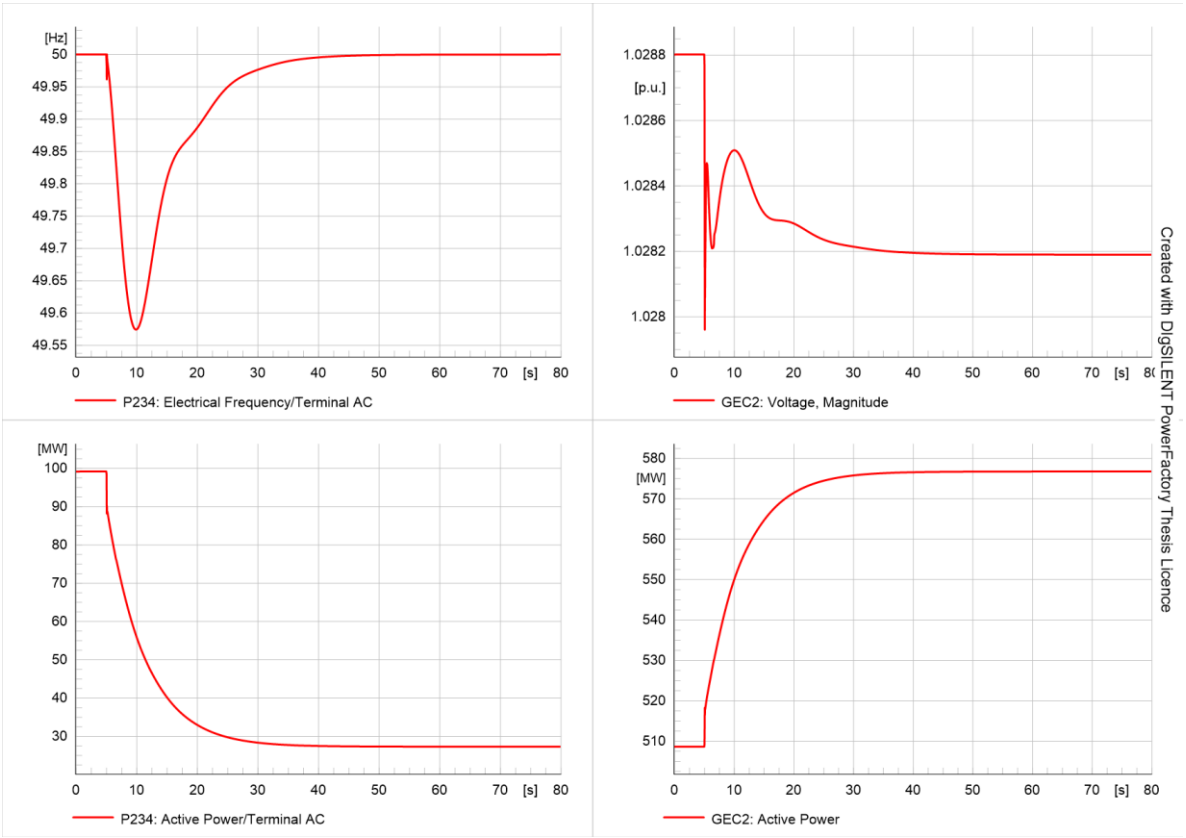


Rys. 6.44. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika

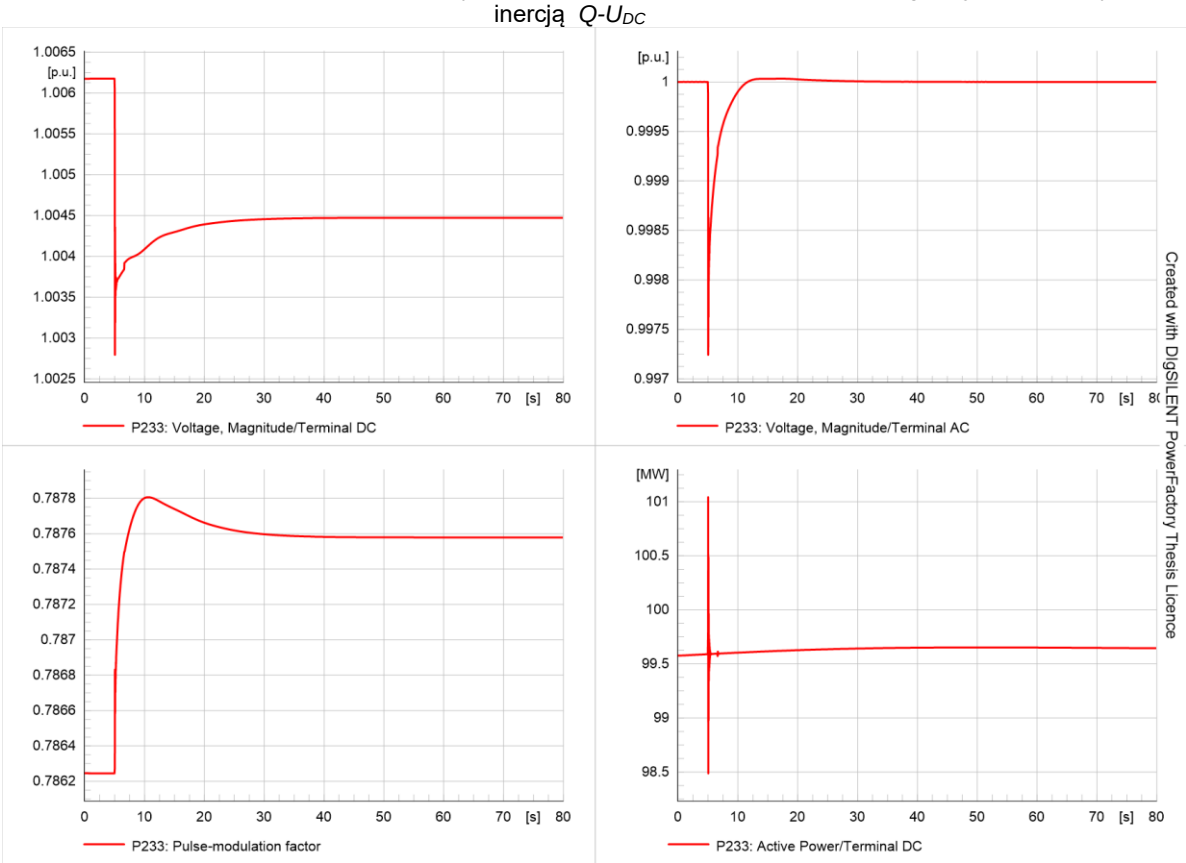


Rys. 6.45. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.46. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie napięcia DC przekształtnika w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}



Rys. 6.47. Wykresy napięcia na szynach AC i DC, współczynnika modulacji i mocy czynnej przekształtnika farmy wiatrowej P233 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją Q-U_{DC}

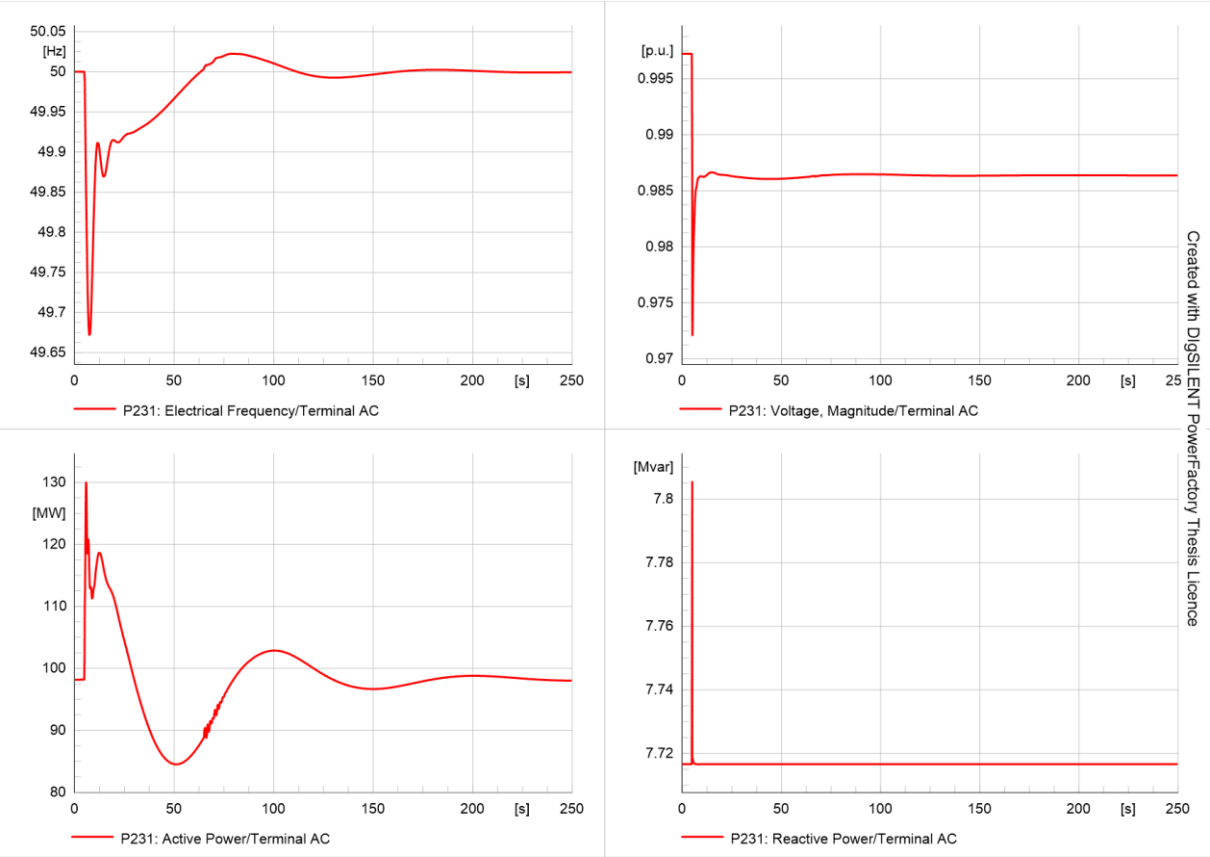
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

6.4.3. Analiza odpowiedzi układu na zmianę obciążenia w systemie AC

Przeprowadzone dotychczas analizy dotyczyły reakcji układu regulacji przekształtnika na zmiany zadanych wartości parametrów jego pracy. W dalszej kolejności sprawdzeniu należało poddać reakcję układu na zakłócenia występujące w systemie AC i niezwiązane bezpośrednio z przekształtnikiem.

Pierwsza przeprowadzona symulacja z tego zakresu miała na celu określenie wpływu zmiany obciążenia we wskazanym węźle odbiorczym na pracę układu. W toku badań założono skokowy wzrost obciążenia w węźle AC412 o 30% mocy czynnej i 15% mocy biernej w stosunku do wartości początkowej. Czas trwania symulacji był każdorazowo dostosowywany do jej przebiegu, a zmiana obciążenia następowała w 5 sekundzie.

Zmiana obciążenia w systemie jest jednym z najczęściej występujących zakłóceń, dlatego też kluczowym jest, by układ regulacji w takiej sytuacji zachowywał się zgodnie z przewidywaniami i w sposób efektywny. Rysunek 6.48, ukazuje wyniki symulacji dla przekształtnika P231 w strukturze równoległej

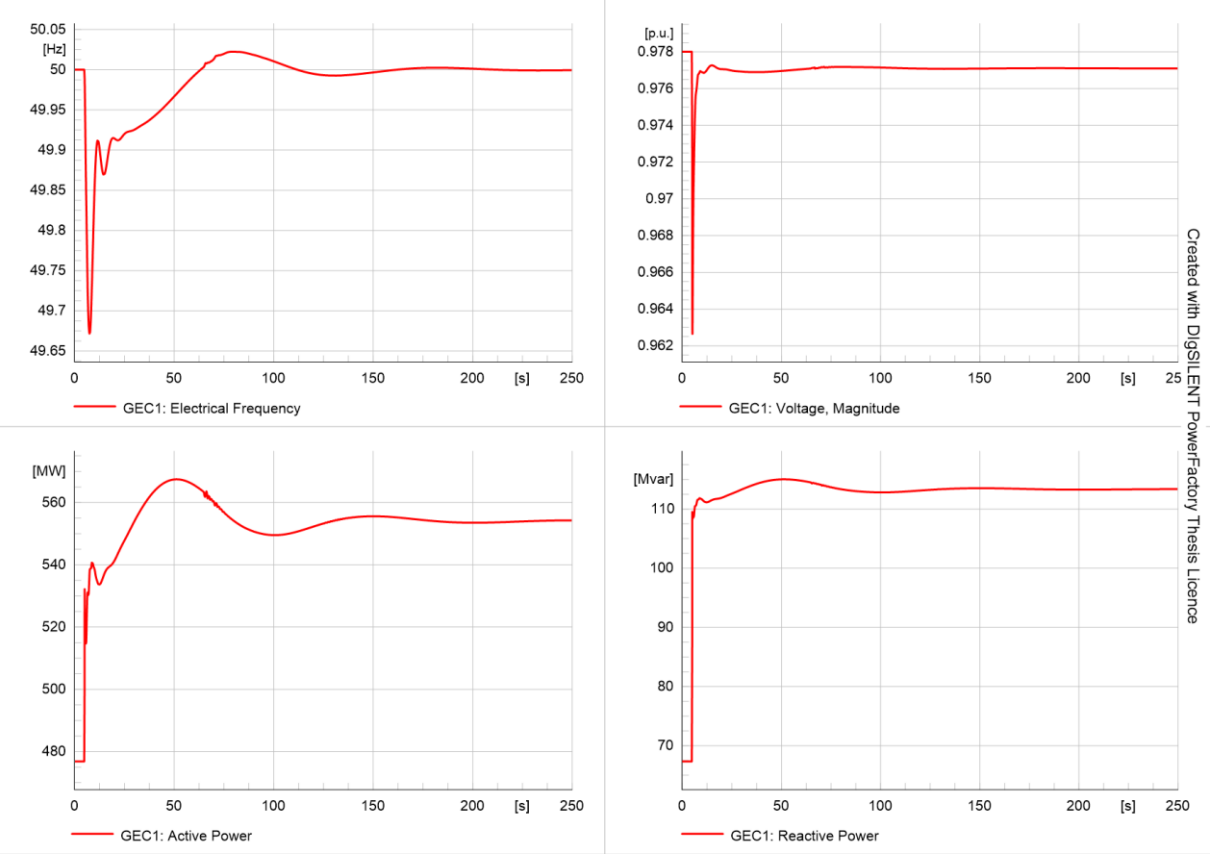


Rys. 6.48. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej *Q*-U_{DC} przy zmianie obciążenia w systemie AC

Przekształtnik brał czyny udział w regulacji mocy czynnej w systemie AC. Wzrost obciążenia w systemie spowodował wystąpienie odchyłki częstotliwości, co pobudziło do działania układy regulacji przekształtnika i turbozespołów. W odróżnieniu od poprzednio analizowanych sytuacji tym razem oba urządzenia mogły uczestniczyć w regulacji i tym samym współpracować ze sobą.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

W strukturze równoległej przekształtnika zastosowano blok skalujący wzmocnienie odchyłki częstotliwości w zależności od zapasu mocy i stopnia obciążenia przekształtnika. W reakcji na obniżenie się częstotliwości w systemie przekształtnik zwiększa wprowadzaną do systemu napięcia przemiennego moc czynną, wspierając tym samym węzeł wytwórczy, co ukazuje również rysunek 6.49. Przekształtnik w sposób ciągły dąży do zniwelowania uchybu częstotliwości dostosowując wartość mocy czynnej. Po powrocie częstotliwości do poziomu wartości zadanej przekształtnik powraca do pierwotnej wartości mocy czynnej.

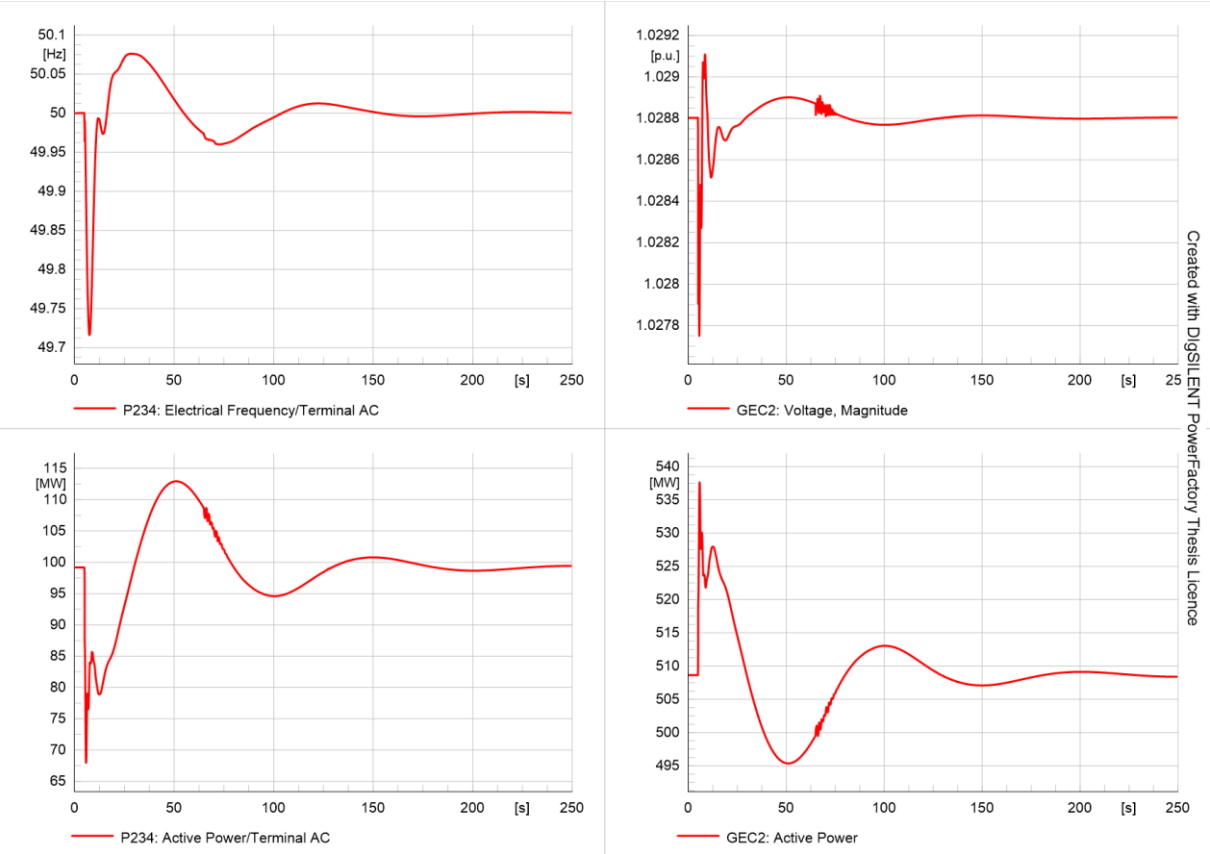


Rys. 6.49. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej Q-U_{DC} przekształtnika

Praca przekształtnika w trybie kontroli Q-U_{DC} spowodowała brak jego udziału w regulacji napięcia. Przekształtnik utrzymał zadaną wartość mocy biernej pozostawiając regulację napięcia działaniu regulatora węzła wytwórczego.

Zmiana obciążenia w systemie lewostronnym, z racji jego sprzężenia przez sieć napięcia stałego, oddziaływała również na system prawostronny, co ilustruje rysunek 6.50.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



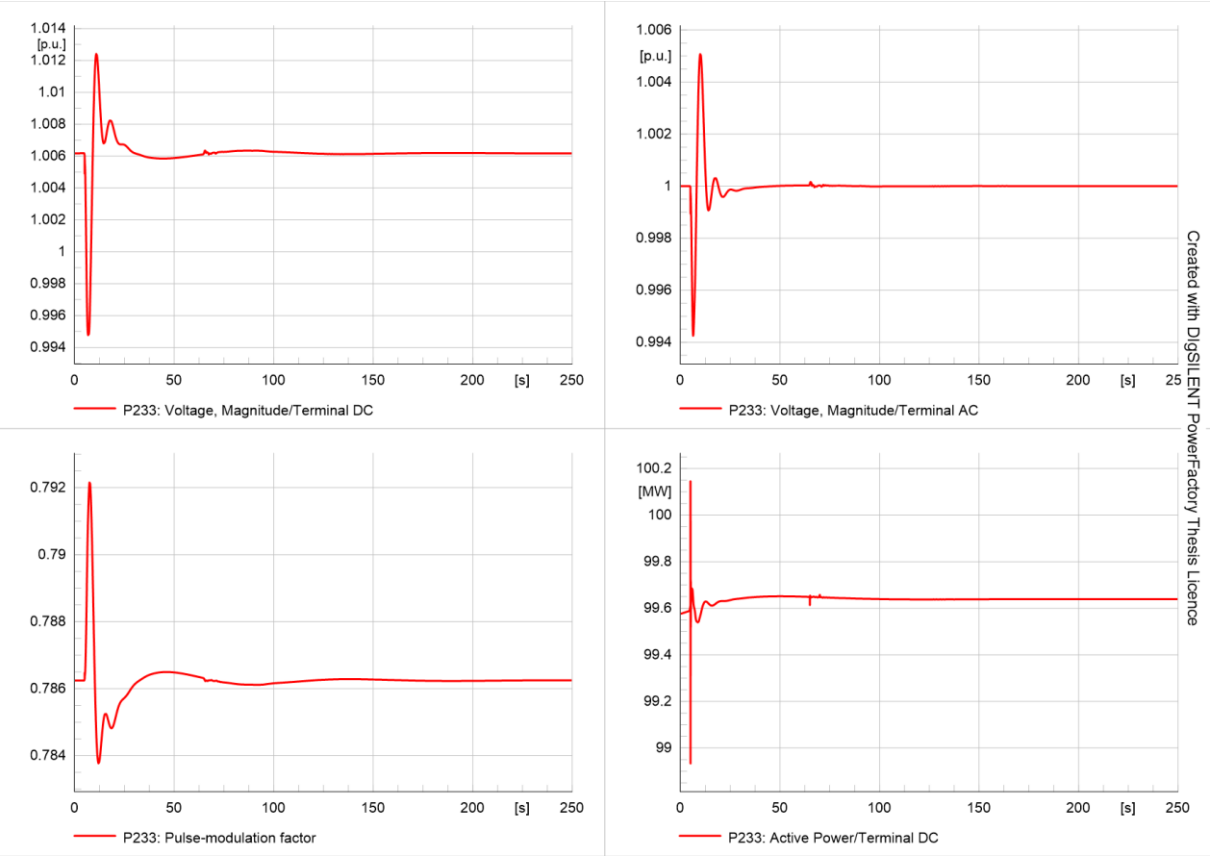
Rys. 6.50. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej Q-U_{DC} przekształtnika

Zakłócenie w systemie prawostronnym ma charakter analogiczny do analizowanego wcześniej przypadku zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika w systemie lewostronnym, bowiem jego źródłem również jest sam przekształtnik reagujący na niezbilansowanie mocy czynnej w sieci napięcia stałego. Zmniejszenie mocy czynnej przekształtnika powoduje wystąpienie nadwyżki mocy pobieranej nad generowaną, co przekłada się na powstanie uchybu częstotliwości, która wymusza reakcję węzła wytwórczego. Po ustąpieniu zakłócenia w systemie lewostronnym zarówno turbogeneratory, jak i przekształtnik powracają do pierwotnego punktu pracy ustalonej.

Po ustaniu zakłócenia wszystkie współpracujące systemy elektroenergetyczne, poza systemem lewostronnym, powracają do pierwotnego punktu pracy ustalonej. Dotyczy to również farm wiatrowych i ich przekształtników, co ilustruje rysunek 6.51.

Występujące niezbilansowanie w sieci napięcia stałego powoduje zmianę wartości napięć w węzłach DC, co oddziałuje na przekształtniki farm wiatrowych skutkując zmianami wartości chwilowych współczynników modulacji. Przekłada się to na zmianę wartości napięć po stronie farm wiatrowych i mocy czynnych przekształtników. Po ustaniu zakłócenia wszystkie układy powracają do pierwotnych punktów pracy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

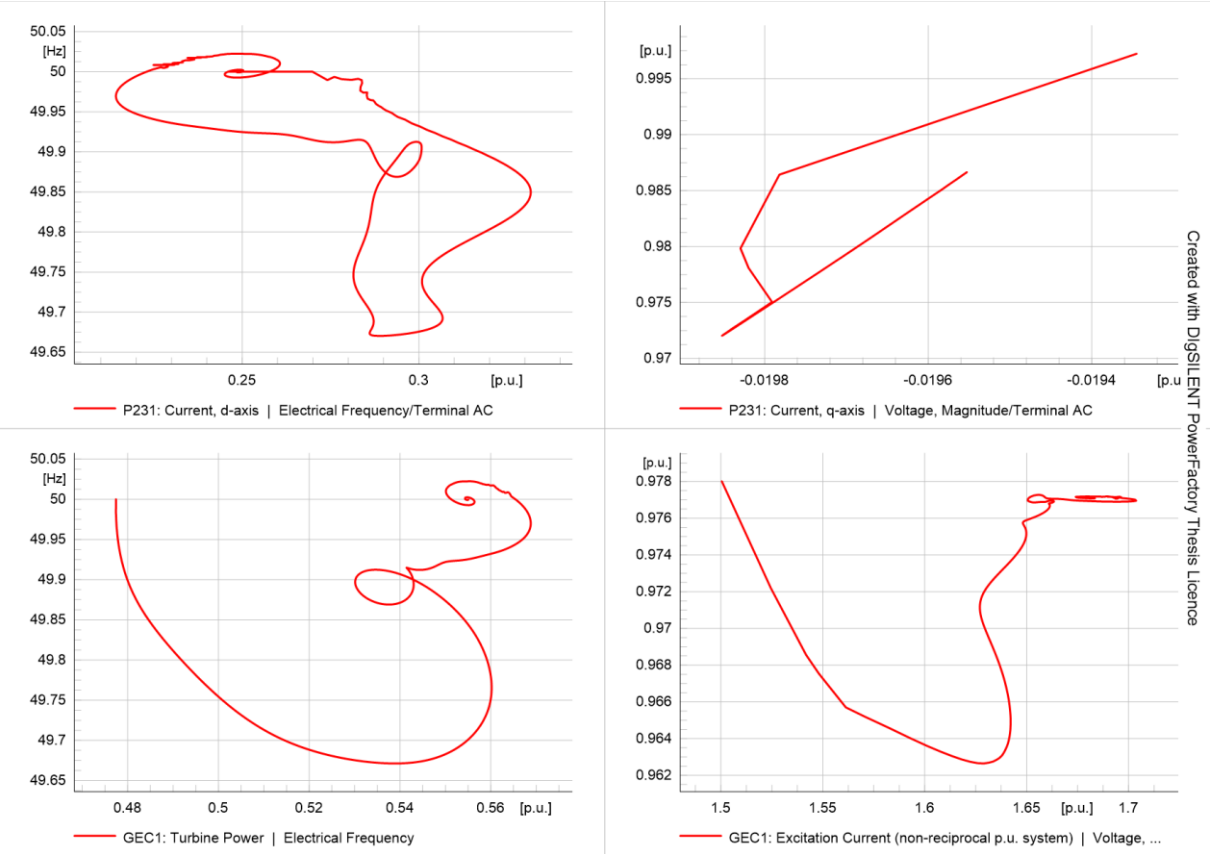


Rys. 6.51. Wykresy napięcia na szynach AC i DC, współczynnika modulacji i mocy czynnej przekształtnika farmy wiatrowej P233 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej Q-U_{DC} przekształtnika

W sytuacji zmiany obciążenia w systemie napięcia przemiennego turbozespoły i przekształtnik współpracują w toku regulacji, aby zniwelować powstałe odchyłki wartości zadanych. Pomimo wspólnego celu ich zachowanie w procesie regulacji jest odmienne, co ilustruje rysunek 6.52.

Przedstawione wykresy ukazują zależność wielkości podlegających regulacji (częstotliwość, napięcie) w funkcji wielkości wpływających na moce czynną i bierną generatora oraz przekształtnika. W przypadku generatora są to odpowiednio moc wyjściowa turbiny oraz prąd wzbudzenia, natomiast w przypadku przekształtnika odpowiednio prądy i_d i i_q. Zależność częstotliwości od mocy turbiny ilustruje przebieg procesu regulacji częstotliwości realizowanej przez węzeł wytwórczy. Początkowo wzrost mocy turbin nie powoduje wzrostu częstotliwości, następuje to dopiero po pewnym czasie. W efekcie generator osiąga nowy punkt pracy przy częstotliwości zadanej i odpowiadającej jej nowej wartości mocy turbiny. W przypadku przekształtnika analogiem mocy turbiny jest prąd i_d. Podobnie jak w przypadku generatora synchronicznego, w pierwszym etapie zmiany wartości prądu i_d nie powodują wzrostu częstotliwości, co następuje dopiero z czasem. Różnicą jest jednak fakt, że przekształtnik nie osiąga punktu pracy przy zmienionej wartości prądu i_d, ponieważ wiązałoby się to ze zmianą jego mocy czynnej. W efekcie przekształtnik powraca do pierwotnego punktu pracy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

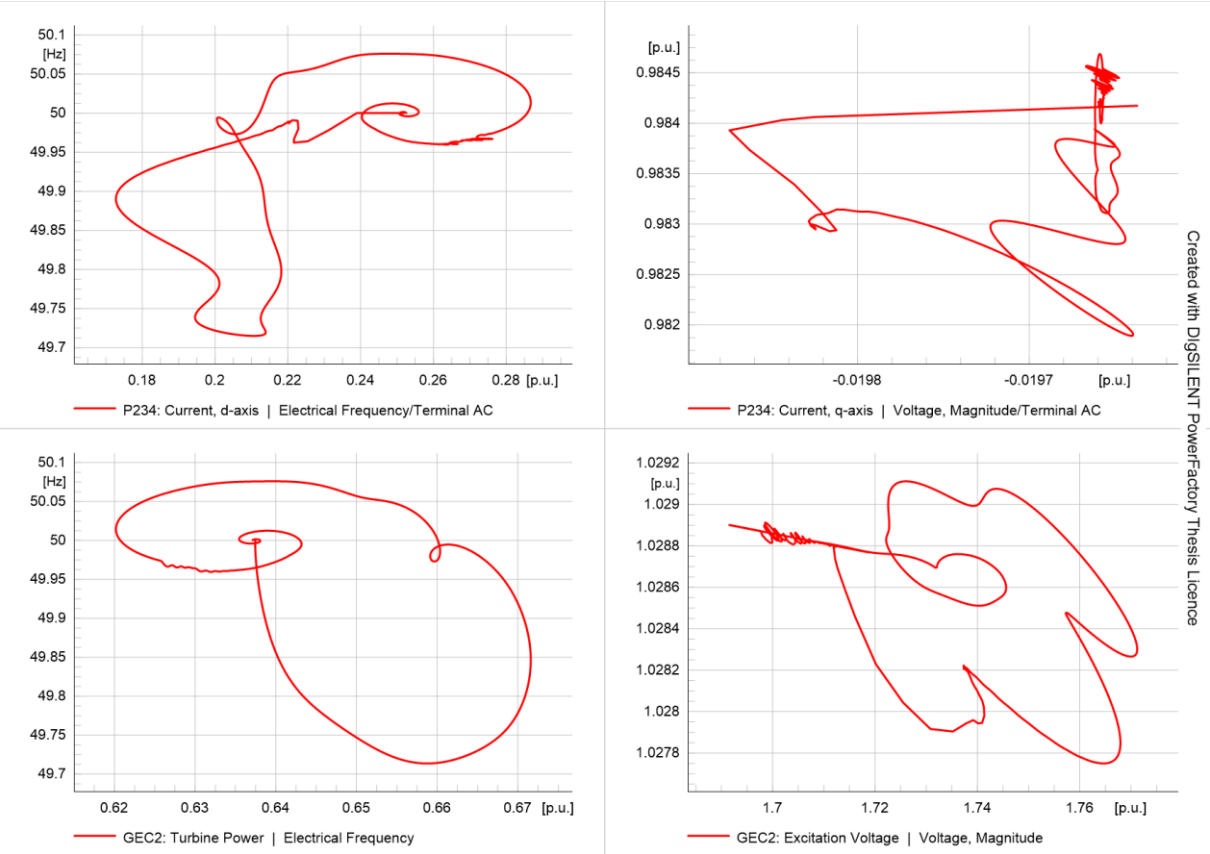


Rys. 6.52. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P231 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej Q-U_{DC} przekształtnika

Analogicznie przebiega proces regulacji mocy biernej. W przypadku turbogeneratorów zmianie ulega wartość prądu wzbudzenia, aż do osiągnięcia punktu pracy przy zadanej wartości napięcia i odpowiadającej jej wartości prądu wzbudzenia. W przypadku przekształtnika zmiany prądu i_q skutkowały zmianami mocy biernej, a impulsowy charakter zachowania się przekształtnika jest reprezentowany przez liniowy przebieg wykresu między dwoma wartościami prądu i_q. Końcowym efektem również jest powrót przekształtnika do pierwotnego punktu pracy, w odróżnieniu od turbozespołów.

Analogiczne wykresy dla przekształtnika P234 i węzła wytwórczego GEC2 przedstawiono na rysunku 6.53.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.53. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P234 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej Q-U_{DC} przekształtnika

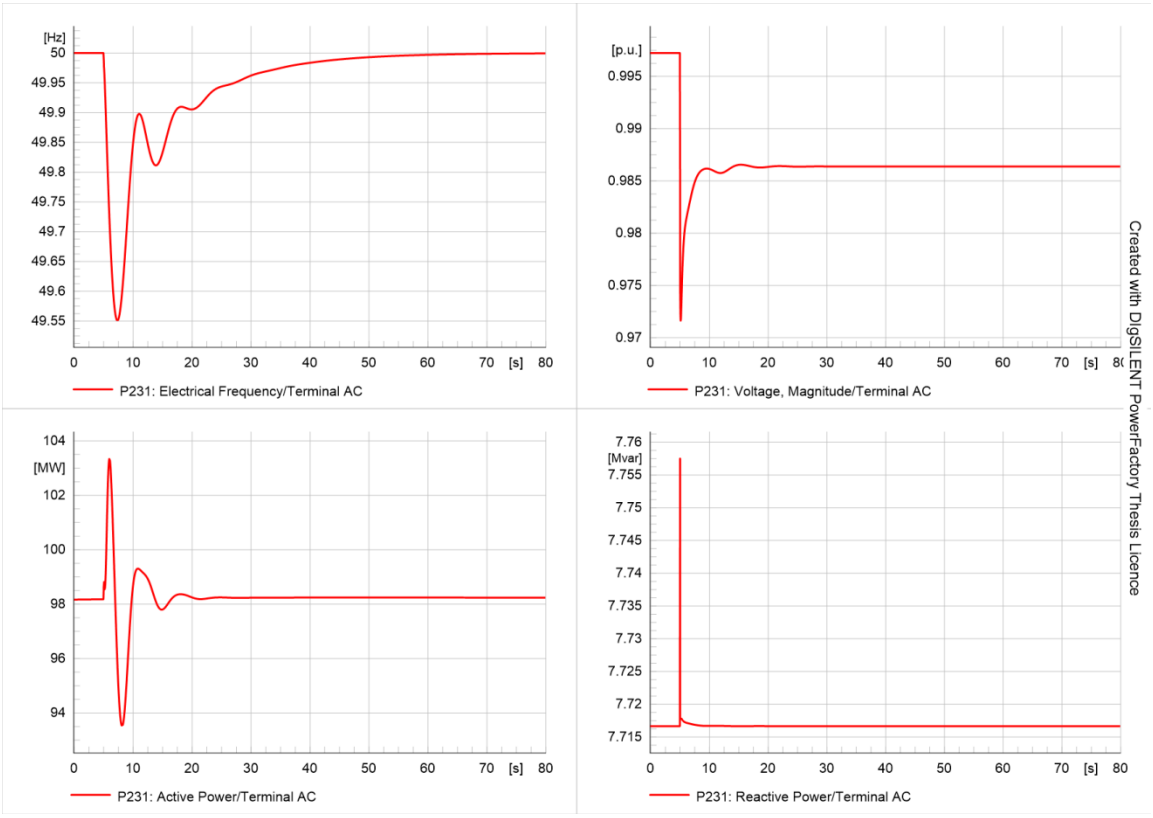
Uzyskane wykresy ilustrują ten sam mechanizm regulacji, wiążąc moc turbiny i prąd i_d z częstotliwością, a prąd wzbudzenia i prąd i_q z napięciem. Istotnym jest tutaj fakt, że w przypadku elementów systemu prawostronnego wykresy te tworzą krzywe zamknięte, rozpoczynając i kończąc się w tym samym punkcie. Stanowi to dodatkowe potwierdzenie przejściowego charakteru zakłócenia, które nie powoduje zmiany punktu pracy systemu.

Wykresy dla modelu zawierającego inercję przedstawia rysunek 6.54. Układ zachował poprawność działania, a wpływ inercji widoczny jest w toku regulacji pierwotnej. Udział przekształtnika w regulacji jest znacząco mniejszy, niż w przypadku struktury bezinercyjnej, co związane jest ze stałym współczynnikiem wzmocnienia. Przekłada się to na głębsze obniżenie się wartości częstotliwości, co związane jest również z charakterem inercyjnym, polegającym na podążaniu układu za zmianami częstotliwości. Regulacja mocy biernej, z uwagi na brak modyfikacji w układzie, przebiegła w sposób niezmieniony. Bardzo istotną różnicą jest natomiast fakt znaczącego skrócenia czasu regulacji w stosunku do układu bezinercyjnego. Analiza porównawcza rysunków 6.46 i 6.54 wskazuje skrócenie czasu regulacji blisko pięciokrotnie. Jest to efekt, który był już obserwowany w przypadku analiz zmian zadanego napięcia DC.

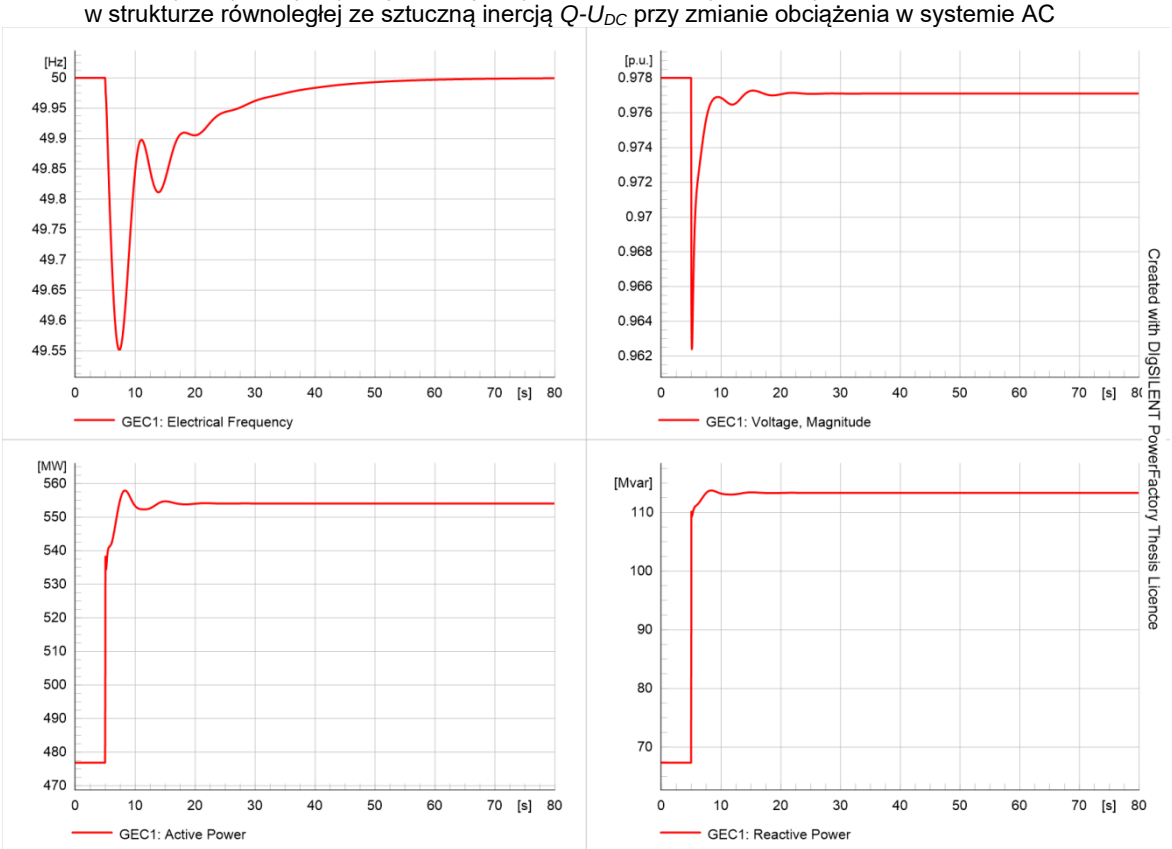
Rysunek 6.55 przedstawia wyniki symulacji dla węzła wytwórczego GEC1. Układ regulacji ponownie zareagował w sposób prawidłowy, dostosowując moc czynną i bierną

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

generatora w sposób pozwalający na utrzymanie kontrolowanych parametrów na zadanym poziomie.



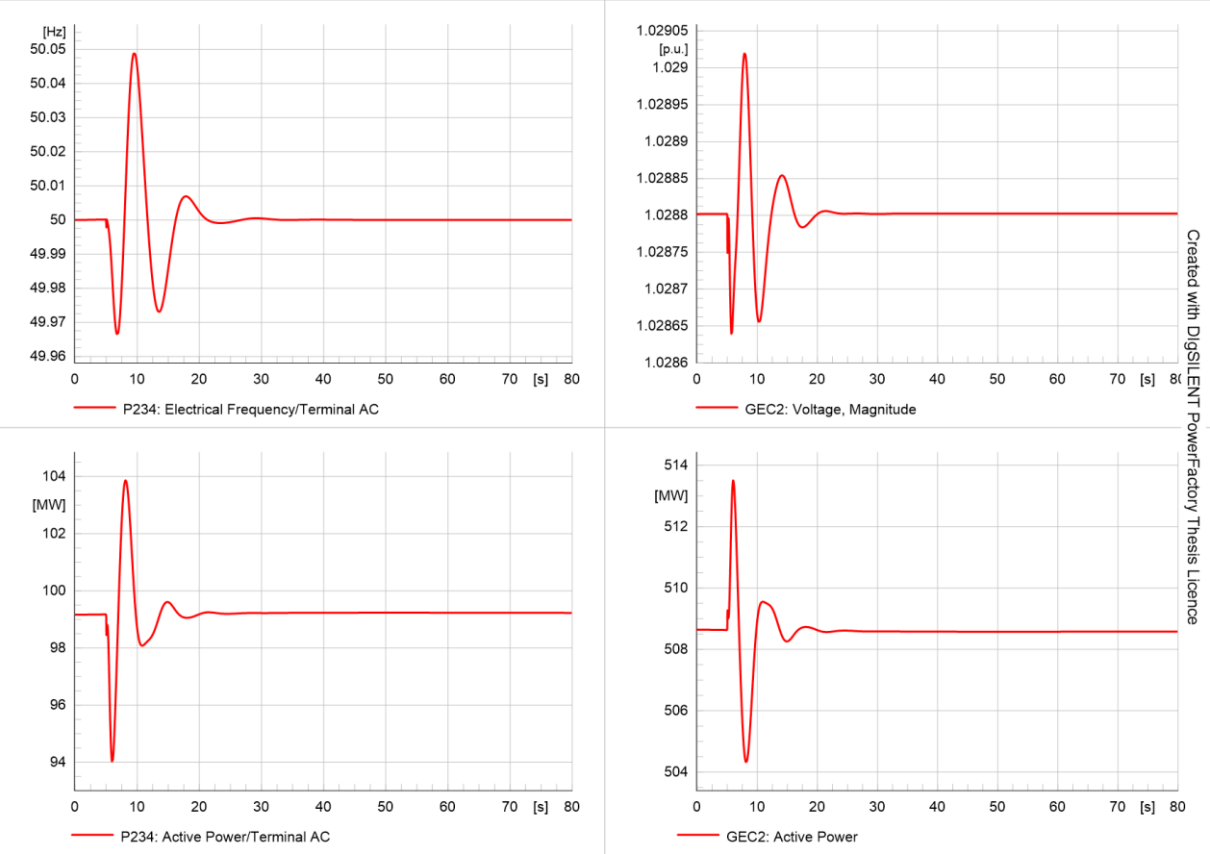
Rys. 6.54. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przy zmianie obciążenia w systemie AC



Rys. 6.55. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej ze sztuczną inercją przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Rysunek 6.56 przedstawia wyniki symulacji dla elementów systemu prawostronnego. Ponownie ukazuje on przejściowy charakter zakłócenia, będący w istocie reakcją na zmianę zachodzącą w systemie lewostronnym.

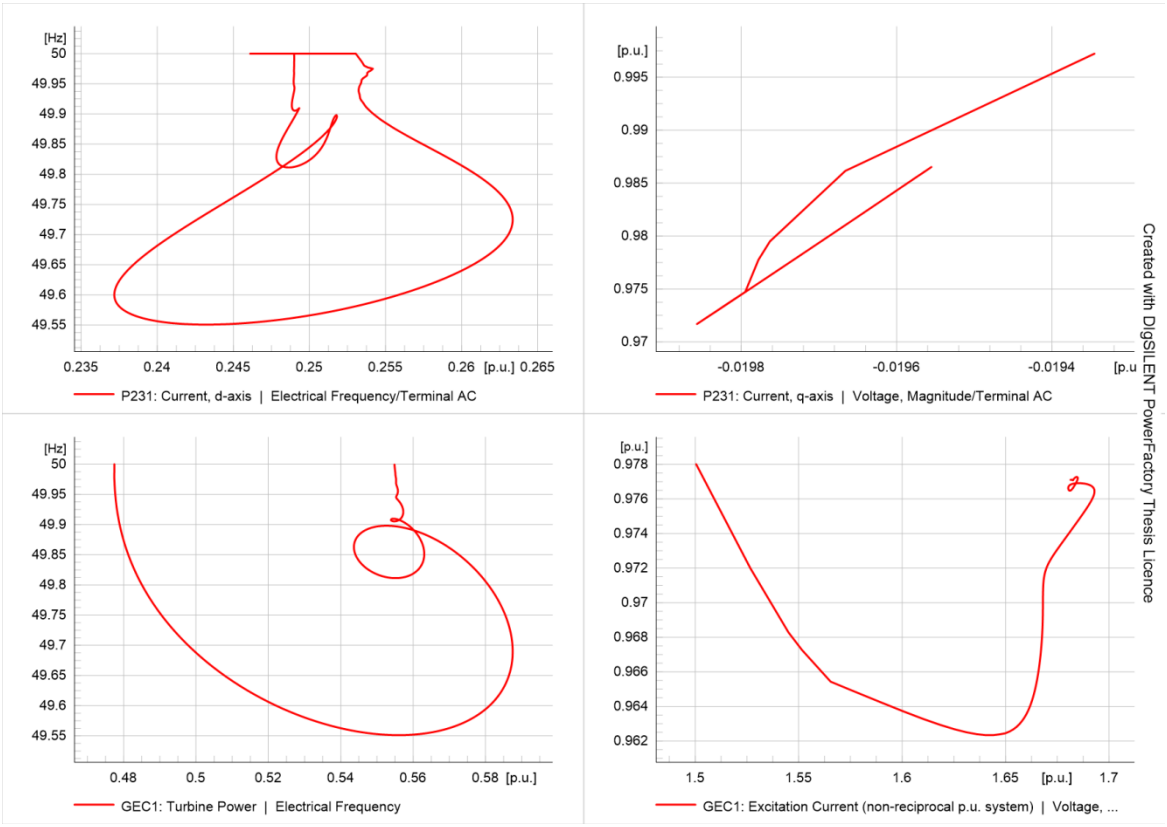


Rys. 6.56. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przekształtnika

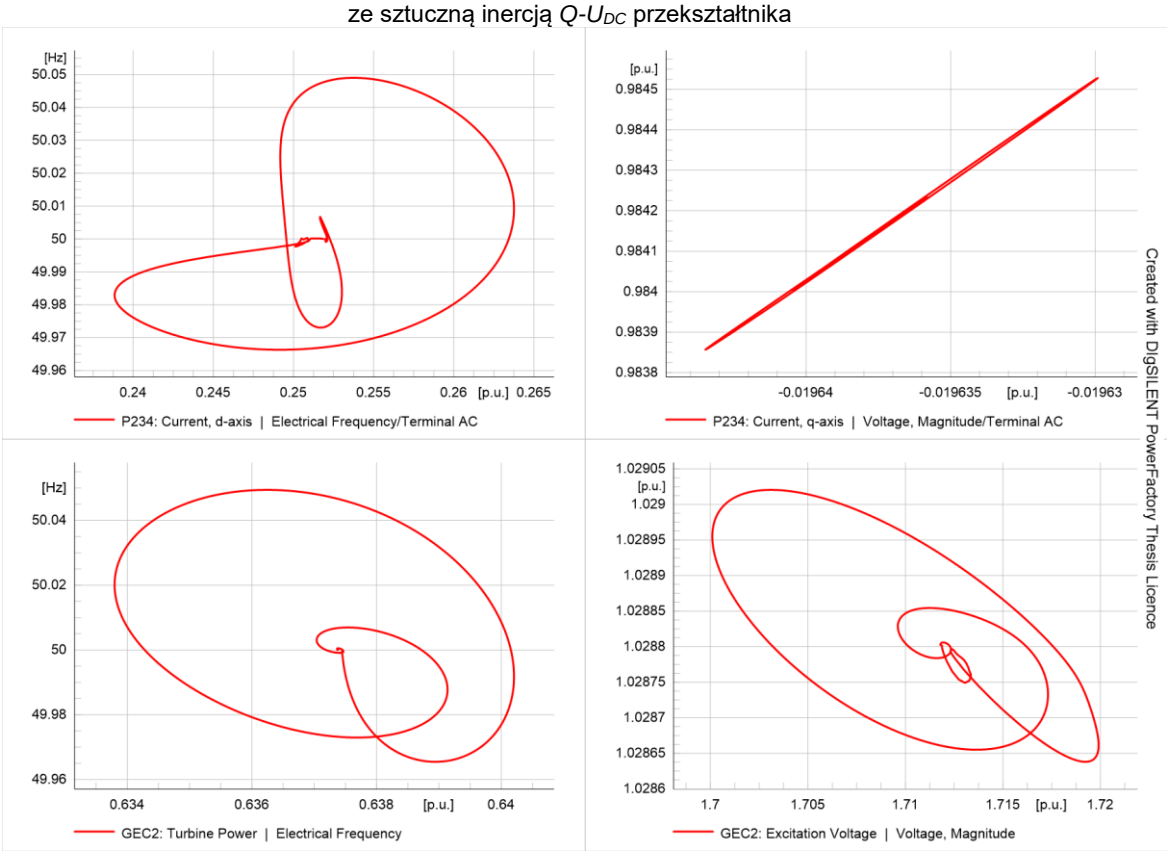
Istotnym jest natomiast fakt krótszego czasu trwania zakłócenia w stosunku do przypadku poprzedniego. Różnica ta jest nawet bardziej znacząca, niż w przypadku systemu lewostronnego, co ma związek z przemijającym charakterem zakłócenia i brakiem konieczności dostosowania punktu pracy generatora synchronicznego. Z uwagi na brak istotnych zmian w wykresach dotyczących przekształtników farm wiatrowych zrezygnowano z ich prezentacji.

Rysunki 6.57 i 6.58 prezentują przebieg procesu regulacji odpowiednio dla systemu lewostronnego i prawostronnego. Mechanizm regulacji nie uległ zmianie, natomiast wprowadzenie inercji poskutkowało pewnymi wartymi odnotowanymi zmianami w uzyskanych wykresach.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.57. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P231 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przekształtnika

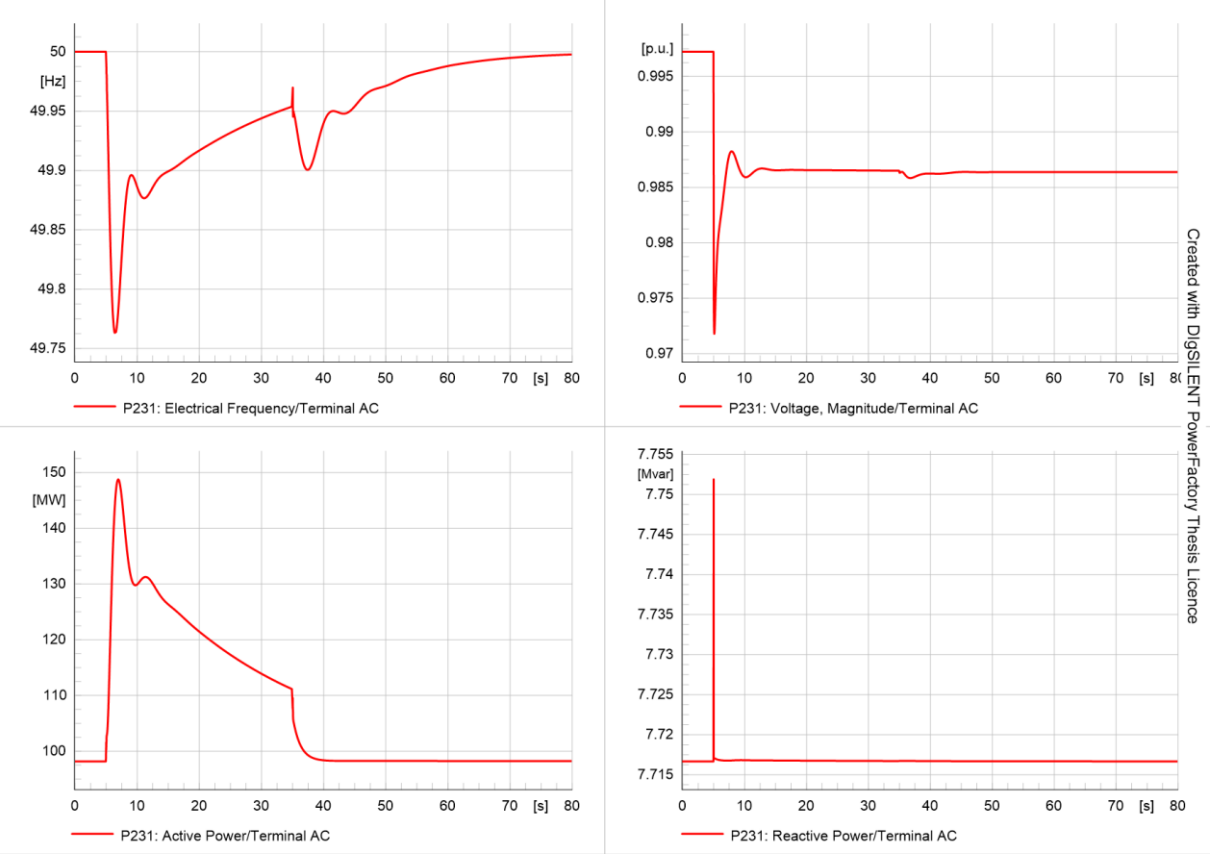


Rys. 6.58. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P234 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wpływ zastosowania inercji widoczny jest na wykresach w postaci pojawiających się okręgów ilustrujących wzajemne oscylacje mocy między przekształtnikiem i turbogeneratorami. Wiążą się one bezpośrednio z widocznymi na rysunkach 6.54 i 6.56 tłumionymi oscylacjami mocy czynnej przekształtników.

Rysunek 6.59 ilustruje wyniki uzyskane dla struktury szeregowej. Układ zareagował na zmianę obciążenia w systemie w sposób prawidłowy, a jego udział w regulacji był wyraźnie silniejszy, niż w przypadku uprzednio analizowanych struktur.

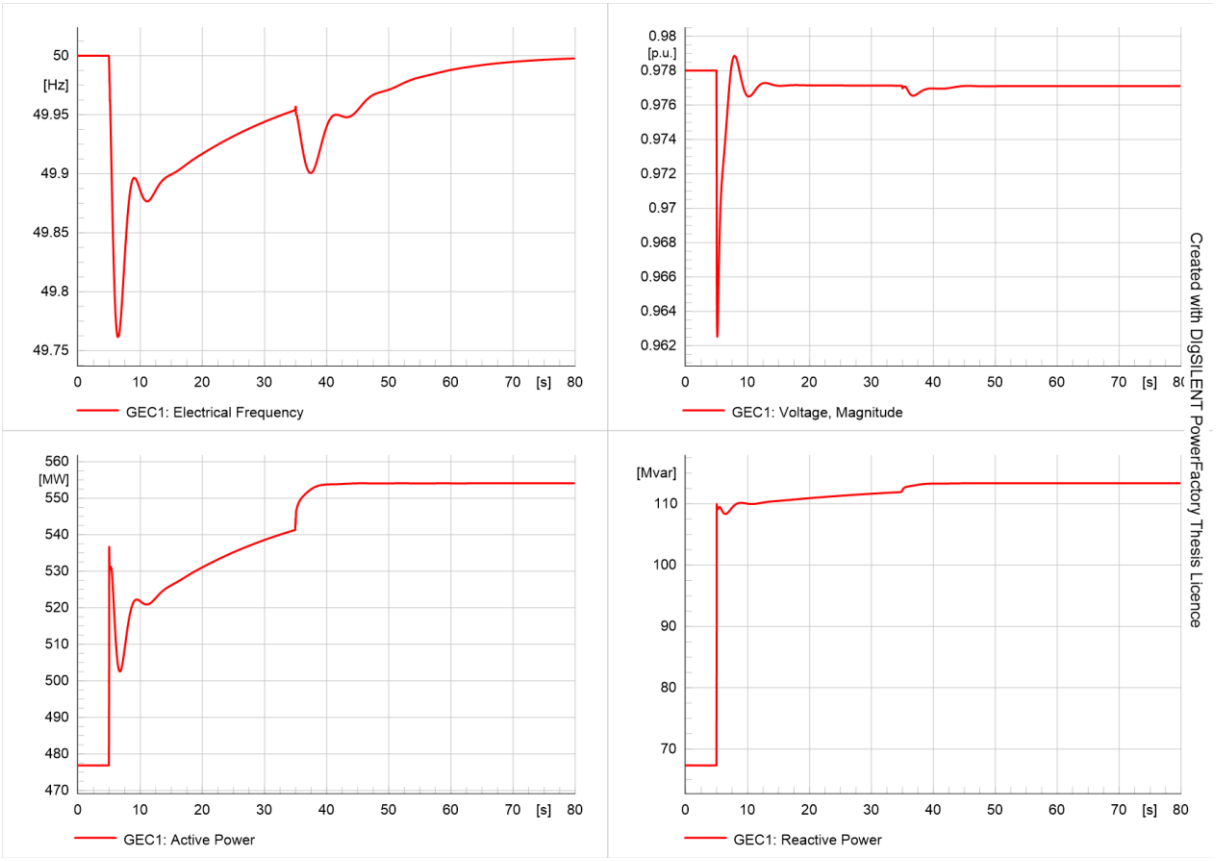


Rys. 6.59. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej Q-U_{DC} przy zmianie obciążenia w systemie AC

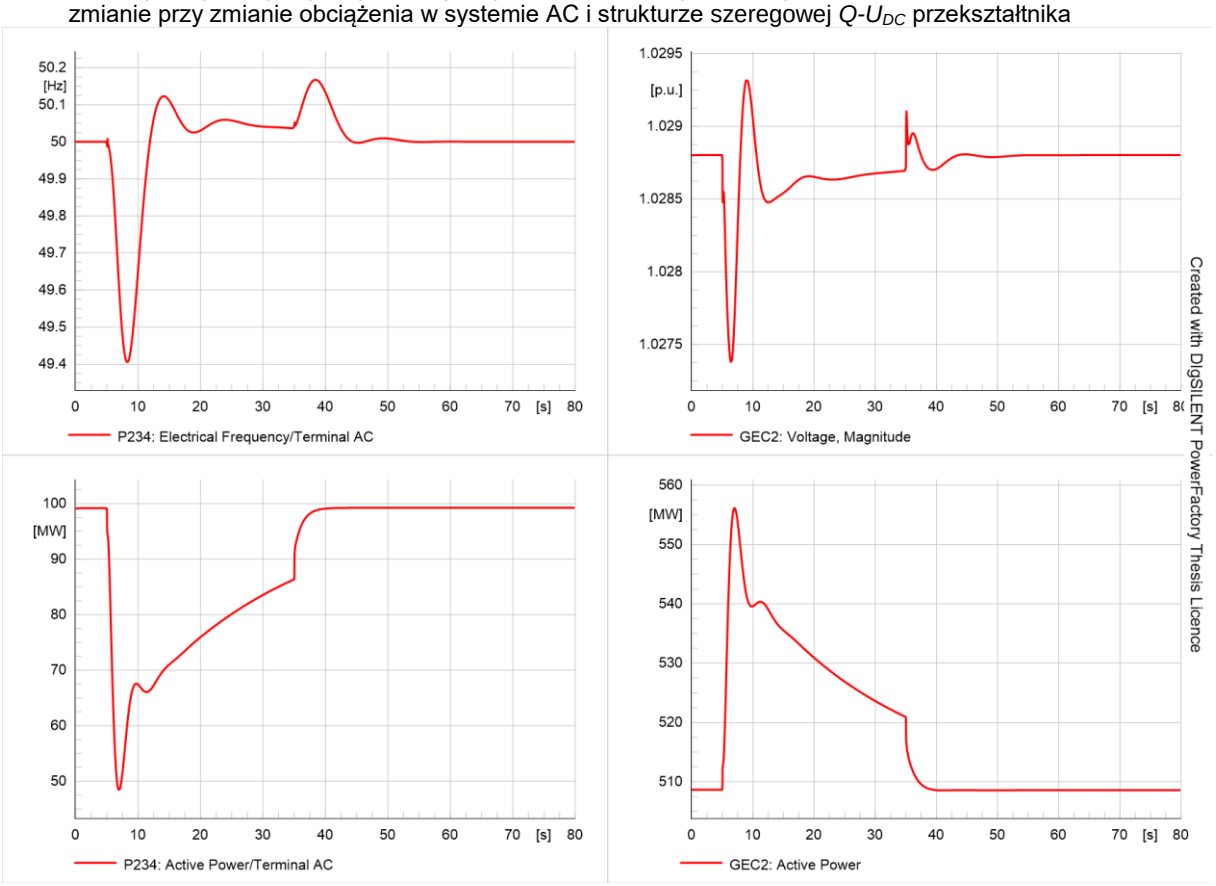
Intensywniejszy udział przekształtnika w regulacji poskutkował mniejszym uchybem częstotliwości. Ponownie uzyskane wyniki wskazują na dwuetapowy proces regulacji, którego przebieg jest analogiczny, jak w przypadku analizowanej uprzednio zmiany napięcia w sieci DC.

Efekt ten widoczny jest również na wykresach dotyczących węzła wytwórczego GEC1, co ukazuje rysunek 6.60. Wszystkie wykresy wskazują na poprawne zachowanie układu regulacji turbogeneratora i jego współpracę z układem regulacji przekształtnika.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.60. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej Q-U_{DC} przekształtnika



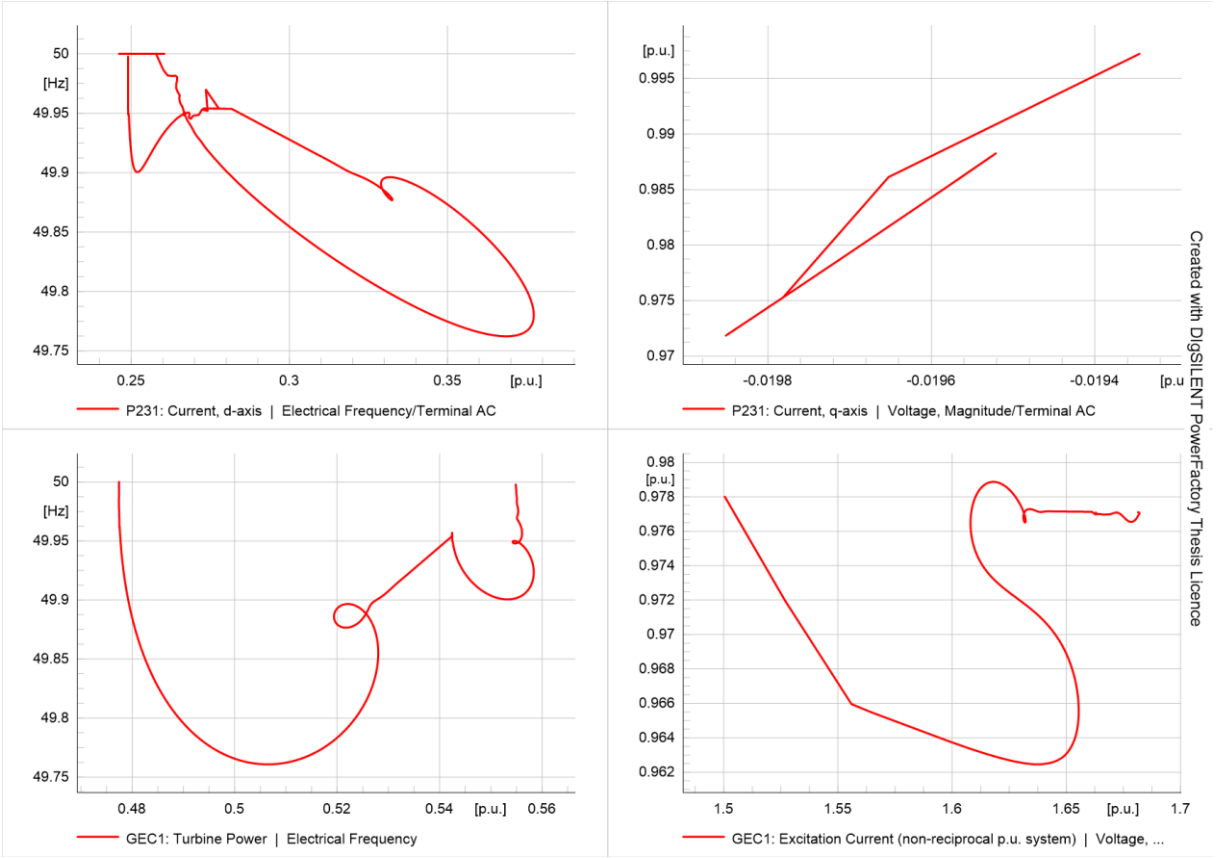
Rys. 6.61. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej Q-U_{DC} przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wykresy ilustrujące zachowanie się systemu prawostronnego, przedstawione na rysunku 6.61, wskazują na silną reakcję układu Występująca odchyłka częstotliwości była efektem zmiany mocy czynnej przekształtnika i ponownie osiągnęła poziom stwarzający ryzyko zadziałania układów SCO.

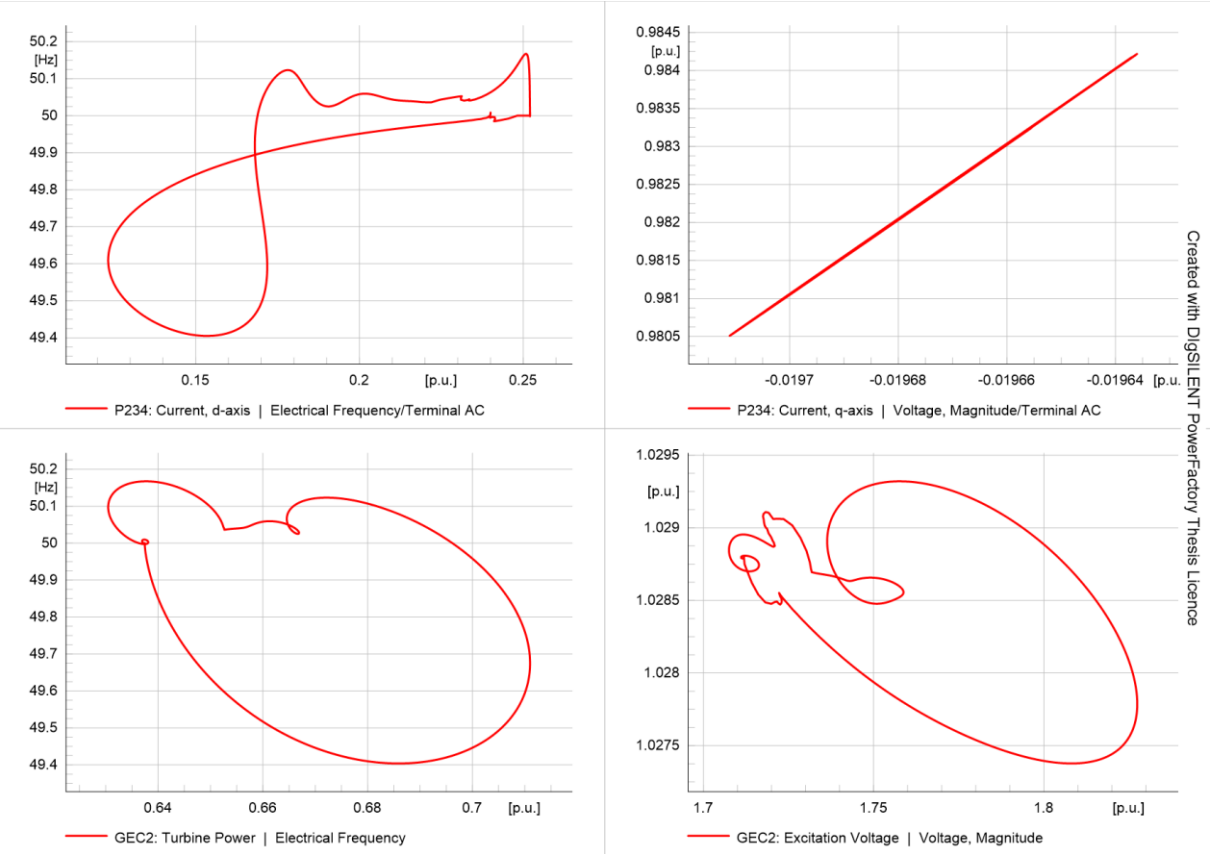
Uzyskane wykresy dotyczące farm wiatrowych i ich przekształtników wskazały na występowanie identycznych zjawisk i mechanizmów, jak we wszystkich poprzednich przypadkach, dlatego też zrezygnowano z ich prezentacji.

Wykresy ilustrujące mechanizm regulacji dla obu systemów przedstawiono na rysunkach 6.62 i 6.63. Uzyskane wykresy wskazują na poprawność procesu regulacji realizowanego przy współpracy generatora synchronicznego i przekształtnika. Odnotować należy występowanie okręgów świadczących o występowaniu oscylacji mocy między turbozespołami i przekształtnikiem. Wykresy uzyskane dla systemu prawostronnego ponownie stanowią krzywe zamknięte, co świadczy o braku zmian punktów pracy elementów systemu.



Rys. 6.62. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P231 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej Q-U_{DC} przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.63. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P234 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej Q-U_{DC} przekształtnika

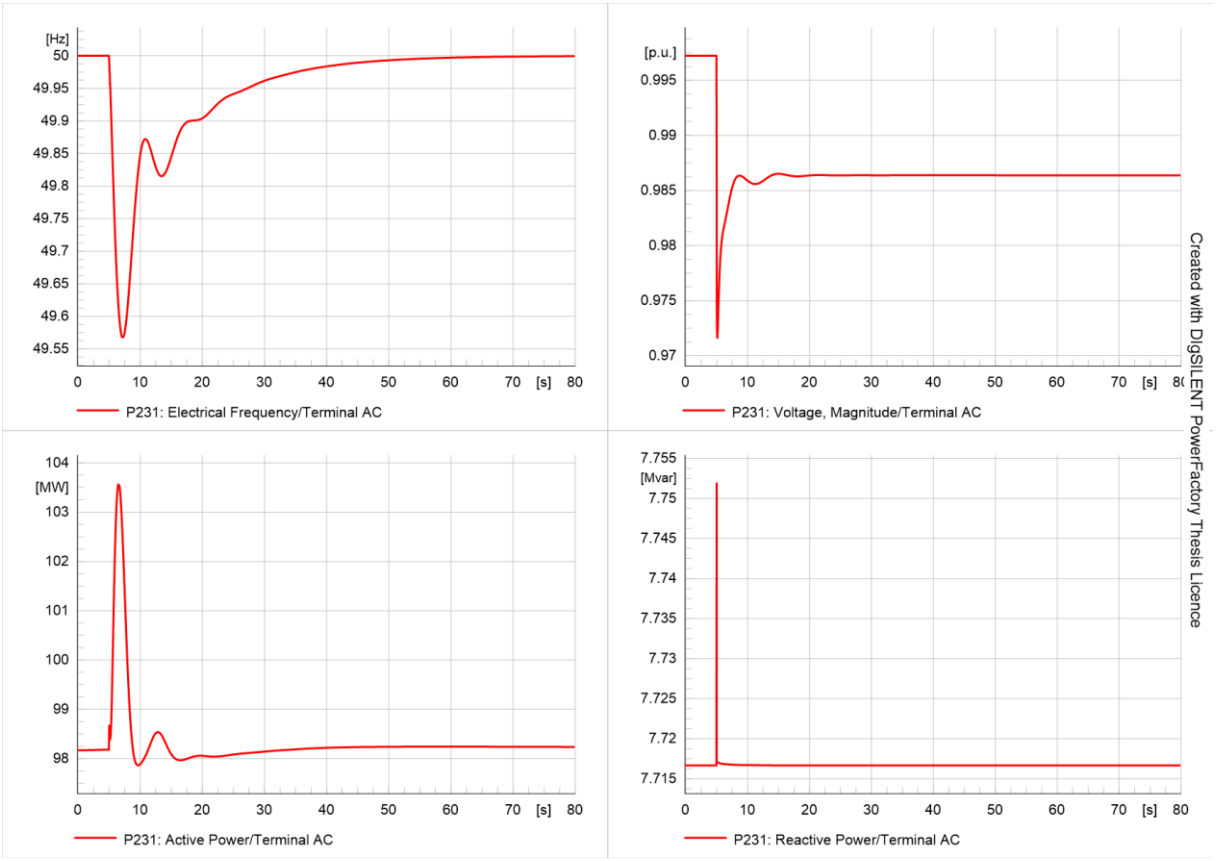
Wykresy uzyskane dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją ilustruje rysunek 6.64. Zastosowanie sztucznej inercji objawiło się udziałem przekształtnika w regulacji (co do wartości mocy czynnej), ale jednocześnie spowodował skrócenie jej czasu. Odchyłka częstotliwości ponownie była większa.

Całość regulacji napięcia, a tym samym mocy biernej, realizowana była przez węzeł wytwórczy. Ilustruje to rysunek 6.65. Układ regulacji poprawnie zareagował na zmianę obciążenia w systemie, jednocześnie współpracując z przekształtnikiem w toku regulacji częstotliwości. W porównaniu do struktury bezinercyjnej czas regulacji uległ skróceniu o blisko połowę.

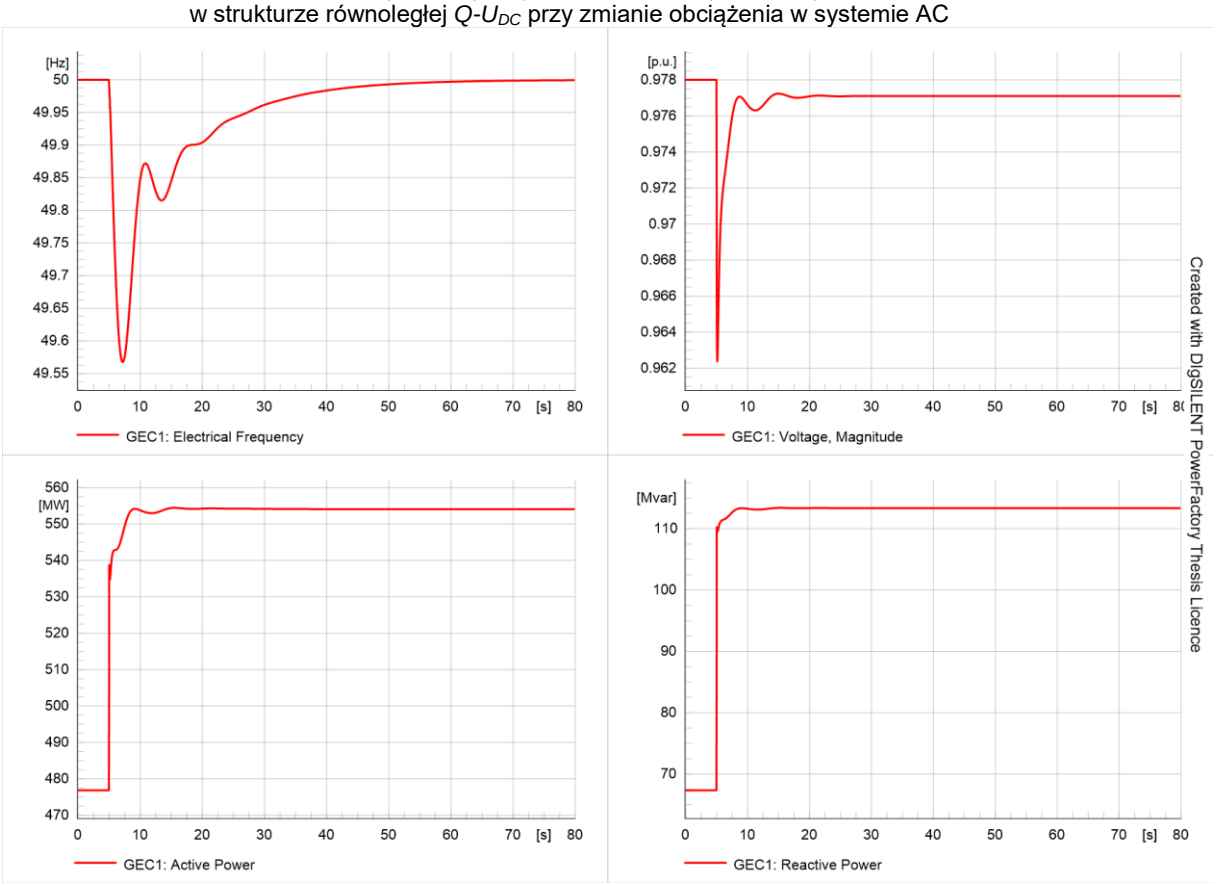
Zmiana obciążenia ponownie wywołała zakłócenie w systemie prawostronnym, przedstawione na rysunku 6.66. Reakcja układu regulacji była intensywna i doprowadziła do powrotu do stanu pracy ustalonej w czasie krótszym, niż w poprzednio analizowanym przypadku. Punkty pracy generatora synchronicznego i przekształtnika nie uległy zmianie.

Wykresy dotyczące przekształtników farm wiatrowych ponownie pominięto z uwagi na brak istotnych zmian względem wcześniej analizowanych przypadków.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

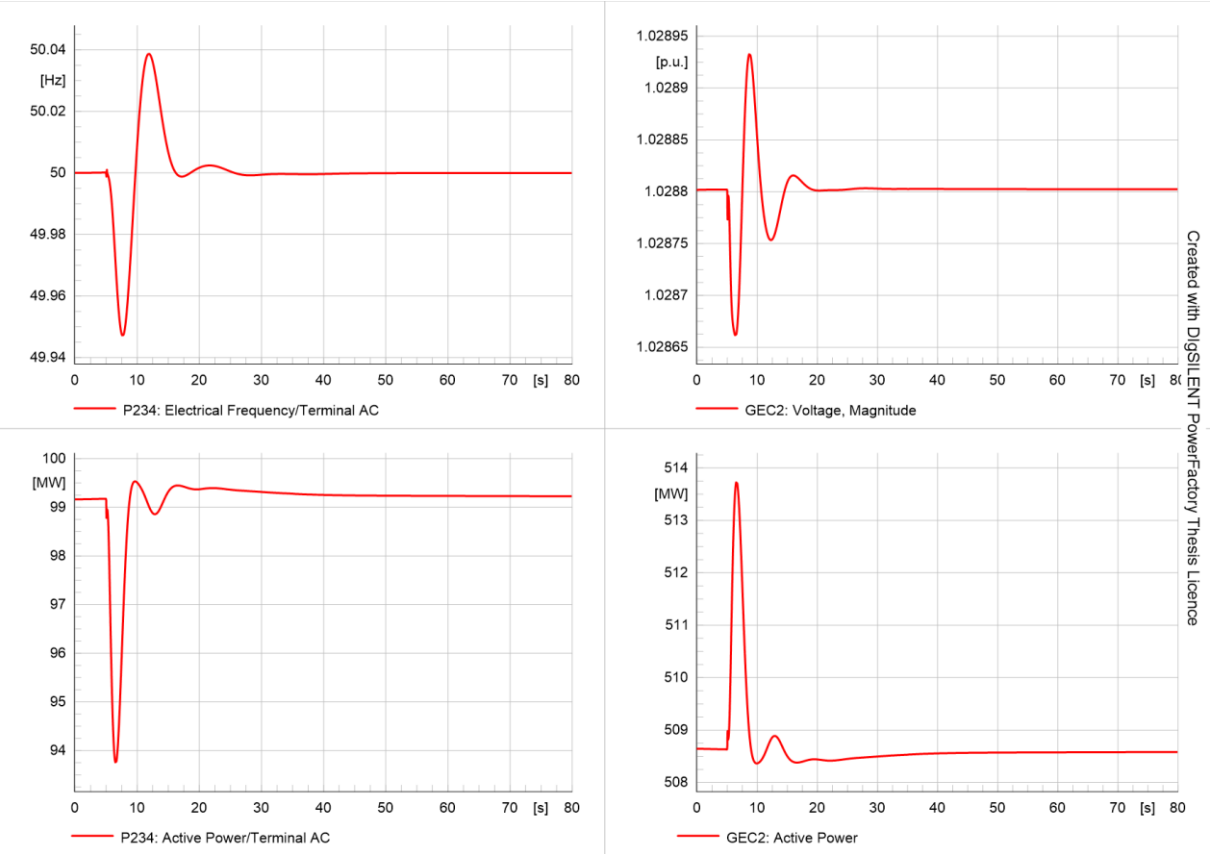


Rys. 6.64. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej Q-U_{DC} przy zmianie obciążenia w systemie AC



Rys. 6.65. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przekształtnika

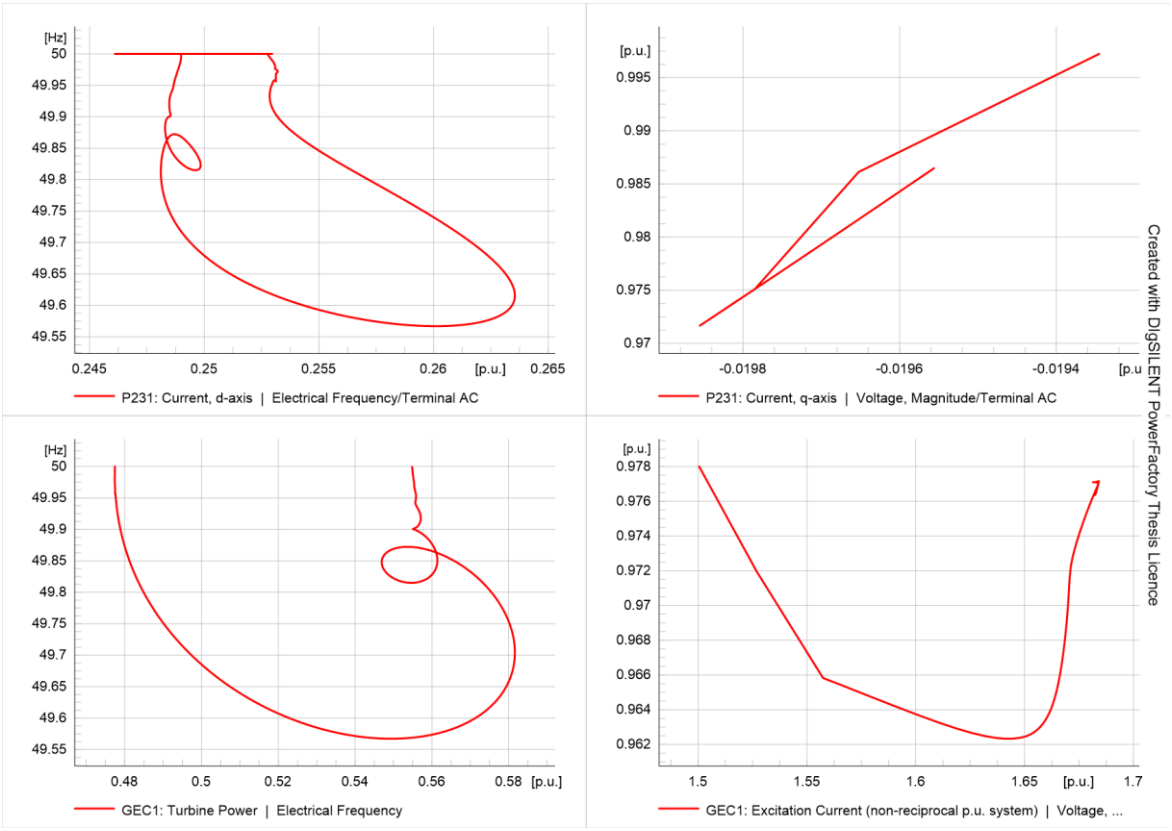
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



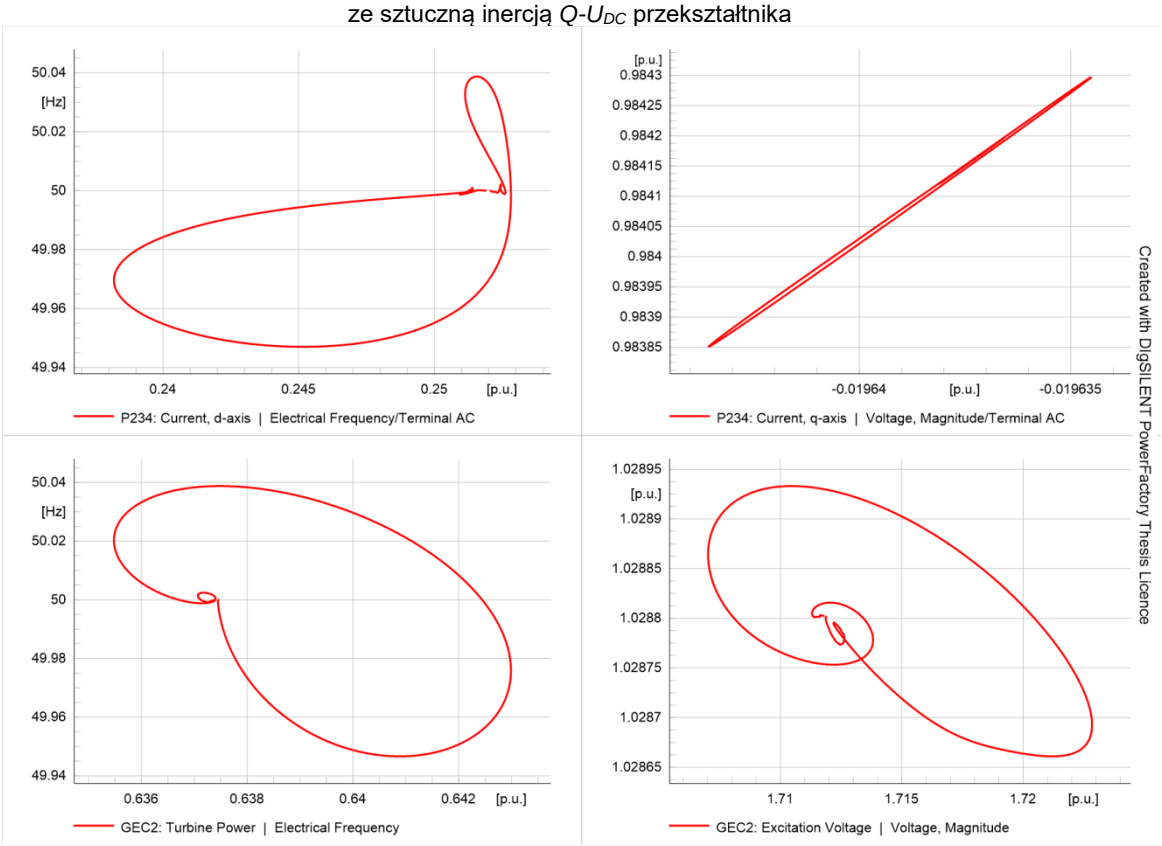
Rys. 6.66. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przekształtnika

Zakończenie procesu regulacji w rozpatrywanym czasie symulacji rzutowały na uzyskane wykresy ilustrujące mechanizm regulacji, przedstawione na rysunkach 6.67 i 6.68. Rysunek 6.67 wskazuje na zbliżony mechanizm w stosunku do poprzednio analizowanego przypadku. Zmiana obciążenia w obrębie systemu wywołała konieczność dostosowania mocy turbiny i prądu wzbudzenia turbozespołów, aby utrzymać kontrolowane parametry na zadanym poziomie. Zakończenie procesu regulacji w rozpatrywanym czasie symulacji zaowocowało domknięciem krzywych uzyskanych dla systemu prawostronnego, co ilustruje brak zmiany punktu pracy węzła wytwórczego i przekształtnika. Fragmenty krzywych w postaci okręgów wskazują na ponowne wystąpienie wzajemnych oscylacji turbogeneratorów i przekształtnika. Ostatecznie układ powrócił do punktu równowagi i w sposób poprawny zareagował na występujące zakłócenie.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.67. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P231 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przekształtnika



Rys. 6.68. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P234 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej ze sztuczną inercją Q-U_{DC} przekształtnika

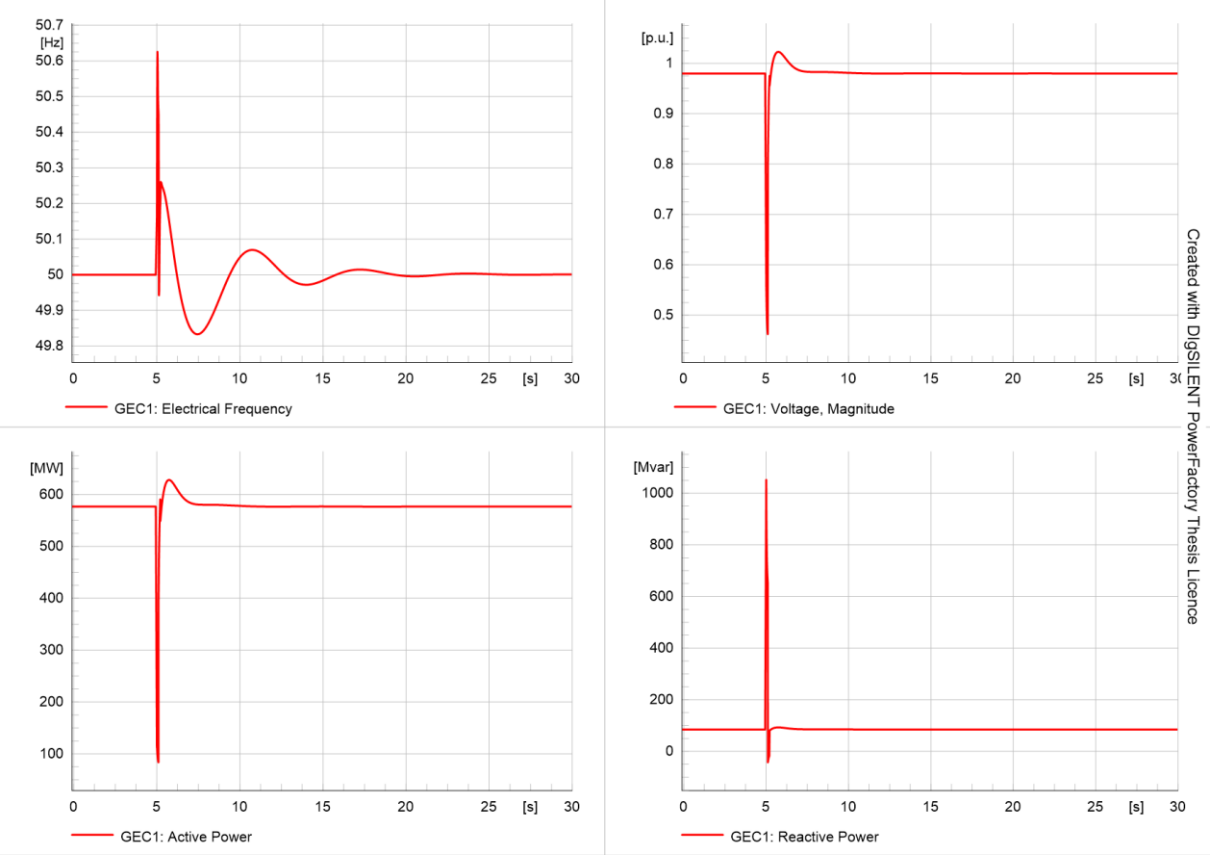
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

6.4.4. Analiza pracy układu w sytuacji wystąpienia zwarcia

Dotychczas przeprowadzone analizy miały na celu sprawdzenie funkcjonowania opracowanych modeli dynamicznych w typowych stanach zakłóceniowych spotykanych w toku normalnej pracy. Ocena zaproponowanych struktur wymagała jednak ich weryfikacji również w stanach awaryjnych. Omawiana symulacja miała na celu określenie wpływu wystąpienia zwarcia w wybranym węźle systemu AC na pracę układu. W toku badań założono zwarcie trójfazowe na szynach węzła AC412. Przyjęto impedancję w miejscu zwarcia równą zeru. Czas trwania symulacji wynosił 30 sekund. Wystąpienie zwarcia następowało w 5 sekundzie, zaś jego wyłączenie po czasie 100 milisekund.

Z uwagi na zbliżony przebieg uzyskanych wykresów niedotyczących przekształtnika w toku analizy poszczególnych struktur, przedstawiony zostanie jeden reprezentatywny zestaw wykresów uzupełniający wykresy ilustrujące pracę poszczególnych modeli dynamicznych w sytuacji wystąpienia zwarcia.

Rysunek 6.69 przedstawia wykresy ilustrujące pracę węzła wytwórczego GEC1 w trakcie zwarcia. Wystąpienie zwarcia objawiło się gwałtownym obniżeniem się napięcia w systemie napięcia przemiennego, zaś wykres mocy biernej reprezentuje przepływ prądu zwarciowego.



Rys. 6.69. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia turbozespołów GEC1 przy wystąpieniu zwarcia

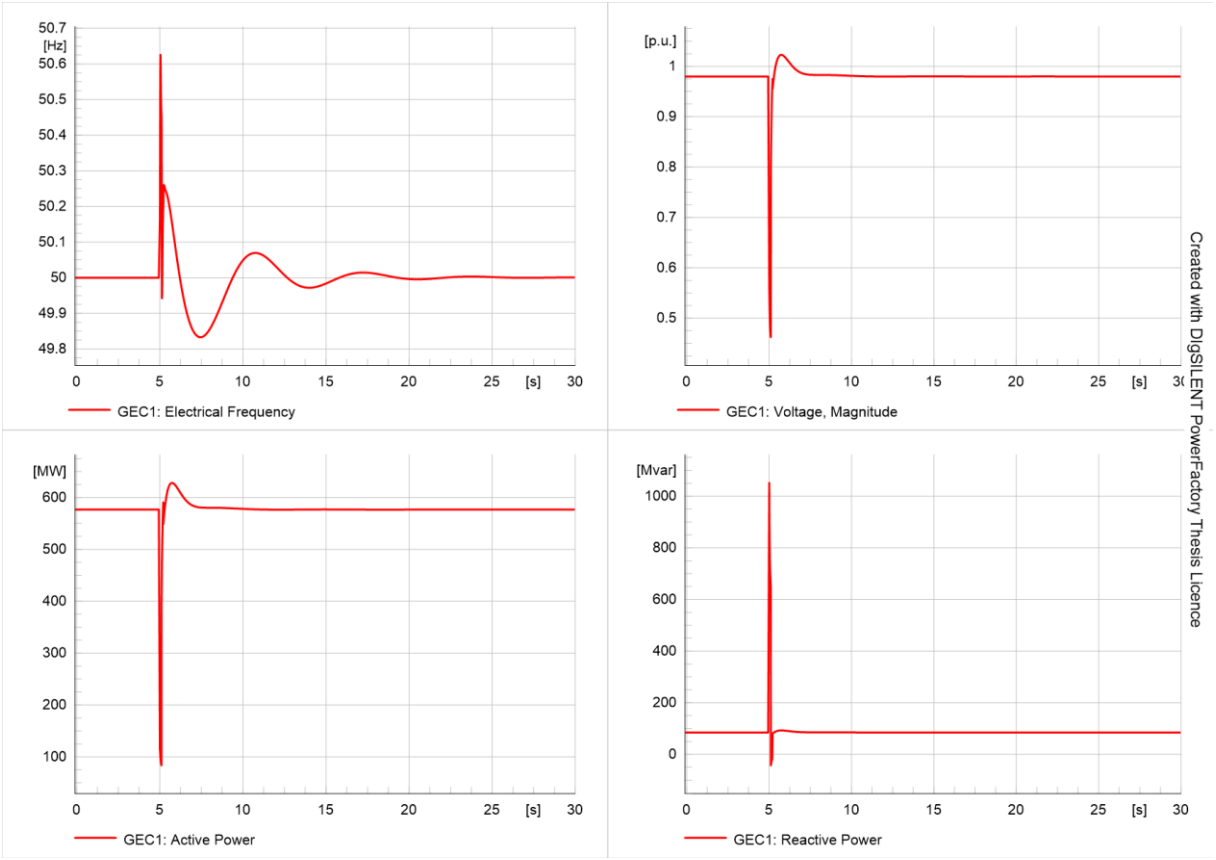
Wystąpienie zwarcia w systemie lewostronnym zostało odnotowane również we współpracującym systemie prawostronnym, co ilustruje rysunek 6.70. Zakłócenie przybrało charakter krótkotrwałego zaburzenia mocy czynnej przekształtnika P234, które było

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

odpowiedzią na reakcję przekształtnika w systemie lewostronnym na wystąpienie zwarcia. Zaburzenie mocy czynnej spowodowało uchyb częstotliwości, który następnie wywołał reakcję węzła wytwórczego. Po ustąpieniu zwarcia system powrócił do normalnej pracy, żaden z elementów nie zmienił swojego punktu pracy.

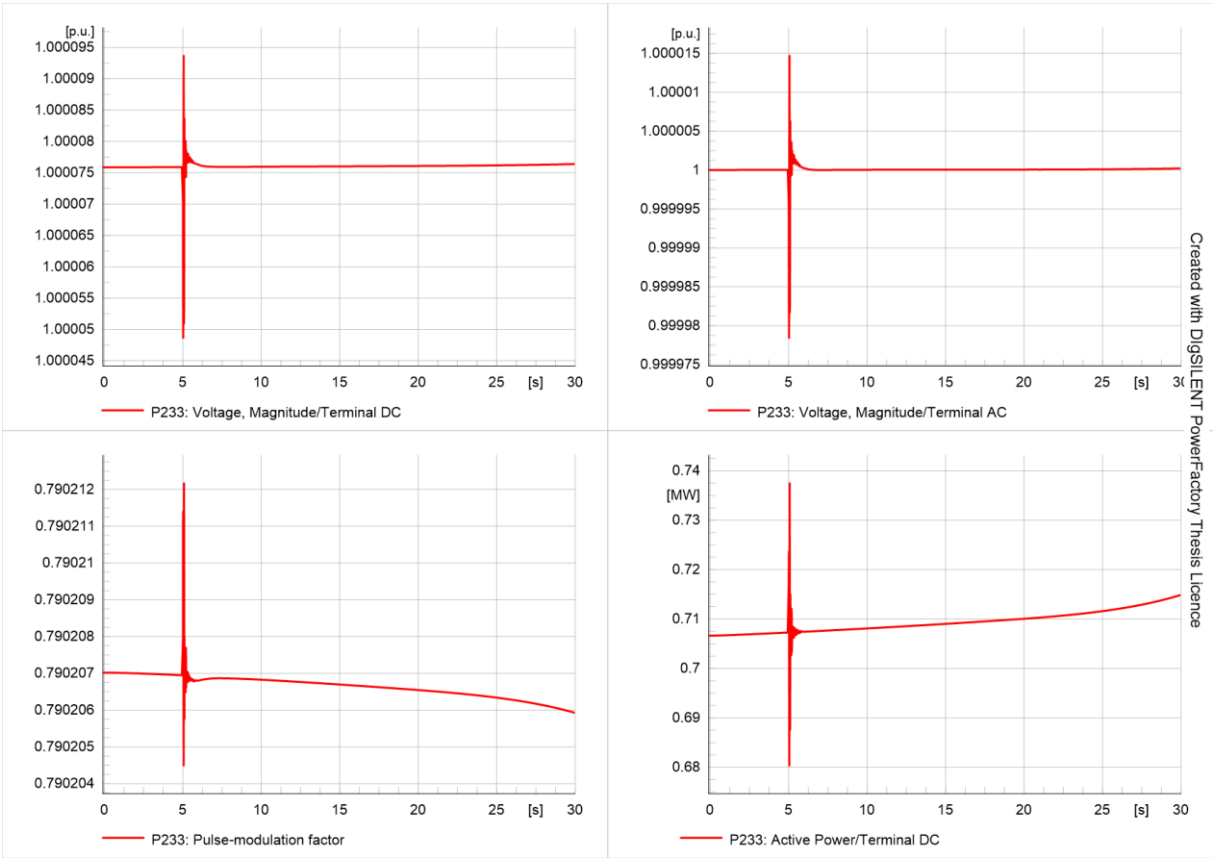
Podobny efekt wystąpienie zwarcia wywołało w farmach wiatrowych, co ukazuje rysunek 6.71 dla przekształtnika farmy P233. W chwili wystąpienia zwarcia w systemie lewostronnym nastąpiło krótkotrwałe wahanie napięcia w sieci DC, co przełożyło się na próbę dostosowania wartości współczynnika modulacji w celu utrzymania stałego napięcia w farmie wiatrowej. Jednocześnie spowodowało to równie krótkotrwałe zaburzenie mocy czynnej przekształtnika, a tym samym i farmy. Po wyłączeniu farmy powróciły do stanu równowagi, ich punkty pracy również nie uległy zmianie.

Rysunki 6.69, 6.70, 6.71, 6.72 przedstawiają wykresy uzyskane dla przekształtnika P231 w strukturze odpowiednio równoległej, równoległej z inercją, szeregowej, szeregowej z inercją wyskalowane na czas trwania zwarcia.



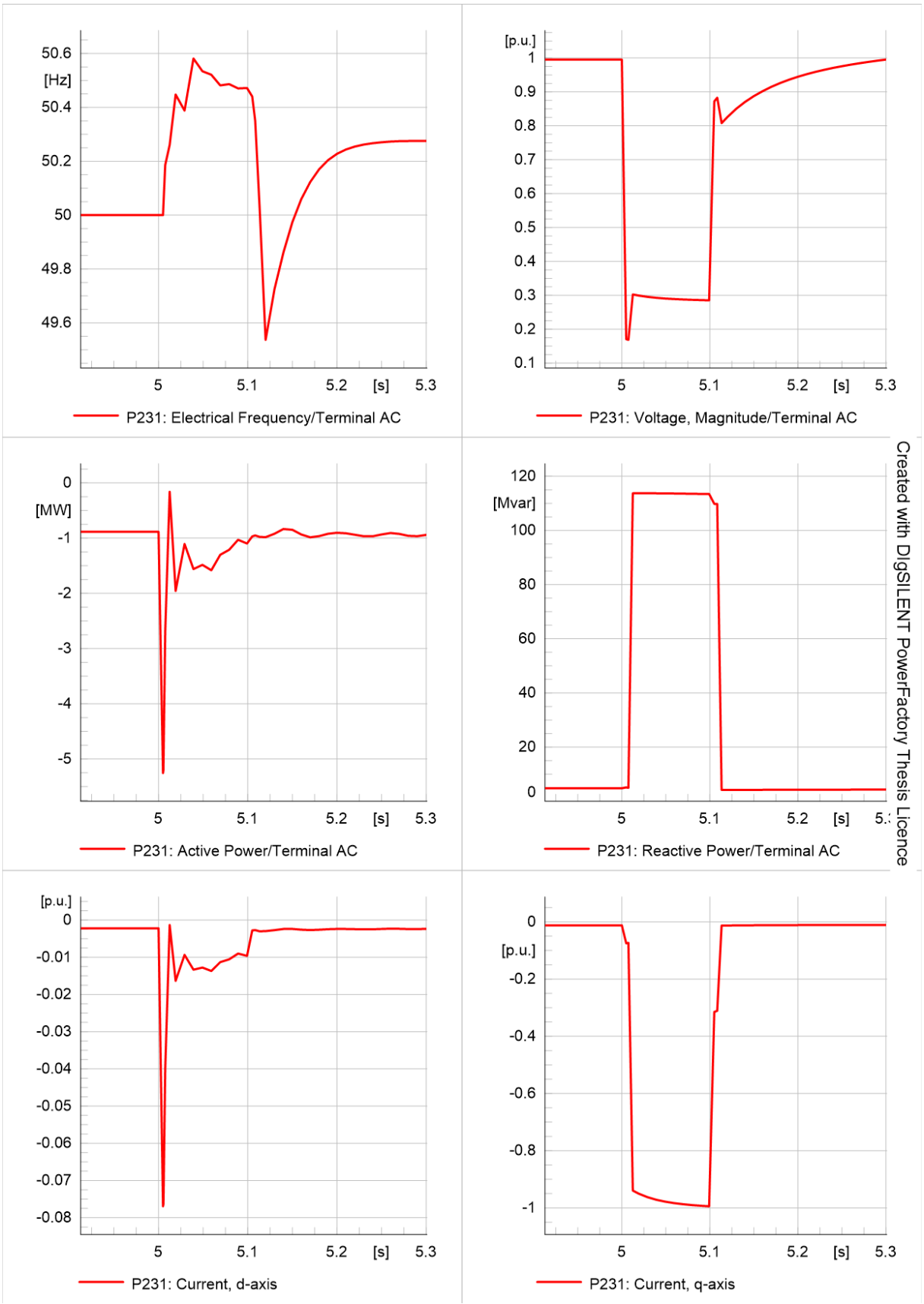
Rys. 6.67. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P234 oraz mocy czynnej turbozespołów GEC2 przy wystąpieniu zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



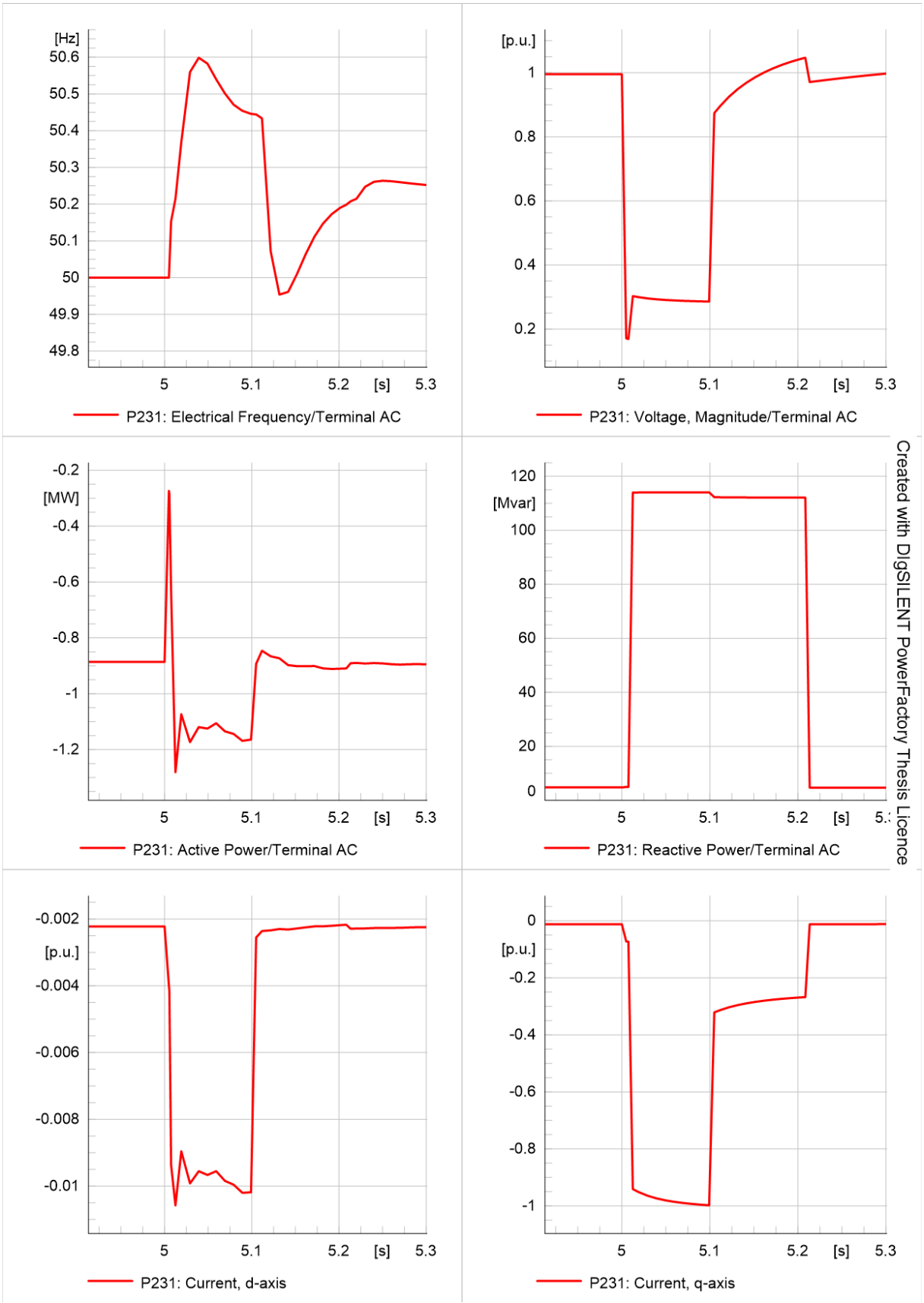
Rys. 6.68. Wykresy napięcia na szynach AC i DC, współczynnika modulacji i mocy czynnej przekształtnika farmy wiatrowej P233

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



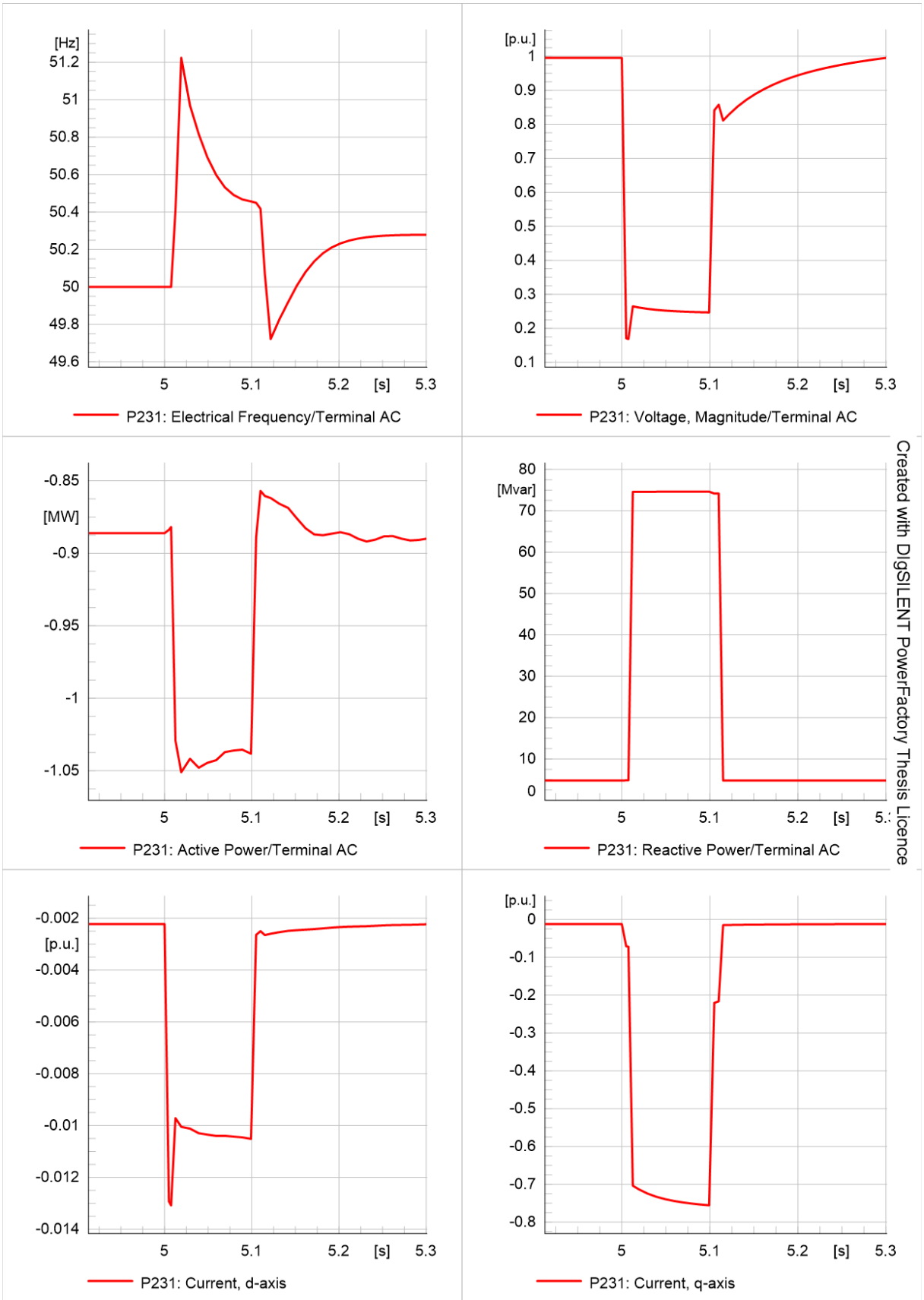
Rys. 6.69. Wykresy częstotliwości, napięcia, mocy czynnej, mocy biernej, prądu i_d i prądu i_q przekształtnika P231 w strukturze równoległej w trakcie zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



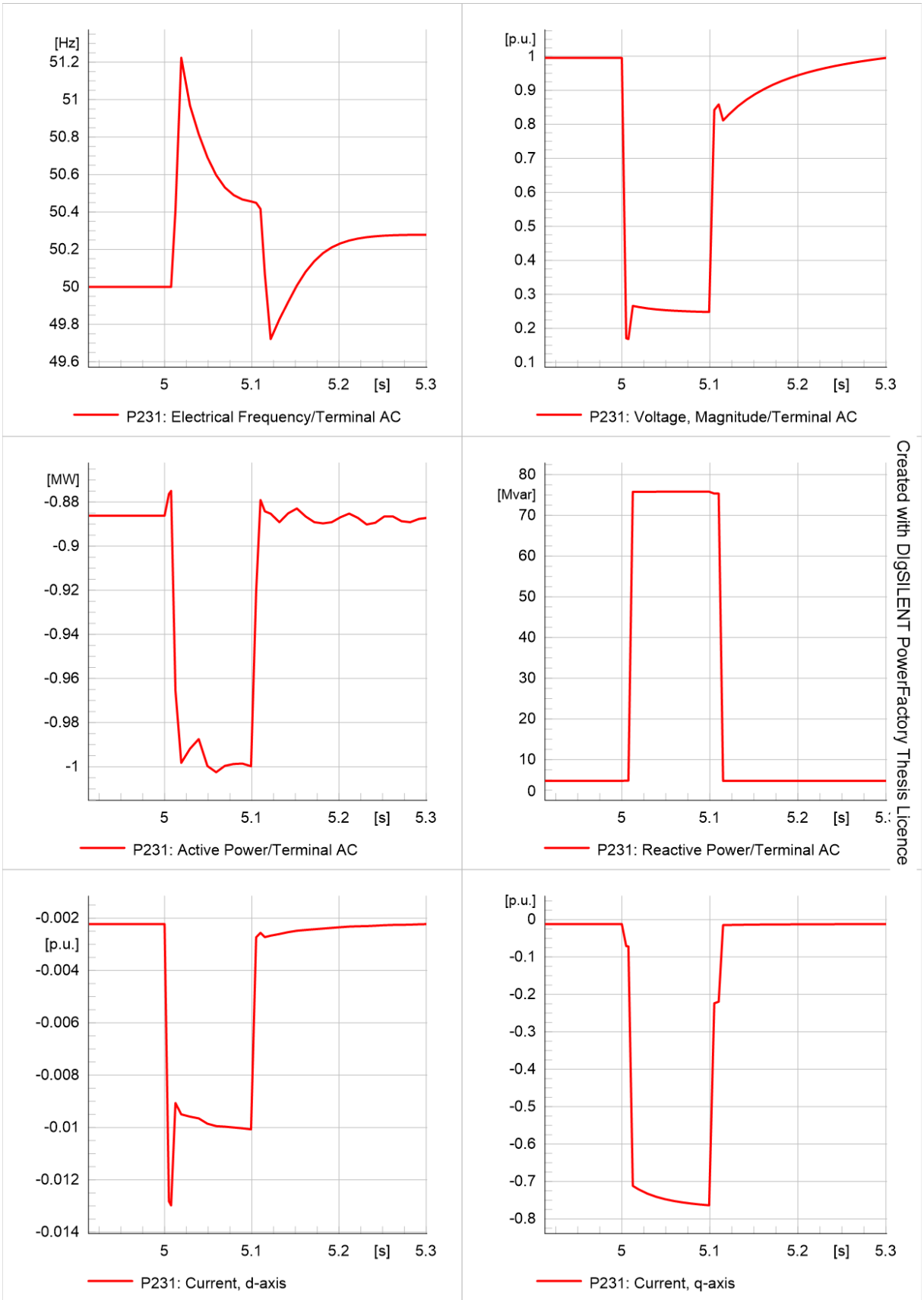
Rys. 6.70. Wykresy częstotliwości, napięcia, mocy czynnej, mocy biernej, prądu i_d i prądu i_q modelu przekształtnika P231 w strukturze równoległej ze sztuczną inercją w trakcie zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.71. Wykresy częstotliwości, napięcia, mocy czynnej, mocy biernej, prądu i_d i prądu i_q modelu przekształtnika P231 w strukturze szeregowej w trakcie zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.72. Wykresy częstotliwości, napięcia, mocy czynnej, mocy biernej, prądu i_d i prądu i_q modelu przekształtnika P231 w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją w trakcie zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Analiza uzyskanych wyników wskazuje, że każda z rozpatrywanych struktur modelu dynamicznego przekształtnika zachowała się zgodnie z przyjętymi założeniami. Układ regulacji każdorazowo poprawnie zidentyfikował występujące zakłócenie jako zwarcie i dokonał modyfikacji nastaw. Przekształtnik został wysterowany w taki sposób, aby wygenerować możliwą do uzyskania wartość mocy biernej i utrzymywać ją w celu wsparcia węzła wytwórczego i podniesienia napięcia w sieci. Jednocześnie znacząco ograniczona została regulacja częstotliwości, aby cały dostępny zapas mocy został spożytkowany na generację mocy biernej.

Uwagę należy jednak zwrócić na fakt, że jedynie struktury równoległe były w stanie spełnić wymaganie OSP w zakresie pracy przekształtnika w trakcie zwarcia. Przewiduje ono utrzymywanie prądu biernego na poziomie 1 przy obniżeniu się napięcia poniżej poziomu 0,4 j.w. W przypadku struktur szeregowych możliwe było uzyskanie jedynie około 75% prądu biernego.

Po ustąpieniu zwarcia i upłynięciu czasu zwłoki przekształtnik powrócił do pracy z zadaną wartością mocy biernej (sprzed wystąpienia zwarcia), a następnie przywrócona została regulacja częstotliwości (również po upłynięciu zadanej zwłoki).

Rozbieżności występujące w uzyskanych wykresach mocy czynnej wynikają z odmienności struktur układu szeregowego i równoległego, czego konsekwencją były różne rozwiązania w zakresie bloków funkcyjnych odpowiadających za detekcję zwarcia. W przypadku struktur równoległych realizował to pojedynczy blok zaimplementowany w regulatorze mocy czynnej i biernej. W strukturach szeregowych zaś konieczne było zastosowanie dwóch oddzielnych bloków – w regulatorze mocy czynnej i biernej bloku odpowiedzialnego za moc bierną, natomiast w bloku regulatora częstotliwości (lub odpowiednio w bloku inercji) bloku odpowiedzialnego za ograniczanie regulacji mocy czynnej na skutek odchyłki częstotliwości.

Na podstawie powyższego można stwierdzić, iż układ w każdej konfiguracji spełnił swoje zadanie i bez ingerencji operatora dostosował parametry pracy przekształtnika w stanie zwarcia w taki sposób, aby zapewnić przekształtnikowi operatywność i jednocześnie w miarę możliwości wykorzystać go w celu wspierania systemu. Jednak tylko struktury równoległe były w stanie spełnić wymagania stawiane przekształtnikom przez Operatora. Po ustąpieniu zwarcia układ sterowania przywrócił pełnię możliwości regulacyjnych przekształtnika według zadanych parametrów pracy. Przedstawione rozwiązanie pozwala ponadto na dostosowanie stopnia udziału przekształtnika w odbudowie częstotliwości i napięcia po ustąpieniu zwarcia, dzięki czemu stanowi on wsparcie dla pozostałych źródeł energii elektrycznej w systemie.

6.5. Analizy dynamiczne modelu przekształtnika pracującego w trybie kontroli U_{AC}-U_{DC}

6.5.1. Analiza odpowiedzi układu na zmianę zadanego napięcia AC przekształtnika

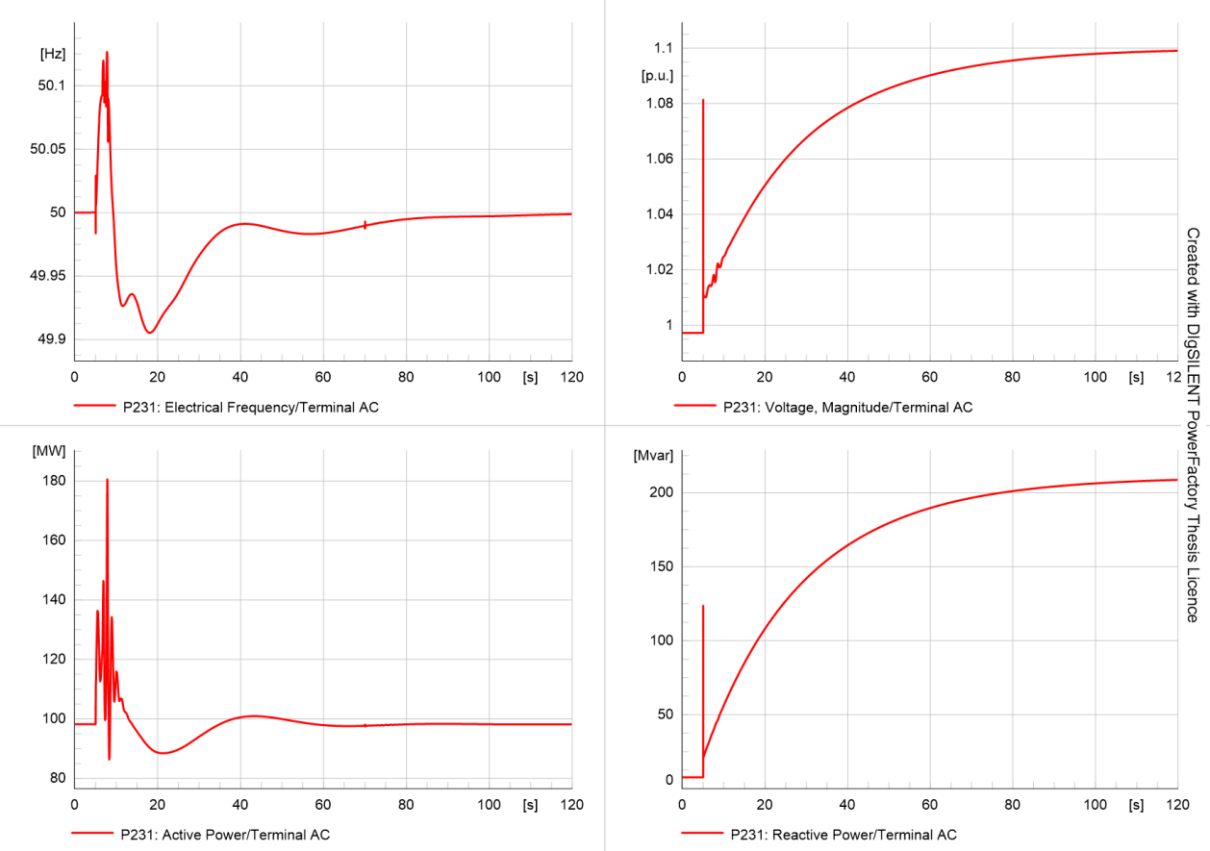
Rozpatrywany przypadek stanowi analogię do symulacji zmiany mocy biernej przeprowadzanej dla przekształtnika pracującego w trybie kontroli U_{AC}-U_{DC}. Moc bierna

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

przekształtnika była dostosowywana w zależności od zadanej wartości napięcia na szynach stacji przekształtnikowej, którą przekształtnik miał za zadanie utrzymać.

Zmiana wartości zadanej miała charakter skokowy od wartości początkowej do poziomu u_{AC} = 1,1 [j.w.] i następowała w 5 sekundzie. Z uwagi na podobny charakter zmiany przebieg stanu nieustalonego będącego efektem zakłócenia był zbliżony do przypadku analizowanego dla trybu pracy przekształtnika U_{AC}-U_{DC}, dlatego też przedstawiono wybrany, najbardziej reprezentatywny zestaw wykresów ilustrujących uzyskane wyniki.

Uzyskane wyniki symulacji przedstawiono na rysunku 6.73.

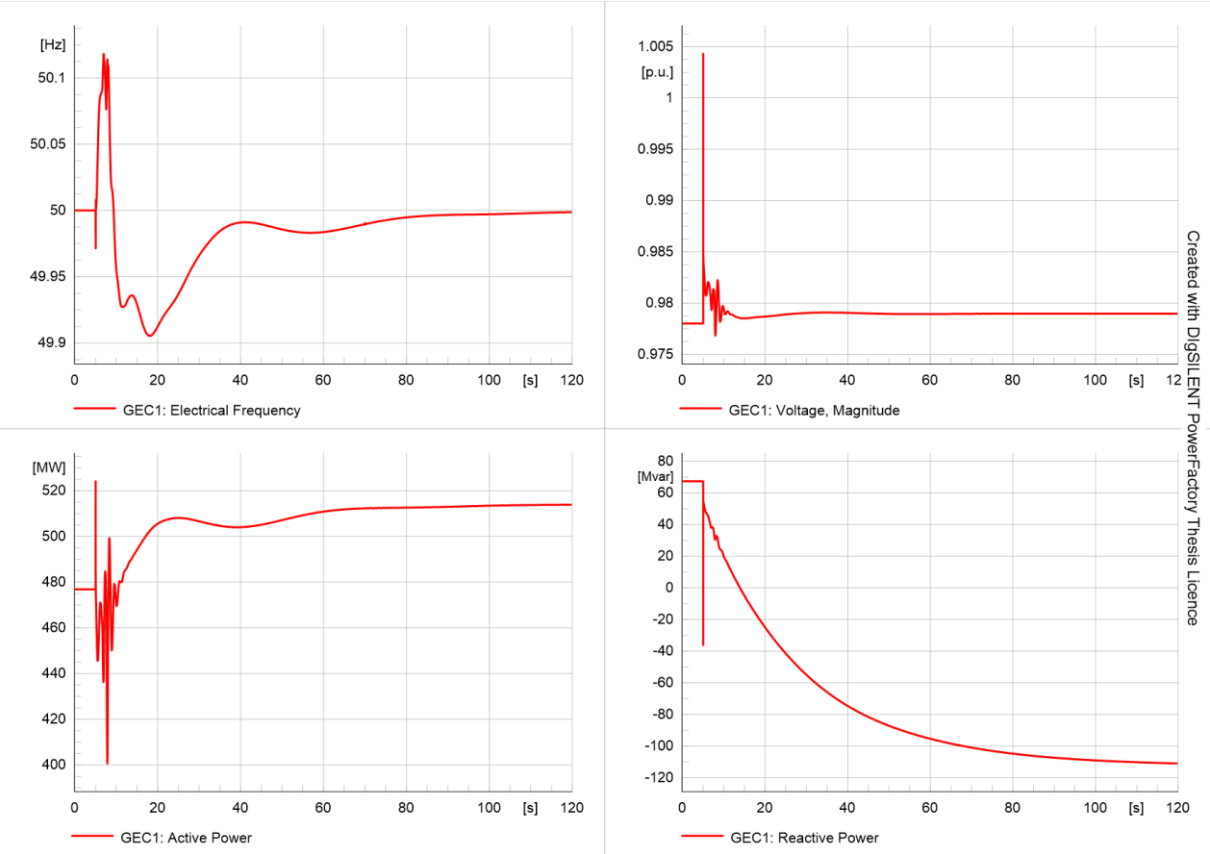


Rys. 6.73. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia AC przekształtnika

Wzrost częstotliwości w systemie AC wynika z faktu wystąpienia znacznej generacji mocy biernej w stacji przekształtnikowej, która w stosunku do przypadku zmiany zadanej mocy biernej była około pięciokrotnie większa. Spowodowało to gwałtowny wzrost napięcia w sieci, a w sytuacji pracy turbogeneratorów z kontrolą napięcia musiały one zmniejszyć generację mocy biernej, na co wskazuje rysunek 6.74.

Niezbilansowanie mocy biernej w systemie AC przełożyło się na nadwyżkę mocy odbieranej nad generowaną, co objawiło się spadkiem częstotliwości w systemie. Ponownie zarówno przekształtnik, jak i turbogeneratory podjęły działania regulacyjne zmieniając wartości mocy czynnej. Ostatecznie każdy z elementów przeszedł do nowego punktu pracy ustalonej.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

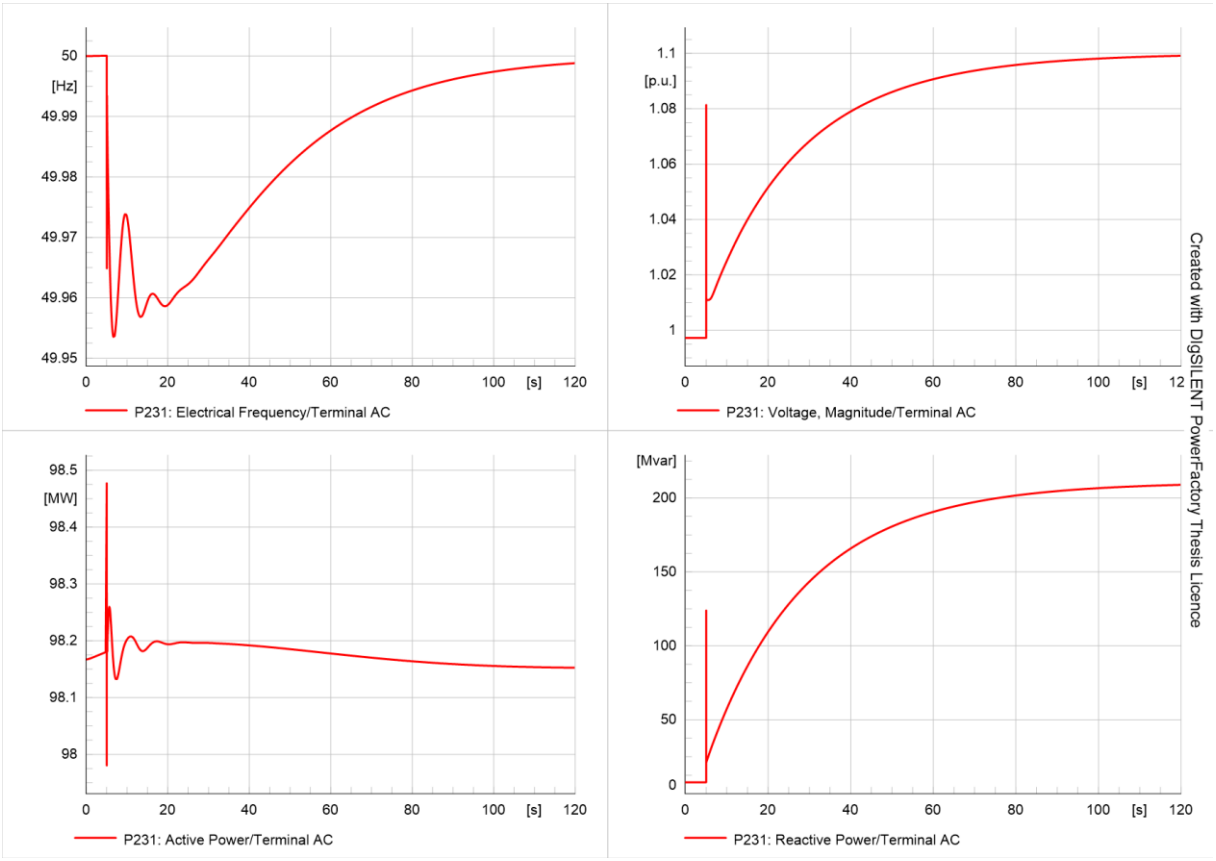


Rys. 6.74. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanego napięcia AC przekształtnika w strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC}

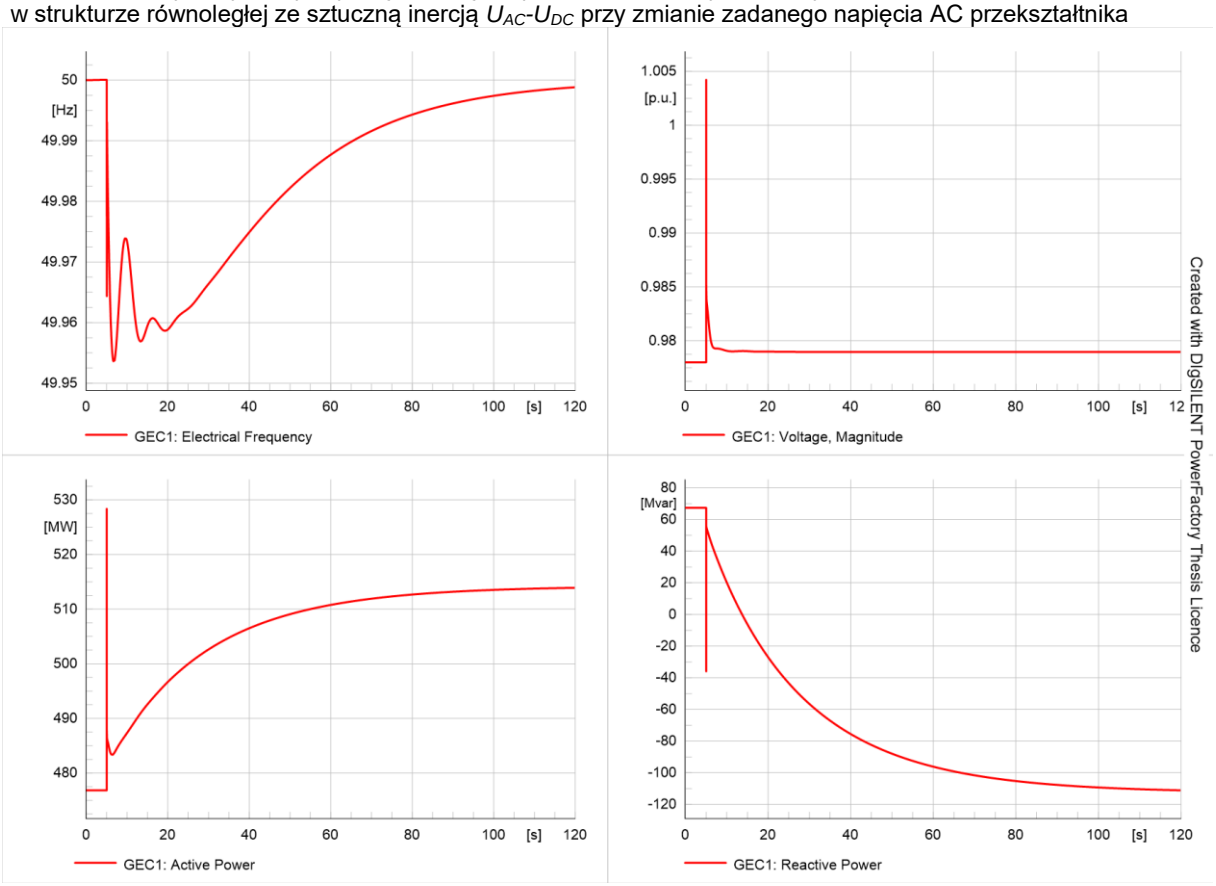
Wyniki uzyskane dla struktury równoległej ze sztuczną inercją przedstawia rysunek 6.75. Zastosowanie sztucznej inercji nie wpłynęło na działanie układu w zakresie regulacji napięcia, natomiast istotnie zmieniło jego zachowanie w zakresie regulacji mocy czynnej. Reakcja przekształtnika była szybsza, co przełożyło się na znaczące zmniejszenie uchybu częstotliwości w systemie.

Wskazują na to również wykresy dotyczące turbogeneratorów przedstawione na rysunku 6.76. Zmiany mocy czynnej w obrębie systemu AC charakteryzują się mniejszymi oscylacjami, niż w przypadku struktury pozbawionej sztucznej inercji. Wskazuje to na pozytywny skutek zastosowania tego rozwiązania. Reakcja układu była łagodniejsza, co przełożyło się również na dłuższy czas regulacji.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



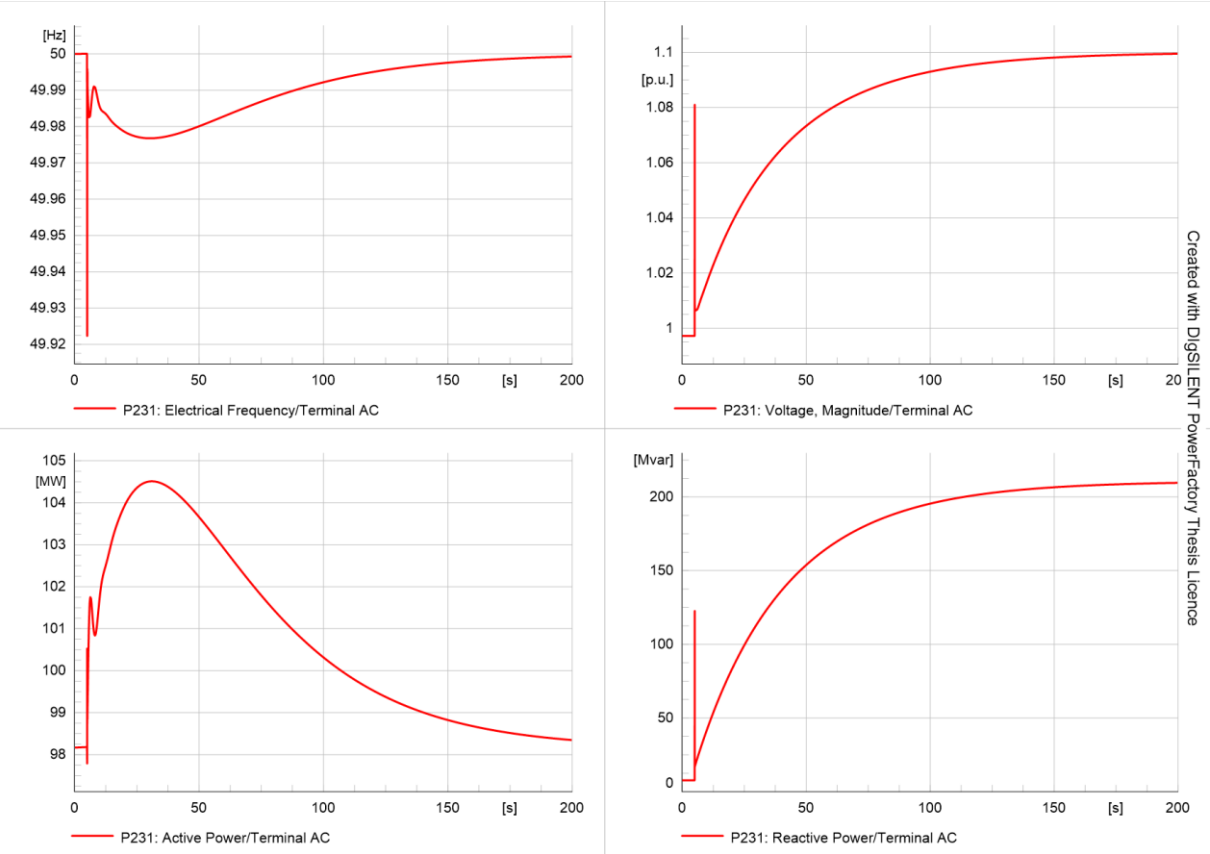
Rys. 6.75. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia AC przekształtnika



Rys. 6.76. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanego napięcia AC przekształtnika w strukturze równoległej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC}

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Rysunek 6.77 przedstawia wyniki uzyskane dla struktury szeregowej układu regulacji przekształtnika.

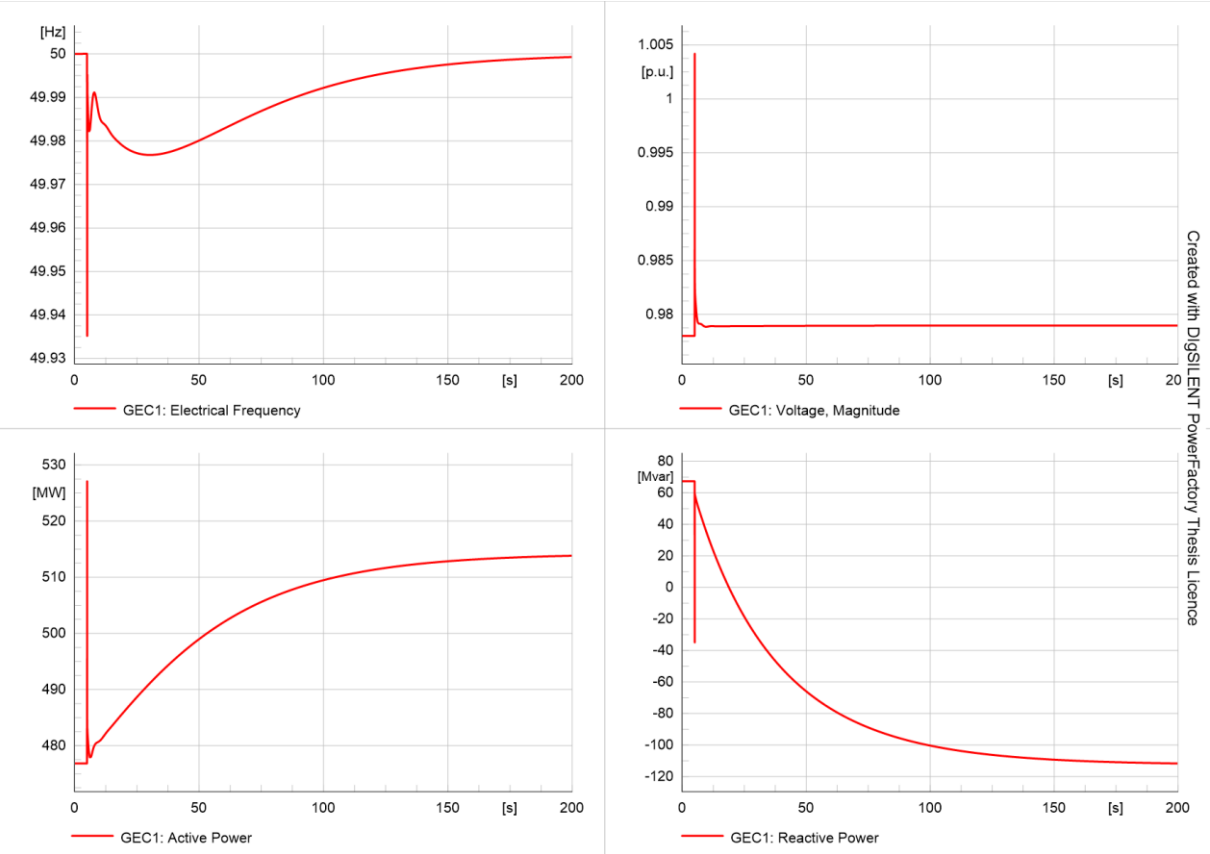


Rys. 6.77. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia AC przekształtnika

Analiza uzyskanych wyników wskazuje, że układ ponownie zadziałał poprawnie. Przekształtnik spowodował wzrost napięcia na szynach stacji przekształtnikowej i wziął aktywny udział w regulacji mocy czynnej. Najwyższa wartość uchybu częstotliwości była niższa, niż w przypadku struktury równoległej ze sztuczną inercją, jednak jej uśredniona wartość w dłuższym okresie była niższa.

Przełożyło się to na łagodniejszą reakcję generatora synchronicznego, którą ilustrują wyniki przedstawione na rysunku 6.78. Początkowy pik mocy czynnej wynika z chwilowego gwałtownego obniżenia się częstotliwości w systemie, natomiast w dalszej kolejności moc czynna turbozespołów narasta łagodnie aż do nowej wartości ustalonej.

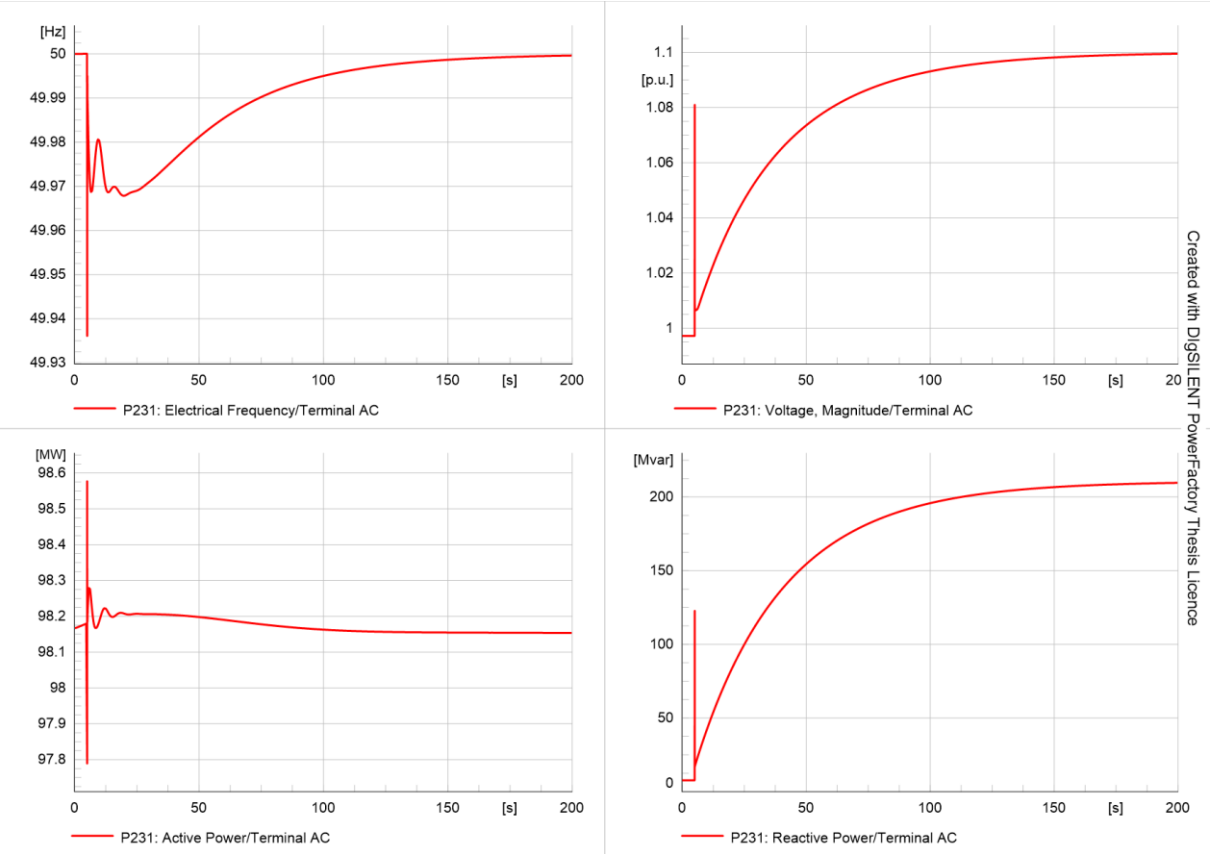
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.78. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanego napięcia AC przekształtnika w strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC}

Wyniki symulacji struktury szeregowej ze sztuczną inercją przedstawia rysunek 6.79. Przebieg procesu regulacji był zbliżony do struktury szeregowej. Udział przekształtnika w regulacji mocy czynnej był znacząco mniejszy, niż w poprzednim przypadku co przełożyło się na wzrost uchybu częstotliwości w systemie. Regulacja napięcia została zrealizowana poprawnie. Wykresy uzyskane dla turbogeneratora miały przebieg niemal identyczny, jak w przypadku struktury szeregowej, w związku z czym zrezygnowano z ich prezentacji.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.79. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia AC przekształtnika

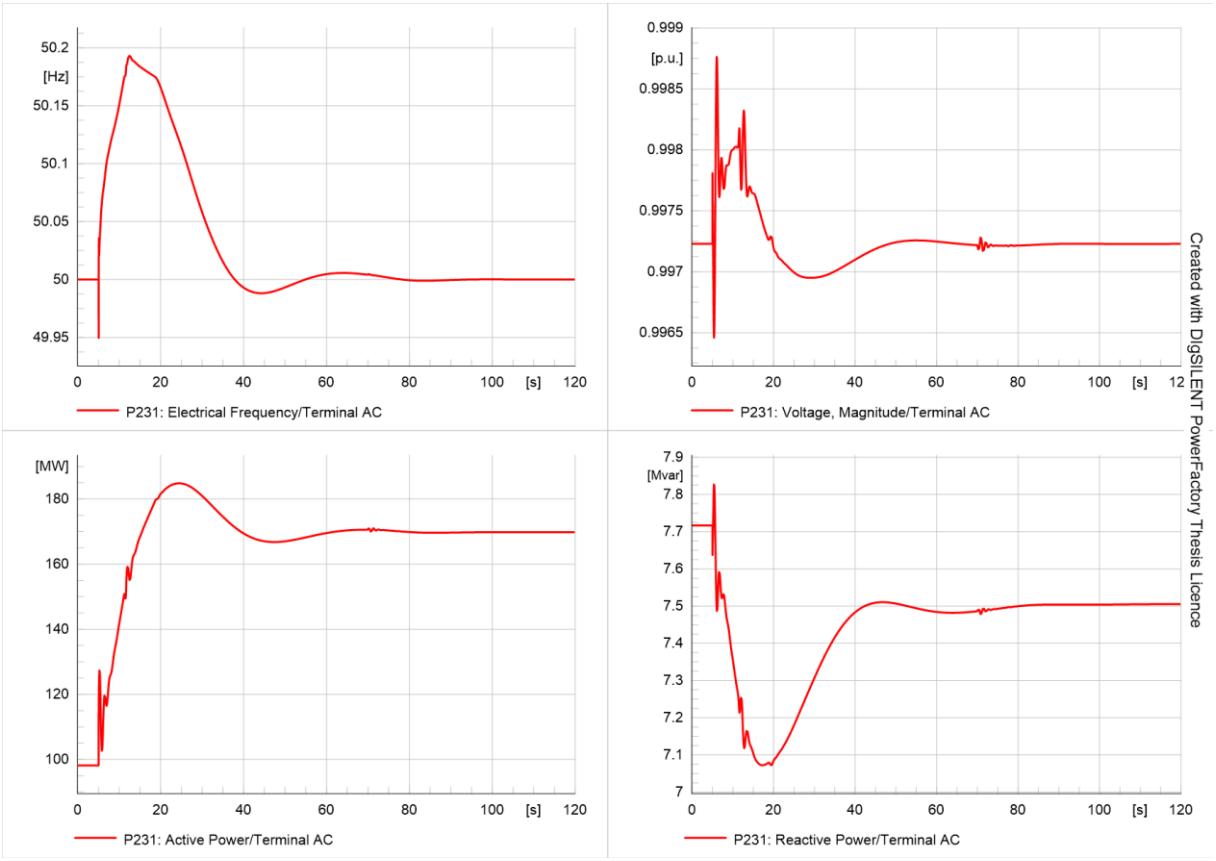
6.5.2. Analiza odpowiedzi układu na zmianę zadanego napięcia DC przekształtnika

Założenia symulacji pozostały niezmienne w stosunku do analizy przeprowadzanej dla przekształtnika pracującego w trybie kontroli U_{AC}-U_{DC}. Zadana zmiana miała charakter skokowy od wartości początkowej do poziomu u_{DC} = 0,995 [j.w.] i następowała w 5 sekundzie.

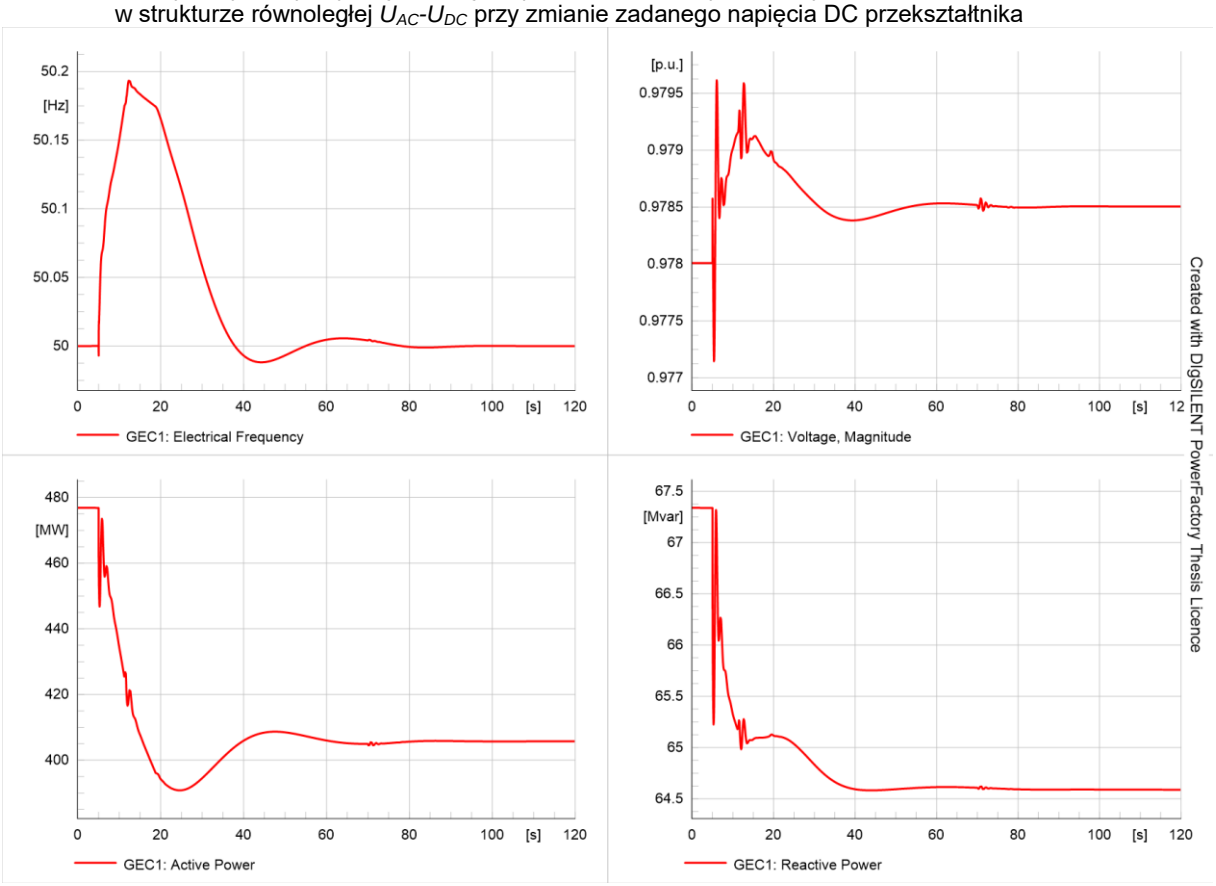
Wyniki symulacji dla struktury równoległej przedstawia rysunek 6.80. Uzyskane wykresy wskazują na zbliżony przebieg procesu regulacji w stosunku do trybu kontroli Q-U_{DC}. Zasadniczą różnicą jest fakt zmiany mocy biernej przekształtnika w celu utrzymania zadanego napięcia AC na szynach stacji przekształtnikowej. Na uwagę zasługuje fakt mniejszego uchybu częstotliwości poniżej wartości 50 Hz, co wynika z udziału przekształtnika w procesie regulacji napięcia. Ponownie wystąpiły również oscylacje mocy czynnej wynikające z aktualizacji nastaw bloku dynamicznego wzmacniania sygnału uchybu częstotliwości. Na uwagę zasługuje jednak fakt, że są one znacząco mniejsze, niż w przypadku trybu kontroli Q-U_{DC}.

Wykresy uzyskane dla turbogeneratorów przedstawia rysunek 6.81. Różnicą wynikającą z zastosowania odmiennego trybu kontroli przekształtnika jest przejście turbozespołów do nowego punktu pracy przy zmienionej wartości mocy biernej, wynikającej z utrzymania stałej wartości napięcia przez przekształtnik.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



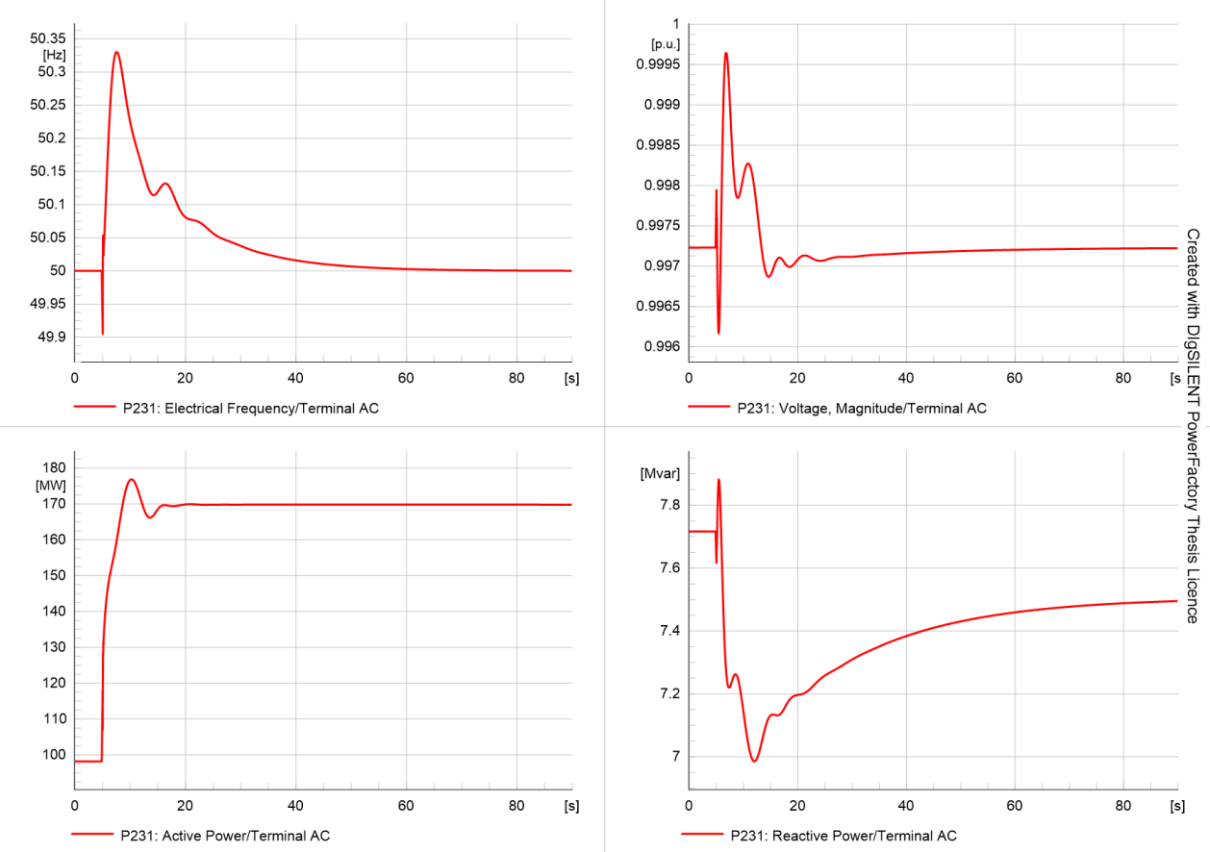
Rys. 6.80. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika



Rys. 6.81. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika w strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC}

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wyniki symulacji dla struktury równoległej zmodyfikowanej o sztuczną inercję przedstawiono na rysunku 6.82.

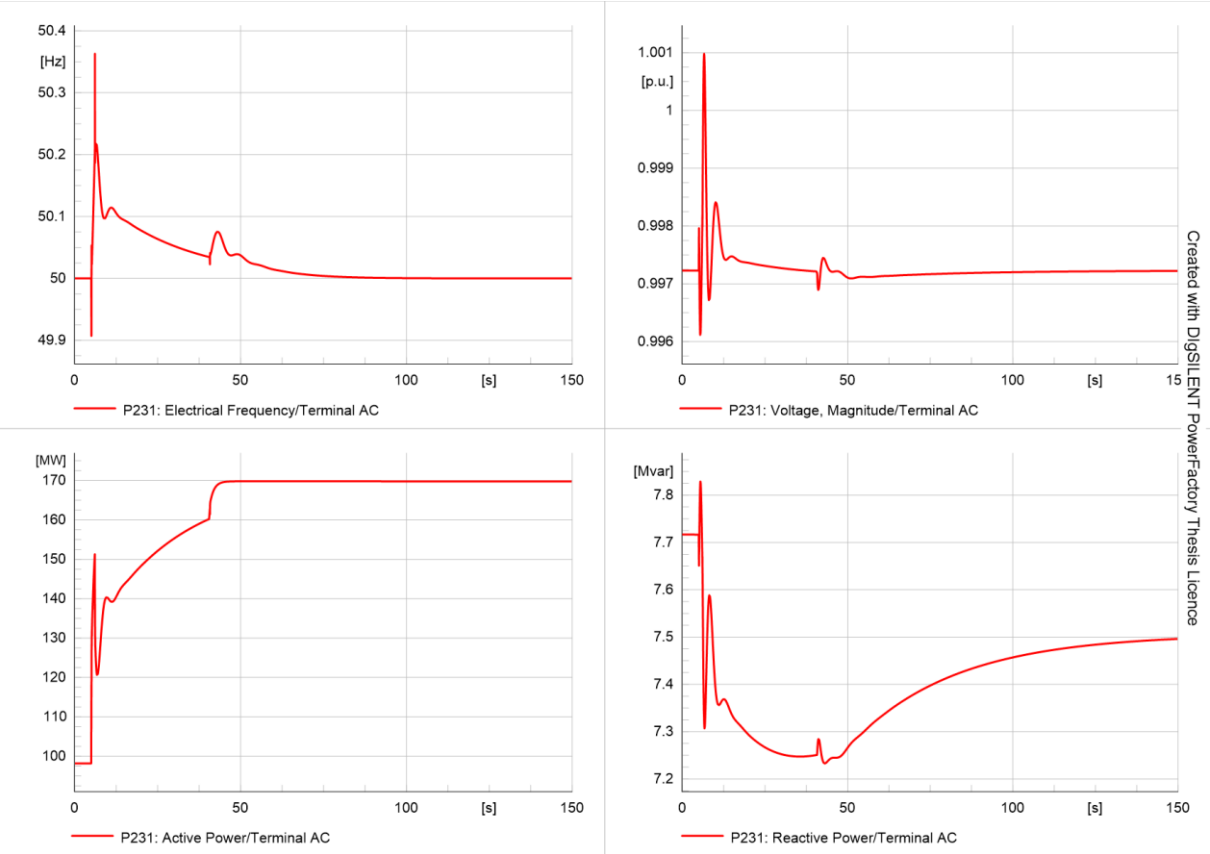


Rys. 6.81. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika

Uzyskane wyniki wskazują na poprawną pracę układu. Przekształtnik dostosował wartość mocy czynnej do zadanego napięcia DC. Reakcja układu była szybsza, niż w przypadku struktury równoległej pozbawionej sztucznej inercji. Poza mocą czynną nieznacznym zmianom uległa również moc bierna przekształtnika, co stanowi potwierdzenie spełnienia założeń kontroli napięcia AC na szynach stacji przekształtnikowej.

Wyniki symulacji uzyskane dla struktury szeregowej przedstawia rysunek 6.82. Ponownie najistotniejszą różnicą w stosunku do struktury realizującej kontrolę Q-U_{DC} jest fakt zmiany mocy biernej przekształtnika w celu utrzymania stałego napięcia AC przekształtnika. Układ zrealizował postawione przed nim zadanie dostosowując wartość mocy czynnej do zadanego poziomu napięcia na szynach DC stacji przekształtnikowej. Widoczny jest również dwuetapowy przebieg procesu regulacji wynikający z priorytetu regulacji napięcia strony DC przekształtnika względem udziału w regulacji częstotliwości.

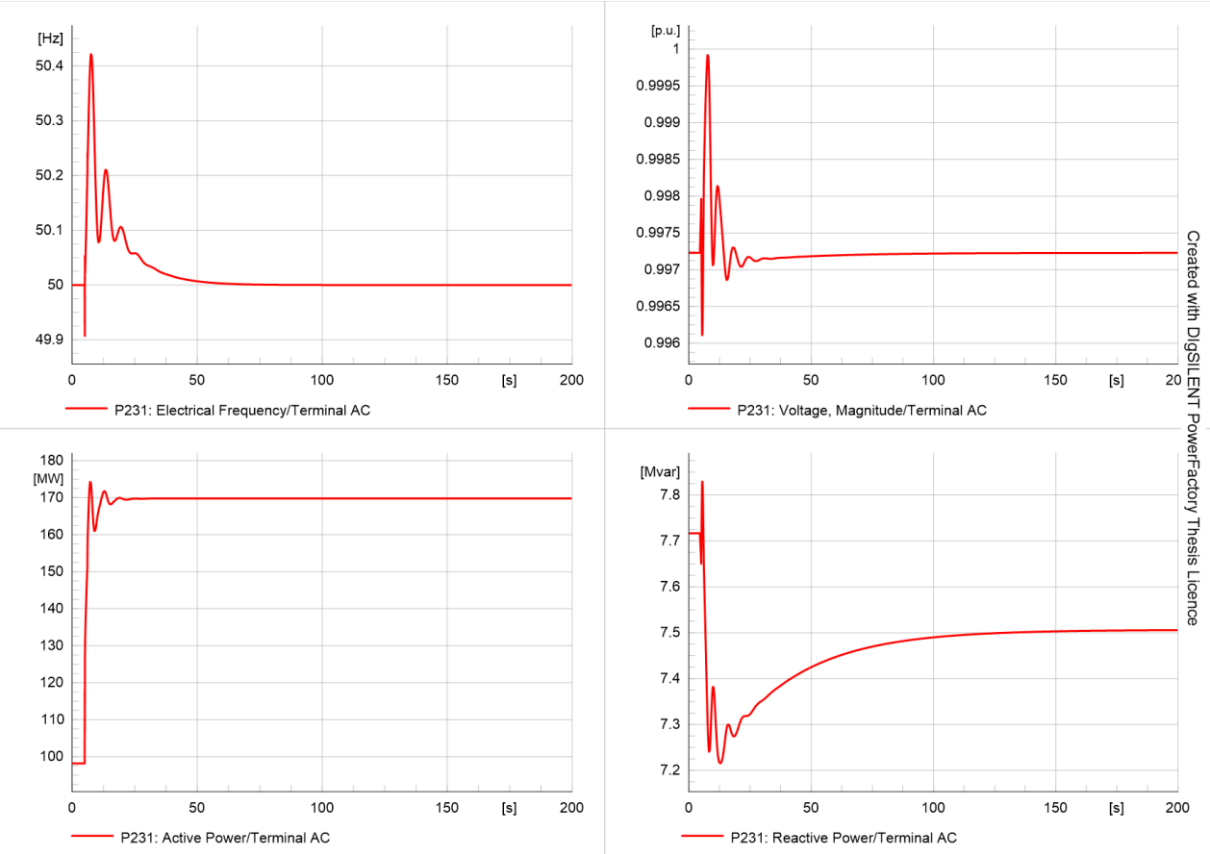
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.82. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika

Wyniki uzyskane dla struktury szeregowej zmodyfikowanej o sztuczną inercję przedstawiono na rysunku 6.83. Uzyskane wyniki wskazują na analogiczny efekt zastosowania sztucznej inercji, jak w przypadku struktury równoległej, polegający na znacznym przyśpieszeniu działania układu. Układ regulacji poprawnie dostosował moce czynną i bierną przekształtnika do zadanych poziomów napięć na szynach AC i DC stacji przekształtnikowej, co świadczy o poprawności pracy układu. Ponownie zaobserwować można efekt regulacji ciągłej zamiast dwuetapowej, widocznej w strukturze szeregowej bez sztucznej inercji. Podobny efekt miał miejsce w przypadku trybu kontroli Q-U_{DC}.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.83. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} przy zmianie zadanego napięcia DC przekształtnika

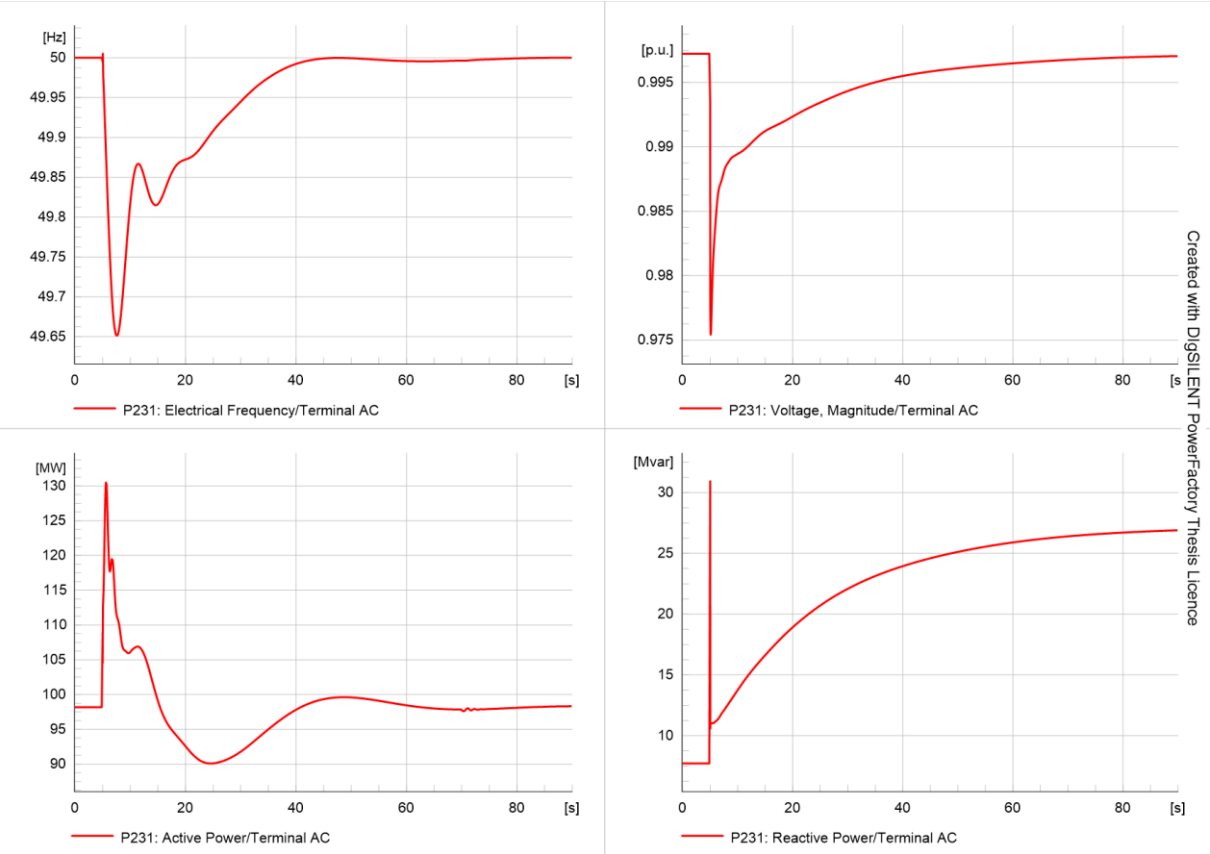
6.5.3. Analiza odpowiedzi układu na zmianę obciążenia w sieci AC

Założenia symulacji pozostały niezmienne w stosunku do analogicznego przypadku przy trybie kontroli przekształtnika Q-U_{DC}. W 5 sekundzie następowała skokowa zmiana obciążenia w węźle AC412 polegająca wzroście mocy czynnej i biernej o odpowiednio 30% i 15% wartości początkowej. Czas trwania symulacji był dostosowany w zależności od jej przebiegu. Z uwagi na zbliżony przebieg stanów dynamiczny w stosunku do poprzedniego przypadku zaprezentowano wybrane, reprezentatywne wyniki.

Wyniki symulacji dla struktury równoległej przedstawia rysunek 6.84. Zasadniczą zmianą wynikającą z zastosowania trybu sterowania U_{AC}-U_{DC} jest udział przekształtnika w regulacji napięcia równolegle z udziałem w regulacji mocy czynnej prowadzącej do utrzymania zadanej częstotliwości. Rozpatrywana zmiana obciążenia obejmowała zarówno zmianę pobieranej mocy czynnej i biernej, a więc zmiany obu tych wielkości nie były związane z pracą przekształtnika.

Uzyskane przebiegi mocy czynnej i częstotliwości mają zbliżony kształt do wyników symulacji sterowania Q-U_{DC}, należy jednak odnotować znacząco niższy czas regulacji. Czas regulacji uległ blisko trzykrotnemu skróceniu, przy jednoczesnym zachowaniu zbliżonego uchybu częstotliwości. Świadczy to istotnym wpływie udziału przekształtnika w regulacji napięcia na powrót systemu do pracy z zadanymi wartościami częstotliwości i napięcia. Dodatkowym czynnikiem jest brak przeregulowania częstotliwości, które wystąpiło w toku symulacji układu sterowania Q-U_{DC}.

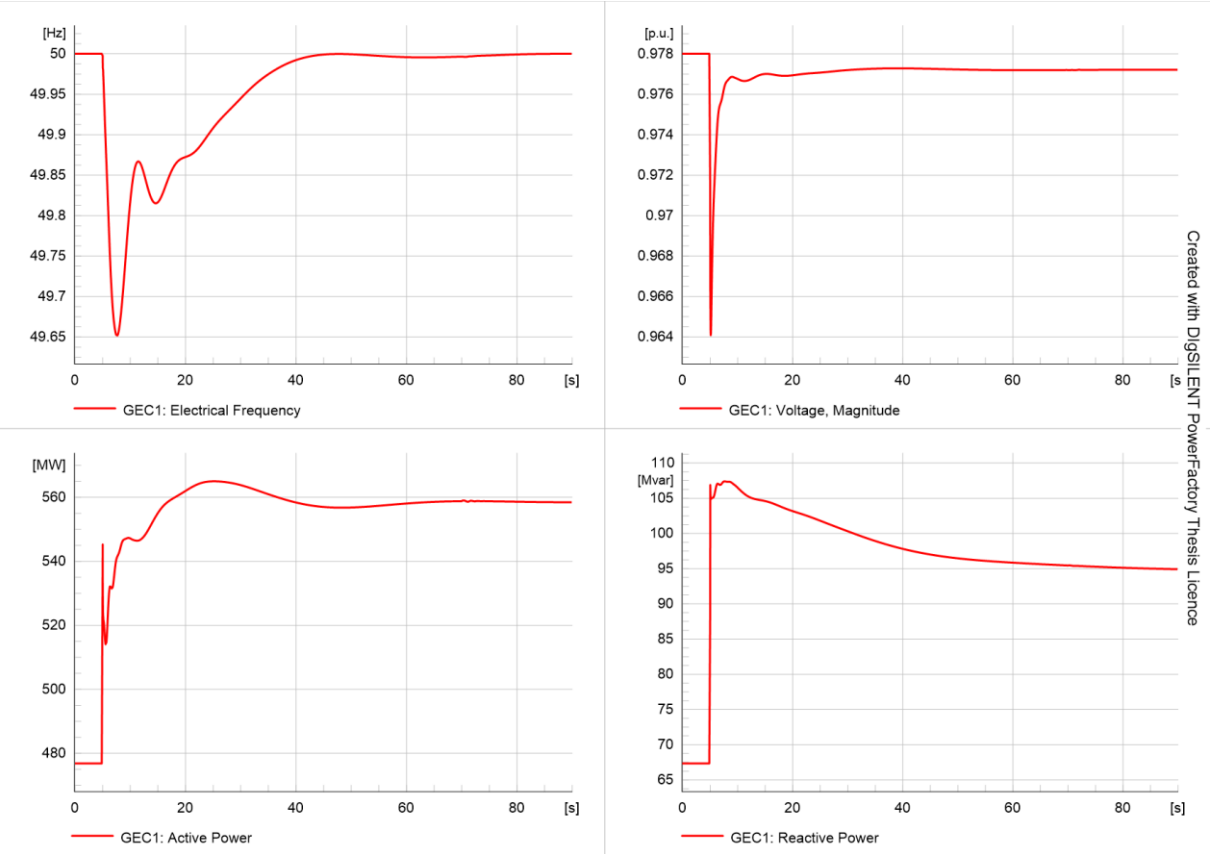
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.84. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC} przy zmianie obciążenia w systemie AC

Wyniki uzyskane dla węzła wytwórczego GEC1, przedstawione na rysunku 6.85 stanowią uzupełnienie wykresów ilustrujących pracę przekształtnika. W początkowym etapie regulacji wzrost zapotrzebowania na moc bierną jest pokrywany przez turbogeneratory, natomiast w dalszym jej ciągu stopniowo przejmowany jest przez przekształtnik, do chwili powrotu poziomów napięć do wartości odpowiadających nastawom układów regulacji.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



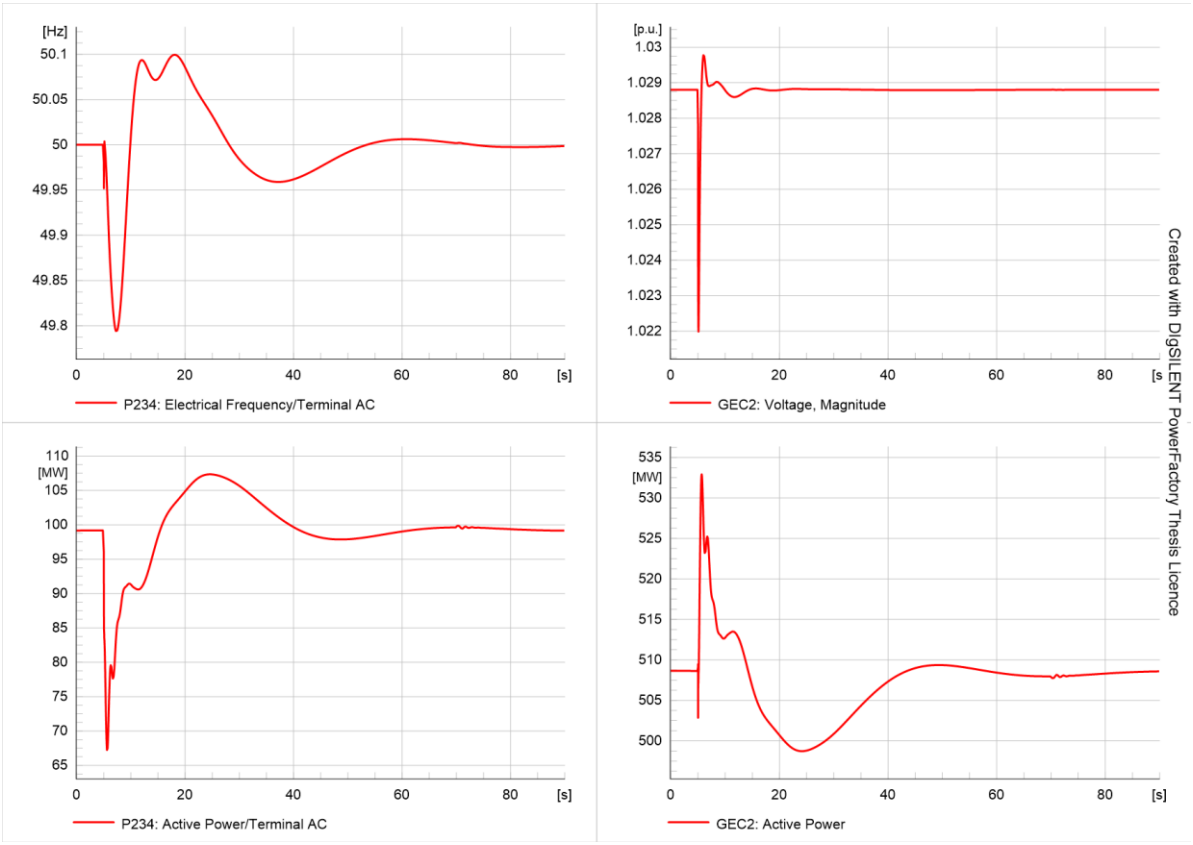
Rys. 6.85. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

Rysunek 6.86 ilustruje przebieg zakłócenia wtórnego występującego w systemie prawostronnym. Reakcją na udział przekształtnika P231 w regulacji mocy czynnej w systemie lewostronnym było przejściowe ograniczenie mocy czynnej wprowadzanej do systemu przez przekształtnik P234. Objawiło się to wystąpieniem uchybu częstotliwości powodującego reakcję węzła wytwórczego. Zakłócenie miało charakter przejściowy, po jego ustąpieniu wszystkie elementy systemu powróciły do pierwotnych punktów pracy.

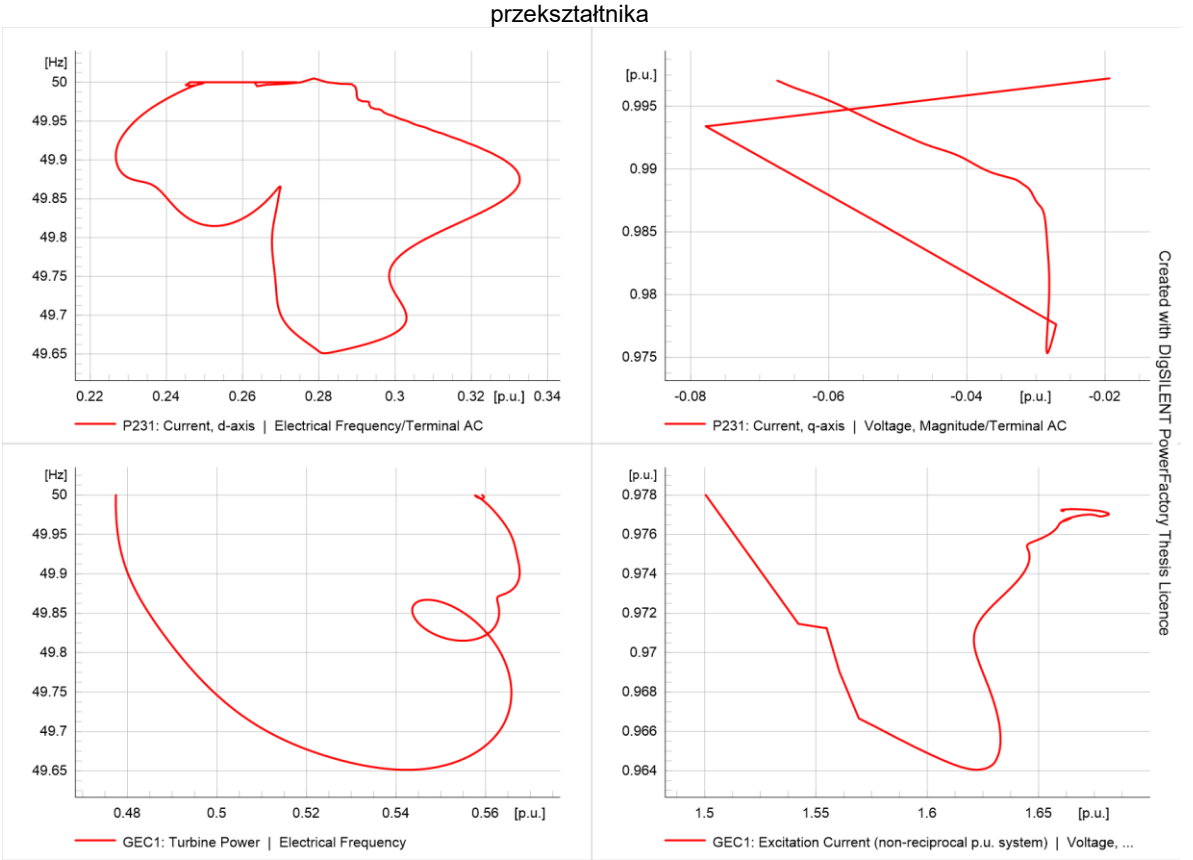
Mechanizm regulacji przy zmianie obciążenia w obu systemach AC przedstawiono na rysunkach 6.87 i 6.88. Zasadniczą różnicą, wynikającą z zastosowania odmiennego trybu sterowania, jest zmiana punktu pracy przekształtnika w zakresie mocy biernej. Po zakończeniu regulacji zmianie ulega wartość prądu i_q przekształtnika, a tym samym wartość jego mocy biernej. Wykres ilustrujący zmiany mocy czynnej w funkcji prądu i_d przekształtnika ponownie jest krzywą zamkniętą, co świadczy o powrocie przekształtnika do pierwotnej wartości mocy czynnej po ustaniu zakłócenia.

Wykresy dotyczące systemu prawostronnego, przedstawione na rysunku 6.88 ponownie są krzywymi zamkniętymi, co świadczy o przemijającym charakterze zakłócenia. Po eliminacji zakłócenia zarówno przekształtnik, jak i węzeł wytwórczy powracają do pierwotnych punktów pracy.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

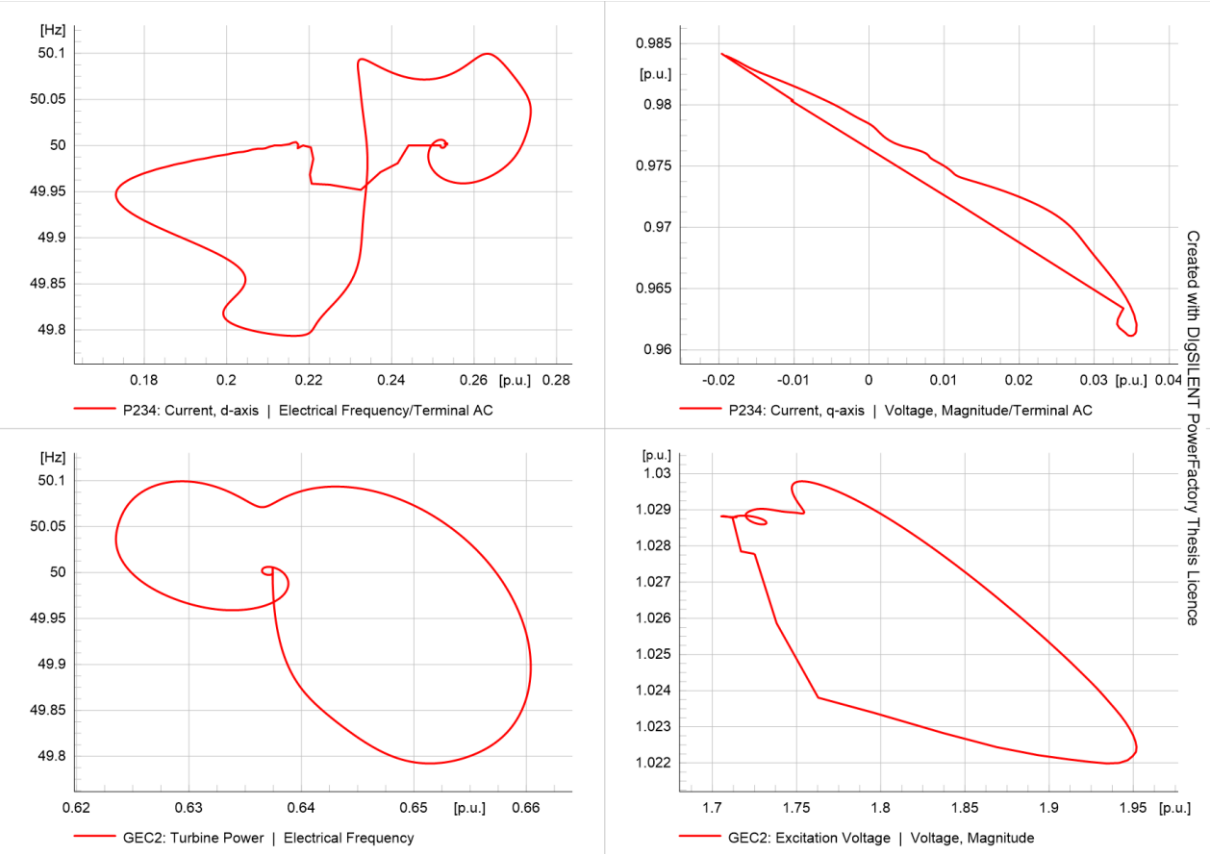


Rys. 6.86. Wykresy mocy czynnej, częstotliwości przekształtnika P234 oraz mocy czynnej i napięcia turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC} przekształtnika



Rys. 6.87. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P231 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

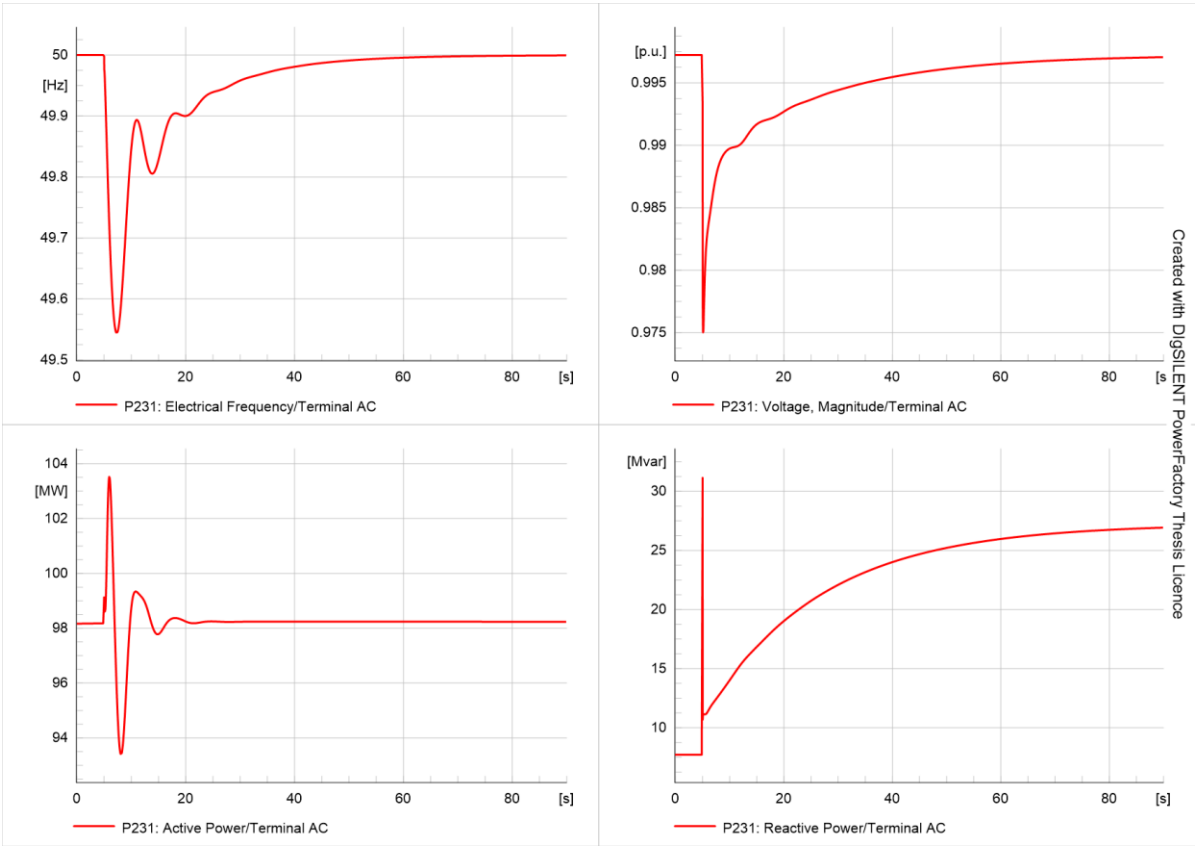


Rys. 6.88. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P234 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

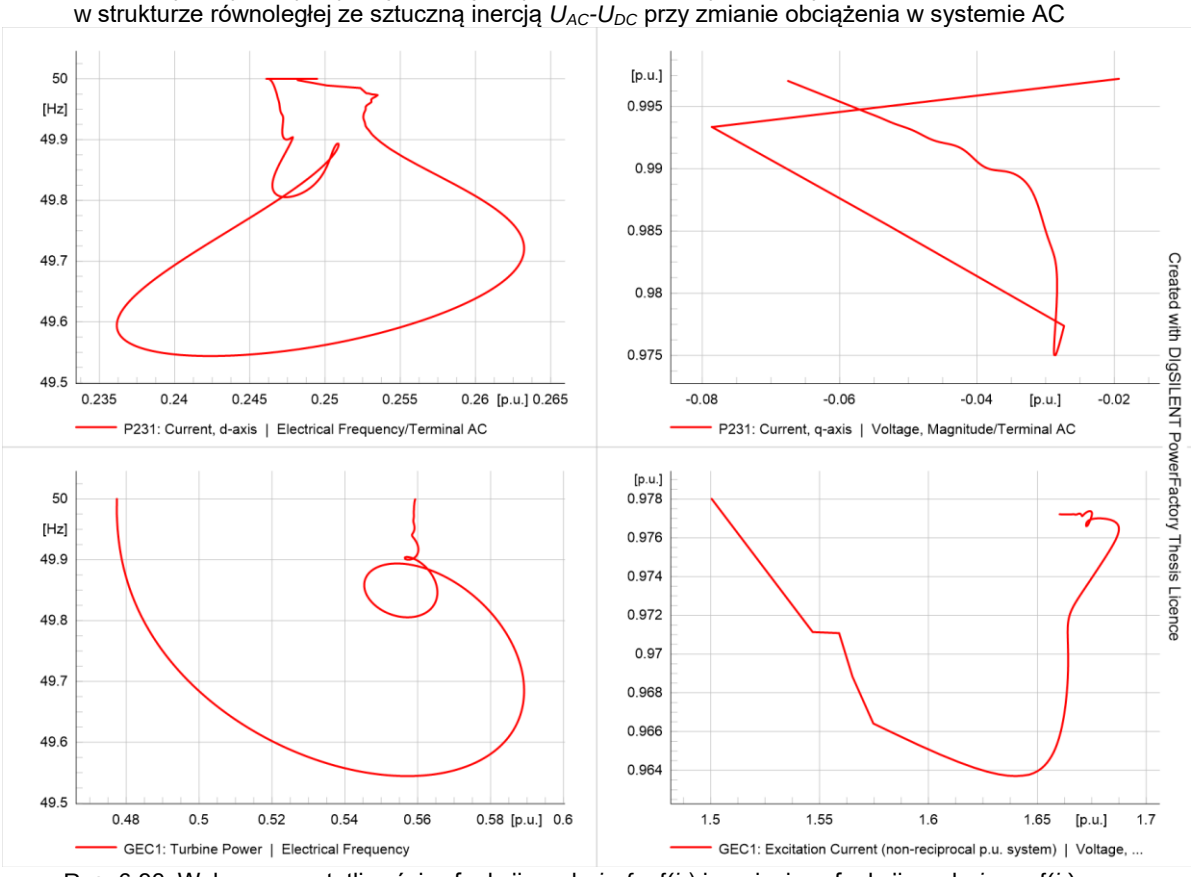
Wyniki symulacji dla struktury równoległej ze sztuczną inercją ilustruje rysunek 6.89. Ich analiza wskazuje, że zastosowanie kontroli napięcia AC przekształtnika nie wpłynęła na przebieg udziału przekształtnika w regulacji mocy czynnej. W zakresie mocy biernej spełnił on swoje zadanie, dostosowując wartość mocy biernej w celu utrzymania zadanej wartości napięcia.

Efekt ten widoczny jest na wykresach ilustrujących mechanizm regulacji w systemie lewostronnym, przedstawionych na rysunku 6.90. W porównaniu do trybu kontroli Q-U_{DC} zmianom uległ tylko wykres $u_{AC} = f(i_q)$ świadczący o zmianie punktu pracy przekształtnika w zakresie mocy biernej. Analogiczną sytuację zaobserwować można w przypadku systemu prawostronnego, dla którego przebiegi ilustruje rysunek 6.91. W przypadku wspomnianego systemu widoczny jest udział przekształtnika w regulacji napięcia AC i tym samym wsparcie udzielane węzłowi wytwórczemu. Ostatecznie jednak oba elementy powracają do swoich pierwotnych punktów pracy. Uzyskane wyniki świadczą ponadto o uniwersalności tego rozwiązania, ponieważ zmiana trybu kontroli w zakresie kontroli mocy biernej nie powoduje oddziaływania na tor regulacji mocy czynnej.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

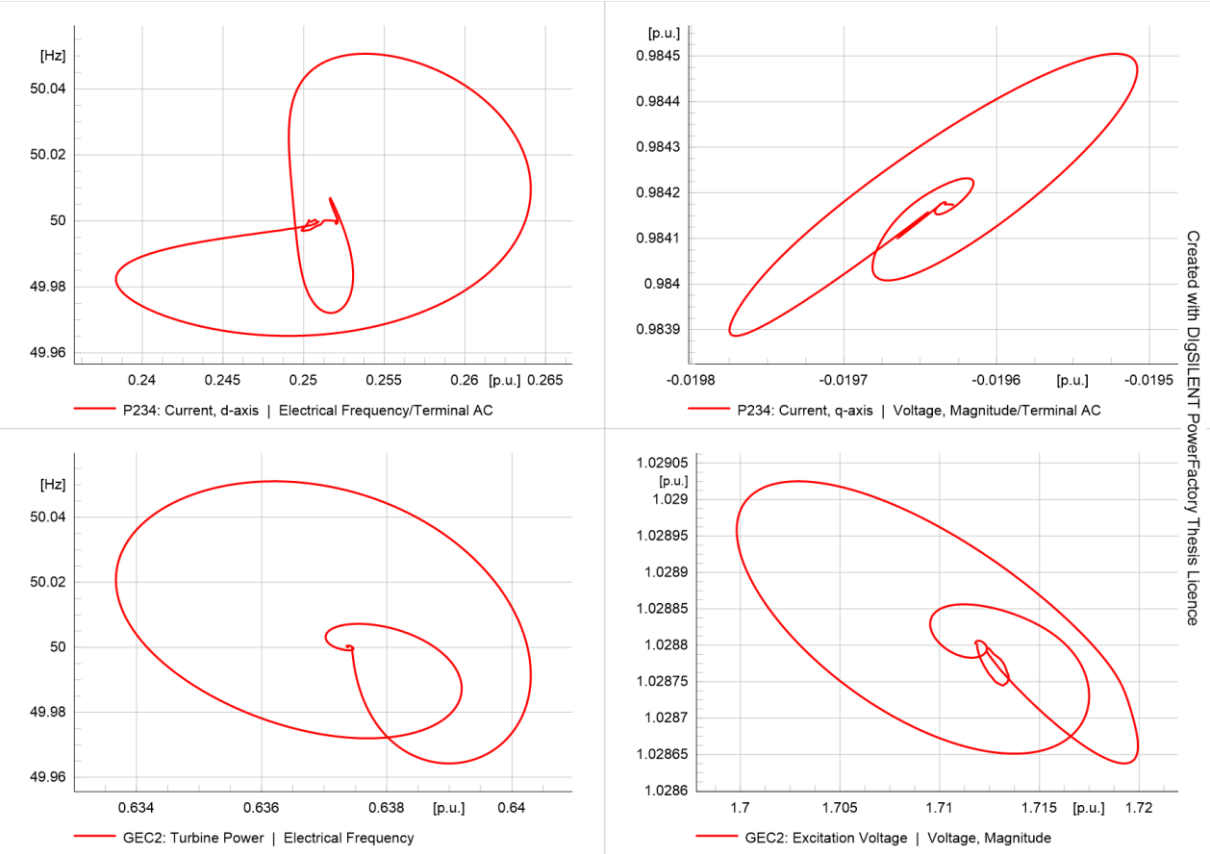


Rys. 6.89. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze równoległej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} przy zmianie obciążenia w systemie AC



Rys. 6.90. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P231 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.91. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P234 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze równoległej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

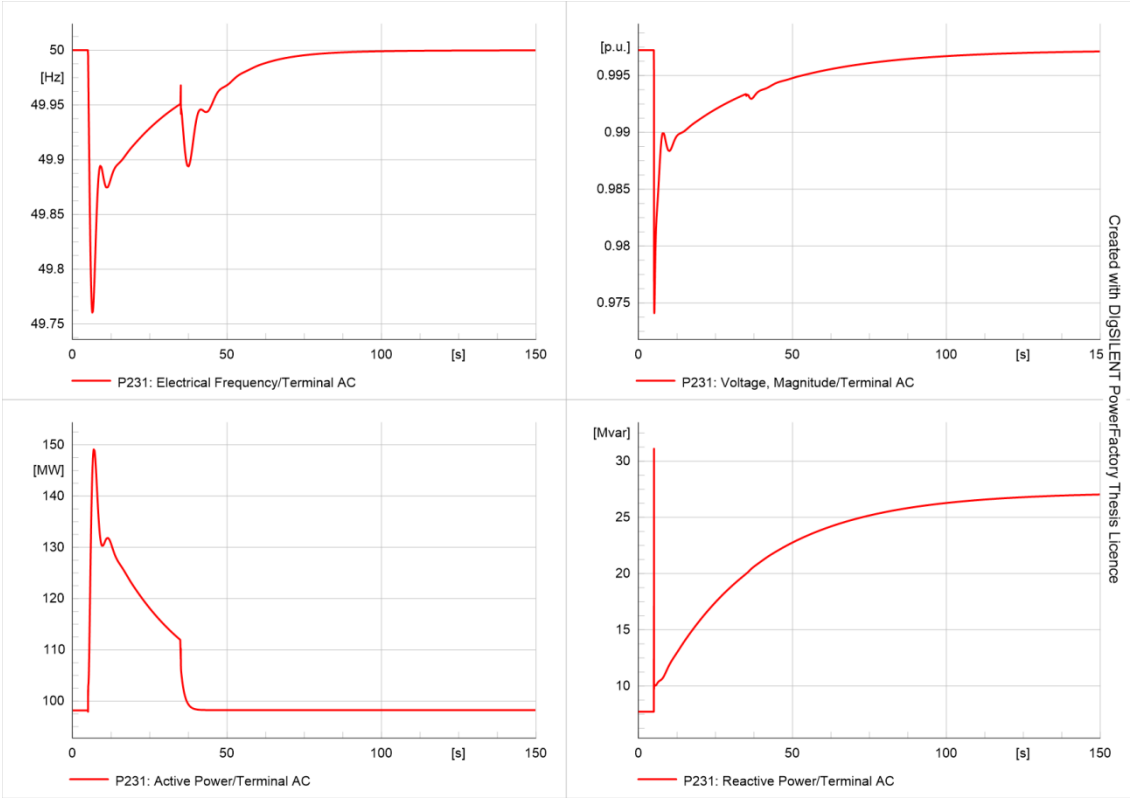
Wykresy uzyskane dla struktury szeregowej ilustruje rysunek 6.92. Zastosowanie odmiennego trybu sterowania ponownie wpłynęło jedynie na pracę przekształtnika w zakresie mocy biernej. Regulacja napięcia została zrealizowana poprawnie, a współpraca przekształtnika i węzła wytwórczego zachodziła w sposób analogiczny, jak w poprzednich przypadkach.

Mechanizm regulacji w przypadku systemu lewostronnego, ilustrowany wykresami przedstawionymi na rysunku 6.93 wskazuje na zmianę punktów pracy przekształtnika i węzła wytwórczego w zakresie mocy biernej, co stanowi potwierdzenie ich współpracy w zakresie regulacji napięcia. Udział przekształtnika w regulacji mocy czynnej był doraźny i nie spowodował trwałej zmiany punktu pracy. Ponownie widoczny jest dwuetapowy charakter procesu regulacji, wynikający z ustalenia napięcia DC przekształtnika w pierwszej kolejności, a następnie dołączenia do regulacji mocy czynnej mającej na celu eliminację uchybu częstotliwości.

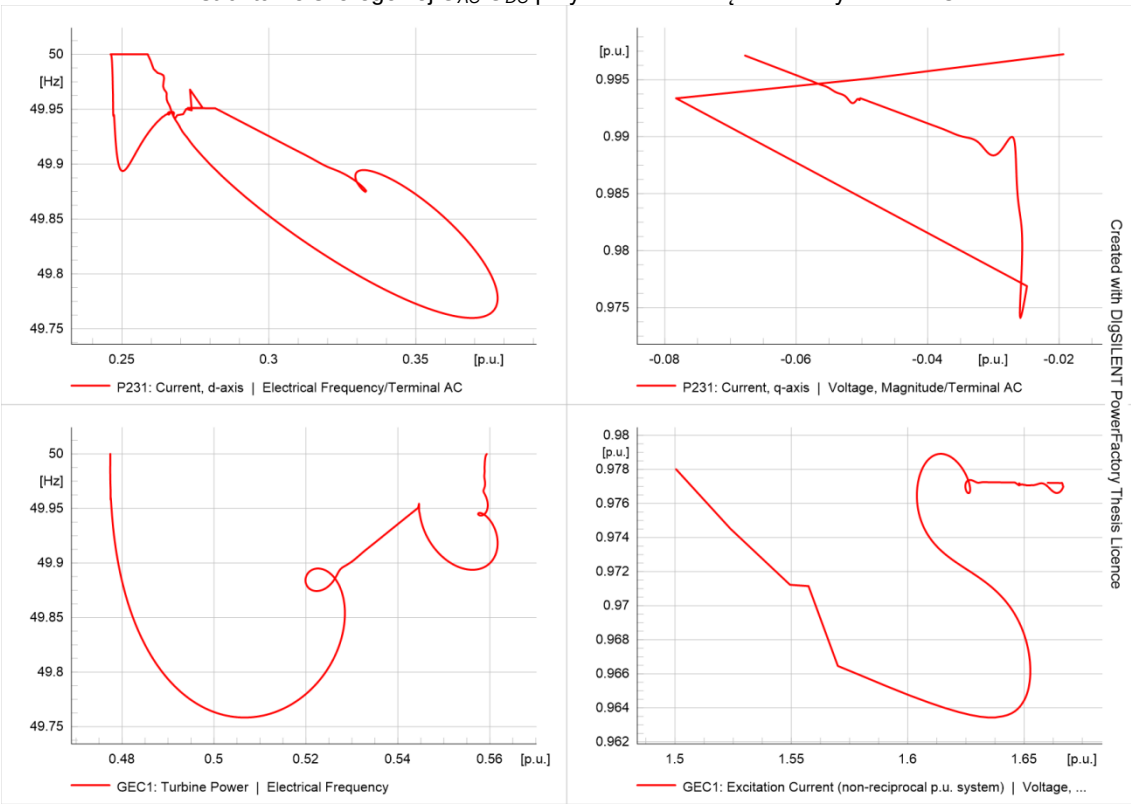
Mechanizm regulacji w przypadku systemu prawostronnego (rys. 6.94) pozostał w ogólności niezmienny. Widoczne są zmiany wynikające z występowania drugiego zaburzenia wynikającego z dołączenia przekształtnika P231 do regulacji mocy czynnej, co powodowało reakcję przekształtnika P234. Przekształtnik P234 uczestniczył ponadto w regulacji napięcia w obrębie systemu prawostronnego, jednak po ustaniu zakłócenia powrócił do pierwotnego punktu pracy. Na odnotowanie zasługuje fakt znaczącego uchybu częstotliwości w systemie, co

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

podobnie jak w przypadku trybu kontroli Q-U_{DC}, może spowodować pobudzenie układu automatyki SCO.

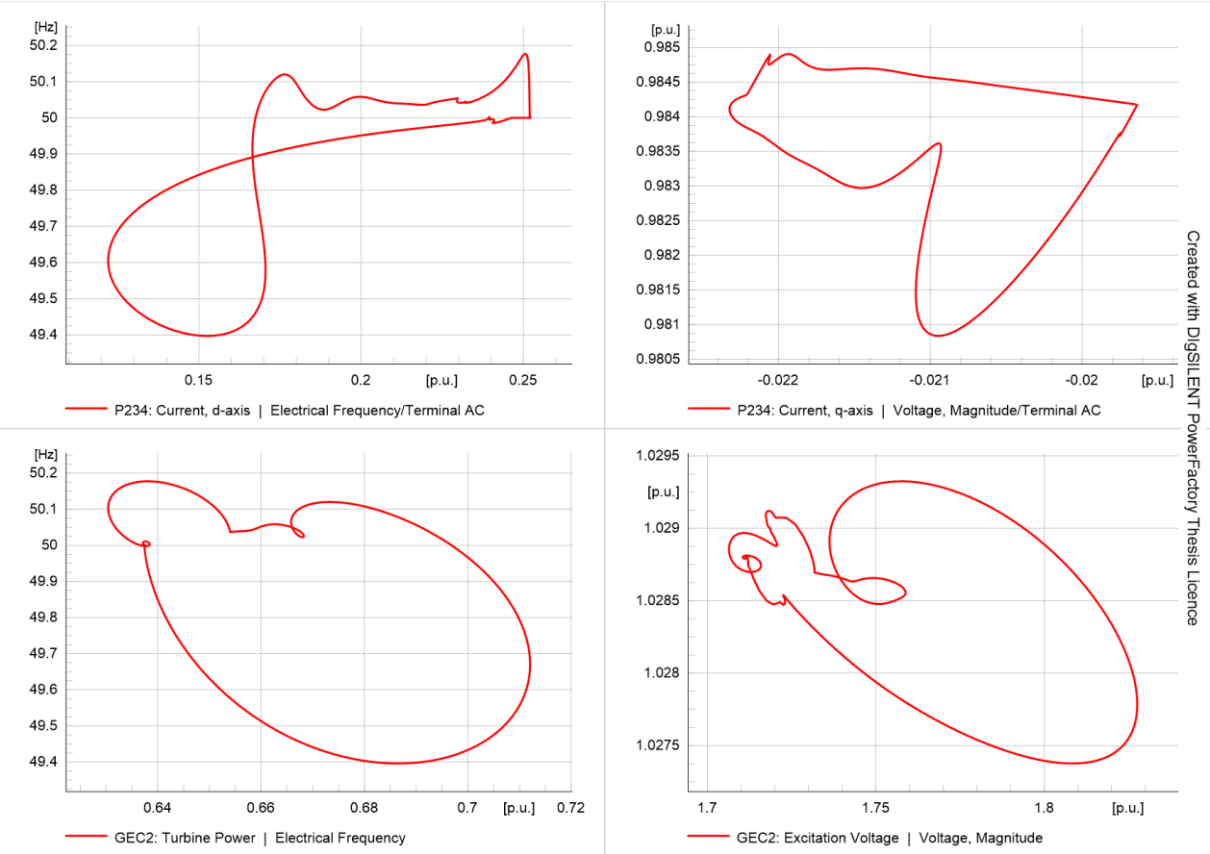


Rys. 6.92. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC} przy zmianie obciążenia w systemie AC



Rys. 6.93. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P231 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



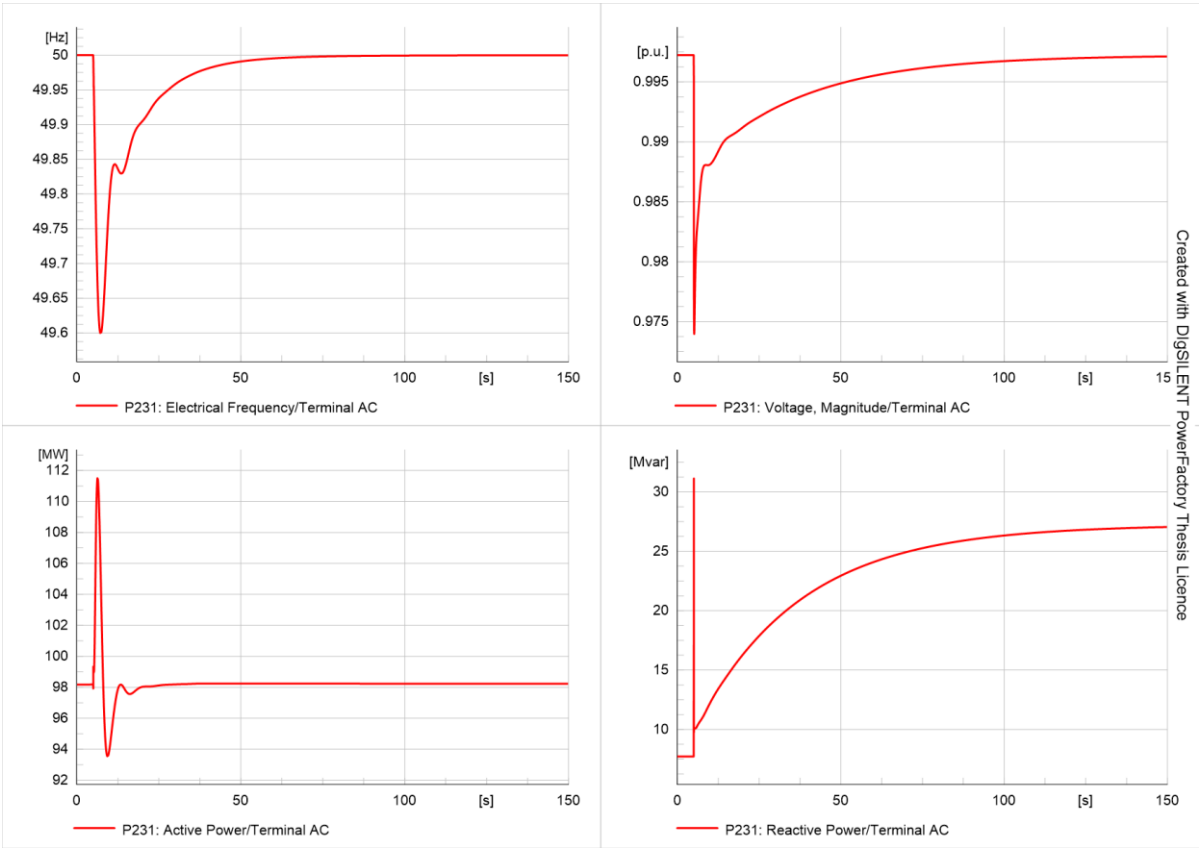
Rys. 6.94. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P234 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

Wykresy uzyskane dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją przedstawia rysunek 6.95. Zastosowanie bloku sztucznej inercji spowodowało skutek analogiczny, jak w przypadku trybu kontroli Q-U_{DC}. W toku regulacji nie wystąpiło drugie zaburzenie, a sam proces był realizowany w sposób ciągły. Zmiana trybu pracy przekształtnika wywołała zmiany jedynie w zakresie toru regulacji mocy biernej, pozostając bez wpływu na tor regulacji mocy czynnej.

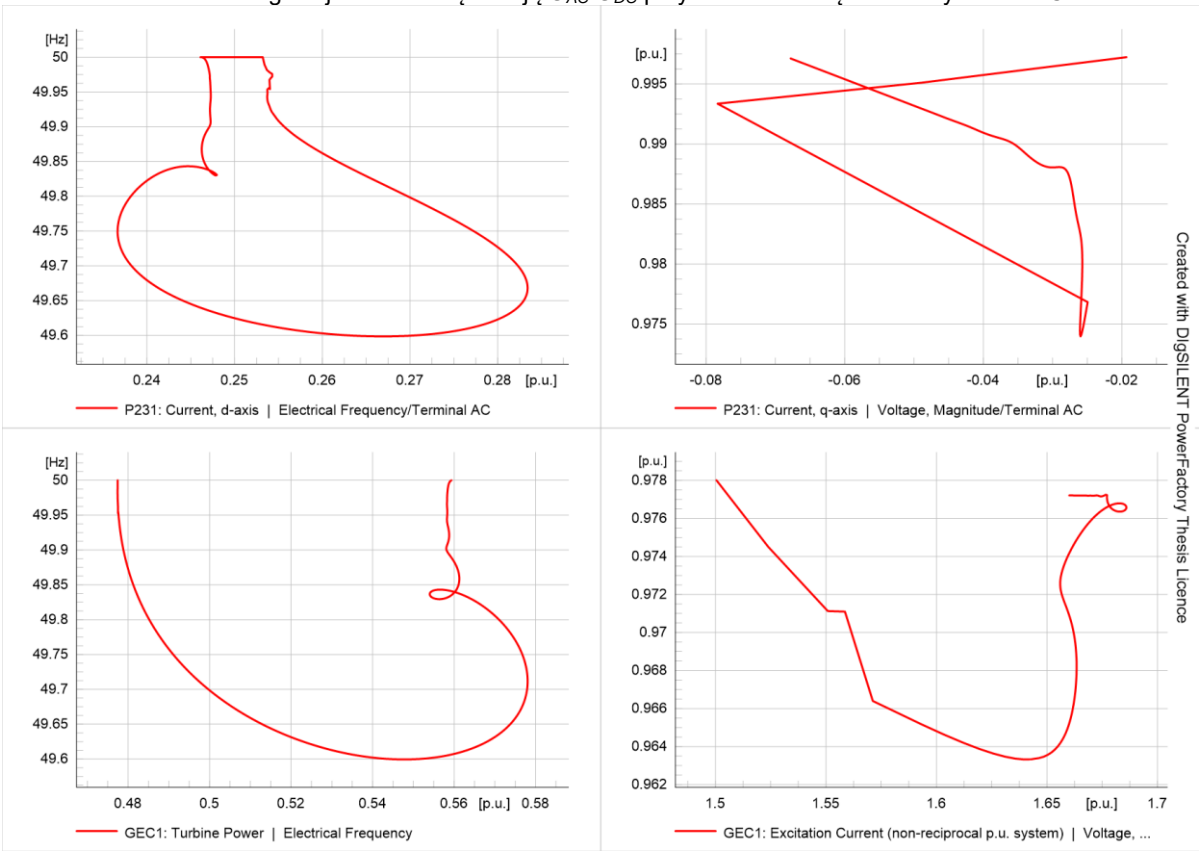
Potwierdzenie utrzymania mechanizmu regulacji mocy czynnej stanowią wykresy uzyskane dla systemu lewostronnego i prawostronnego, przedstawione odpowiednio na rysunkach 6.96 i 6.97. Wskazują one ponadto na brak występowania drugiego zaburzenia i ciągłość procesu regulacji realizowanego przy współpracy przekształtnika i węzła wytwórczego.

Na poprawność zadanego trybu sterowania przekształtnika wskazują wykresy dotyczące toru regulacji mocy biernej. Przekształtnik wziął aktywny udział w regulacji, udzielając wsparcia turbozespołom. Poskutkowało to przejściem obu elementów do nowego punktu pracy, przy zmienionych wartościach mocy biernej.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

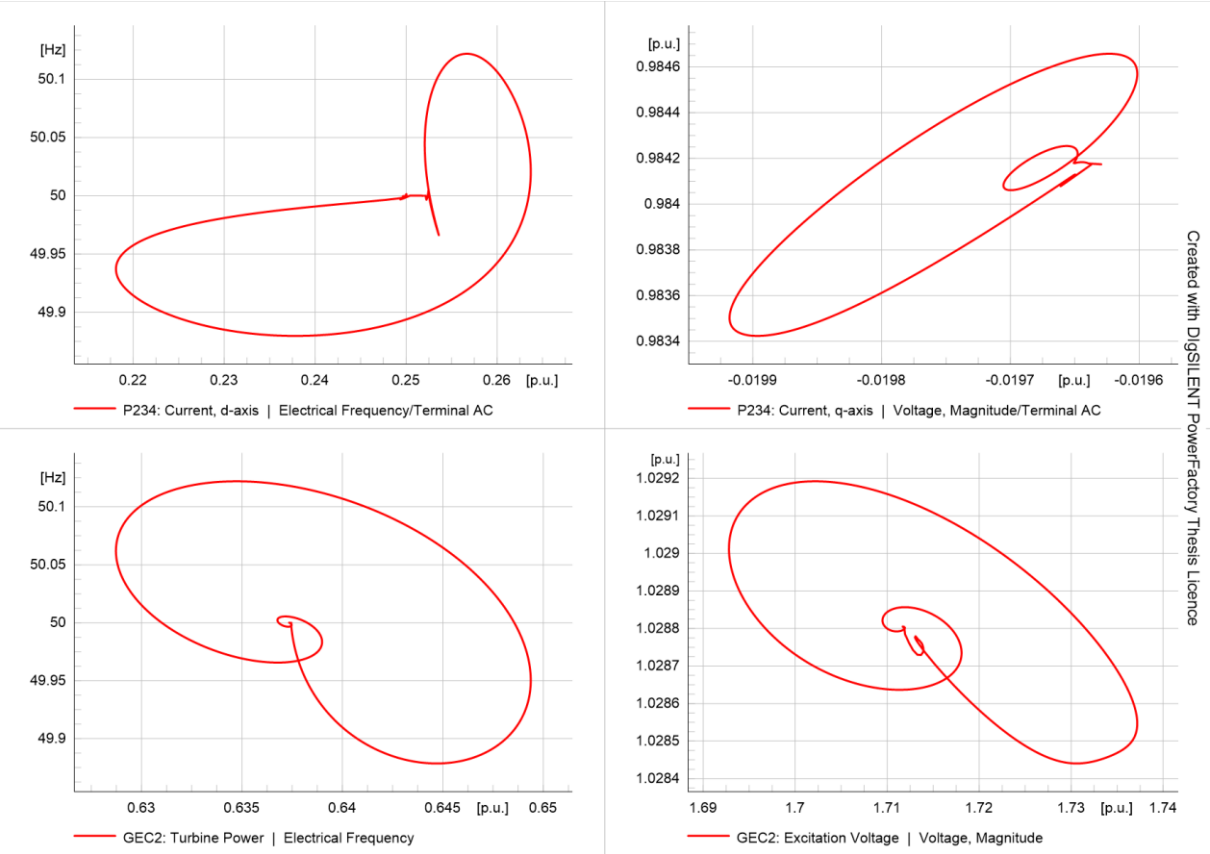


Rys. 6.95. Wykresy mocy czynnej, biernej, częstotliwości i napięcia na szynach przekształtnika P231 w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} przy zmianie obciążenia w systemie AC



Rys. 6.96. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P231 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC1 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.97. Wykresy częstotliwości w funkcji prądu i_d $f = f(i_d)$ i napięcia w funkcji prądu i_q $u = f(i_q)$ przekształtnika P234 oraz częstotliwości w funkcji mocy turbiny $f = f(p_t)$ i napięcia w funkcji prądu wzbudzenia $u = f(i_e)$ turbozespołów GEC2 przy zmianie obciążenia w systemie AC i strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC} przekształtnika

6.5.4. Analiza pracy układu w sytuacji wystąpienia zwarcia

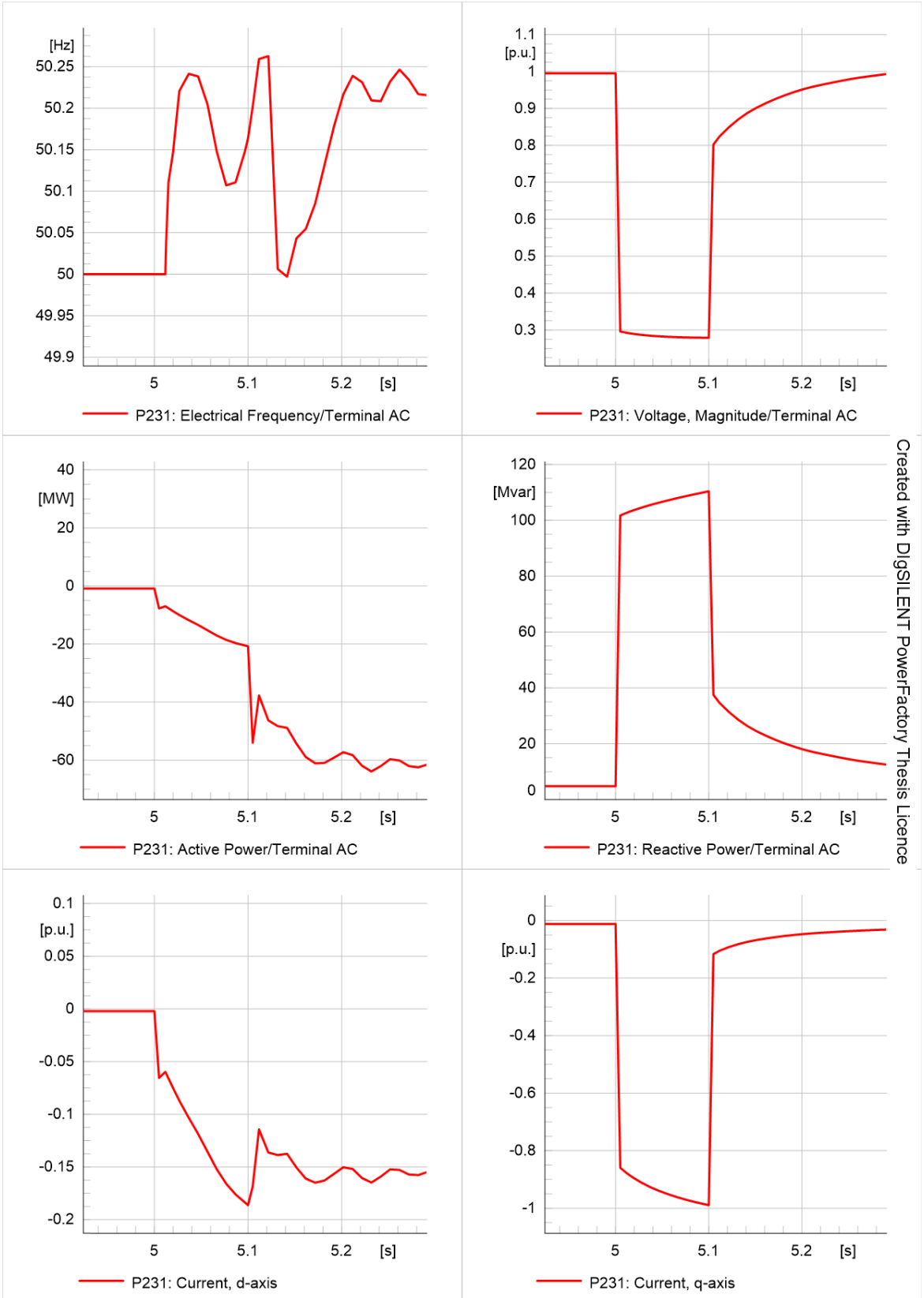
Założenia symulacji pozostały niezmienione w stosunku do poprzednio rozpatrywanego przypadku. Zwarcie następowało na szynach węzła AC412 w 5 sekundzie i ulegało wyłączeniu po czasie 100 milisekund. Impedancja zwarcia była równa zeru. Wyniki symulacji w ujęciu całego czasu trwania nie odbiegały znacząco od przebiegów uzyskanych dla trybu kontroli Q-U_{DC}, dlatego też zrezygnowano z ich prezentacji.

Wyniki symulacji wyskalowane na czas trwania zwarcia ilustrują rysunki 6.98 – 6.101. Zmiana trybu pracy przekształtnika wymusiła odmienne podejście do kwestii pracy układu w stanie zwarcia, co widoczne jest na uzyskanych wykresach. Zasadniczą różnicą jest zmiana punktu oddziaływania na układ z regulacji. W przypadku trybu pracy Q-U_{DC} był to regulator mocy czynnej i biernej, podczas gdy w przypadku trybu pracy U_{AC}-U_{DC} jest to blok wyznaczania zadanej mocy biernej i blok odpowiedzialny za wyznaczanie sygnału uchybu częstotliwości (w przypadku struktur szeregowych).

W przypadku struktur równoległych nie ma możliwości kontroli sygnału zadanej mocy czynnej przekształtnika, ponieważ jest ona również elementem regulacji napięcia. W przypadku struktur szeregowych ogólna koncepcja układu nie uległa istotnym zmianom.

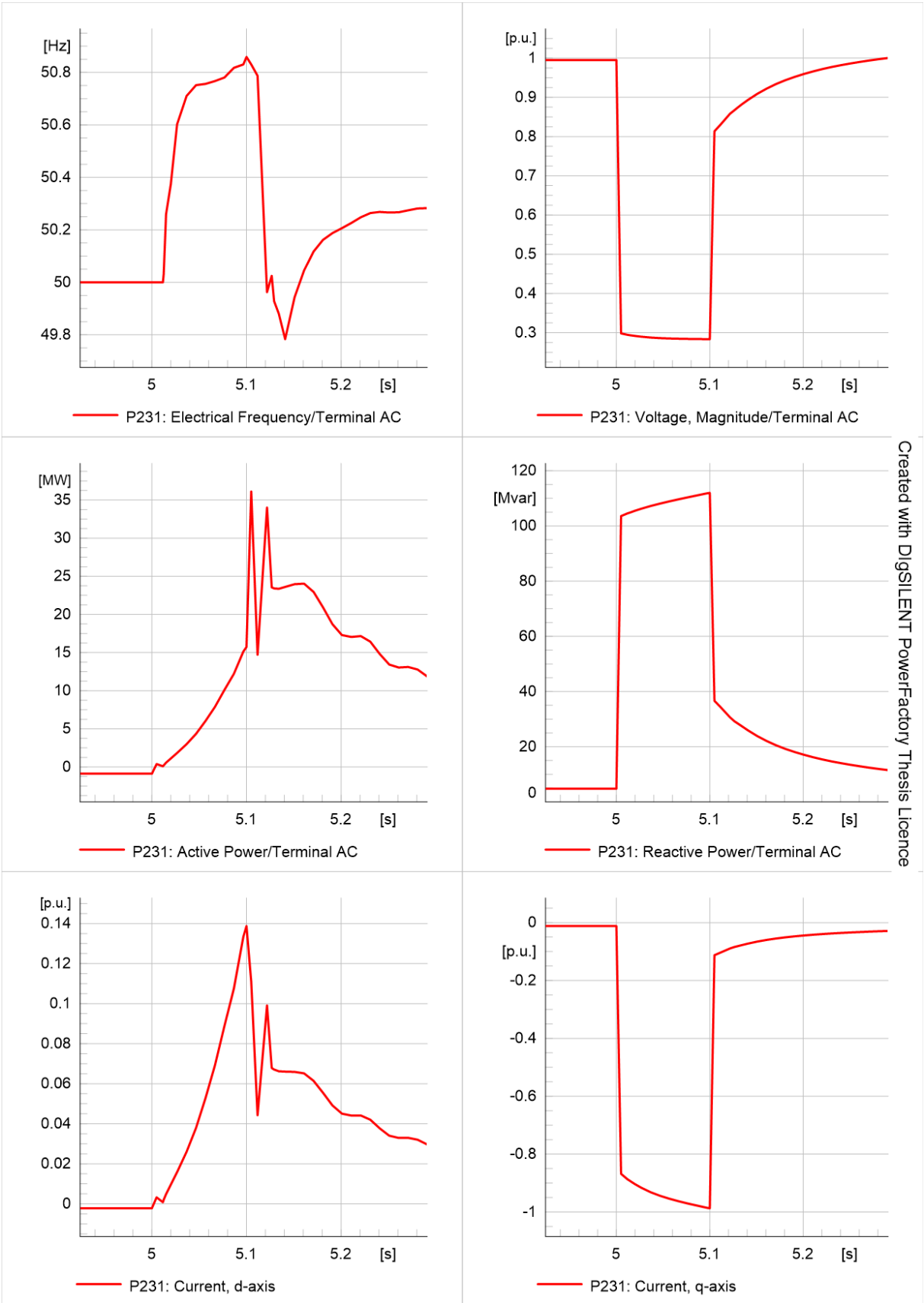
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Z uwagi na w ogólności identyczny przebieg zwarcia w układzie pominięto wykresy ilustrujące ogólne wyniki dla całego układu, a przedstawiono jedynie wyniki dotyczące udziału przekształtnika P231 w zwarciu.



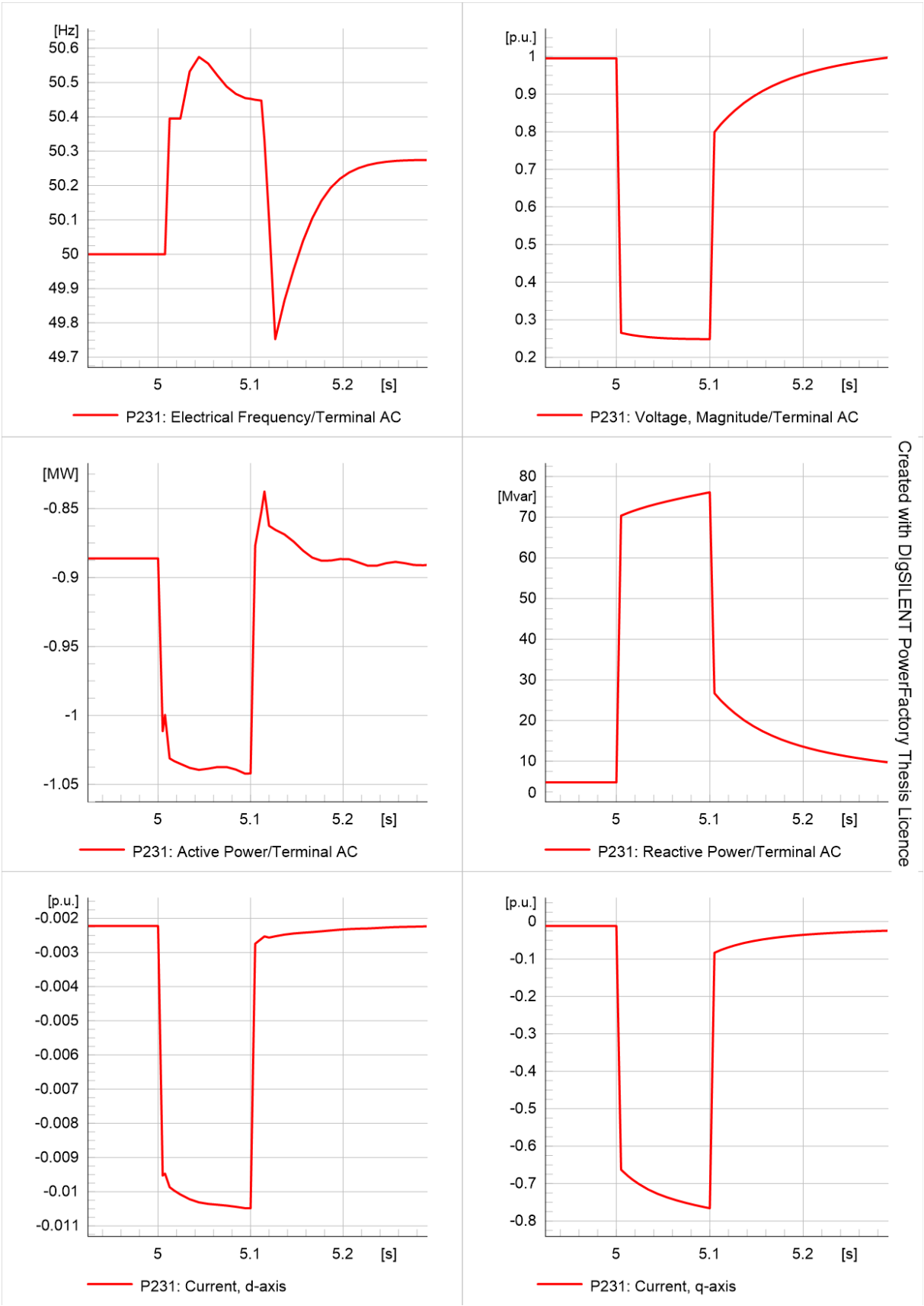
Rys. 6.98. Wykresy częstotliwości, napięcia, mocy czynnej, mocy biernej, prądu i_d i prądu i_q modelu przekształtnika P231 w strukturze równoległej U_{AC}-U_{DC} w trakcie zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



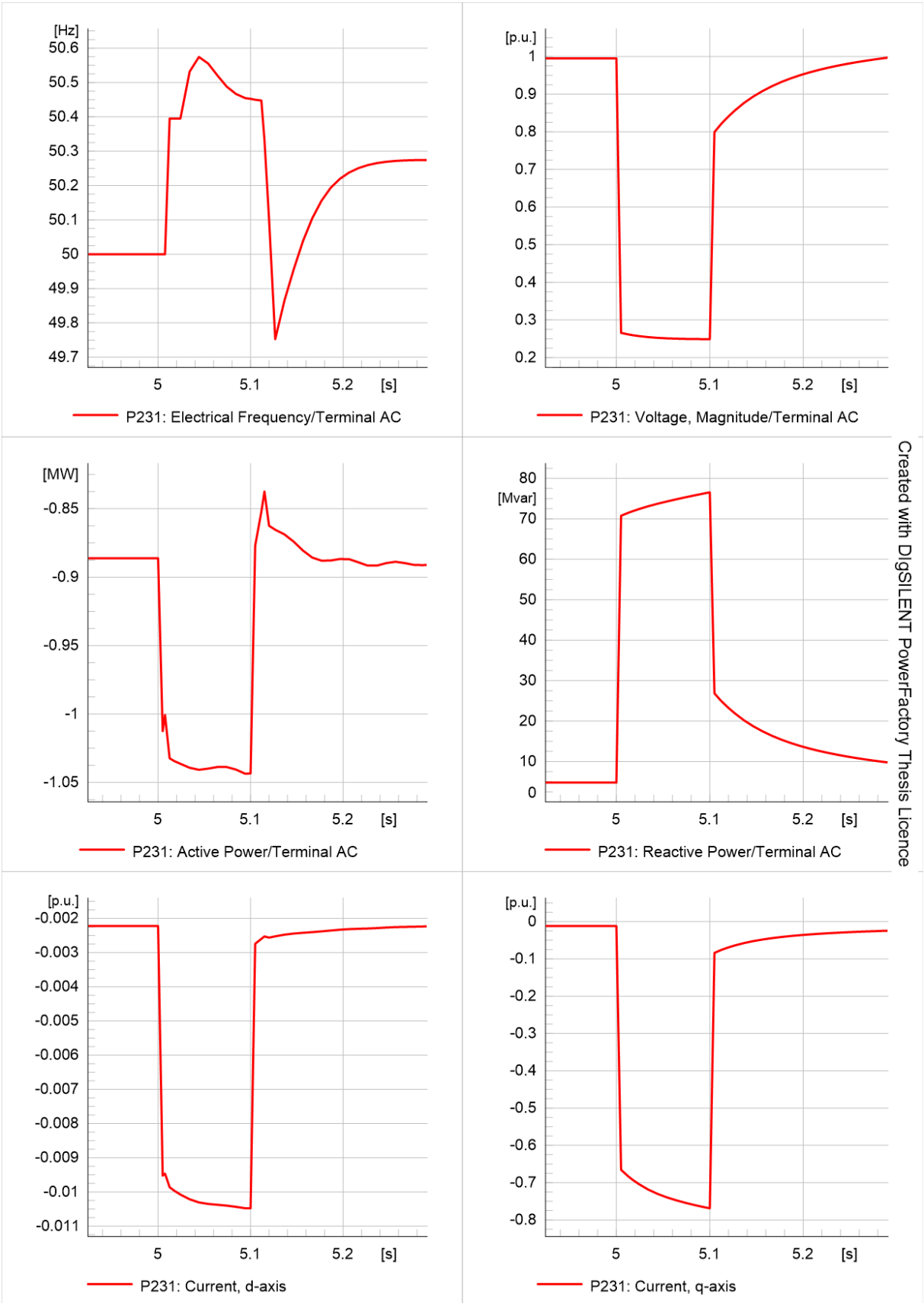
Rys. 6.99. Wykresy częstotliwości, napięcia, mocy czynnej, mocy biernej, prądu i_d i prądu i_q modelu przekształtnika P231 w strukturze równoległej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} w trakcie zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.100. Wykresy częstotliwości, napięcia, mocy czynnej, mocy biernej, prądu i_d i prądu i_q modelu przekształtnika P231 w strukturze szeregowej U_{AC}-U_{DC} w trakcie zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.101. Wykresy częstotliwości, napięcia, mocy czynnej, mocy biernej, prądu i_d i prądu i_q modelu przekształtnika P231 w strukturze szeregowej ze sztuczną inercją U_{AC}-U_{DC} w trakcie zwarcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Analiza uzyskanych wyników wskazuje, że ponownie każda ze struktur poprawnie zidentyfikowała wystąpienie zwarcia i spowodowała dostosowanie nastaw układu regulacji do zaistniałej sytuacji. Podobnie jak w przypadku trybu pracy Q-U_{DC} struktury równoległe spełniły wymaganie OSP w zakresie udziału przekształtnika w zwarciu. Ponownie były one w stanie wygenerować maksymalny prąd bierny na poziomie i_q = 1,0 j.w. wspierając tym samym system podczas zwarcia. Struktury szeregowe podobnie wykazały ograniczenie na poziomie około i_q = 0,75 j.w.

Uzyskane wyniki wskazują, że przekształtnik może współpracować z systemem AC w warunkach zwarcia niezależnie od zastosowania trybu kontroli Q-U_{DC} lub U_{AC}-U_{DC}. Co więcej, zachowanie się, przekształtnika przy zastosowaniu odpowiedniej topologii układu sterowania, jest zbliżone i prawidłowe. Na uwagę zasługuje jednak fakt, że w przypadku zastosowania trybu kontroli U_{AC}-U_{DC} przekształtnik już w chwili wystąpienia zwarcia wspiera system podnosząc poziom napięcia, podczas gdy w przypadku sterowania Q-U_{DC} następuje to z pewną zwłoką.

Sterowanie Q-U_{DC} w strukturach równoległych pozwala natomiast na ograniczenie toru regulacji mocy czynnej przekształtnika w trakcie zwarcia i określenie chwili czasowej powrotu do udziału w jej regulacji, podczas gdy w przypadku sterowania U_{AC}-U_{DC} musi on pozostać aktywny. Uzyskane wyniki wskazują, że nie powoduje to ograniczenia pracy przekształtnika w warunkach zwarciowych, niemniej jednak stanowi pewne ograniczenie w aspekcie szczegółowego definiowania zachowania przekształtnika w trakcie zwarcia i po jego ustąpieniu. Zagadnienie to nie występuje w przypadku struktur szeregowych, jednakże ich ograniczone możliwości w zakresie podtrzymania prądu biernego wskazują na istotną przewagę struktur równoległych w aspekcie pracy przekształtnika w warunkach zwarciowych.

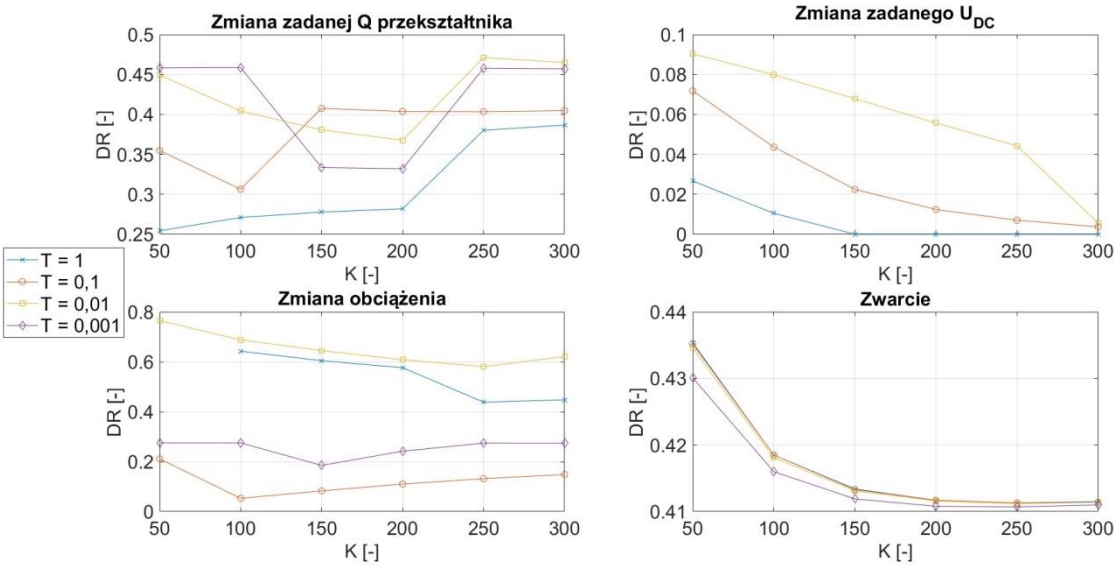
6.6. Ocena współpracy przekształtnika z systemem elektroenergetycznym na podstawie wyników analiz dynamicznych

Na każdej z opracowanych struktur układu regulacji przekształtnika przeprowadzony został szereg symulacji różnych zakłóceń, podczas których zmieniane były nastawy regulatora napięcia strony DC przekształtnika. Element ten został zidentyfikowany jako mający największy wpływ na udział przekształtnika w regulacji mocy czynnej w sieci AC (poza regulatorem częstotliwości). Wzmocnienie członu proporcjonalnego było zmieniane w zakresie od 50 do 300 z krokiem zmiany wynoszącym 50, dla stałych czasowych członu całkującego równych 1 s, 100 ms, 10 ms, 1 ms. Dla każdej symulacji obliczone zostały wartości wskaźników przedstawionych w punkcie 5.7, które następnie przedstawiono na wykresach. Ocenie podlegał przebieg uchybu częstotliwości w przypadku trybu sterowania Q-U_{DC} i uchybu częstotliwości oraz uchybu napięcia strony AC przekształtnika w przypadku trybu sterowania U_{AC}-U_{DC}.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

6.6.1. Wskaźniki jakości regulacji częstotliwości przez przekształtnik w strukturze równoległej Q-U_{DC}

Wyniki uzyskane dla struktury równoległej przedstawiono na rysunkach 6.102 – 6.108.

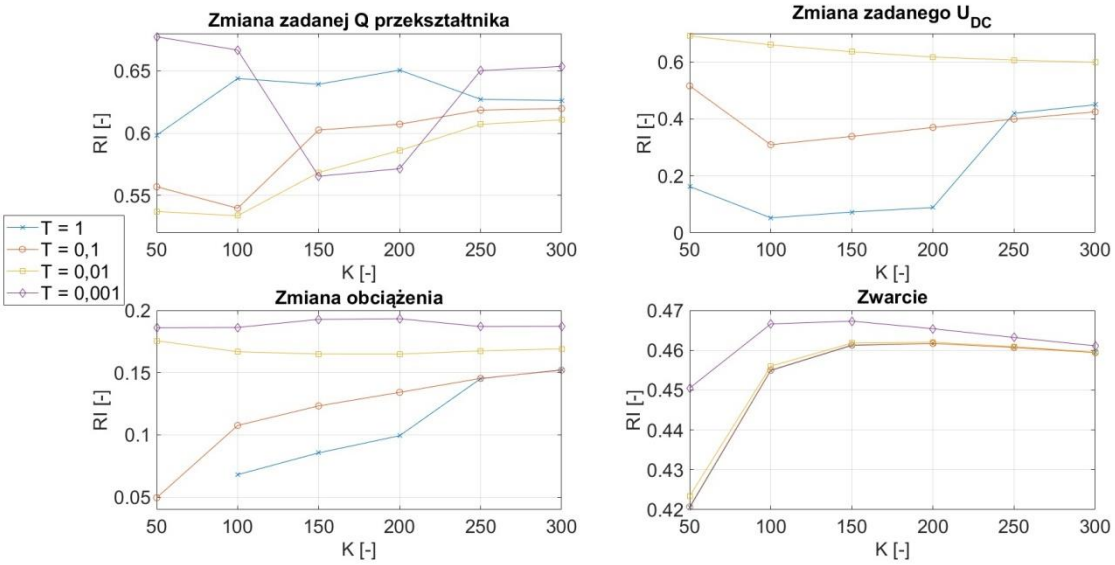


Rys. 6.102. Wykresy zmienności współczynnika zanikania DR dla struktury równoległej

Rysunek 6.102 przedstawia wykresy współczynnika zanikania uzyskane na przestrzeni symulacji struktury równoległej. Największe wartości współczynnika zanikania wystąpiły przy symulacji zmiany obciążenia w systemie AC, zaś najmniejsze przy symulacji zmiany zadanego napięcia U_{DC}. Uzyskane wykresy wskazują również na istotną zależność wartości tego współczynnika zarówno od stałej czasowej członu całkującego, jak i wzmocnienia członu proporcjonalnego. Wskazują one również, że uzyskanie najefektywniejszej pracy w każdym z analizowanych przypadków wymagałoby stosowania odmiennych nastaw regulatora. W przypadku zmiany zadanej mocy czynnej przekształtnika najlepsze wygładzenie przebiegu wystąpiło przy nastawach $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s, w przypadku zmiany zadanego napięcia DC przy nastawach $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}01$ s, a w przypadku zmiany obciążenia najlepszy efekt uzyskano przy nastawach $K_P = 100$ i $T_I = 0{,}1$ s. Najmniejsze różnice wystąpiły w przypadku symulacji zwarcia, co wynika z zastosowanego rozwiązania w postaci ograniczenia sygnału związanego ze składową zadanej mocy czynnej zależną od częstotliwości. W toku symulacji zwarcia efektywność wygładzania przebiegu wzrastała wraz ze wzrostem wzmocnienia członu proporcjonalnego. Na uwagę zasługuje fakt, że praca układu jest niemożliwa przy stałej czasowej $T_I = 0{,}001$ s, ponieważ działanie układu o takich nastawach powodowało utratę stabilności przy zmianie zadanego napięcia DC.

Wykresy wskaźnika RI uzyskane w toku symulacji przedstawia rysunek 6.103.

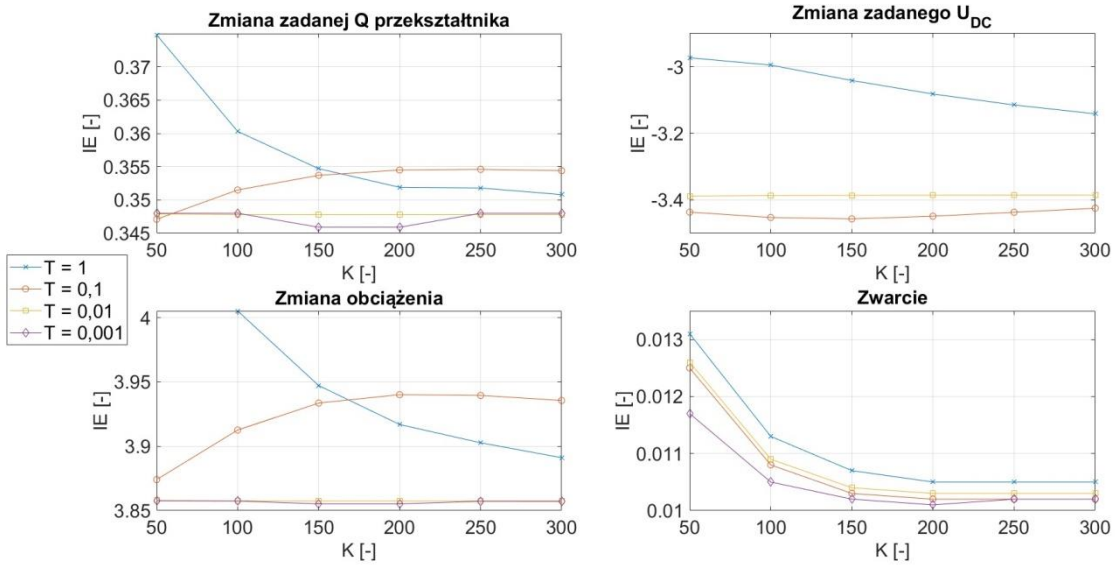
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.103. Wykresy zmienności wskaźnika RI dla struktury równoległej

Uzyskane wyniki obliczeń wskaźnika RI potwierdzają istotny wpływ nastaw regulatora napięcia DC na udział przekształtnika w procesie regulacji. Nastawy wskazane przez ten wskaźnik jako gwarantujące najefektywniejszą pracę różnią się od jednak od wyników uzyskanych dla współczynnika zanikania. Najefektywniejszą pracę przy zmianie zadanej wartości mocy biernej przekształtnika gwarantują nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}001$ s, przy zmianie zadanego napięcia DC $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}01$ s, a w przypadku zmiany obciążenia takie same nastawy, jak w przypadku zmiany zadanej mocy biernej. W przypadku zwarcia uzyskane wyniki ponownie nie odbiegały od siebie znacząco, a najlepszą efektywność układ wykazał dla nastaw $K_P = 100$ i $T_I = 0{,}001$ s.

Rysunek 6.104 przedstawia wykresy wskaźnika IE.



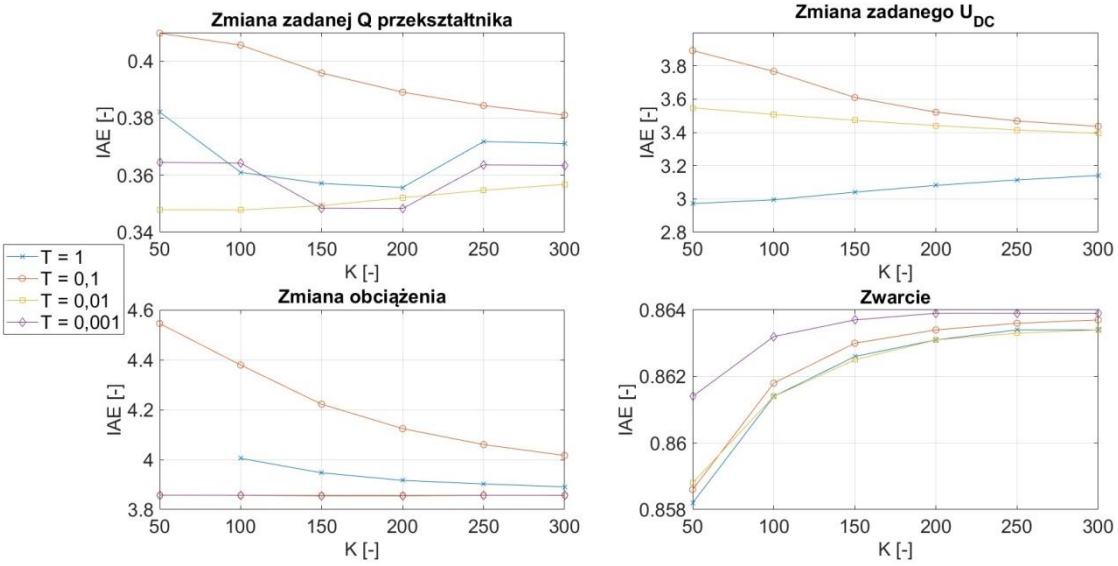
Rys. 6.104. Wykresy wskaźnika IE dla struktury równoległej

Kształty uzyskanych wykresów są komplementarne z wcześniej przedstawionymi. Analiza wyników wskazuje, że w przypadku zmiany zadanej mocy biernej i napięcia DC przekształtnika najefektywniejsza praca układu regulacji następuje przy nastawach $K_P = 50$

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

i T_I = 0,1 s, natomiast przy zmianie obciążenia poprawa jakości regulacji następowała przy zmniejszeniu stałej czasowej członu całkującego powyżej T_I = 0,1 s. Wyniki uzyskane dla symulacji zwarcia są analogiczne, jak w poprzednio analizowanych przypadkach.

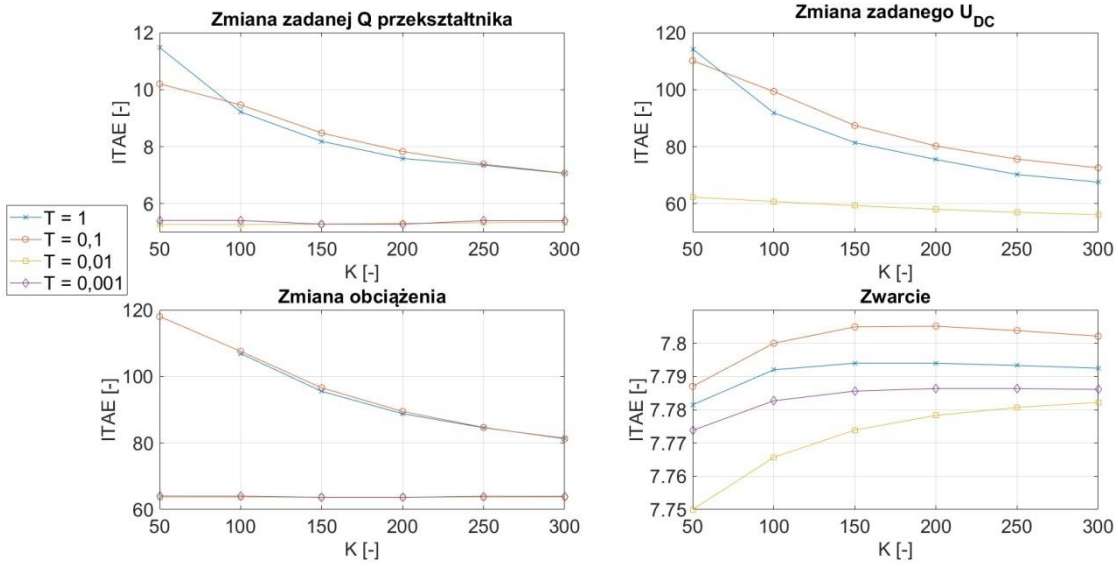
Rysunek 6.105 ilustruje wykresy zmienności wskaźnika IAE.



Rys. 6.105. Wykresy zmienności wskaźnika IAE

Wyniki zmienności wskaźnika ponownie wskazują na odmienność nastaw skutkujących najefektywniejszą pracę w zależności od rodzaju zakłócenia. W przypadku zmiany zadanej mocy biernej i zmiany obciążenia za najlepsze można uznać nastawy K_P = 200 i T_I = 0,001 s, natomiast w przypadku, natomiast w przypadku zmiany zadanego napięcia DC K_P = 50 i T_I = 1 s.

Wykresy zmienności wskaźnika ITAE przedstawiono na rysunku 6.106.



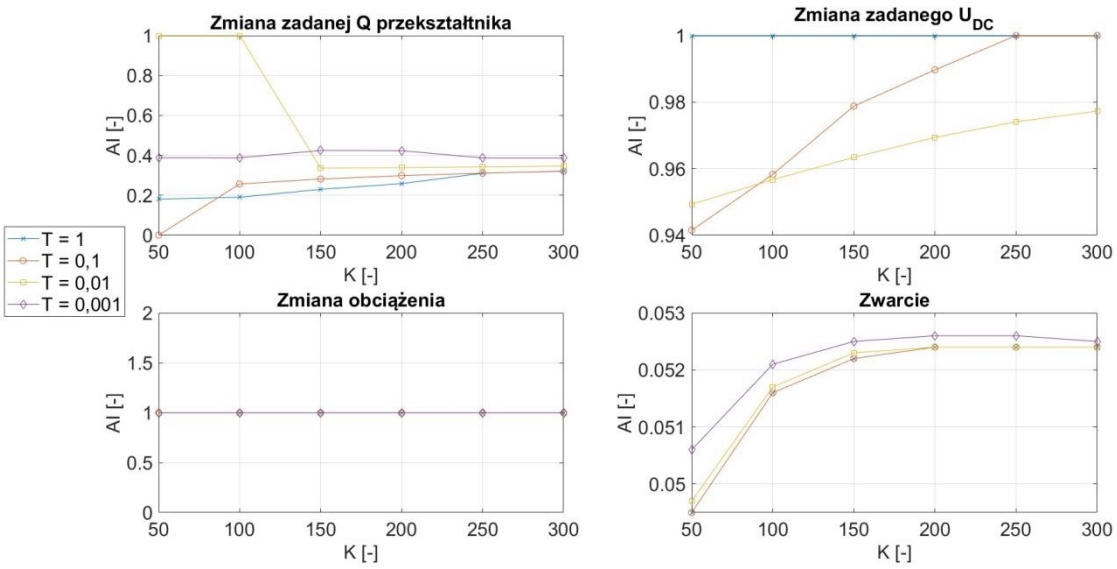
Rys. 6.106. Wykresy zmienności wskaźnika ITAE dla struktury równoległej

Uzyskane wyniki wskazują na istotny wpływ zmniejszenia stałej czasowej członu całkującego na przebieg procesu regulacji. W przypadku każdego z analizowanych zakłóceń zmniejszenie nastawy do poziomu T_I = 0,01 s poskutkowało obniżeniem wartości wskaźnika

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

o blisko połowę. Najmniejsze różnice ponownie wystąpiło w przypadku symulacji zwarcia, a na podstawie analizy wszystkich wyników za gwarantujące najefektywniejszą pracę z punktu widzenia wskaźnika ITAE można uznać nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}01$ s.

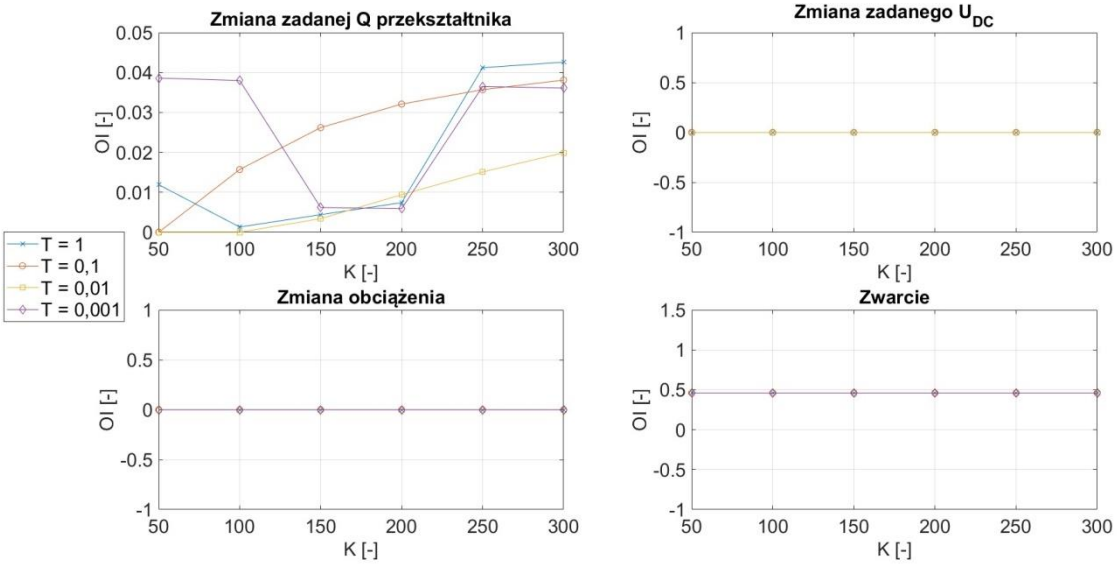
Rysunek 6.107 przedstawia uzyskane wykresy zmienności wskaźnika AI.



Rys. 6.107. Wykresy zmienności wskaźnika AI dla struktury równoległej

Uzyskane wyniki zmienności wskaźnika AI wskazują, że największą wrażliwość na zmianę nastaw regulatora wykazuje on dla symulacji zmiany zadanej mocy biernej i napięcia DC przekształtnika. Na jego podstawie za najefektywniejsze można uznać odpowiednio nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}01$ s oraz $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s.

Wykresy zmienności wskaźnika OI przedstawia rysunek 6.108.



Rys. 6.108. Wykresy zmienności wskaźnika OI dla struktury równoległej

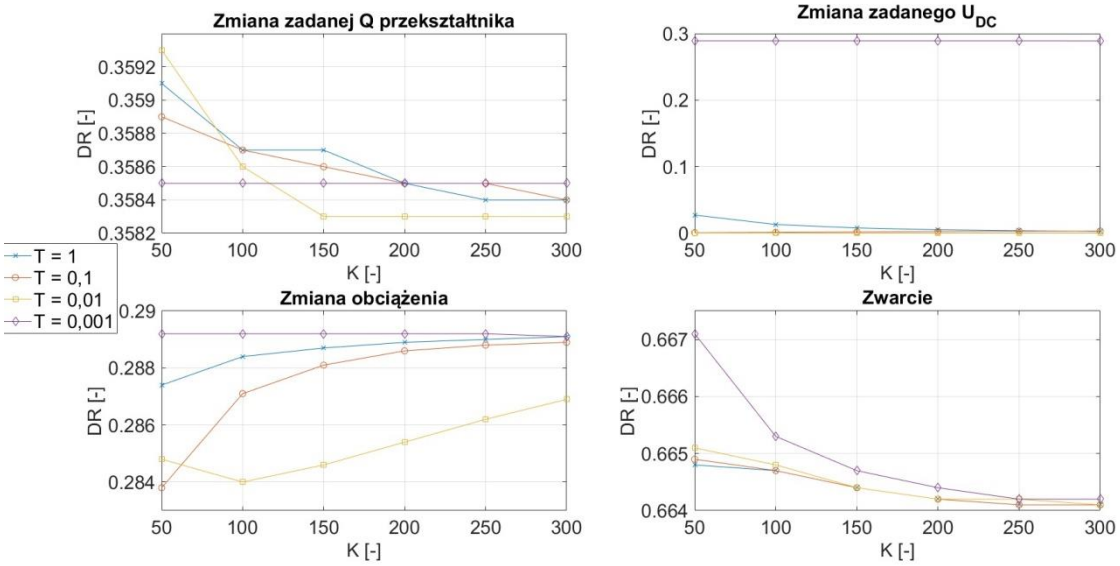
Wyniki uzyskane w toku symulacji wskazują na ich komplementarność względem wcześniej prezentowanych wykresów wskaźnika AI. Największą wrażliwość wykazuje on w przypadku zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika, jako najlepsze wskazując nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}1$ s lub 0,01 s. Na uwagę zasługuje fakt stałości wartości wskaźnika AI dla

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

zwarcia na poziomie 0,5. Oznacza on równomierne wygasanie oscylacji częstotliwości w toku zwarcia.

6.6.2. Wskaźniki jakości regulacji częstotliwości przez przekształtnik w strukturze równoległej Q-U_{DC} ze sztuczną inercją

Wyniki uzyskane dla struktury równoległej ze sztuczną inercją przedstawiają wykresy 6.109 - 6.116.

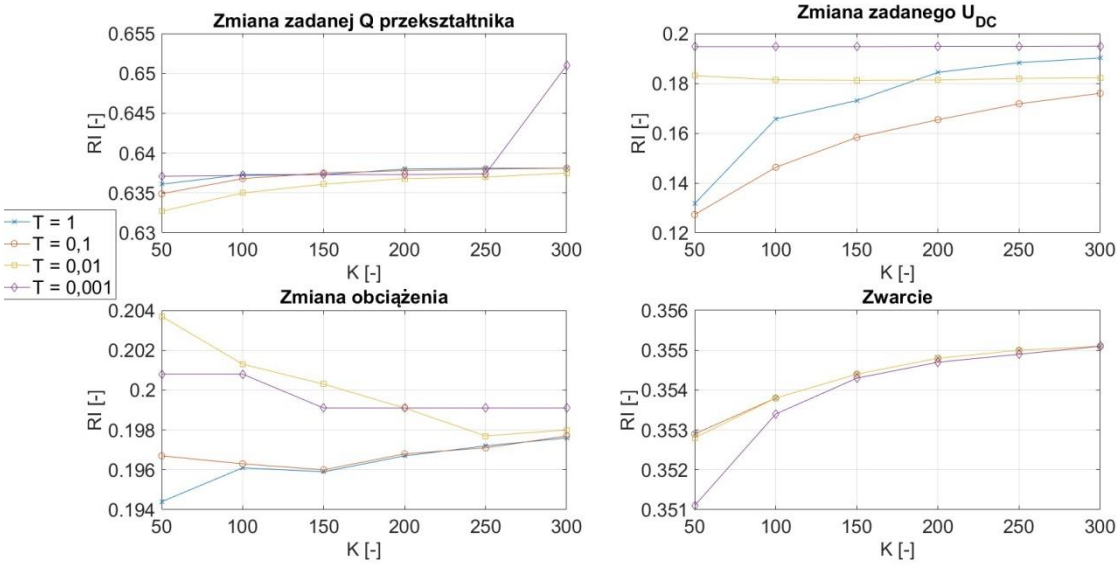


Rys. 6.109. Wykresy zmienności współczynnika zanikania DR dla struktury równoległej ze sztuczną inercją

Analiza uzyskanych wyników zmienności współczynnika zanikania, przedstawionych na rysunku 6.109, wskazuje na niższe wartości, niż w przypadku struktury równoległej, a tym samym lepsze tłumienie występujących oscylacji, w przypadku symulacji zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika i zmiany obciążenia. Za nastawy zapewniające najefektywniejszą pracę w każdym w większości analizowanych przypadków można uznać K_P = 100 i T_I = 0,01 s. W przypadku zmiany obciążenia minimalnie lepszym efektem wykazały się nastawy K_P = 50 i T_I = 0,1 s. Wyniki uzyskane dla symulacji zwarcia są komplementarne w stosunku do struktury równoległej. Na uwagę wskazuje fakt ogólnej mniejszej zmienności wartości wskaźnika, niż miało to miejsce w przypadku struktury równoległej bez sztucznej inercji.

Rysunek 6.110 przedstawia wyniki zmienności wskaźnika RI.

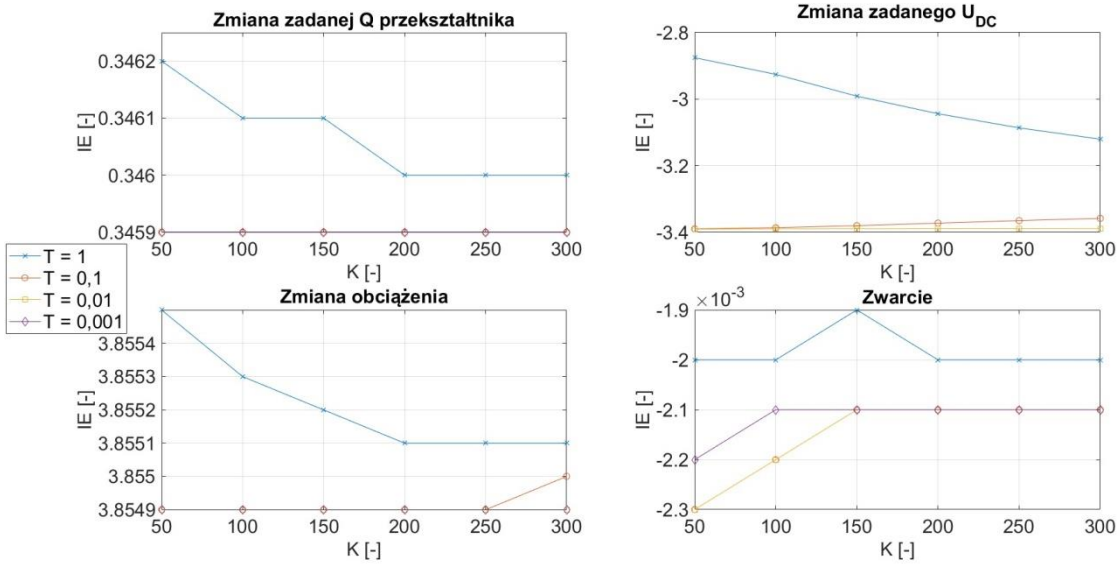
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.110. Wykresy zmienności wskaźnika RI dla struktury równoległej ze sztuczną inercją

Trend mniejszej zmienności wartości wskaźnika wykazują również wyniki uzyskane dla wskaźnika RI. Ponownie, jako najefektywniejsze z jego punktu widzenia, można wskazać odmienne nastawy. W przypadku zmiany zadanej mocy biernej, napięcia DC przekształtnika i zwarcia byłyby to $K_P = 300$ i $T_I = 0{,}001$ s, natomiast w przypadku zmiany obciążenia $K_P = 50$, $T_I = 0{,}1$ s.

Wykresy zmienności wskaźnika IE przedstawia rysunek 6.111.

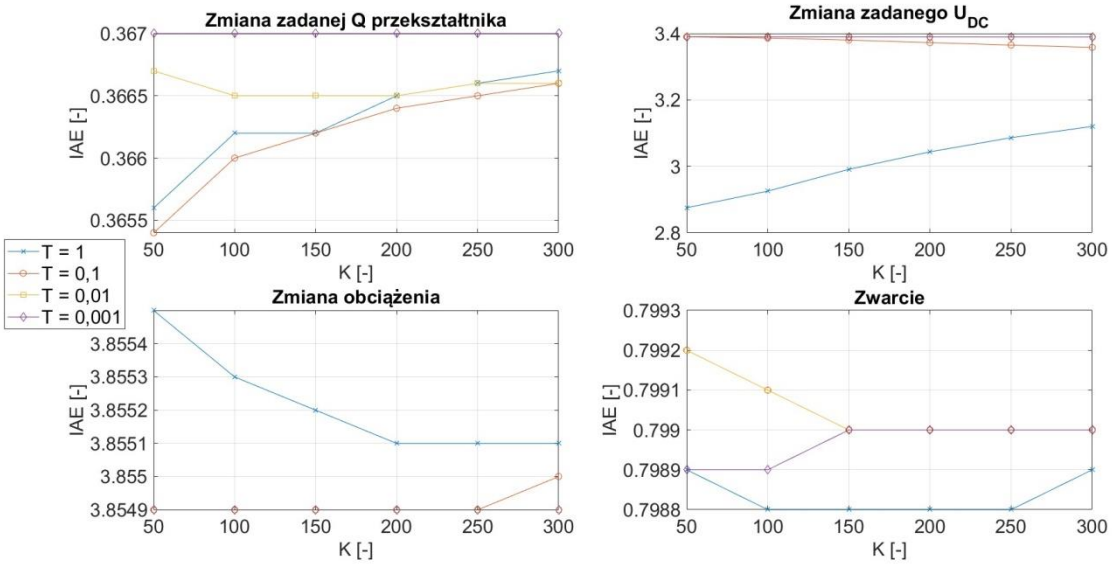


Rys. 6.111. Wykresy zmienności wskaźnika IE dla struktury równoległej ze sztuczną inercją

Wykresy zmienności wskaźnika IE przedstawiono na rysunku 6.111. Uzyskane wyniki wskazują, że zmniejszenie stałej czasowej powoduje poprawę efektywności pracy układu regulacji, poza przypadkami zmiany zadanego napięcia DC przekształtnika. Za najlepsze z punktu widzenia wskaźnika IE można uznać nastawy $K_P = 300$ i stałej czasowej na maksymalnym poziomie $T_I = 0{,}01$ s.

Rysunek 6.112 ilustruje wykresy zmienności wskaźnika IAE.

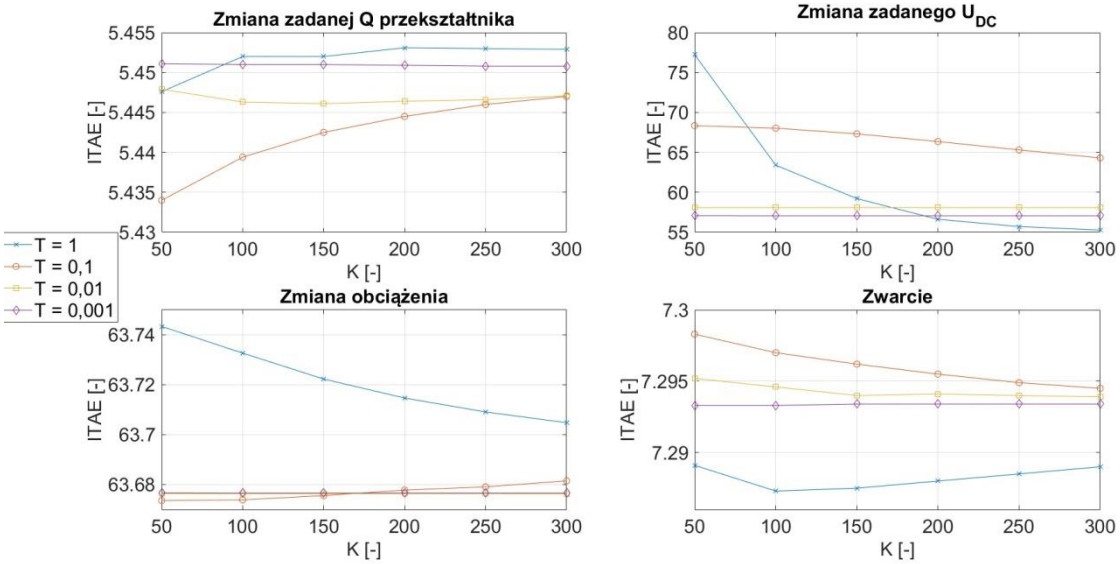
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.112. Wykresy zmienności wskaźnika IAE dla struktury równoległej ze sztuczną inercją

Uzyskane wyniki obliczeń wskaźnika IAE są komplementarne do prezentowanych wcześniej wykresów, za wyjątkiem wyników uzyskanych dla zmiany zadanego napięcia DC przekształtnika i zwarcia. Wymienione przypadki wskazują na najefektywniejszą pracę układu przy nastawach $K_P = 300$ i $T_I = 1$ s.

Wykresy zmienności wskaźnika ITAE ilustruje rysunek 6.114.

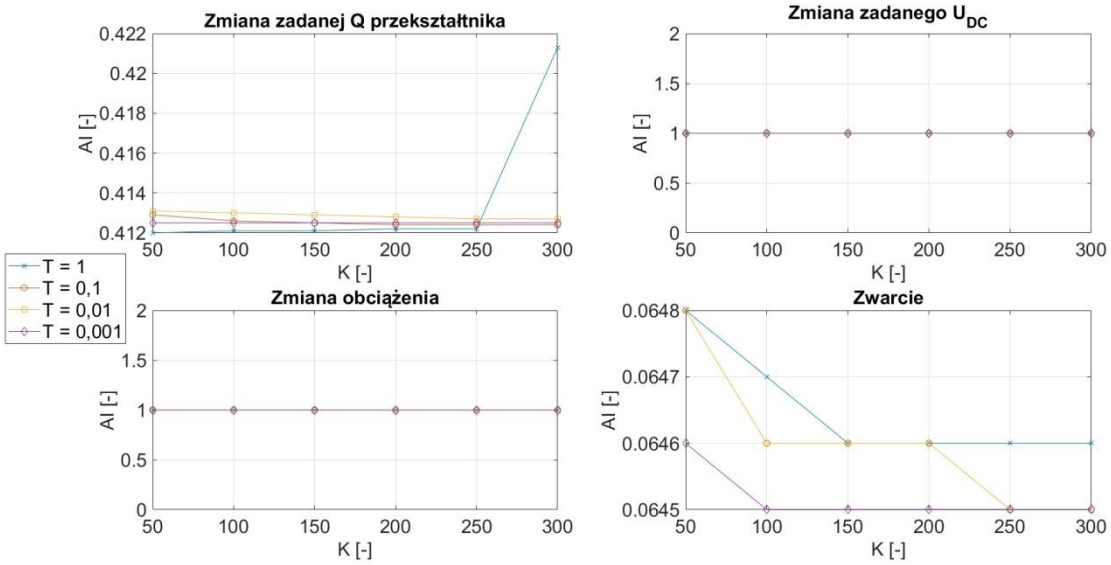


Rys. 6.114. Wykresy zmienności wskaźnika ITAE dla struktury równoległej ze sztuczną inercją

Uzyskane wyniki jako najlepsze wskazują nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}01$ s. Ponownie odnotować można blisko dwukrotne ograniczenie wartości wskaźnika przy zmniejszeniu stałej czasowej do poziomu co najmniej $T_I = 0{,}01$ s. Występuje tu również fakt ograniczenia wpływu zmian współczynnika wzmocnienia dla mniejszych wartości stałej czasowej członu całkującego, co było obserwowane również w przypadku struktury równoległej bez sztucznej inercji.

Rysunek 6.115 przedstawia wykresy zmienności wskaźnika AI.

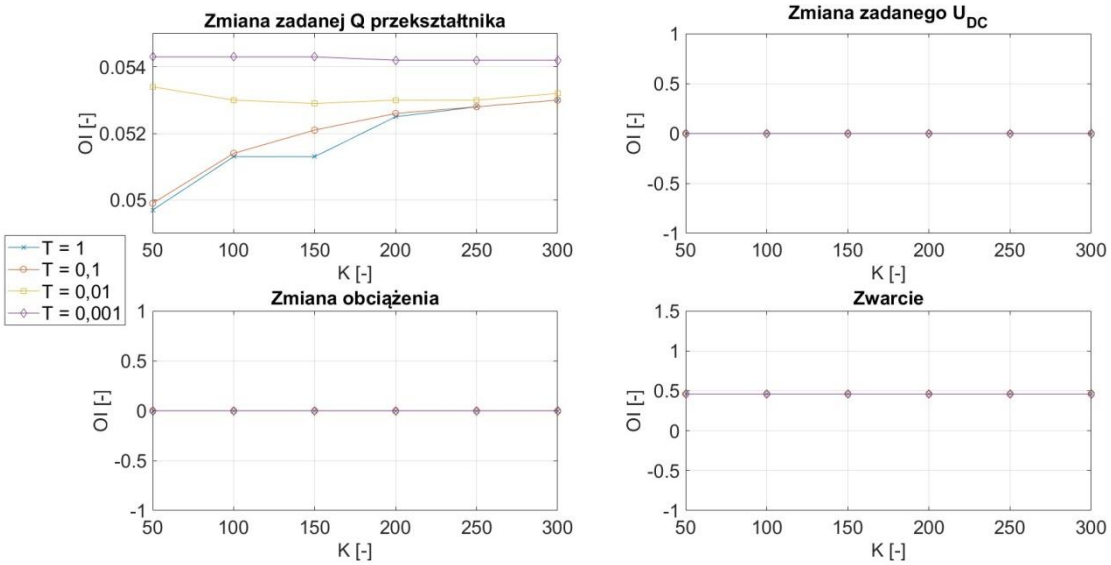
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.115. Wykresy zmienności wskaźnika AI

Zasadniczą różnicą w przypadku uzyskanych wyników obliczeń wskaźnika AI jest fakt jego niezależności od nastaw regulatora w toku symulacji zadanego napięcia DC przekształtnika. Oznacza to lepszą stabilność pracy układu, a tym samym lepszą efektywność regulacji w szerokim zakresie nastaw. W przypadku zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika wartości wskaźnika osiągały wartości znacząco niższe, niż w przypadku struktury równoległej, co świadczy o występowaniu większych oscylacji. Za najefektywniejsze można uznać nastawy wzmocnienia członu proporcjonalnego K_P = 300 i stałej czasowej członu całkującego T_I = 1 w przypadku zadanej mocy biernej przekształtnika. W pozostałych przypadkach zmiany nastaw regulatora nie miały istotnego znaczenia.

Wyniki zmienności wskaźnika OI przedstawia rysunek 6.116.



Rys. 6.116. Wykresy zmienności wskaźnika OI dla struktury równoległej ze sztuczną inercją

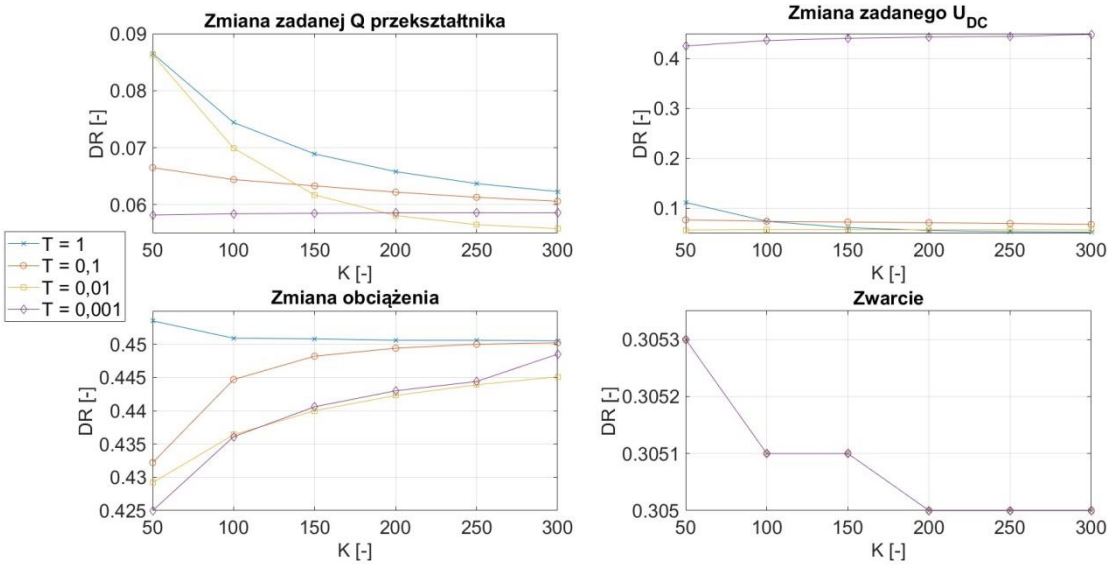
Wyniki obliczeń wskaźnika OI prowadzą do analogicznego wniosku, jak w przypadku wskaźnika AI. Wartość wskaźnika wzrosła w toku wszystkich symulacji, co potwierdza fakt występowania większych co do wartości oscylacji. W przypadku zmiany zadanej mocy biernej

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

przekształtnika za najlepsze można uznać nastawy K_P = 150 i T_I = 1 s. W pozostałych przypadków zmiana nastaw nie powodowała różnic w obliczonych wartościach wskaźnika.

6.6.3. Wskaźniki jakości regulacji częstotliwości przez przekształtnik w strukturze szeregowej Q-U_{DC}

Wykresy zmienności wskaźników uzyskane dla struktury szeregowej przedstawiają rysunki 6.117 - 6.123.

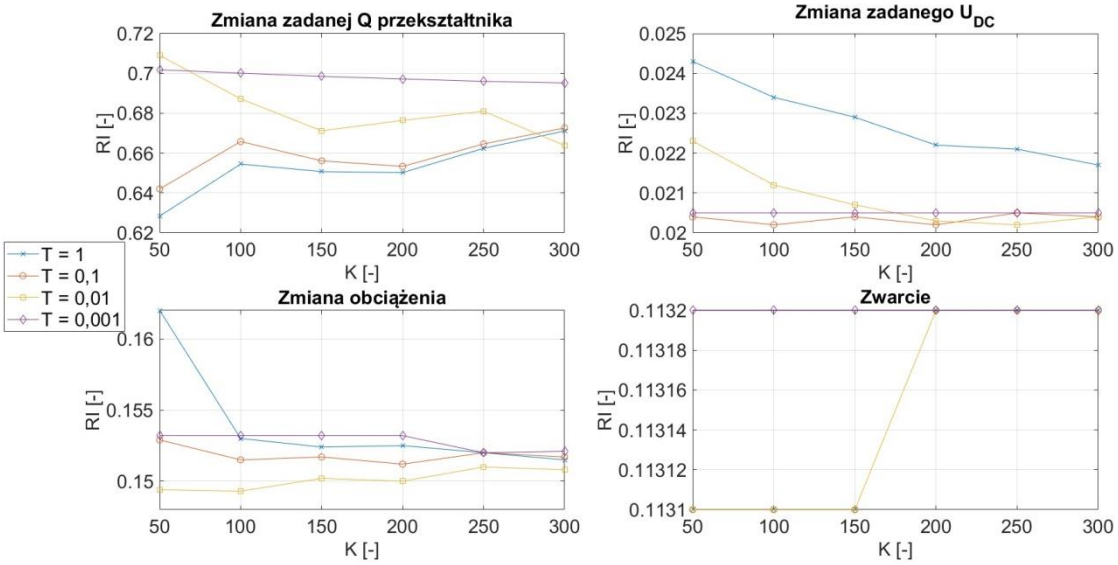


Rys. 6.117. Wykresy zmienności współczynnika zanikania DR dla struktury szeregowej

Uzyskane wyniki dla struktury szeregowej, przedstawione na rysunku 6.117 wskazują, że występujące oscylacje ulegały skuteczniejszemu tłumieniu w przypadku zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika, zmiany obciążenia oraz zwarcia. W przypadku zmiany zadanego napięcia DC wartości osiągane przez wskaźnik były wyższe. Za najefektywniejsze można uznać nastawy K_P = 50 i T_I = 0,001 s w przypadku zmiany zadanej mocy biernej i obciążenia, natomiast w przypadku zmiany zadanego napięcia DC K_P = 300 i T_I = 1 s. W przypadku zwarcia wartości wskaźnika nie ulegały znaczącym zmianom, co ponownie wynika z zastosowanego rozwiązania w postaci ograniczania sygnału uchybu częstotliwości w trakcie zwarcia.

Rysunek 6.118 przedstawia wykresy zmienności wskaźnika RI.

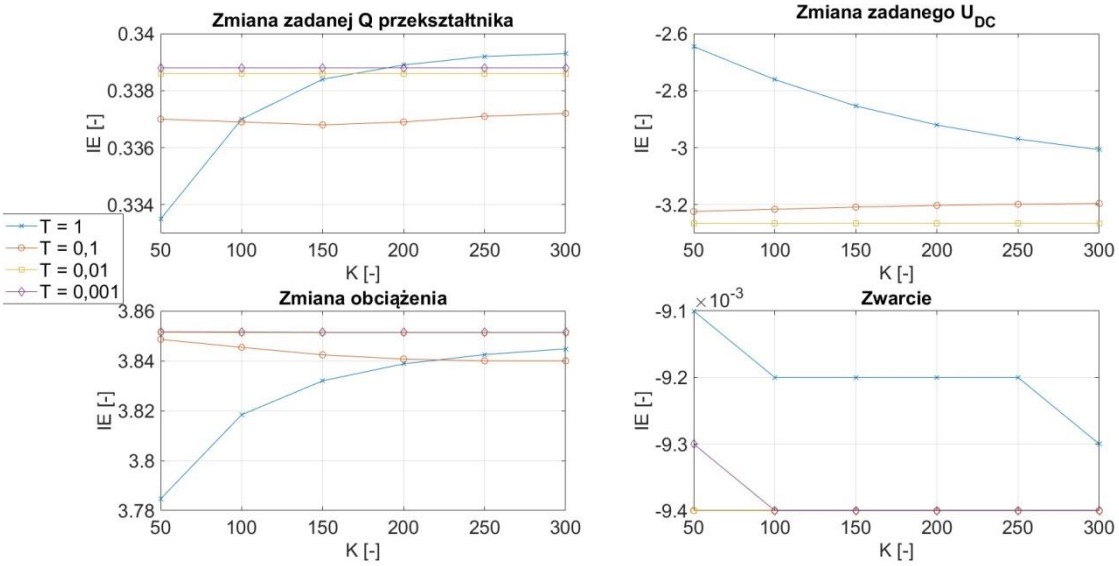
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.118. Wykresy zmienności wskaźnika RI dla struktury szeregowej

Uzyskane wykresy zmienności wskaźnika RI wskazują na nieco odmienne nastawy w stosunku do wyników uzyskanych w przypadku współczynnika zanikania. W przypadku zmiany zadanej mocy biernej najefektywniejszą pracę zapewniły nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}01$ s, a w przypadku zmiany zadanego napięcia DC i obciążenia $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s. W toku symulacji zwarcia uzyskane wyniki obliczeń nie odbiegały od siebie wraz ze zmianą nastaw regulatora.

Wykresy zmienności wskaźnika IE ilustruje rysunek 6.119.

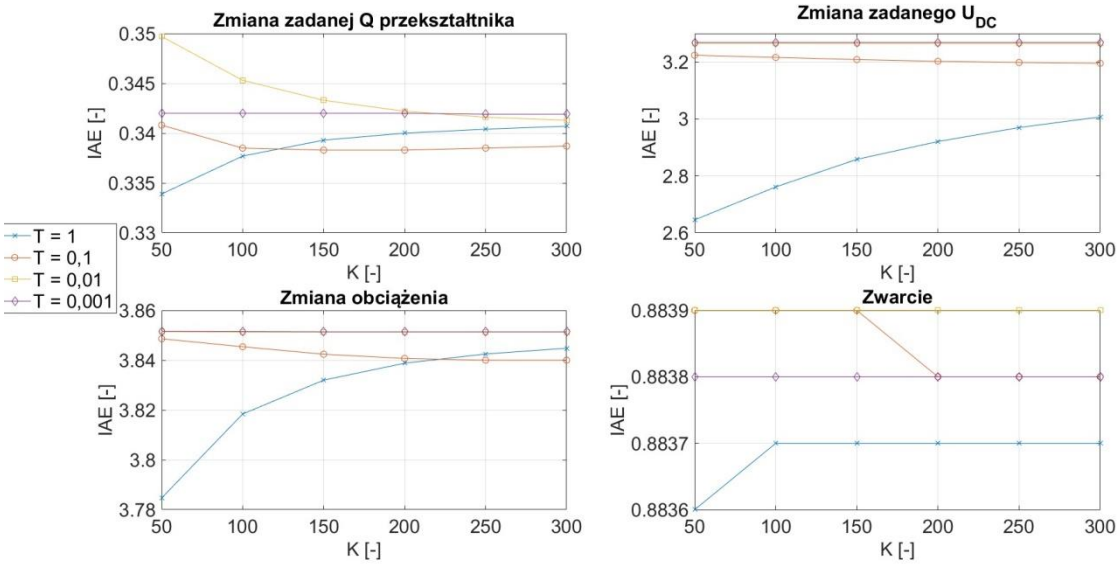


Rys. 6.119. Wykresy zmienności wskaźnika IE dla struktury szeregowej

Uzyskane wyniki obliczeń IE wskazały te same wartości nastaw w toku każdej z symulacji. We wszystkich przypadkach najefektywniejszą pracę zapewniły nastawy regulatora na poziomie $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s. W zakresie zmiany zadanego napięcia DC i obciążenia odpowiadają one wynikom uzyskanym w toku analizy wskaźnika RI.

Rysunek 6.120 przedstawia wykresy zmienności wskaźnika IAE.

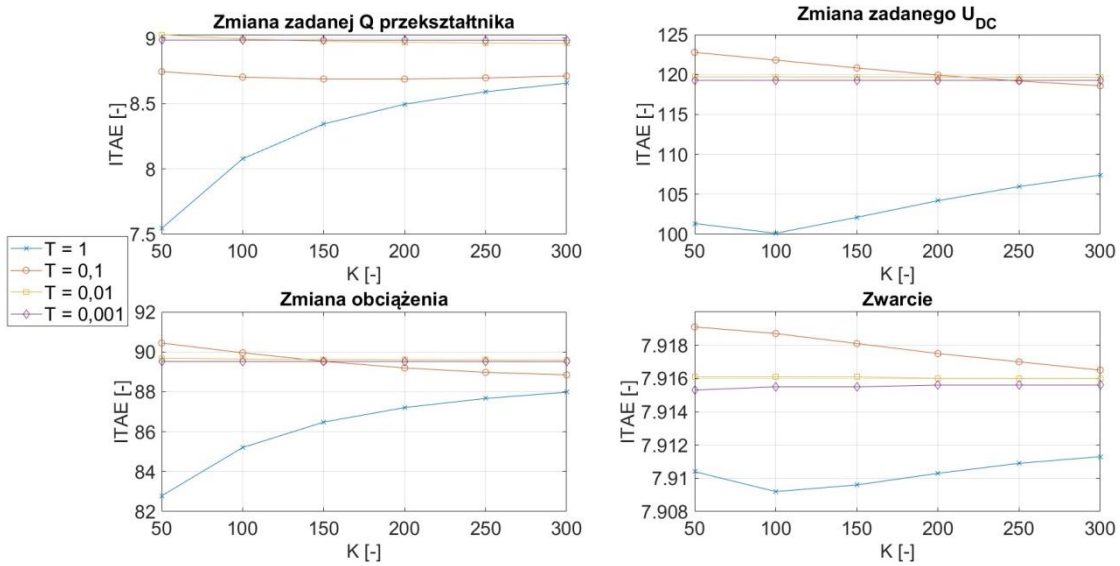
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.120. Wykresy zmienności wskaźnika IAE dla struktury szeregowej

Uzyskane wyniki są całkowicie komplementarne względem przedstawionych wcześniej wykresów wskaźnika IE. W każdym z analizowanych przypadków zakłócenia najefektywniejsza praca układu nastąpiła przy nastawach regulatora na poziomie $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s.

Wykresy zmienności wskaźnika ITAE przedstawia rysunek 6.121.

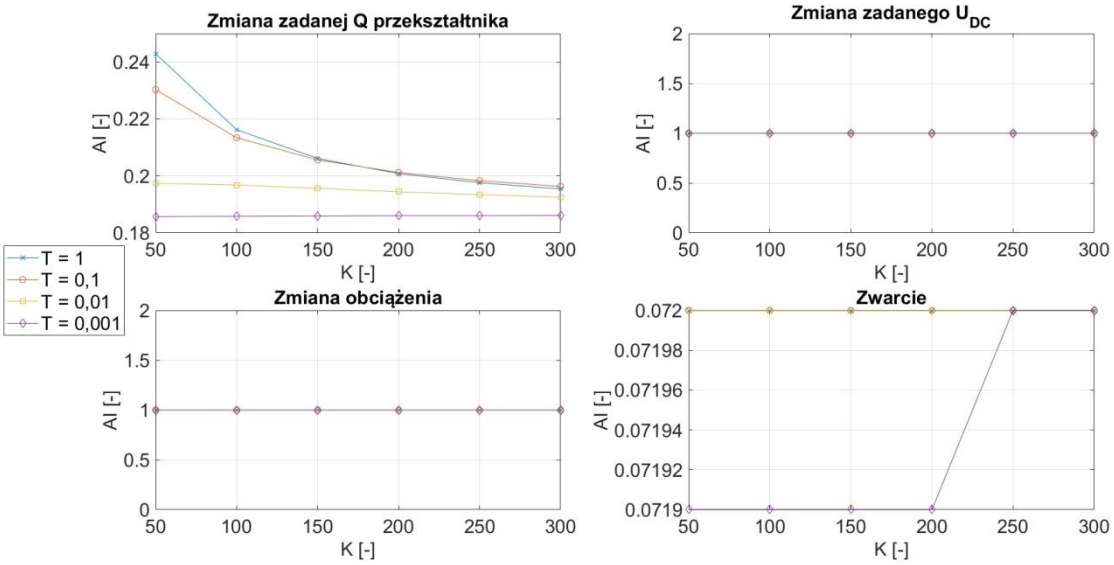


Rys. 6.121. Wykresy zmienności wskaźnika ITAE dla struktury szeregowej

Uwzględnienie wpływu czasu w toku analizy wskaźników jakości nie spowodowało odwrócenia trendu wskazanego przez wskaźniki IE i IAE. Ponownie najefektywniejszą pracę układu zapewniły nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s. Na uwagę zasługuje jednak fakt istotnego wzrostu wartości wskaźnika w stosunku do struktur równoległej ze sztuczną inercją. W porównaniu do struktury równoległej zmniejszeniu uległy wartości wskaźnika w przypadku zmiany obciążenia, a wzrosły w przypadku symulacji zmiany zadanej mocy biernej. W pozostałych przypadkach pozostały na zbliżonym poziomie.

Wykresy zmienności wskaźnika AI przedstawiono na rysunku 6.122.

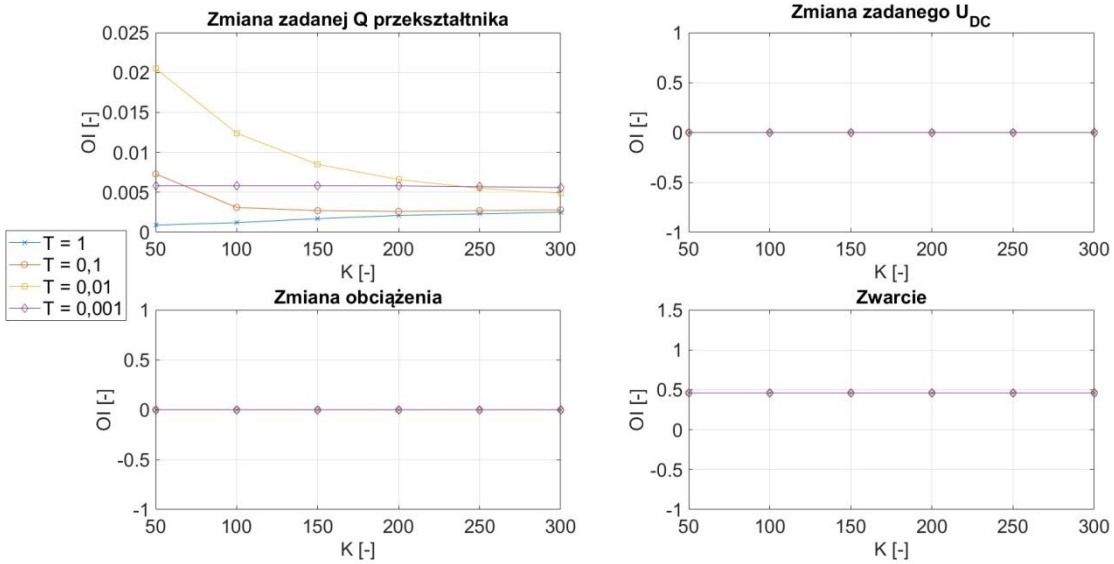
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.122. Wykresy zmienności wskaźnika AI dla struktury szeregowej

Analiza wyników obliczeń wskaźnika AI ponownie wskazała nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s jako zapewniające najefektywniejszą pracę układu. Wrażliwość na zmianę nastaw wskaźnik wykazywał jedynie w przypadku symulacji zadanej mocy biernej przekształtnika, w pozostałych przypadkach pozostawał zaś na niezmiennym poziomie.

Rysunek 6.123 ilustruje wykresy zmienności wskaźnika OI.



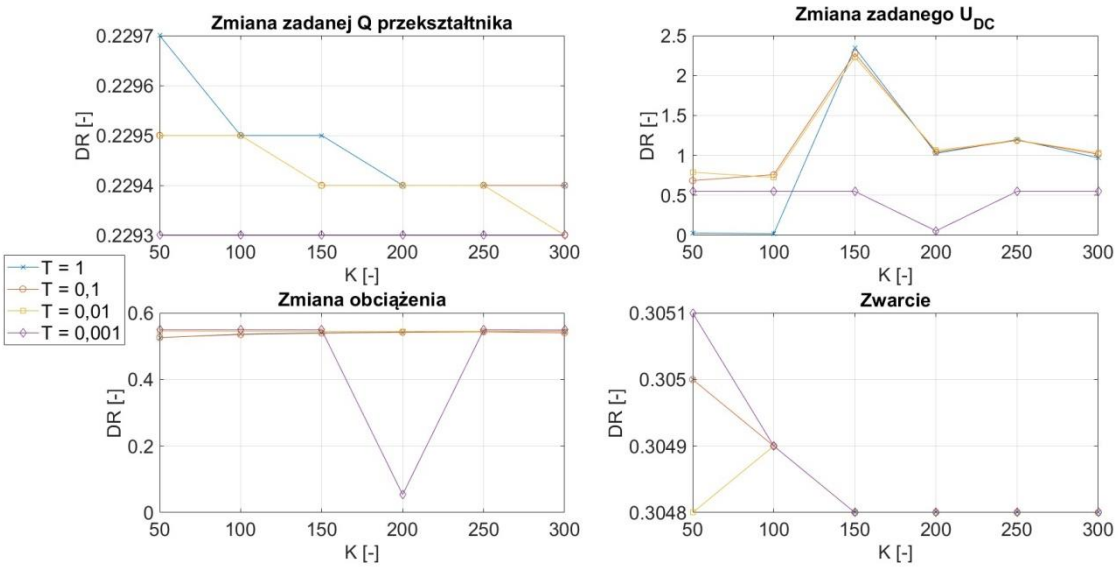
Rys. 6.123. Wykresy zmienności wskaźnika OI dla struktury szeregowej

Wykresy zmienności wskaźnika OI potwierdzają rezultatu przedstawione poprzednio. Ponownie za najlepsze nastawy regulatora napięcia DC uznać można nastawy $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s. Wskaźnik ten również charakteryzował się wrażliwością na zmianę nastaw jedynie w toku symulacji zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

6.6.4. Wskaźniki jakości regulacji częstotliwości przez przekształtnik w strukturze szeregowej Q-U_{DC} ze sztuczną inercją

Wykresy zmienności wskaźników uzyskane dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją przedstawiają rysunki 6.124 - 6.130.

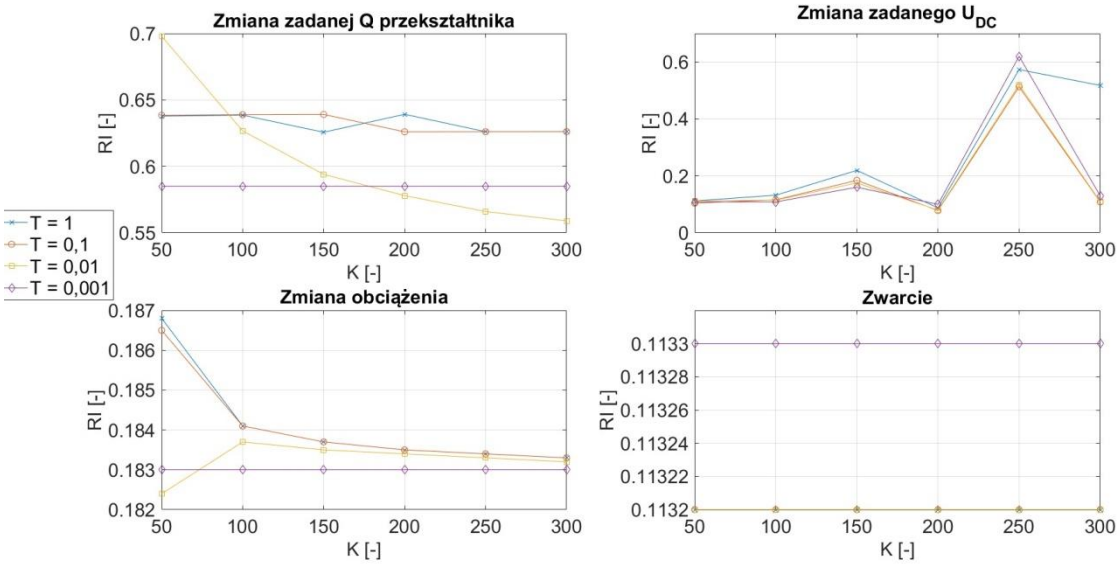


Rys. 6.124. Wykresy zmienności współczynnika zanikania DR dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją

Rysunek 6.124 przedstawia wykresy zmienności współczynnika zanikania. Uzyskane wyniki uległy pewnym zmianom w stosunku do wyników analiz struktury szeregowej. Spośród wszystkich przeprowadzanych symulacji na zbliżonym poziomie pozostały jedynie wskaźniki uzyskane dla zwarcia, pozostałe natomiast uległy wzrostowi. Ponownie w przypadku zwarcia wskaźnik nie wykazywał wrażliwości na zmianę nastaw regulatora. Szczególną uwagę zwraca fakt gwałtownego wzrostu wartości wskaźnika podczas symulacji zmiany zadanego napięcia DC dla nastaw powyżej K_P = 100 i T_I = 0,001 s. Wynika to z faktu pojawiających się oscylacji mocy czynnej, które pogarszały efektywność i stabilność pracy układu. W przypadku zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika najefektywniejszą pracę zapewniły nastawy T_I = 0,001 s przy dowolnym współczynniku wzmocnienia, w przypadku zmiany napięcia DC i zmiany obciążenia K_P = 100 i T_i = 1 s.

Rysunek 6.125 ilustruje wykresy zmienności wskaźnika RI.

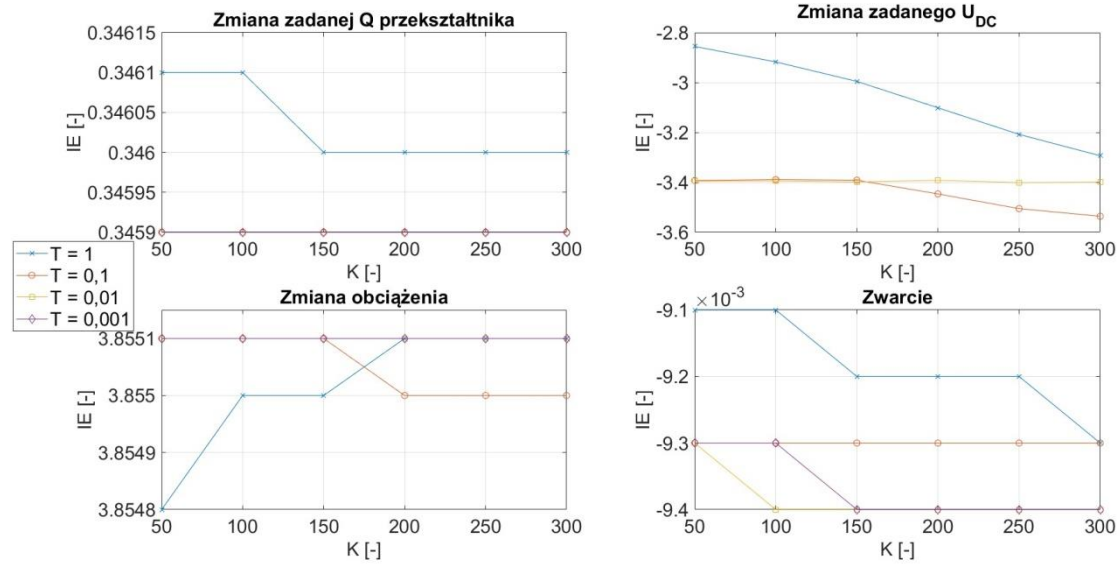
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.125. Wykresy zmienności wskaźnika RI dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją

Uzyskane wyniki obliczeń wskaźnika RI wskazują odmienne nastawy, niż prezentowane wcześniej wykresy współczynnika zanikania. W przypadku zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika najefektywniejsza praca układu nastąpiła przy nastawach $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}01$ s, w przypadku zmiany zadanego napięcia DC $K_P = 250$ i $T_I = 0{,}001$ s, a w przypadku zmiany obciążenia $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s. W toku symulacji zwarcia wskaźnik nie wykazywał wrażliwości na zmiany nastaw regulatora.

Rysunek 6.126 przedstawia wykresy zmienności wskaźnika IE.



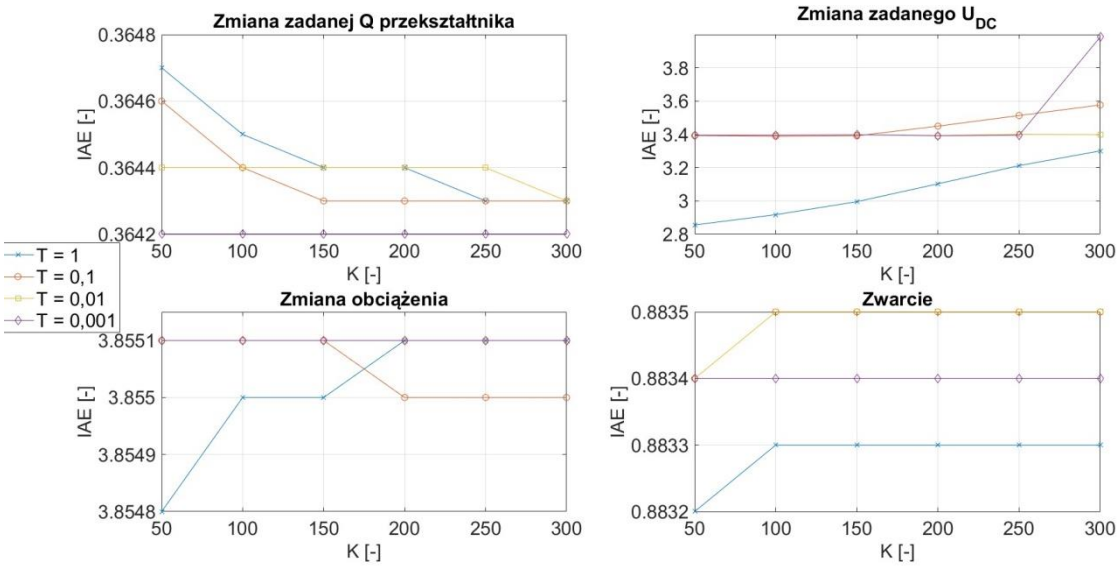
Rys. 6.126. Wykresy zmienności wskaźnika IE dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją

Uzyskane wyniki obliczeń wskazują, że w trzech analizowanych przypadkach najefektywniejszą pracę układu zapewniły nastawy regulatora $K_P = 50$ i $T_I = 1$ s. Wyjątkiem była symulacja zmiany zadanej mocy biernej przekształtnika, gdzie najlepsze okazały się nastawy co najwyżej $T_I = 0{,}1$ s przy dowolnej wartości wzmocnienia członu proporcjonalnego regulatora. Należy jednak zwrócić uwagę na fakt niewielkiej wrażliwości wskaźnika na zmianę nastaw

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

w omawianym przypadku, w związku z czym wszystkie rozpatrywane warianty nastaw powodują zbliżony efekt.

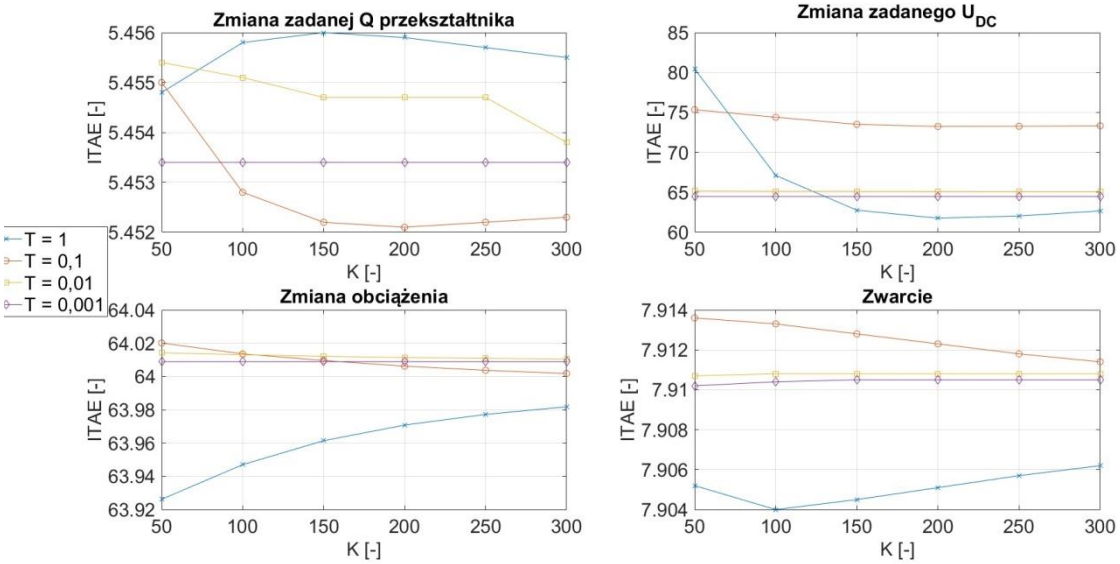
Rysunek 6.127 ilustruje wykresy zmienności wskaźnika IAE.



Rys. 6.127. Wykresy zmienności wskaźnika IAE dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją

Uzyskane wyniki są komplementarne względem wcześniej prezentowanych wyników obliczeń wskaźnika IE. Ponownie za najlepsze można uznać nastawy K_P = 50 i T_I = 1 s. Ponownie również wskaźnik nie wykazywał szczególnej wrażliwości na zmiany nastaw regulatora.

Rysunek 6.128 ukazuje wykresy zmienności wskaźnika ITAE.



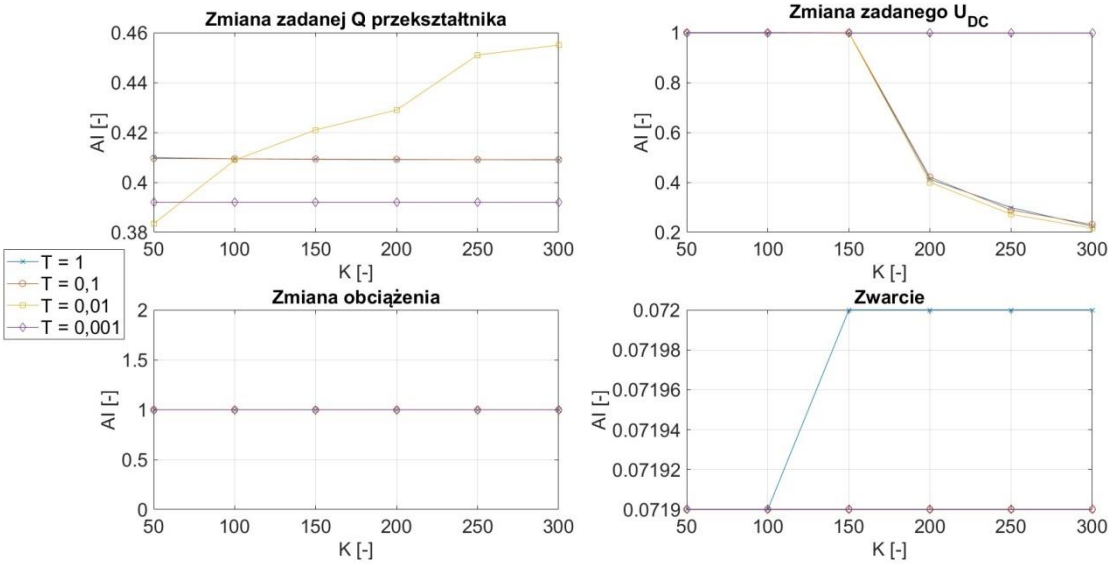
Rys. 6.128. Wykresy zmienności wskaźnika ITAE dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją

Uwzględnienie czasu w toku analizy jakości pracy układu regulacji spowodowało uzyskanie odmiennych wyników, niż w przypadku poprzednio prezentowanych wskaźników. W przypadku zmiany zadanej mocy biernej najefektywniejszą pracę układu zapewniły nastawy K_P = 200 i T_I = 0,1 s, w przypadku zmiany zadanego napięcia DC K_P = 200 i T_I = 1 s, a w przypadku zmiany obciążenia K_P = 50 i T_I = 1 s. W przypadku zwarcia zmiana nastaw nie

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

skutkowała istotnymi zmianami wskaźnika, co również wynika z zastosowanego rozwiązania ograniczania uchybu częstotliwości w sytuacji zwarcia.

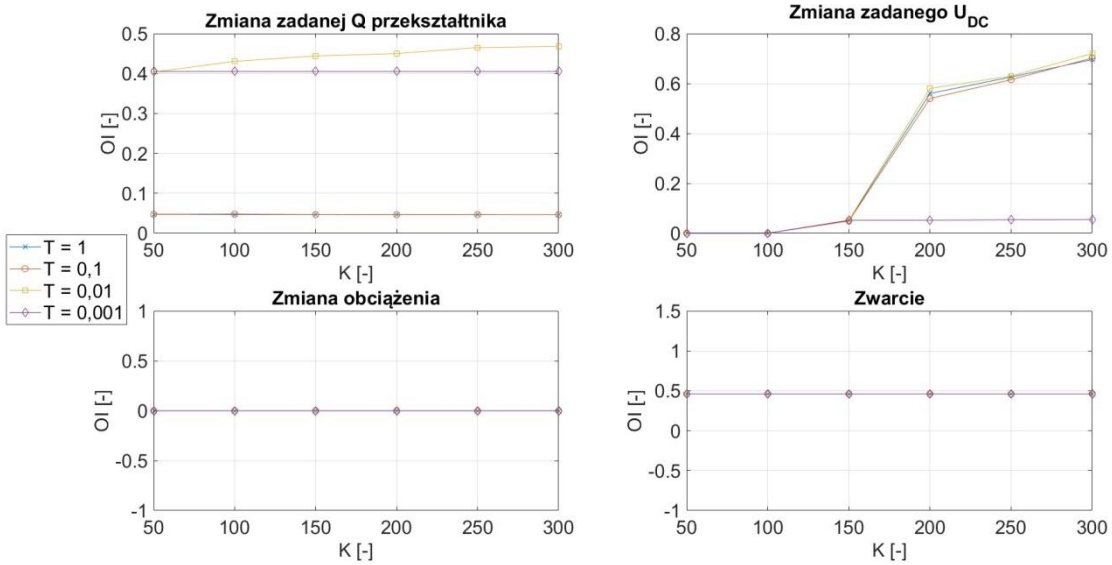
Rysunek 6.129 przedstawia wykresy zmienności wskaźnika AI.



Rys. 6.129. Wykresy zmienności wskaźnika AI dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją

Uzyskane wyniki w sposób bezpośredni wskazują na występowanie i intensyfikację wspomnianych wcześniej oscylacji przy zmianie zadanego napięcia DC. W miarę wzrostu wzmocnienia członu proporcjonalnego sukcesywnie malała wartość wskaźnika. Największą wrażliwość na zmiany nastaw regulatora, poza symulacją zmiany zadanego napięcia DC, wskaźnik wykazywał w toku symulacji zmian zadanej mocy biernej przekształtnika. Najefektywniejsza praca układu następowała przy nastawach $K_P = 50$ i $T_I = 0{,}01$ s.

Wykresy zmienności wskaźnika OI ilustruje rysunek 6.130.



Rys. 6.130. Wykresy zmienności wskaźnika OI dla struktury szeregowej ze sztuczną inercją

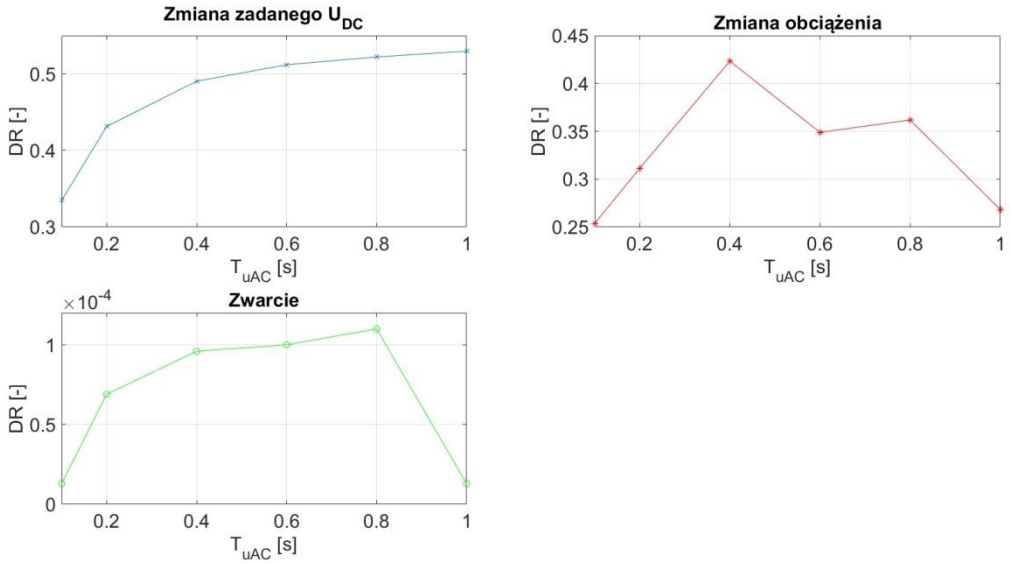
Uzyskane wyniki również wskazują na pojawienie się i intensyfikację oscylacji mocy czynnej w miarę wzrostu wzmocnienia członu proporcjonalnego regulatora. Gwałtowny wzrost wartości wskaźnika ponownie następuje począwszy od wzmocnienia na poziomie $K_P = 150$ dla

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

stałych czasowych członu całkującego powyżej T_I = 0,001 s. Za najefektywniejsze nastawy w toku ogółu symulacji uznać można wartości K_P = 50 i co najmniej T_I = 0,1 s.

6.6.5. Wskaźniki jakości regulacji napięcia przez przekształtnik w trybie sterowania U_{DC}-U_{AC}

Z uwagi na niezmienioną strukturę regulatora napięcia AC w każdej ze struktur układu regulacji, przeprowadzony został tylko jeden zestaw symulacji prowadzący do obliczenia wskaźników jakości regulacji prowadzonej przez przekształtnik. W toku symulacji zmieniano wartość stałej czasowej członu całkującego T_I w zakresie (0,1 – 1) s przy stałym wzmocnieniu członu proporcjonalnego wynoszącym K_P = 15. Z uwagi na fakt osiągnięcia nowego punktu pracy w przypadku zmiany zadanego napięcia AC przekształtnika, symulację tę pominięto w toku analiz. Wykresy zmienności wskaźników uzyskane dla trybu sterowania U_{AC}-U_{DC} przedstawiono na rysunkach 6.131 – 6.137.

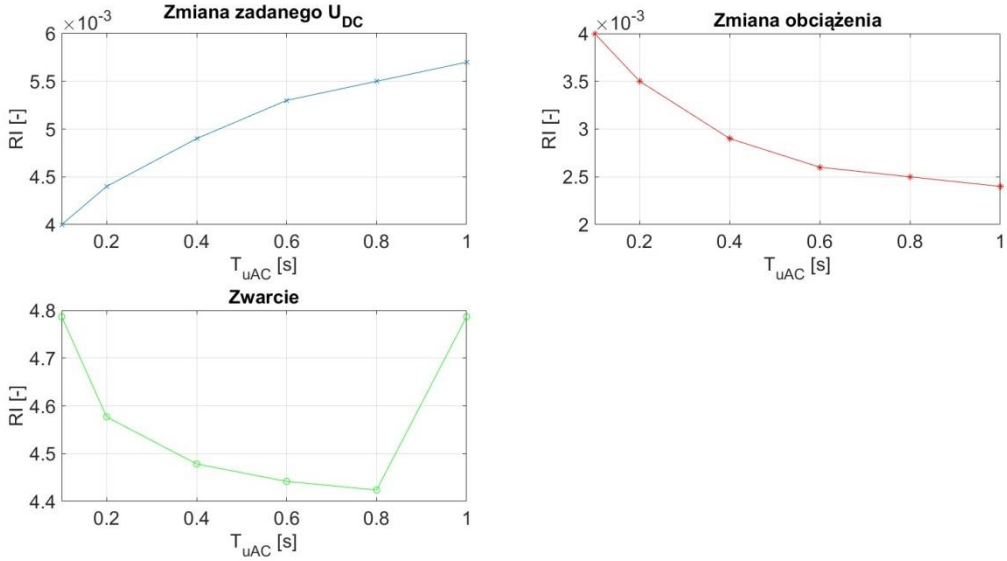


Rys. 6.131. Wykresy zmienności współczynnika zanikania regulatora napięcia w trybie sterowania U_{AC}-U_{DC}

Uzyskane wykresy zmienności współczynnika zanikania, przedstawione na rysunku 6.131, wskazują na istotną zależność jego wartości od stałej czasowej członu całkującego regulatora napięcia. W przypadku symulacji zmiany zadanego napięcia następował wzrost wartości wskaźnika w miarę zwiększania wartości stałej czasowej, co wskazuje na mniejszy stopień wygładzenia przebiegu uchybu napięcia. W przypadku zmiany obciążenia wartość wskaźnika ulegała nieregularnym zmianom w toku zmian stałej czasowej. W początkowej fazie wzrastała, by później ulegać obniżeniu. Zmiany wskaźnika w przypadku symulacji zwarcia były niewielkie, co wynikało z założonego ograniczania sygnału uchybu napięcia w sytuacji wystąpienia zwarcia. Za nastawę zapewniającą najlepszą efektywność pracy uznać można T_I = 0,1 s.

Rysunek 6.132 ilustruje wykresy zmienności wskaźnika RI.

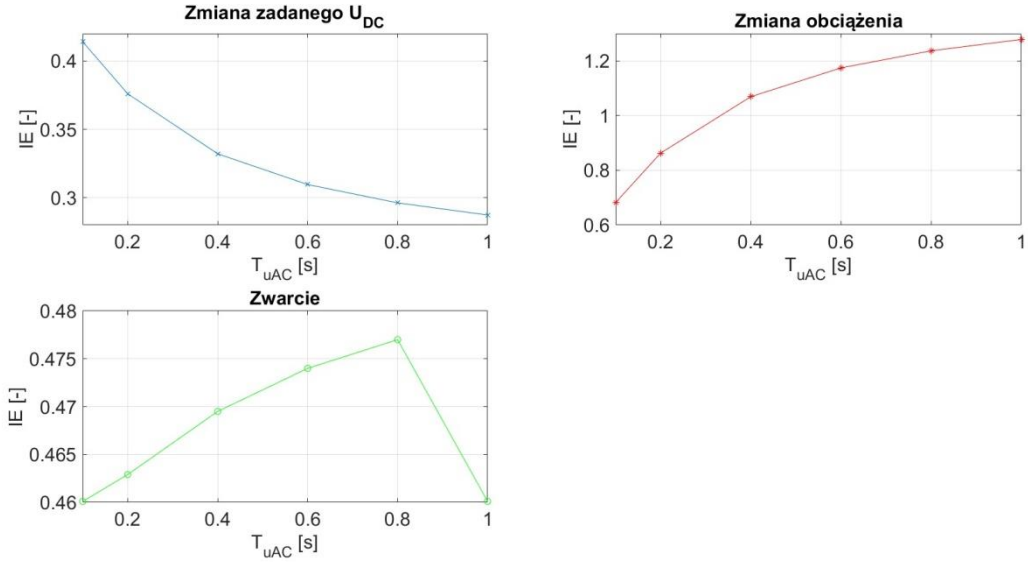
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. 6.132. Wykresy zmienności wskaźnika RI regulatora napięcia w trybie sterowania U_{AC}-U_{DC}

Uzyskane wyniki wskazują na największą wrażliwość wskaźnika na zmianę stałej czasowej członu całkującego w sytuacji wystąpienia zwarcia. Trend zmian ponownie wykazywał nieregularność, osiągając maksima dla stałych czasowych T_I = 0,1 s i T_I = 1 s. Dla pośrednich wartości stałej czasowej regulatora wartość wskaźnika ulegała stopniowemu obniżeniu. Na uwagę zasługuje również istotniejsza zależność wskaźnika od stałej czasowej w toku symulacji zwarcia. Ponownie za nastawę skutkującą najlepszą efektywnością pracy regulatora można uznać T_I = 0,1 s.

Wykresy zmienności wskaźnika IE przedstawiono na rysunku 6.133.



Rys. 6.133. Wykresy zmienności wskaźnika IE regulatora napięcia w trybie sterowania U_{AC}-U_{DC}

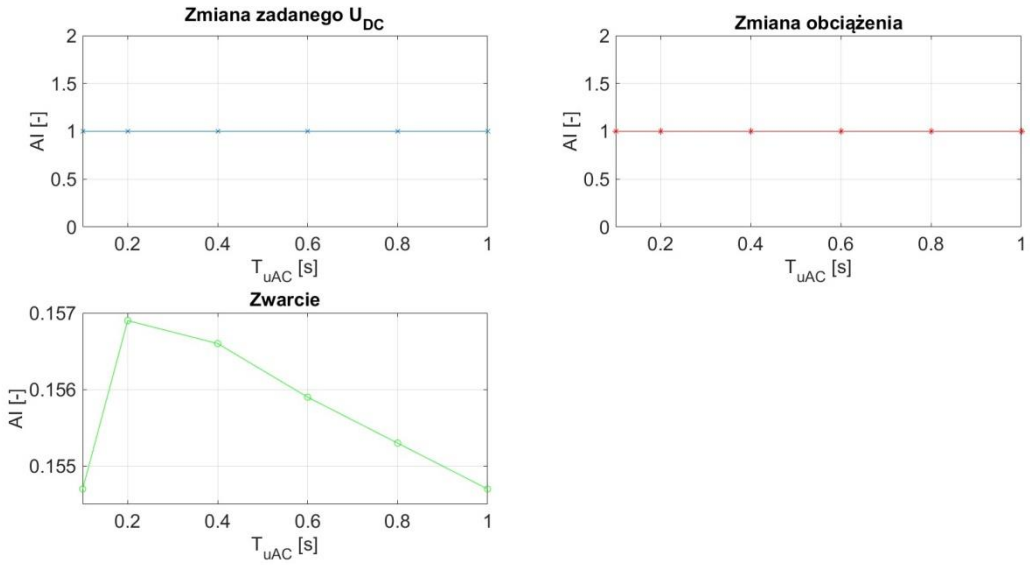
Wykresy wskaźnika IE wskazują jego istotną wrażliwość na charakter występującego zakłócenia. W przypadku zmiany zadanego napięcia DC następował spadek wartości wskaźnika w miarę wzrostu stałej czasowej członu całkującego, natomiast w przypadku zmiany obciążenia wartość wskaźnika wzrastała. Za najlepszą nastawę z punktu widzenia zmiany

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

zadanego napięcia DC można uznać T_I = 1 s, natomiast w przypadku zmiany obciążenia T_I = 0,1 s.

Analiza uzyskanych wykresów zmienności wskaźników IAE i ITAE wykazała ich identyczny przebieg względem wykresów wskaźnika IE, a tym samym identyczne płynące z niej wnioski. Z uwagi na powyższe zrezygnowano z ich prezentacji.

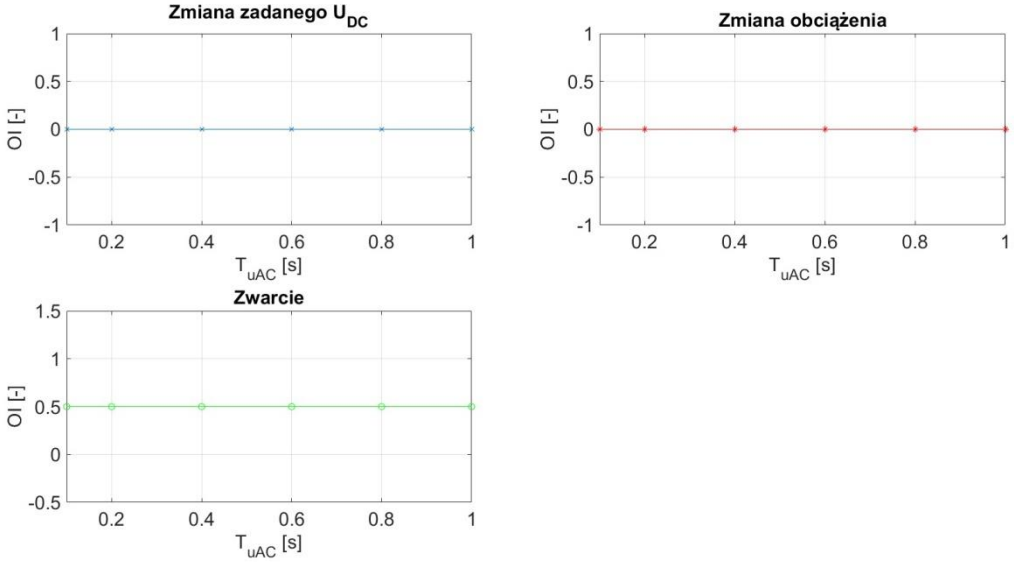
Rysunek 6.134 ilustruje wykresy zmienności wskaźnika AI.



Rys. 6.134. Wykresy zmienności wskaźnika AI regulatora napięcia w trybie sterowania U_{AC}-U_{DC}

Uzyskane wyniki wskazują na niewielką wrażliwość wskaźnika AI na zmiany stałej czasowej członu całkującego regulatora napięcia AC. Na podstawie powyższego wnioskować można, iż z punktu widzenia omawianego wskaźnika regulator pracuje efektywnie w całym analizowanym zakresie nastaw.

Wykresy zmienności wskaźnika OI przedstawiono na rysunku 6.135.



Rys. 6.135. Wykresy zmienności wskaźnika OI regulatora napięcia w trybie sterowania U_{AC}-U_{DC}

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Uzyskane wyniki również wskazują na brak wrażliwości wskaźnika OI na zmianę nastawy członu całkującego regulatora napięcia. Na uwagę zasługuje fakt utrzymywania stałej wartości wskaźnika na poziomie OI = 0,5 w przypadku symulacji zwarcia. Oznacza to równość oscylacji powyżej i poniżej zadanej wartości napięcia w toku symulacji. Z punktu widzenia omawianego wskaźnika praca regulatora jest efektywna w całym zakresie analizowanych nastaw.

6.6.6. Podsumowanie

Przeprowadzona analiza wskaźników jakości regulacji częstotliwości nie wskazała jednoznacznie konkretnych wartości nastaw regulatora, które zapewniłyby najefektywniejszą pracę układu regulacji we wszystkich analizowanych wariantach stanów zakłóceniowych. Obliczone wartości wskaźników ulegały niekiedy istotnym zmianom w przypadku jednej struktury układu regulacji operującej w różnych stanach dynamicznych analizowanych w toku symulacji. Pozwala to wnioskować, że zapewnienie najefektywniejszej pracy układu regulacji wymagałoby zastosowania dodatkowego układu realizującego zmianę nastaw regulatora w zależności od występującego zakłócenia.

Wybór konkretnych nastaw, które pozostawałyby niezmienne w trakcie pracy układu, jest możliwy, ale wymagałby przeprowadzenia obliczeń optymalizacyjnych bazujących na analizie wielokryterialnej. W toku badań analizowane wskaźniki wskazywały na różne nastawy w sytuacji wystąpienia określonego zakłócenia. Oznacza to więc odmienny wpływ analizowanego zakresu nastaw na szereg parametrów regulacji, takich jak oscylacje, przeregulowanie, czas regulacji, itp.

Podobne wnioski wypływają z analizy wskaźników jakości regulacji napięcia AC na szynach stacji przekształtnikowej. W przypadku trzech spośród analizowanych wskaźników ponownie istotny okazał się wpływ charakteru zakłócenia na optymalne wartości nastaw. Z uwagi na fakt unifikacji topologii regulatora napięcia we wszystkich strukturach układu regulacji, zagadnienie optymalizacyjne uległoby uproszczeniu.

Najistotniejszym wnioskiem jest jednak fakt poprawnej pracy opracowanych struktur układu regulacji w szerokim zakresie analizowanych nastaw. Wskazuje to, iż stanowią one rozwiązania uniwersalne, które mogą pracować zarówno w sposób najbardziej optymalny, jak i kompromisowy w aspekcie koordynacji z układami regulacji pozostałych elementów systemu elektroenergetycznego. Mając na uwadze powyższe można stwierdzić, że w każdym z analizowanych przypadków udział przekształtnika w procesach regulacyjnych był istotny i stanowił wsparcie dla pozostałych elementów w obrębie systemu.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

7. WNIOSKI KOŃCOWE I PERSPEKTYWY DALSZYCH BADAŃ

Wielowęzłowe, wysokonapięciowe sieci prądu stałego, zwane również wielostacyjnymi układami HVDC (MT-HVDC) stają się obecnie coraz istotniejszym rozwiązaniem w aspekcie łączenia systemów elektroenergetycznych napięcia przemiennego do pracy asynchronicznej. Pomimo faktu, iż pierwsze konstrukcje tego typu miały swój początek w latach 60 XX wieku, przez długi czas nie były rozpatrywane jako globalny trend w zakresie przesyłu energii elektrycznej na znaczne odległości. Intensyfikacja ich rozwoju przypadła na początek XXI wieku, w szczególności drugiej dekady, kiedy to w krótkim czasie oddano do użytku kilka istotnych układów MT-HVDC, a kolejne znajdowały się w fazie projektowania lub konstrukcji.

Jednej z przyczyn tego stanu rzeczy można upatrywać w stosowanej technologii przekształtników, stanowiących kluczowy element sieci napięcia stałego. Przez lata typowym rozwiązaniem w tym zakresie były przekształtniki typu LCC, oparte o tyrystory. Jak wykazano w rozdziale drugim, przekształtniki te z powodzeniem pracowały w ramach układów przesyłowych prądu stałego, niemniej jednak, pomimo niewątpliwych zalet, charakteryzują się szeregiem cech, które są problematyczne z punktu widzenia elektroenergetyki. Zasadniczym problemem dotyczącym przekształtników typu LCC jest ich zapotrzebowanie na moc bierną. Stosowanie takiego przekształtnika wymaga dodatkowo implementacji układu przeznaczonego do kompensacji mocy biernej, w innym przypadku bowiem przekształtnik stanowi znaczne obciążenie dla systemu, w którym pracuje. Sam przekształtnik nie pozostaje bez wpływu na sieć zasilającą, charakteryzuje się bowiem znaczną generacją harmonicznych, powodując tym samym odkształcenia w systemie napięcia w sieci AC i zwiększając powstające w niej straty. Prąd strony AC przekształtnika ma bowiem kształt prostokątny. Kolejnym możliwym zakłóceniem, jakie może wystąpić w związku z pracą przekształtnika typu LCC, jest przewrót komutacyjny. Zjawisko to wynika z nieprawidłowej komutacji tyrystorów i polega w istocie na wystąpieniu zwarcia po stronie napięcia stałego. W szczególności dotyczy ono przekształtników pracujących falownikowo, a więc realizujących wprowadzanie mocy czynnej do systemu napięcia przemiennego. Jednocześnie więc, poza stanem zakłóceniowym w systemie znaczącemu ograniczeniu ulega również dostarczanie do niego mocy czynnej. Poza wymienionymi wadami istotnymi z punktu widzenia elektroenergetyki, należy wspomnieć również o dużych wymaganiach w zakresie przestrzeni, jaką zajmuje stacja przekształtnikowa wykonana w technologii LCC. Po stronie zalet dotyczących przekształtników LCC wskazać należy natomiast prosty układ sterowania, stosunkowo niewielki koszt inwestycji i duży stopień niezawodności.

Istotną zmianą w zakresie stosowania urządzeń energoelektronicznych w elektroenergetyce było pojawienie się technologii VSC. W odróżnieniu od starszych przekształtników typu LCC, urządzenia nowszego typu pracują głównie w oparciu o tranzystory i podstawą ich działania jest komutacja wymuszona. Jak wykazano w rozdziale trzecim, ta pozornie niewielka zmiana spowodowała możliwość niezależnego sterowania mocą czynną i bierną przekształtnika. Spowodowało to nie tylko brak konieczności stosowania rozległych układów kompensacji mocy biernej, ale wręcz dało możliwość stosowania samego

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

przekształtnika jako elementu wpływającego na moc bierną w systemie AC. Przekształtnik typu LCC również daje pewne możliwości regulacyjne, jednak sprowadzają się one jedynie do ograniczenia lub intensyfikacji poboru mocy biernej przez stację przekształtnikową. Przekształtnik typu VSC może natomiast pracować przy braku lub wręcz generacji mocy biernej. Zmiana sposobu sterowania zaowocowała również sinusoidalnym kształtem prądu w sieci napięcia przemiennego, a tym samym istotnemu ograniczeniu uległa generacja harmonicznych i związane z nimi straty. W przypadku przekształtników typu VSC nie występują ponadto przewroty komutacyjne. Innymi istotnymi zaletami są większa dynamika względem układów typu LCC i znacząco mniejsze zapotrzebowanie na przestrzeń zajmowaną przez stację przekształtnikową.

Zmiana sposobu sterowania pociągnęła za sobą również wadę w postaci bardziej skomplikowanego układu sterowania. W przypadku przekształtników typu VSC stosuje się bowiem modulację PWM, której realizacja zarówno od strony sprzętowej, jak i algorytmicznej jest trudniejsza. Jej stosowanie jest jednak zasadne, z uwagi na fakt uzyskiwania sinusoidalnego przebiegu prądu w systemie AC. Kolejną bardzo istotną wadą jest znacząco większy koszt przekształtnika typu VSC w stosunku do technologii LCC.

Analiza dostępnej literatury w zakresie sieci MT-HVDC wskazuje, że układy te, stanowiące rozwinięcie koncepcji łączy prądu stałego, znajdują zastosowanie w dokładnie tych samych obszarach i niejednokrotnie stanowią kolejny etap rozbudowy pojedynczego pracującego łącza. Ich cecha szczególna, w postaci zredukowanych strat w stosunku do klasycznej sieci napięcia przemiennego, pozwala stosować je w przesyle znacznych mocy na bardzo duże odległości. Stwarzają więc one możliwość swoistej integracji odległych od siebie węzłów wytwórczych i tym samym poprawę stabilności pracy systemu elektroenergetycznego. Mogą one również stanowić pewnego rodzaju magistralę dla przesyłu mocy, która dzięki stacjom odbiorczym może być dystrybuowana niemal w dowolne fragmenty sieci.

Taki stan rzeczy możliwy jest dzięki wykorzystywaniu kilku odmiennych metod regulacji i sterowania układów MT-HVDC. Wszystkie one bazują na wykorzystaniu wartości napięcia, które w sieci napięcia stałego stanowi wskaźnik niezbilansowania mocy czynnej i tym samym może być rozumiane jako odpowiednik częstotliwości w klasycznym systemie elektroenergetycznym napięcia przemiennego. Stosowane metody sterowania różnią się stopniem skomplikowania i możliwym zakresem zastosowań, niemniej jednak są efektywne w prawidłowej regulacji pracy układów MT-HVDC. W sposób nieprzerwany trwają również ich usprawnienia, które w każdej chwili mogą zaowocować opracowaniem nowej, efektywniejszej metody sterowania.

Wstępnie przeprowadzone badania symulacyjne wykazały, że spośród trzech zasadniczych struktur sieci napięcia stałego najefektywniejszą jest sieć w konfiguracji pierścieniowej. Charakteryzuje się ona najlepszą stabilnością pracy, najmniejszymi stratami i najłatwiejszym sposobem zarządzania. Jej konfiguracja podnosi także niezawodność pracy całego układu, ponieważ w przypadku awarii jednego przekształtnika pozostałe mogą pracować w sposób niezakłócony. Sytuacja taka nie jest możliwa w przypadku sieci szeregowej, gdzie

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

awaria jednej ze stacji pośrednich powoduje w istocie przerwanie drogi przepływu mocy. W stosunku do sieci promieniowej sieć równoległa charakteryzuje się mniejszymi stratami i tym samym bardziej równomiernym rozkładem napięcia w węzłach sieci.

Łącza prądu stałego stanowią obecnie typowe rozwiązanie w zakresie wyprowadzania mocy z morskich farm wiatrowych do systemów zlokalizowanych na lądzie. Obecne trendy i regulacje prawne, prowadzące do zwiększania inwestycji polegających na rozbudowie i konstrukcji nowych farm na morzach sprawiają, że stosowanie sieci MT-HVDC w kontekście ich integracji z systemami lądowymi może stać się rozwiązaniem typowym. Mogą one pozwolić na jednoczesne wyprowadzanie mocy z morskich farm wiatrowych do różnych systemów pracujących asynchronicznie, jak i również na wymianę mocy pomiędzy tymi systemami tak, jak odbywa się to obecnie poprzez łącza prądu stałego.

Przeprowadzone rozważania doprowadziły do konkluzji, że obecność przekształtnika sprzęgającego systemy napięcia przemiennego i stałego, przy odpowiednim jego wykorzystaniu, może stanowić istotny element uczestniczący w procesach regulacyjnych w systemie AC. Wniosek ten pozwolił na sformułowanie następującej tezy rozprawy: Wielowęzłowe sieci prądu stałego (wykorzystujące przekształtniki typu VSC) pozwalają na zwiększenie możliwości oddziaływania na właściwości dynamiczne systemu elektroenergetycznego. Podstawą do postawienia tezy we wskazanym brzmieniu jest wykorzystanie szczególnej cechy przekształtników typu VSC, jaką jest możliwość niezależnego sterowania mocą czynną i bierną, co stwarza możliwość ich wykorzystania zarówno w regulacji częstotliwości, jak i napięcia.

Specyfika analizowanego obiektu wymagała zastosowania metody badawczej w postaci analiz symulacyjnych. Konieczne było więc opracowanie odpowiedniego modelu, który w zamyśle miał umożliwić przeprowadzenie całego zakresu analiz w celu weryfikacji postawionej tezy. Wybrane oprogramowanie w postaci środowiska *DIgSILENT PowerFactory* spełniało wszystkie przyjęte założenia i pokrywało wszelkie potrzeby w zakresie planowanych badań.

W toku realizacji pracy opracowano model zawierający pięć współpracujących systemów elektroenergetycznych napięcia przemiennego i stałego, szerzej przedstawiony w rozdziale piątym. Zdecydowana większość modeli poszczególnych bloków funkcyjnych została opracowana samodzielnie poprzez parametryzację elementów zaimplementowanych w programie, co stanowi istotny wkład własny w przygotowaniu środowiska do zaplanowanych badań. Dane wykorzystane do parametryzacji określono na podstawie wiedzy literaturowej i danych istniejących obiektów. Opracowany model w założeniu posłużyć miał zarówno do przeprowadzenia analiz statycznych, jak i dynamicznych. Program *PowerFactory* jest typowo stosowanym narzędziem w zakresie obu typów analiz, a każdy element systemu ma w swojej strukturze model statyczny i dynamiczny. Stwarza to więc możliwość wykorzystania jednego narzędzia do wszystkich badań.

W toku analiz statycznych przeprowadzano badania oddziaływania na system napięcia przemiennego przekształtnika sterowanego w trzech trybach kontroli mocy biernej: kontroli

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

wartości mocy biernej we wskazanym ciągu przesyłowym, kontroli wartości współczynnika tgφ we wskazanym węźle oraz kontroli wartości napięcia we wskazanym węźle. Dla każdego przypadku, korzystając z zaimplementowanego w programie języka *DPL*, opracowano skrypt, którego zadaniem było odpowiednie przeprowadzenie analizy statycznej pracy modelu. Stanowi to kolejny istotny aspekt wkładu własnego w przeprowadzone badania, ponieważ doprowadziło do usprawnienia i zautomatyzowania ich przebiegu. Każda symulacja sprowadzała się do iteracyjnego zwiększania obciążenia w systemie i obserwacji wyników obliczeń. Skrypty przewidywały również wszelkie modyfikacje zadanych wartości, w zależności od występujących przekroczeń i niedozwolonych wartości kontrolowanych parametrów. Szerzej omówione zostały one w rozdziale piątym. Należy tutaj podkreślić fakt autorskiej implementacji do modelu kontroli dopuszczalnego obszaru pracy przekształtnika. Spowodowało to podniesienie wiarygodności uzyskanych wyników z uwagi na fakt eliminacji punktów pracy niespełniających wymagań zakresu dopuszczalnej pracy przekształtników.

Uzyskane wyniki wskazały, że w każdym z przewidzianych trybów kontroli przekształtnik zrealizował założone dla niego cele. W trybie utrzymywania określonej wartości mocy biernej, przekształtnik miał za zadanie pracę z generacją mocy biernej na zadanym poziomie, o ile pozwalały na to parametry pracy przekształtnika i generatora synchronicznego. W przypadku konieczności dokonania modyfikacji nastaw, skrypt poprawnie realizował zmiany dostosowując ich wartości z możliwie najlepszą dokładnością. Przekształtnik w analizowanej sytuacji pozytywnie wpłynął na pracę systemu napięcia przemiennego. W przypadku wzrostu obciążenia pracował z generacją mocy biernej, wspierając tym samym generator synchroniczny. Natomiast w zakresie niskich obciążeń, gdy istniało prawdopodobieństwo pracy generatora z poborem mocy biernej, przekształtnik przechodził do poboru mocy biernej zwiększając tym samym generację mocy biernej w węźle wytwórczym. W każdym przewidzianym punkcie badań układ uzyskał ustalony punkt pracy mieszczący się we wszystkich ograniczeniach i obszarach dopuszczalnej pracy.

Zastosowanie trybu utrzymywania zadanej wartości współczynnika tgφ również zapewniło możliwość wykorzystania przekształtnika w oddziaływaniu na system napięcia przemiennego. W przyjętej sytuacji zadaniem przekształtnika było dostosowanie wymiany mocy biernej z systemem napięcia przemiennego w taki sposób, aby współczynnik tgφ na szynach węzła wytwórczego utrzymywał się na zadanym poziomie. W miarę zmian obciążenia w systemie przekształtnik dostosowywał wartość mocy biernej, przechodząc od jej poboru do generacji. Ponownie dla każdego punktu badań układ osiągnął ustalony punkt pracy bez żadnych przekroczeń.

Obie przeprowadzone analizy wskazują na możliwość pełnienia przez przekształtnik funkcji typowego kompensatora mocy biernej w systemie elektroenergetycznym. W odróżnieniu od rozwiązań klasycznych, w postaci dławików i baterii kondensatorów, przekształtnik może służyć zarówno do typowej poprawy współczynnika cosφ, jak i zapobiegania występowaniu przekompensowania. Co najbardziej istotne, każdy z trybów kontroli przekształtnik realizował bez zmiany mocy czynnej, tak więc wymiana międzysystemowa pozostała niezakłócona.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

W analizowanych przypadkach przekształtnik pełnił więc zarówno rolę urządzenia przesyłowego, jak i kompensatora, bez negatywnego oddziaływania na każde z realizowanych zadań.

Trzecim analizowanym trybem kontroli przekształtnika był tryb utrzymywania stałego napięcia na szynach stacji przekształtnikowej. Wyniki symulacji ponownie wskazały na poprawną pracę przekształtnika. W toku zmian obciążenia konieczna była korekta wartości zadanej, ponieważ dążenie do utrzymania pierwotnej nastawy powodowało wyjście punktu pracy przekształtnika poza obszar dopuszczalnej pracy. Korekta, dokonana przez opracowany skrypt, również została przeprowadzona poprawnie.

Uzyskane wyniki wskazują, że wykorzystanie przekształtnika w procesie regulacji napięcia może odbywać się na różne sposoby. Pomimo pewnych różnic pomiędzy nimi, w każdym z analizowanych przypadków przekształtnik poprawnie dostosowywał parametry pracy do sytuacji występującej w systemie elektroenergetycznym i wspierał węzeł wytwórczy, poprawiając tym samym pracę sieci. Decyzja o zastosowaniu określonego trybu kontroli przekształtnika powinna być oparta o założony cel do uzyskania. Zastosowanie trybu kontroli napięcia zasadne będzie w sieciach charakteryzujących się znaczną zmiennością poziomów napięć, natomiast pozostałe dwa tryby kontroli mogą być stosowane w przypadku wykorzystania przekształtnika jako kompensatora, na przykład przy pracy dorywczej. Wówczas najwygodniejszym sposobem kontroli jest zadawanie określonej wartości mocy biernej, aby przekształtnik był w stanie likwidować występujące w systemie nadwyżki i niedobory. W podobny sposób wykorzystać można tryb kontroli współczynnika tgφ, który pozwala na utrzymanie stałego stosunku mocy biernej do mocy czynnej. Może to być szczególnie istotne w układach charakteryzujących się znaczącą zmiennością mocy czynnej, kiedy to przekształtnik będzie nadążał za zmiennością rozpływu mocy w systemie. Tryb ten stanowi w istocie przypadek pośredni pomiędzy trybami utrzymywania stałej wartości mocy biernej przekształtnika i napięcia we wskazanym węźle. Program *PowerFactory* umożliwia także pracę przekształtnika w trybie kontroli współczynnika mocy cosφ. Co do istoty, jego działanie będzie analogiczne jak w trybie kontroli współczynnika tgφ, jednak wymaga odmiennego sposobu zadawania wartości odniesienia przekształtnika. Zastosowanie do tego celu współczynnika tgφ, który wiąże bezpośrednio ze sobą moce czynną i bierną, w analizowanych przypadkach wydaje się prostsze w implementacji i późniejszym użytkowaniu.

Kolejnym etapem badań była weryfikacja możliwości wykorzystania przekształtnika w stanach dynamicznych występujących w systemie. Przed przystąpieniem do właściwych symulacji konieczne było opracowanie modeli dynamicznych poszczególnych elementów modelu, których udział w stanach dynamicznych był nieodzowny. Samodzielnie opracowano cztery struktury modeli dynamicznych układu regulacji przekształtnika – szeregową i równoległą, wraz z modyfikacjami w postaci wprowadzenia bloku inercji. Szerzej omówione zostały one w rozdziale piątym. Opracowane struktury wzorowano na rozwiązaniach dostępnych w literaturze, a w toku badań poddawano je modyfikacjom. Jest to zarazem kolejny wkład własny w przeprowadzone badania, nie tylko z uwagi na syntezę samych struktur

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

układów regulacji realizujących dwa tryby pracy przekształtnika, ale również ich odpowiednią parametryzację zapewniającą prawidłową koordynację z pozostałymi układami regulacji uwzględnionymi w modelu. Na podkreślenie zasługuje tu również fakt, iż pewne bloki dynamiczne układów regulacji, kluczowe dla założonej pracy układów, zostały opracowane od podstaw.

Każda z opracowanych struktur została następnie poddana badaniom symulacyjnym o identycznym scenariuszu i w identycznych warunkach, aby umożliwić ich jak najlepsze porównanie. W toku badań przeprowadzono cztery symulacje najbardziej typowych przypadków zakłóceń powodujących wystąpienie stanów dynamicznych w systemie. Były to kolejno: zmiana wartości zadanej mocy biernej przekształtnika, zmiana wartości zadanej napięcia w sieci napięcia stałego, zmiana obciążenia w systemie napięcia przemiennego i zwarcie w systemie napięcia przemiennego.

Analiza uzyskanych wyników pozwala stwierdzić, że każda ze struktur spełniła swoje zadanie i poprawnie zrealizowała odpowiedź na występujące zakłócenia. Pomiędzy poszczególnymi strukturami wystąpiły jednak pewne różnice, które pozwalają określić ich zachowanie się w każdym z analizowanych przypadków.

Przeprowadzona analiza wskaźników regulacji wykazała, że jednoznaczne wskazanie najlepszej struktury układu regulacji przekształtnika stanowi problem wielokryterialny. Pewne struktury wykazywały lepsze działanie w przypadku określonych zakłóceń, natomiast efektywność ich pracy ulegała pogorszeniu w pozostałych przypadkach. Co więcej, uzyskane wartości wskaźników ukazały konieczność wyboru wiodących kryteriów regulacji w celu dokonania oceny poszczególnych struktur nawet w przypadku symulacji tego samego zakłócenia. Wskazuje to na zasadność rozpatrzenia możliwości przełączania struktury układu regulacji w zależności od rodzaju występującego zakłócenia i dostosowania nastaw poszczególnych elementów. Z uwagi na fakt, iż większość układów obecnie wykonywana jest w technologii cyfrowej, wszystkie ewentualne zmiany sprowadzałyby się do zmiany w obrębie algorytmów lub oprogramowania układu.

Wspomnieć należy tutaj również o poprawności zastosowanego rozwiązania dotyczącego dynamicznego wzmocnienia sygnału odchyłki częstotliwości w strukturze równoległej bezinercyjnej w zależności od stopnia obciążenia obu przekształtników. Pozwoliło to na lepsze wykorzystanie urządzenia w stanach dynamicznych, co spowodowało poprawę parametrów regulacji.

Na szczególną uwagę zasługuje fakt, że każda z analizowanych struktur w sposób co najmniej dobry sterowała przekształtnikiem w sytuacji wystąpienia zwarcia. Wskazuje to na poprawność przyjętej koncepcji i realizacji układu odpowiedzialnego za detekcję i modyfikację nastaw układu regulacji. Zastosowanie dodatkowego przetwarzania sygnałów nie pogorszyło działania układu w przypadku typowych zakłóceń, jednocześnie zapewniając poprawną pracę w stanach awaryjnych. Kluczowym jest tutaj fakt, iż przekształtnik nie ulega wyłączeniu na czas trwania zwarcia, ale w miarę możliwości podejmuje aktywne działania zapobiegawcze jego skutkom. Po jego ustąpieniu zaś może w sposób aktywny uczestniczyć w odbudowie napięcia

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

i regulacji częstotliwości. Podkreślić należy tutaj jednak fakt, iż jedynie struktury równoległe spełniły wymaganie Operatora w zakresie podtrzymania maksymalnej wartości prądu biernego w sytuacji znacznego obniżenia poziomu napięcia w sieci.

Zastosowanie zwłok czasowych pozwala na dostosowanie zachowania przekształtnika po ustąpieniu zwarcia. Może on podtrzymywać określoną moc bierną przez dłuższy czas, udzielając tym samym większego wsparcia węzłowi wytwórczemu w odbudowie napięcia. Jednocześnie można sterować chwilą czasową powrotu przekształtnika do udziału w regulacji częstotliwości, czym również może wspierać generatory synchroniczne. Zastosowanie realizującego to rozwiązania bazującego na zwłoce czasowej jest proste w implementacji i zarazem efektywne.

Na podstawie przytoczonych powyżej rezultatów można stwierdzić, że przeprowadzone badania symulacyjne przyniosły potwierdzenie postawionej tezy. Wielowęzłowe sieci prądu stałego (wykorzystujące przekształtniki typu VSC) pozwalają na zwiększenie możliwości oddziaływania na właściwości dynamiczne systemu elektroenergetycznego. Każda z analizowanych struktur w dobrym stopniu wzięła udział w eliminacji zakłóceń przewidzianych badaniami. Wpływ obecności przekształtnika jest zauważalny, co stanowi o zasadności rozważenia włączenia układów regulacji przekształtników sprzęgających sieci napięcia przemiennego i stałego do udziału w procesach regulacyjnych. Potwierdzają to również uzyskane wyniki analiz statycznych, które wskazują istotny wpływ przekształtnika w regulacji napięcia i mocy biernej.

Przeprowadzone analizy powinny być kontynuowane w sposób umożliwiający określenie dalszych możliwości wykorzystania przekształtnika. Kolejnym etapem winno być opracowanie modeli dynamicznych odpowiadających innym sposobom kontroli przekształtnika i poddanie ich weryfikacji w toku kolejnych serii badań symulacyjnych obejmujących różne typy zdarzeń występujących w systemach elektroenergetycznych.

Dalszym badaniom powinien również podlegać aspekt implementacji dynamicznego skalowania odchyłki częstotliwości do pozostałych opracowanych struktur. Może okazać się to istotnym czynnikiem w poprawie parametrów ich pracy.

Rozważania te powinny jednocześnie podjąć kwestię możliwości dostosowywania struktury przekształtnika do występującego zakłócenia. Bazą do dalszych działań mogą być dotychczas opracowane struktury bloków odpowiedzialnych za detekcję zwarcia i modyfikację nastaw przekształtnika w zależności od rodzaju występującego zakłócenia. Wszystkie analizowane przypadki charakteryzowały się pewnymi cechami unikalnymi, które przy opracowaniu odpowiednej koncepcji układu powinny zapewnić możliwość jednoznacznej detekcji charakteru zakłócenia. Słusznym kierunkiem może okazać się więc dążenie do dalszego rozszerzania już działających rozwiązań o kolejne kryteria detekcji.

Zasadnym jest również przeanalizowanie sytuacji wystąpienia zwarcia w sieci napięcia stałego. Zasadniczą różnicą jest fakt, że sieciach DC nie występują źródła o naturalnej inercji, w postaci generatorów synchronicznych, tak więc przebieg zwarcia po stronie DC będzie się charakteryzował odmiennymi cechami. Konieczne jest więc rozpatrzenie roli przekształtnika we

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

wspieraniu systemu napięcia stałego i koordynacja pracy wszystkich przekształtników pracujących na wspólną sieć.

Kolejnym aspektem wartym rozpatrzenia jest fakt wzajemnych oddziaływań przekształtników typu LCC i VSC znajdujących się w pobliskim otoczeniu sieciowym. Rozważania takie są już podejmowane w literaturze, a w niektórych przypadkach sytuacje takie są wręcz uznawane za nowy typ układów, charakteryzujący się unikalnymi właściwościami. Z uwagi na fakt, że takie połączenia pomiędzy przekształtnikami pracującymi w różnych technologiach mogą zachodzić zarówno w sieci napięcia przemiennego, jak i stałego, zakres analiz zasadnych do podjęcia jest szeroki.

Podjęte rozważania wskazują, że zagadnienie wielowęzłowych, wysokonapięciowych sieci prądu stałego i ich współpracy z klasycznymi systemami napięcia przemiennego jest wielowątkowe i skomplikowane. Dogłębne poznanie wzajemnych oddziaływań systemów AC i DC i potencjalnych możliwości ich wykorzystania, wymaga przeprowadzenia wielu analiz obejmujących różne możliwe sytuacje i warunki pracy tych układów. Biorąc pod uwagę fakt, że w niedalekiej przyszłości ilość pracujących układów tego typu może gwałtownie wzrosnąć, konieczne jest podejmowanie tych rozważań już w chwili obecnej. Wykazują one bowiem potencjał do osiągnięcia statusu jednego z najistotniejszych rozwiązań w zakresie elektroenergetyki.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

WYKAZ LITERATURY

1. Tunia H., Barlik R.: *Teoria przekształtników*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2003
2. Frąckowiak L., Januszewski S.: *Energoelektronika. Część 1 – Półprzewodnikowe przyrządy i moduły energoelektroniczne*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 2001
3. Frąckowiak L.: *Energoelektronika. Część 2 – Przekształtniki i łączniki energoelektroniczne o komutacji zewnętrznej*, Wydawnictwo Politechniki Poznańskiej, Poznań 1994
4. Piróg S.: *Energoelektronika. Układy o komutacji sieciowej i o komutacji twardej*, Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktycze, Kraków 2006
5. Kujszczyk S.: *Elektroenergetyczne układy przesyłowe,* Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1997 ISBN: 8320418577
6. Kundur P.: *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill Inc., United States of America 1994
7. Barlik R., Nowak M.: *Technika tyrystorowa. Wydanie trzecie, częściowo zmienione*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1994
8. Tunia H., Winiarski B.: *Energoelektronika*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1994
9. Przygrodzki M., Rzepka P., Szablicki M.: *Influence of Power System On Operation of an HVDC Link. A Case Study*, Acta Energetica 1/26, Rok 2016
10. Bauer J.: *Single-Phase Pulse Width Modulated Rectifier*, Acta Polytechnica Vol. 48, Rok 2008, Nr 3
11. Radomski G.: *Control And Modulation Methods Of Voltage Source Converter*, Bulletin of the Polish Academy of Sciences – Technical Sciences Vol. 57, Rok 2009, Nr 4
12. Dos Santos Jr. E., Cabral da Silva, E.: *Advanced Power Electronics Converters*, John Wiley & Sons, Inc., United States of America, 2015
13. Malinowski M., Trzynadłowski A., Kaźmierkowski M.: *A Comparative Study of Control Techniques for PWM Rectifiers in AC Adjustable Speed Drives*, IEEE Transactions, Rok 2003, Grudzień
14. Oluwafemi O., Davidson I.: *A Review of LCC-HVDC and VSC-HVDC Technologies and Applications*, Transactions on Environment and Electrical Engineering, Rok 2016, Wrzesień
15. Polewaczyk M., Robak S.: *Układy HVDC we współczesnych systemach elektroenergetycznych*, Przegląd Elektrotechniczny, Rok 2016, R. 92, nr 7.
16. Brodzicki M., Kowalak R.: *Stacja Przekształtnikowa Łącza Prądu Stałego Jako Element Regulacji Mocy Biernej w Systemie Zasilania*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Rok 2018, Nr 61
17. Lis R., Łabuzek M.: *Symulacja deficytów mocy biernej w sieci przesyłowej zagrożonej niestabilnością napięciową – referat konferencyjny*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Rok 2013, nr 32.
18. Błajszczak G., Wasiluk-Hassa M., Malinowski M., Kaźmierkowski M., Jasiński M.: *Współczesne systemy przesyłu energii prądem stałym HVDC*, Elektroenergetyka, Rok 2011, nr 1(7).
19. Chen Y.X.: *Review of the development of multi-terminal HVDC and DC power grid*, IOP Conf. Series: Earth nad Environmental Science, Rok 2017, Nr 93
20. Yang X., Yuan C., Yao D., Yang C., Yue C.: *Dynamic performance of series multiterminal HVDC during AC faults at inwerter stations*, Energy and Power Engineering, Finland, Rok 2014, Sierpień

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

21. Dong J., Chen P.: *Reliability Evaluation of Multi-Terminal HVDC Transmission System*, Journal of Electrical Systems, Rok 2015, Nr 11(3)
22. Polewaczyk M., Robak S.: *Analiza interakcji w systemie MIDC*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, Rok 2017, Nr 53
23. Teixeira Pinto R, Rodrigues S. F., Bauer P., Pierik J.: *Comparison of Direct Voltage Control Methods of Multi-Terminal DC (MTDC) Networks through Modular Dynamic Models*, IEEE Xplore, Rok 2011, Wrzesień
24. Mesbah Maruf H. M., Sahu P., Mitra B., Chowdhury B.: *Hybrid High Voltage AC/DC system for interfacing off-shore power generations with on-shore grid*, IEEE Xplore, Rok 2016, Lipiec
25. Liang J., Ekanayake J., Bellmunt O. G., Jenkins N.: *Operation and Control of Multiterminal HVDC Transmission for Offshore Wind Farms*, IEEE Transactions on Power Delivery, Rok 2011, Październik
26. Xu L., Yao L., Bazargan M., Williams B. W.: *Control and Operation on Multi-Terminal DC Systems for Integrating Larga Offshore Wind Farms*, 7th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Rok 2008, Maj
27. Xu L., Yao L., Bazargan M.: *DC grid management of a multi-terminal HVDC transmission system for large offshore wind farms*, International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, Rok 2009
28. Haghani I., Chahkandi M., Kakhki H. A., Faghihnia E., Zarif M.: *Voltage Margin Control and Optimizing MTDC Grid Controllers Using Honey Bee Mating Optimization (HBMO) Algorithm*, International Journal of Control and Automation, Vol.11, Rok 2018, Nr 10
29. Cheng Z. P., Wang Y. F., Li Z. W., Gao J. F.: *DC Voltage Margin Adaptive Droop Control Strategy of VSC-MTDC Systems*, The Journal of Engineering, Rok 2018
30. Thams F., Chatzivasileiadis S., Prieto-Araujo E., Eriksson R.: *Disturbance Attenuation of DC Voltage Droop Control Structures in a Multi-Terminal HVDC Grid*, Proceedings of 12th IEEE Power and Energy Society PowerTech Conference, Rok 2017
31. Zajczyk R.: *Regulacja częstotliwości i mocy w systemie elektroenergetycznym*, Katedra Elektroenergetyki, Wydział Elektrotechniki i Automatyki, Politechnika Gdańska, Gdańsk 2002
32. Egea-Alvarez A., Beerten J., Van Hertem D., Gomis-Bellmunt O.: *Primary and Secondary Power Control of Multiterminal HVDC Grids*, IEEE Xplore, Rok 2013, Maj
33. Akhter F., Macpherson D. E., Harrison G. P.: *Enhanced multi-terminal HVDC grid management for reliable AC network integration*, IEEE Xplore, Rok 2014, Czerwiec
34. Moreira C. L., Gouveia J. R., Silva B.: *Participation of Multi-Terminal HVDC Grids in Frequency Regulation Services*, 9th International Conference on Compatibility and Power Electronics (CPE), Rok 2015, Czerwiec
35. Shi G., Cai X., Chen Z.: *Design and Control of Multi-terminal VSC-HVDC for Large Offshore Wind Farms*, Przegląd Elektrotechniczny, R. 88, Nr 12a/2012
36. Mc Namara P., Meere R., O'Donnel T., McLoone S.: *Control Strategies for Automatic Generation Control over MTDC Grids*, Control Engineering Practice, Rok 2016, Nr 54
37. Jardini J. A., Sousa T., Romero R. A., Rider M. J., Borita M. A. B., Bassini M., Cavalheiro M. R.: *Power Flow Control in the Converters Interconnecting AC-DC Meshed Systems*, Przegląd Elektrotechniczny, R. 91, Nr1/2015
38. Rouzbehi K., Candela J. I., Luna A., Ghaerhpetian G. B., Rodriguez P.: *Flexible Control of Power Flow in Multiterminal DC Grids Using DC-DC Converter*, IEEE Xplore, Rok 2016, Czerwiec
39. Rodriguez P., Rouzbehi K.: *Multi-terminal DC grids: challenges nad prospects*, J. Mod. Power Syst. Clean Energy, Rok 2017, Nr 5(4)

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

40. Ecology and Environment, Inc.: *Unsolicited Right-of-Way (ROW) Grant Application for the Atlantic Wind Connection (AWC) Project*, United States of America, Rok 2011, Sierpień
41. *DIgSILENT PowerFactory 2021 User Manual*, DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
42. *Synchronous Machine – Technical Reference*, DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
43. *Two-Winding Transformer (3-Phase) – Technical Reference*, DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
44. *Overhead Line Models – Technical Reference,* DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
45. *PWM Converter – Technical Reference,* DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
46. *Power Measurement – Technical Reference,* DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
47. *Voltage Measurement – Technical Reference,* DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
48. *Phase Measurement Device (Phase Locked Loop) – Technical Reference,* DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
49. *DIgSILENT Library – DSL Macros – Technical Reference*, DIgSILENT GmbH, Niemcy, Rok 2021
50. *Insulated Gate Bi-Polar Transistor Type T1600GB45G*, IXYS UK Westcode, Rok 2014
51. Zajczyk R.: *Modele matematyczne systemu elektroenergetycznego do badania elektromechanicznych stanów nieustalonych i procesów regulacyjnych*, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2003
52. Musiał E.: *Urządzenia Elektroenergetyczne*, Wydawnictwa Szkolne i Pedagogiczne, Warszawa 1984
53. Machowski J., Lubośny Z.: *Stabilność systemu elektroenergetycznego*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2018
54. Machowski J.: *Regulacja systemu elektroenergetycznego*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2017
55. Kremens Z., Sobierajski M.: *Analiza systemów elektroenergetycznych*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1996
56. *Modele matematyczne do badania bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Tom 1,2,3* – opracowanie zbiorowe pod redakcją R. Zajczyka, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, 2012
57. Kalcon G., Adam G. P., Anaya-Lara O., Burt G., Lo K. L.: *Analytical efficiency evaluation of two and three level VSC-HVDC transmission link*, Electrical Power and Energy Systems, Rok 2013, Nr 44
58. Wasilewski J., Lubośny Z., Rzepka P.: *Badania wpływu sztucznej inercji pochodzącej ze źródeł wiatrowych na dynamikę KSE pracującego asynchronicznie względem sąsiadujących systemów przesyłowych*, Energetyka, Rok 2018, Kwiecień
59. Klucznik J., Kołodziej D.: *Coordination of voltage and reactive power control in the extra high voltage substations based on the example of solutions applied in the national power system*, Acta Energetica, Rok 2012, Nr 2/11
60. Wu J., Wang Z., Rao H., Chen Y., Huang W.: *A Review of Control Strategies for Inertia Support in VSC-HVDC System*, IEEE Xplore, Rok 2020, Maj
61. Gonzalez-Longatt F. M., Roldan J. M., Rueda J. L., Charalmbous C. A., Rajpurohit B. S.: *PowerFactory Applications for Power System Analysis*, Springer, Untied Kingdom, 2014
62. Gu M., Meegahapola L., Wong K. L.: *Coordinated Voltage and Frequency Control in Hybrid AC/MT-HVDC Power Grids for Stability Improvement*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol: 36, Issue: 1, 2021

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

63. Zhu J., Booth C.D., Adam G. P., Roscoe A. J.: *Inertia Emulation Control of VSC-HVDC Transmission System*, The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, 2011

64. Mazgaj W., Rozegnał B., Szular Z.: *Switching Losses in Three-Phase Voltage Source Inverters*, Technical Transactions Electrical Engineering, Rok 2015, Nr 2-E

65. Korompili A., Wu Q.: *PowerFactory model for multi-terminal HVDC network with DC voltage droop control*, Technical University of Denmark, 2014

66. Kabiri R., Holmes D. G., McGrath B. P.: *DigSILENT Modelling of Power Electronic Converters for Distributed Generation Networks*, DIgSILENT GmbH, Niemcy, 2017

67. *Models for Simulating Technical Scarities on the European Power System with High Levels of Renewable Generation*, EU-SysFlex, 2018

68. *BorWin3 Grid Connection System*, Siemens, 2020

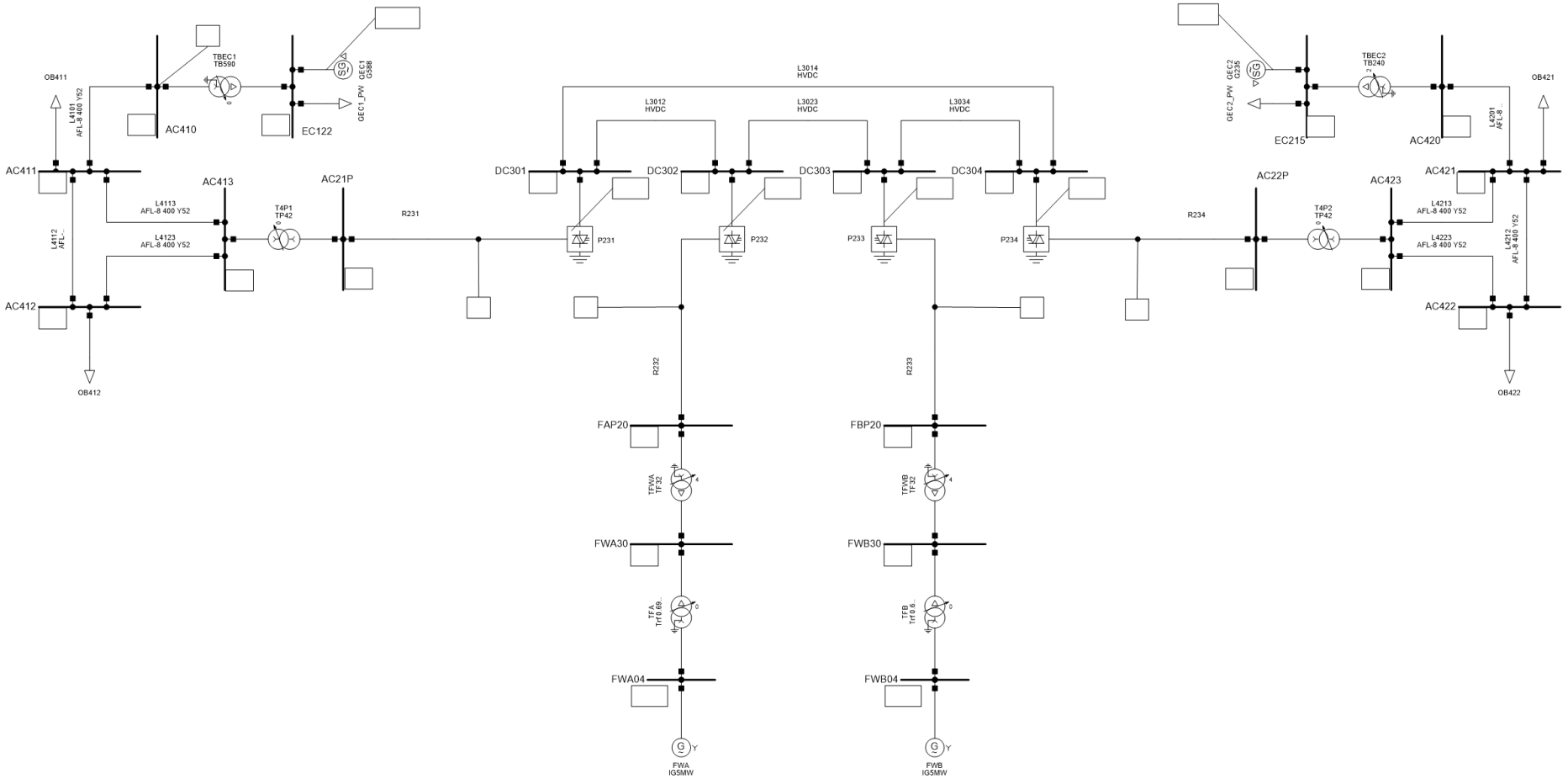
69. *36000 kVA High Voltage Direct Current Converter Transformers*, Made-in-China

70. Bogusz K., Rajkowski B., Domański P. D.: *Porównanie różnych sposobów optymalizacji nastaw regulacji procesów przemysłowych z uwzględnieniem wpływu wskaźników oceny ich jakości*, Pomiary Automatyka Robotyka, R. 23, Nr 3/2019

71. *Measures of Integral of Error*, Labview NXG 5.0 Manual, National Instruments

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK A. STRUKTURA MODELU DO BADAŃ SYMULACYJNYCH



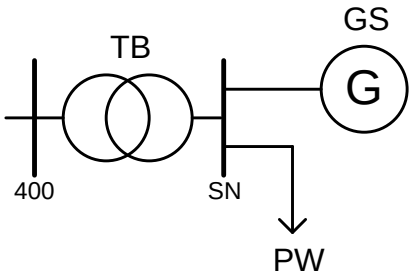
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK B. MODELE ELEMENTÓW SYSTEMÓW AC I SIECI DC

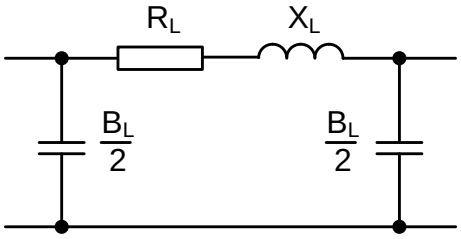
5.8. Modele elementów systemów elektroenergetycznych AC i sieci DC

B.1.1. Modele statyczne

Schemat opracowanego modelu węzła wytwórczego przedstawiono na rysunku B.1, a schemat modelu linii przesyłowej na rysunku B.2.



Rys. B.1. Schemat modelu węzła wytwórczego w programie PowerFactory;
GS – generator synchroniczny, PW – potrzeby własne, TB – transformator blokowy



Rys. B.2. Schemat zastępczy linii elektroenergetycznej III rodzaju

Przyjęty schemat linii przesyłowej uwzględnia powstające w niej podłużne straty mocy czynnej i biernej oraz poprzeczne straty mocy biernej. Parametry linii przyjęto na podstawie danych katalogowych linii o przewodach AFL-8 2x525 mm^2 stosowanych w sieciach 400 kV na słupach serii Y52.

Parametry modelu statycznego węzła wytwórczego przedstawiono w tabelach B.1a – B.1c, a parametry modelu statycznego linii przesyłowej w tabeli B.2.

Tabela B.1a. Parametry modeli statycznych generatorów synchronicznego

Generator	S_n	P_n	U_n	$\cos\varphi_n$	R_G	X_G	Q_{min}	Q_{max}	**Ilość bloków**	**Moc sumaryczna**
-	MVA	MW	kV	-	j.w.	j.w.	Mvar	Mvar	jdn.	MVA
GEC1	588	500	20	0,85	0,0025	2,0	-244	309	2	1176
GEC2	235	200	15,75	0,85	0,0025	1,4	-125	123	4	940

Tabela B.1b. Parametry modeli potrzeb własnych węzłów wytwórczych

Potrzeby własne	U_n	P_n	Q_n	$\cos\varphi_n$
-	kV	MW	Mvar	-
GEC1_PW	20	122,3	44,1	0,94
GEC2_PW	15	52,875	17,3	0,95

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Tabela B.1c. Parametry modeli transformatorów blokowych

Transformator	S_n	ϑ_n	**Grupa połączeń**	$\Delta u_{z\%}$	$i_{0\%}$	ΔP_{Fe}	ΔP_{Cu}	**Ilość jednostek**
-	MVA	kV/kV	-	%	%	kW	kW	jdn.
TBEC1	590	410/20	YNd5	15,1	0,42	376	1470	2
TBEC2	240	420/15,75	YNd5	16,2	0,49	149	840	4

Tabela B.2. Parametry modeli linii napowietrznych AC

Linia	I_{dd}	R'_L	X'_L	$B'_L/2$	l	R_L	X_L	$B_L/2$
-	A	Ω/km	Ω/km	μS/km	km	Ω	Ω	μS
L4101	2060	0,029	0,319	1,76	40	1,160	12,760	140,8
L4112					175	5,075	55,825	616,0
L4113					125	3,625	39,875	440,0
L4123					150	4,350	47,850	528,0
L4201					45	1,305	14,355	158,4
L4212					170	4,930	524,23	598,4
L4213					135	3,915	43,065	475,2
L4223					120	3,480	38,280	422,4

W modelu transformatora blokowego uwzględniono przełącznik zaczepów po stronie górnego napięcia. Przełącznik pracuje w zakresie -8/+9 x 1.177%.

W węźle wytwórczym zamodelowano także model statyczny układu regulacji powiązany z generatorem synchronicznym. Regulator ten pracuje w trybie kontroli napięcia i jego zadaniem jest utrzymywanie zadanej wartości napięcia w węźle po stronie górnego napięcia transformatora, a więc na szynach elektrowni konwencjonalnej.

W modelu uwzględniono także odbiory, zamodelowane z wykorzystaniem bloków elementów odbiorczych. Zostały one sparametryzowane poprzez ustalenie wartości pobieranej mocy czynnej i biernej. Zestawienie mocy maksymalnych pobieranych przez poszczególne odbiory zestawiono w tabeli B.3. Wszystkie odbiory zostały zamodelowane jako symetryczne.

Tabela B.3. Parametry modeli odbiorów

Odbiór	U_n	P_{max}	Q_{max}	$\cos\varphi_n$
-	kV	MW	Mvar	-
OB411	400	305	190	0,85
OB412	400	610	380	0,85
OB421	400	350	217	0,85
OB422	400	420	260	0,85

Sieć napięcia stałego zamodelowano z wykorzystaniem bloku linii przesyłowej. Zostały one sparametryzowane jako linie kablowe, a parametry bloków kabla DC przedstawiono w tabeli B.4.

Tabela B.4. Parametry modeli linii kablowych DC

Linia	I_{dd}	R'_{DC}	L'_{DC}	C'_{DC}	l	R_{DC}	L_{DC}	C_{DC}
-	A	Ω/km	mH/km	μF/km	km	Ω	mH	μF
L3012	1664	0,0182	1,35	0,2	280	5,096	607,6	56,0
L3023					375	6,825	813,75	75,0
L3034					315	5,733	683,55	63,0
L3014					580	10,556	783,0	116,0

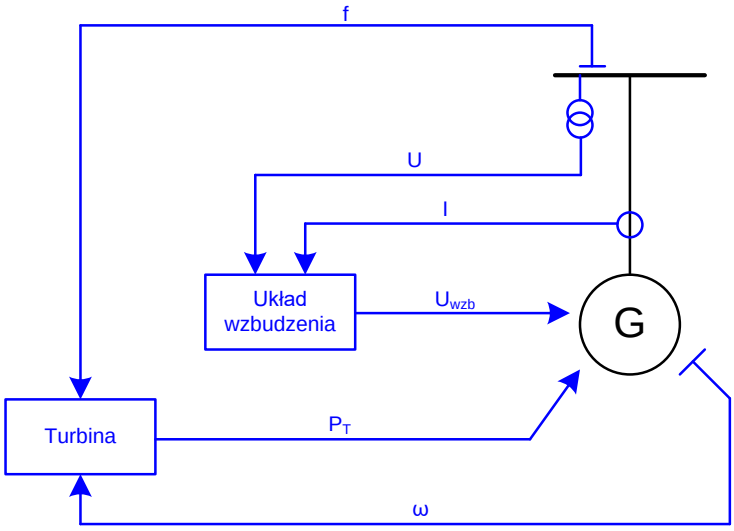
Elementami łączącymi systemy AC i DC są przekształtniki, jednak z uwagi na złożoność zagadnienia ich modelowania, zostanie ono przedstawione w dalszej części rozdziału.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

B.1.2. Modele dynamiczne

Celem stosowania modeli dynamicznych są analizy stanów nieustalonych modelu, a więc w okresie przejścia pomiędzy dwoma punktami pracy ustalonej systemu. Spośród zamodelowanych elementów systemów elektroenergetycznych AC i DC oddzielnie parametryzowanymi modelami są generator synchroniczny i elektrownia wiatrowa.

Uproszczoną strukturę modelu dynamicznego generatora synchronicznego przedstawia rysunek B.1.



Rys. B.1. Uproszczona struktura modelu dynamicznego generatora synchronicznego

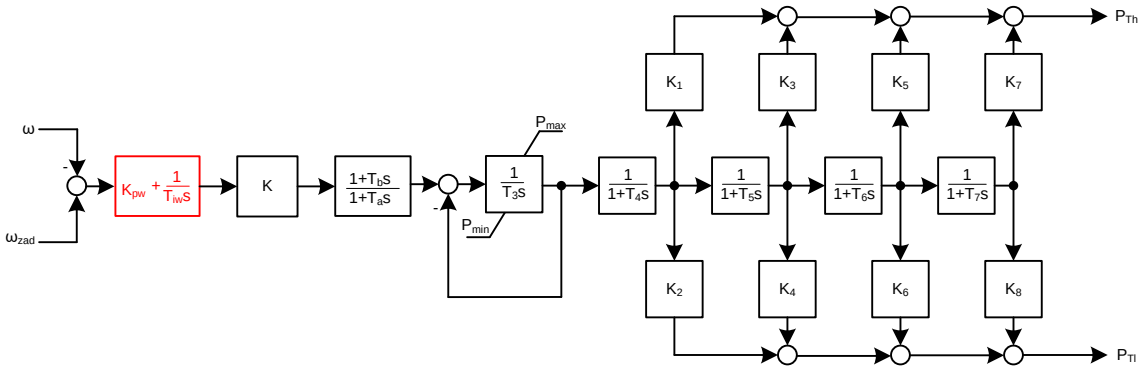
Model dynamiczny generatora synchronicznego składa się z trzech elementów – modelu samego generatora, modelu turbiny wraz z układem regulacji i modelu układu wzbudzenia. Sygnały wyjściowe generatora wymagane do poprawnego działania układów regulacji są wprowadzane na ich wejścia. Stanowią one podstawę do działania modelu dynamiczną. Sam generator jest natomiast sterowany dwoma sygnałami – mocą na wale turbiny i napięciem wzbudzenia.

Do zamodelowania turbiny i układu wzbudzenia wykorzystane zostały elementy biblioteczne programu *PowerFactory*. Rysunek B.2 przedstawia uproszczoną strukturę modelu turbiny wraz z regulatorem. Kolorem czerwonym zaznaczono dodany blok odpowiedzialny za regulację wtórną.

Model turbiny z regulatorem jest typową strukturą modelu IEEEG1 stosowaną w wielu analizach przez ośrodki badawcze na całym świecie. Układ zaimplementowany z biblioteki został zmodyfikowany poprzez uwzględnienie bloku regulacji wtórnej, który nie był w modelu przewidziany.

Za realizację regulacji wtórnej odpowiada blok regulatora PI dostawiony bezpośrednio za węzłem sumującym sygnały ω i ω_{zad}. Jego zadaniem jest likwidacja uchybu częstotliwości powstającego po zakończeniu regulacji pierwotnej. Nastawy bloku zostały dostosowane na podstawie danych obiektów rzeczywistych.

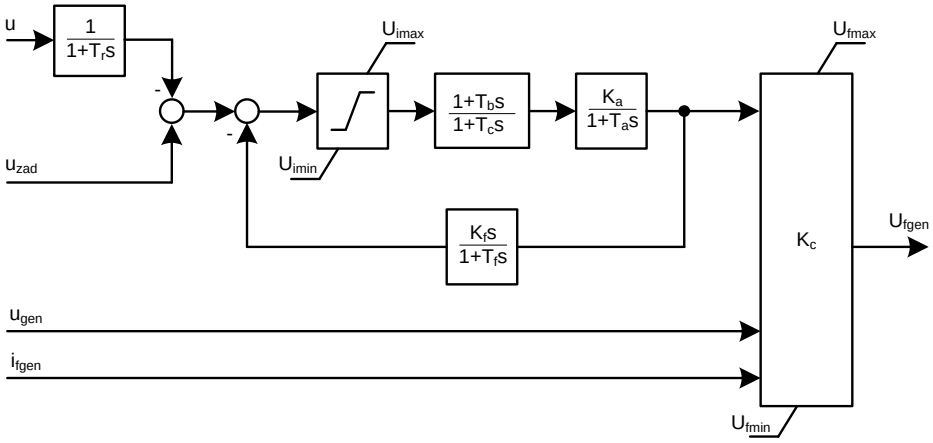
MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. B.2. Uproszczona struktura modelu turbiny wraz z regulatorem

Zastosowane oznaczenia: K – wzmocnienie regulatora turbiny, T_1 – stała czasowa członu całkującego regulatora turbiny, T_2 – stała czasowa członu różniczkującego regulatora turbiny, T_3 – stała czasowa serwomechanizmu, T_4 – stała czasowa części wysokoprężnej turbiny, K_1, K_2 – współczynniki części wysokoprężnej turbiny, T_5 – stała czasowa części pośredniej turbiny, K_3, K_4 – współczynniki części pośredniej turbiny, T_6 – stała czasowa części średnioprężnej turbiny, K_5, K_6 – współczynniki części średnioprężnej turbiny, T_7 – stała czasowa części niskoprężnej turbiny, K_7, K_8 – współczynniki części niskoprężnej turbiny, P_{nHP} – moc znamionowa części wysokoprężnej turbiny, P_{nLP} – moc znamionowa części niskoprężnej turbiny, T_{iw} – stała czasowa bloku regulacji wtórnej, K_{pw} – wzmocnienie bloku regulacji wtórnej.

Model układu wzbudzenia został w całości zaczerpnięty z biblioteki programu *PowerFactory*. Jest to kolejna typowo stosowana struktura, odwzorowująca układ wzbudzenia typu ST1, która również stosowana jest w analizach dynamicznych o bardzo szerokim zakresie. Model ten nie był poddawany żadnym modyfikacjom strukturalnym, w miarę potrzeb dostosowane zostały jedynie jego nastawy. Schemat układu przedstawia rysunek B.3., a zastosowane nastawy układów regulacji generatorów przedstawiono w tabeli B.6.



Rys. B.3. Uproszczona struktura modelu układu wzbudzenia

Zastosowane oznaczenia: T_r – opóźnienie sygnału mierzonego, T_b – opóźnienie filtru, T_c – stała czasowa członu różniczkującego filtru, K_a – wzmocnienie regulatora wzbudzenia, T_a – stała czasowa regulatora wzbudzenia, K_c – współczynnik kompensacji prądowej, K_f – wzmocnienie toru stabilizacji, T_f – stała czasowa toru stabilizacji.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Tabela B.5. Parametry modeli dynamicznych generatorów synchronicznych

Generator	R_s	X_l	x_d	x_q	x'_d	x'_q	x''_d	x''_q	T'_d	T'_q	T''_d	T''_q	H
-	j.w.	j.w.	j.w.	j.w.	j.w.	j.w.	j.w.	j.w.	s	s	s	s	s
GEC1	0,0019	0,2	2,41	2,3	0,373	0,54	0,253	0,26	7,4	0,65	0,046	0,035	4,25
GEC2	0,0021	0,18	1,88	1,65	0,273	0,41	0,191	0,2	6,5	0,7	0,03	0,052	3,4

Model dynamiczny elektrowni wiatrowej był zawarty w zaczerpniętym modelu bibliotecznym programu PowerFactory. Nie wprowadzano w nim żadnych modyfikacji strukturalnych, w toku badań symulacyjnych zmieniany był jedynie parametr sumarycznej mocy farmy wiatrowej.

Modele linii przesyłowych i transformatorów nie wymagają oddzielnego opracowywania modelu dynamicznego, dziedziczą więc parametry modelu statycznego, przedstawione uprzednio.

Tabela B.6. Nastawy układów regulacji turbozespołów

GEC1				**GEC2**			
Turbina z regulatorem		**Układ wzbudzenia**		**Turbina z regulatorem**		**Układ wzbudzenia**	
K [-]	5	T_r [s]	0,02	K [-]	5	T_r [s]	0,02
T_1 [s]	0,2	T_b [s]	20	T_1 [s]	0,2	T_b [s]	1
T_2 [s]	1	T_c [s]	2	T_2 [s]	1	T_c [s]	5
T_3 [s]	0,6	K_a [-]	200	T_3 [s]	0,6	K_a [-]	200
K_1 [-]	0,3	T_a [s]	0,02	K_1 [-]	0,3	T_a [s]	0,02
K_2 [-]	0	K_c [-]	0,04	K_2 [-]	0	K_c [-]	0,04
T_5 [s]	0,5	K_f [-]	0	T_5 [s]	0,5	K_f [-]	0,02
K_3 [-]	0,25	T_f [s]	0,7	K_3 [-]	0,25	T_f [s]	0,7
K_4 [-]	0	U_{imin} [j.w.]	3	K_4 [-]	0	U_{imin} [j.w.]	-3
T_6 [s]	0,8	U_{rmin} [j.w.]	-7	T_6 [s]	0,8	U_{rmin} [j.w.]	-7
K_5 [-]	0,3	U_{imax} [j.w.]	3	K_5 [-]	0,3	U_{imax} [j.w.]	3
K_6 [-]	0	U_{rmax} [j.w.]	7	K_6 [-]	0	U_{rmax} [j.w.]	7
T_4 [s]	0,6			T_4 [s]	0,6		
T_7 [s]	1			T_7 [s]	1		
K_7 [-]	0,15			K_7 [-]	0,15		
K_8 [-]	0			K_8 [-]	0		
P_{nHP} [j.w.]	0			P_{nHP} [j.w]	0		
P_{nLP} [j.w.]	0			P_{nLP} [j.w]	0		
K_{PW} [-]	2,5			K_{PW} [-]	1		
T_{iw} [s]	5			T_{iw} [s]	5		
P_{min} [j.w]	0			P_{min} [j.w]	0		
P_{max} [j.w]	1			P_{max} [j.w]	1		

W tabelach B.7 i B.8. przedstawiono nastawy regulatorów poszczególnych analizowanych struktur układów regulacji przekształtników *onshore*, zaś w tabeli B.9 nastawy regulatorów przekształtników *offshore*.

Zastosowane oznaczenia: K_d – wzmocnienie uchybu prądu i_d, K_q – wzmocnienie uchybu prądu i_q, T_d – stała czasowa całkowania uchybu prądu i_d, T_q – stała czasowa całkowania uchybu prądu i_q, K_P – wzmocnienie uchybu mocy czynnej, K_Q – wzmocnienie uchybu mocy biernej, T_P – stała czasowa całkowania uchybu mocy czynnej, T_Q – stała czasowa całkowania uchybu mocy biernej, K_{udc} – wzmocnienie uchybu napięcia DC, T_{udc} – stała czasowa całkowania uchybu napięcia DC, K_{uac} – wzmocnienie uchybu napięcia AC, T_{uac} – stała czasowa całkowania uchybu napięcia AC, K_f – wzmocnienie uchybu częstotliwości, T_f – stała czasowa całkowania uchybu częstotliwości, $2H$ – stała inercji, T_D – stała czasowa rzeczywistego bloku różniczkującego,

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

K_m – wzmocnienie uchybu współczynnika modulacji, T_m – stała czasowa całkowania uchybu współczynnika modulacji, T_a – stała czasowa mianownika bloku TGR, T_b – stała czasowa licznika bloku TGR

Tabela B.7a. Nastawy układów regulacji przekształtnika P231 w trybie kontroli Q-U_{DC}

Regulator	**Równoległa**		**Równoległa ze sztuczną inercją**		**Szeregowa**		**Szeregowa ze sztuczną inercją**	
Regulator przekształtnika	K_d [-]	50	K_d [-]	50	K_d [-]	50	K_d [-]	50
	T_d [s]	0,01	T_d [s]	0,01	T_d [s]	0,02	T_d [s]	0,01
	K_q [-]	50	K_q [-]	50	K_q [-]	50	K_q [-]	50
	T_q [s]	0,01	T_q [s]	0,01	T_q [s]	0,02	T_q [s]	0,01
	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1
	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1
	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1
	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1
Regulator prądów dq	K_P [-]	100	K_P [-]	475	K_P [-]	475	K_P [-]	475
	T_P [s]	0,02	T_P [s]	0,02	T_P [s]	0,05	T_P [s]	0,05
	K_Q [-]	75	K_Q [-]	150	K_Q [-]	475	K_Q [-]	475
	T_Q [s]	0,01	T_Q [s]	0,02	T_Q [s]	0,05	T_Q [s]	0,01
	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1
	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1
	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1
	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1
	$P_{time\ lag}$ [s]	30	$P_{time\ lag}$ [s]	30	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x
	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,1	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,1	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,1	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,1
Sztuczna inercja	2H [s]	x	2H [s]	1000	2H [s]	x	2H [s]	50
	T_D [s]	x	T_D [s]	0,2	T_D [s]	x	T_D [s]	0,2
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	30
Regulator częstotliwości	K_f [-]	1	K_f [-]	x	K_f [-]	1	K_f [-]	x
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	40	$P_{time\ lag}$ [s]	x
Regulator napięcia DC	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	10
	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,08
	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1
	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Tabela B.7b. Nastawy układów regulacji przekształtnika P231 w trybie kontroli U_{AC}-U_{DC}

Regulator	Równoległa		Równoległa ze sztuczną inercją		Szeregowa		Szeregowa ze sztuczną inercją	
Regulator przekształtnika	K_d [-]	50	K_d [-]	50	K_d [-]	50	K_d [-]	50
	T_d [s]	0,02	T_d [s]	0,02	T_d [s]	0,02	T_d [s]	0,01
	K_q [-]	50	K_q [-]	50	K_q [-]	50	K_q [-]	50
	T_q [s]	0,02	T_q [s]	0,02	T_q [s]	0,02	T_q [s]	0,01
	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1
	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1
	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1
	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1
Regulator prądów dq	K_P [-]	475	K_P [-]	475	K_P [-]	475	K_P [-]	475
	T_P [s]	0,02	T_P [s]	0,02	T_P [s]	0,05	T_P [s]	0,1
	K_Q [-]	150	K_Q [-]	150	K_Q [-]	475	K_Q [-]	475
	T_Q [s]	0,02	T_Q [s]	0,02	T_Q [s]	0,05	T_Q [s]	0,1
	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1
	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1
	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1
	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	30	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x
	$Q_{time\ lag}$ [s]	x	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,1	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,1	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,1
Sztuczna inercja	2H [s]	x	2H [s]	2000	2H [s]	x	2H [s]	50
	T_D [s]	x	T_D [s]	0,2	T_D [s]	x	T_D [s]	0,2
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	30
Regulator częstotliwości	K_f [-]	1	K_f [-]	x	K_f [-]	1	K_f [-]	x
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	30	$P_{time\ lag}$ [s]	x
Regulator napięcia AC	K_{uac} [-]	15	K_{uac} [-]	15	K_{uac} [-]	15	K_{uac} [-]	15
	T_{uac} [s]	0,1	T_{uac} [s]	0,1	T_{uac} [s]	0,1	T_{uac} [s]	0,1
	Q_{min} [j.w.]	-1	Q_{min} [j.w.]	-1	Q_{min} [j.w.]	-1	Q_{min} [j.w.]	-1
	Q_{max} [j.w.]	1	Q_{max} [j.w.]	1	Q_{max} [j.w.]	1	Q_{max} [j.w.]	1
Regulator napięcia DC	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50
	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01
	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1
	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1

Tabela B.8a. Nastawy układów regulacji przekształtnika P234 w trybie kontroli Q-U_{DC}

Regulator	Równoległa		Równoległa ze sztuczną inercją		Szeregowa		Szeregowa ze sztuczną inercją	
Regulator przekształtnika	K_d [-]	20	K_d [-]	20	K_d [-]	50	K_d [-]	20
	T_d [s]	0,01	T_d [s]	0,01	T_d [s]	0,02	T_d [s]	0,02
	K_q [-]	20	K_q [-]	20	K_q [-]	50	K_q [-]	20
	T_q [s]	0,01	T_q [s]	0,01	T_q [s]	0,02	T_q [s]	0,02
	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1
	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1
	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1
	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1
Regulator prądów dq	K_P [-]	50	K_P [-]	350	K_P [-]	230	K_P [-]	350
	T_P [s]	0,01	T_P [s]	0,01	T_P [s]	0,005	T_P [s]	0,01
	K_Q [-]	50	K_Q [-]	150	K_Q [-]	230	K_Q [-]	150
	T_Q [s]	0,1	T_Q [s]	0,02	T_Q [s]	0,05	T_Q [s]	0,02
	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1
	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	1	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1
	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	-1	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1
	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1
	$P_{time\ lag}$ [s]	30	$P_{time\ lag}$ [s]	30	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x
	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,2	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,11	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,11	$Q_{time\ lag}$ [s]	0,11
Sztuczna inercja	2H [s]	x	2H [s]	2000	2H [s]	x	2H [s]	50
	T_D [s]	x	T_D [s]	0,2	T_D [s]	x	T_D [s]	0,2
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	30
Regulator częstotliwości	K_f [-]	1	K_f [-]	x	K_f [-]	1	K_f [-]	x
	P_time_lag [s]	x	P_time_lag [s]	x	P_time_lag [s]	30	P_time_lag [s]	x
Regulator napięcia DC	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	10
	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,08
	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1
	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Tabela B.8b. Nastawy układów regulacji przekształtnika P234 w trybie kontroli U_{AC}-U_{DC}

Regulator	**Równoległa**		**Równoległa ze sztuczną inercją**		**Szeregowa**		**Szeregowa ze sztuczną inercją**	
Regulator przekształtnika	K_d [-]	20	K_d [-]	20	K_d [-]	50	K_d [-]	20
	T_d [s]	0,01	T_d [s]	0,01	T_d [s]	0,02	T_d [s]	0,02
	K_q [-]	20	K_q [-]	20	K_q [-]	50	K_q [-]	20
	T_q [s]	0,01	T_q [s]	0,01	T_q [s]	0,02	T_q [s]	0,02
	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1	P_{dmin} [j.w.]	-1
	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1	P_{qmin} [j.w.]	-1
	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1	P_{dmax} [j.w.]	1
	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1	P_{qmax} [j.w.]	1
Regulator prądów dq	K_P [-]	350	K_P [-]	350	K_P [-]	230	K_P [-]	230
	T_P [s]	0,01	T_P [s]	0,01	T_P [s]	0,1	T_P [s]	0,1
	K_Q [-]	150	K_Q [-]	150	K_Q [-]	230	K_Q [-]	230
	T_Q [s]	0,02	T_Q [s]	0,02	T_Q [s]	0,1	T_Q [s]	0,1
	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1	i_{dmin} [j.w.]	-1
	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1	i_{qmin} [j.w.]	-1
	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1	i_{dmax} [j.w.]	1
	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1	i_{qmax} [j.w.]	1
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x
	$Q_{time\ lag}$ [s]	x	$Q_{time\ lag}$ [s]	x	$Q_{time\ lag}$ [s]	x	$Q_{time\ lag}$ [s]	x
Sztuczna inercja	2H [s]	x	2H [s]	2000	2H [s]	x	2H [s]	50
	T_D [s]	x	T_D [s]	0,2	T_D [s]	x	T_D [s]	0,2
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	30
Regulator częstotliwości	K_f [-]	1	K_f [-]	x	K_f [-]	1	K_f [-]	x
	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	x	$P_{time\ lag}$ [s]	30	$P_{time\ lag}$ [s]	x
Regulator napięcia AC	K_{uac} [-]	15	K_{uac} [-]	15	K_{uac} [-]	15	K_{uac} [-]	15
	T_{uac} [s]	0,1	T_{uac} [s]	0,1	T_{uac} [s]	0,1	T_{uac} [s]	0,1
	Q_{min} [j.w.]	-1	Q_{min} [j.w.]	-1	Q_{min} [j.w.]	-1	Q_{min} [j.w.]	-1
	Q_{max} [j.w.]	1	Q_{max} [j.w.]	1	Q_{max} [j.w.]	1	Q_{max} [j.w.]	1
Regulator napięcia DC	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50	K_{udc} [-]	50
	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01	T_{udc} [s]	0,01
	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1	U_{DCmin} [j.w.]	-1
	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1	U_{DCmax} [j.w.]	1

Tabela B.9. Nastawy układów regulacji przekształtników P232 i P233

Regulator	**Sterowanie U/f**	
Regulator przekształtnika	K_m [-]	0,1
	T_m [s]	2
	T_a [s]	0,5
	T_b [s]	1
	K_f [-]	1
	T_f [s]	1
	m_{min} [j.w.]	0,5
	f_{0min} [j.w.]	0,998
	m_{max} [j.w.]	1
	f_{0max} [j.w.]	1,002

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK C. KARTA KATALOGOWA TRANZYSTORA

IXYS UK WESTCODE

Date:- 10 Nov, 2014

Data Sheet Issue:- 1

Insulated Gate Bi-Polar Transistor
Type T1600GB45G

Absolute Maximum Ratings

	VOLTAGE RATINGS	MAXIMUM LIMITS	UNITS
V_{CES}	Collector – emitter voltage	4500	V
$V_{DC\ link}$	Permanent DC voltage for 100 FIT failure rate.	2800	V
V_{GES}	Peak gate – emitter voltage	±20	V

	RATINGS	MAXIMUM LIMITS	UNITS
I_C	DC collector current, IGBT	1600	A
I_{CRM}	Repetitive peak collector current, t_p=1ms, IGBT	3200	A
$I_{F(DC)}$	Continuous DC forward current, Diode	1600	A
I_{FRM}	Repetitive peak forward current, t_p=1ms, Diode	3200	A
I_{FSM}	Peak non-repetitive surge t_p=10ms, V_{RM}=60%V_{RRM}, Diode (Note 4)	30	A
I_{FSM2}	Peak non-repetitive surge t_p=10ms, V_{RM}≤10V, Diode (Note 4)	33	A
P_{MAX}	Maximum power dissipation, IGBT (Note 2)	12.8	kW
$(di/dt)_{cr}$	Critical diode di/dt (note 3)	3000	A/µs
T_j	Operating temperature range.	-40 to +125	°C
T_{stg}	Storage temperature range.	-40 to +125	°C

Notes: -
1) Unless otherwise indicated T_j = 125ºC.
2) T_{sink} = 25°C, double side cooled.
3) Maximum commutation loop inductance 200nH.
4) Half-sinewave, 125°C T_j initial.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Characteristics

IGBT Characteristics

	PARAMETER	MIN	TYP	MAX	TEST CONDITIONS	UNITS
$V_{CE(sat)}$	Collector – emitter saturation voltage	-	2.75	3.2	I_C = 1600A, V_{GE} = 15V, T_j = 25°C	V
		-	3.50	3.9	I_C = 1600A, V_{GE} = 15V	V
V_{T0}	Threshold voltage	-	-	1.79	Current range: 530A – 1600A	V
r_T	Slope resistance	-	-	1.32		mΩ
$V_{GE(TH)}$	Gate threshold voltage	-	5.1	-	V_{CE} = V_{GE}, I_C = 170mA	V
I_{CES}	Collector – emitter cut-off current		45	70	V_{CE} = V_{CES}, V_{GE} = 0V	mA
I_{GES}	Gate leakage current	-	-	±20	V_{GE} = ±20V	µA
C_{ies}	Input capacitance	-	270	-	V_{CE} = 25V, V_{GE} = 0V, f = 1MHz	nF
$t_{d(on)}$	Turn-on delay time	-	2.2	-		µs
t_r(V)	Rise time	-	4.4	-	I_C =1600A, V_{CE} =2800V, di/dt=2700A/µs	µs
$Q_{g(on)}$	Turn-on gate charge	-	9	-	V_{GE} = ±15V, L_s=200nH	µC
E_{on}	Turn-on energy	-	12	-	$R_{g(ON)}$= 4.3Ω, $R_{g(OFF)}$=12Ω, C_{GE}=133nF	J
$t_{d(off)}$	Turn-off delay time	-	4.8	-	Integral diode used as freewheel diode	µs
t_f(I)	Fall time	-	2.6	-	(Note 3 & 4)	µs
$Q_{g(off)}$	Turn-off gate charge	-	10	-		µC
E_{off}	Turn-off energy	-	8.7	-		J
I_{SC}	Short circuit current	-	5000	-	V_{GE}=+15V, V_{CC}=2800V, V_{CEmax}≤V_{CES}, t_p≤10µs	A

Diode Characteristics

	PARAMETER	MIN	TYP	MAX	TEST CONDITIONS	UNITS
V_F	Forward voltage	-	3.3	3.6	I_F = 1600A, T_j =25°C	V
		-	3.45	3.8	I_F = 1600A	V
V_{To}	Threshold voltage	-	-	2.14	Current range 530A - 1600A	V
r_T	Slope resistance	-	-	1.04		mΩ
I_{rm}	Peak reverse recovery current	-	1380	-		A
Q_{rr}	Recovered charge	-	1970	-	I_F = 1600A, V_r = 2800V, V_{GE} = -15V,	µC
t_{rr}	Reverse recovery time, 50% chord	-	1.7	-	di/dt=2700A/µs	µs
E_r	Reverse recovery energy	-	2.1	-		J

Thermal Characteristics

	PARAMETER	MIN	TYP	MAX	TEST CONDITIONS	UNITS
R_{thJK}	Thermal resistance junction to sink, IGBT	-	-	7.8	Double side cooled	K/kW
		-	-	12.8	Collector side cooled	K/kW
		-	-	20.3	Emitter side cooled	K/kW
R_{thJK}	Thermal resistance junction to sink, Diode	-	-	12.3	Double side cooled	K/kW
		-	-	19.5	Cathode side cooled	K/kW
		-	-	35.7	Anode side cooled	K/kW
F	Mounting force	50	-	70	Note 2	kN
W_t	Weight	-	2	-		kg

Notes:-
1) Unless otherwise indicated T_j=125°C.
2) Consult application note 2008AN01 for detailed mounting requirements
3) C_{GE} is additional gate – emitter capacitance added to output of gate drive
4) Figures 6 to 9 are obtained using integral diode as freewheeling diode

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Curves

Figure 1 – Typical collector-emitter saturation voltage characteristics

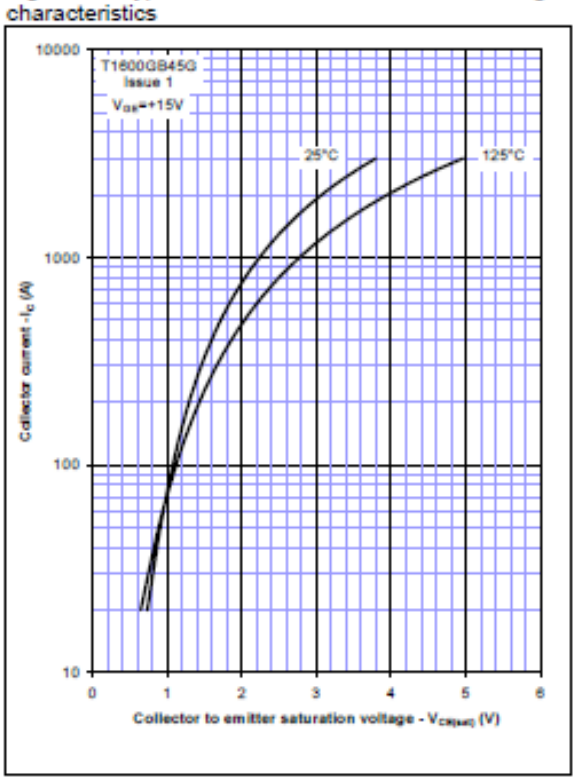


Figure 2 – Typical output characteristic

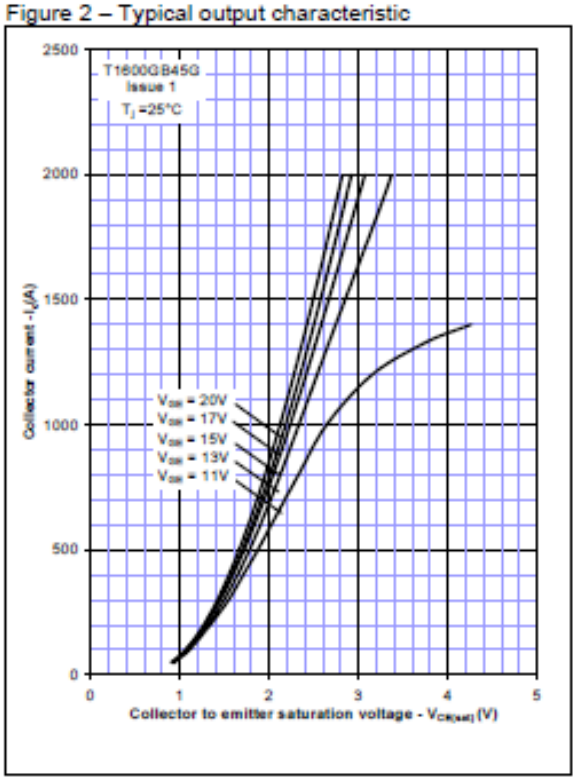


Figure 3 – Typical output characteristic

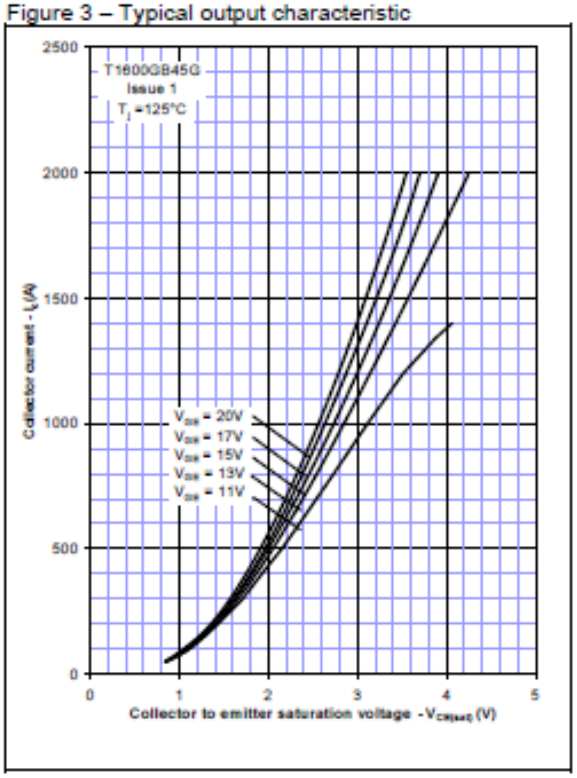
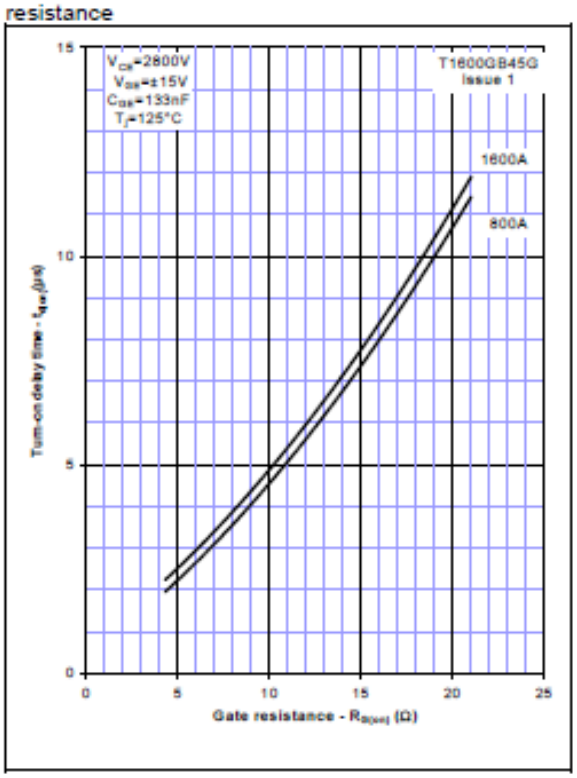


Figure 4 – Typical turn-on delay time vs gate resistance



MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Figure 5 – Typical turn-off delay time vs. gate resistance

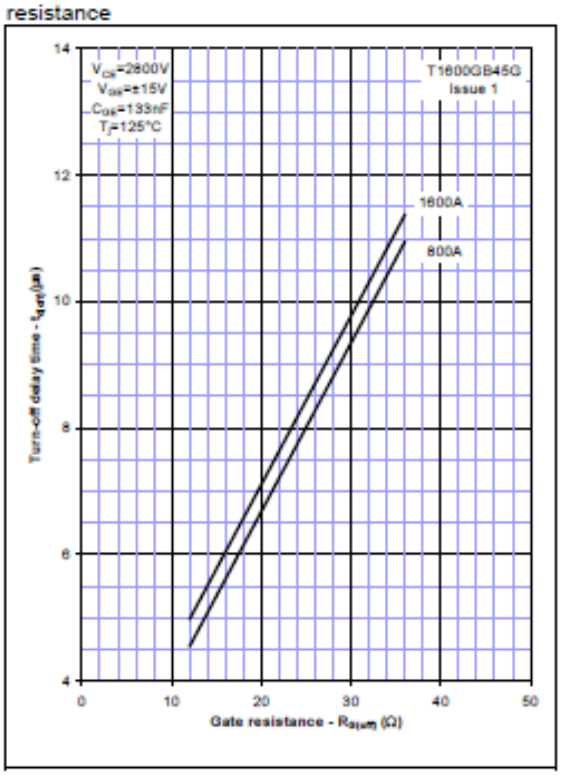


Figure 6 – Typical turn-on energy vs. collector current

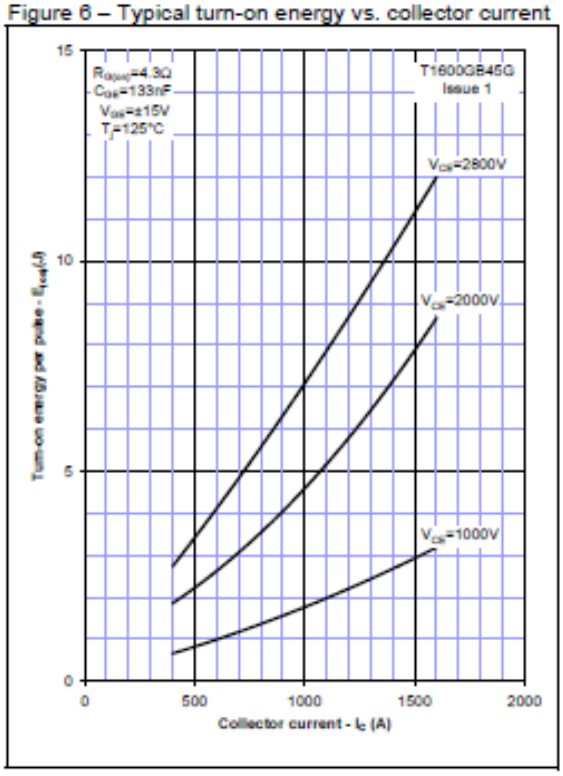


Figure 7 – Typical turn-on energy vs. di/dt

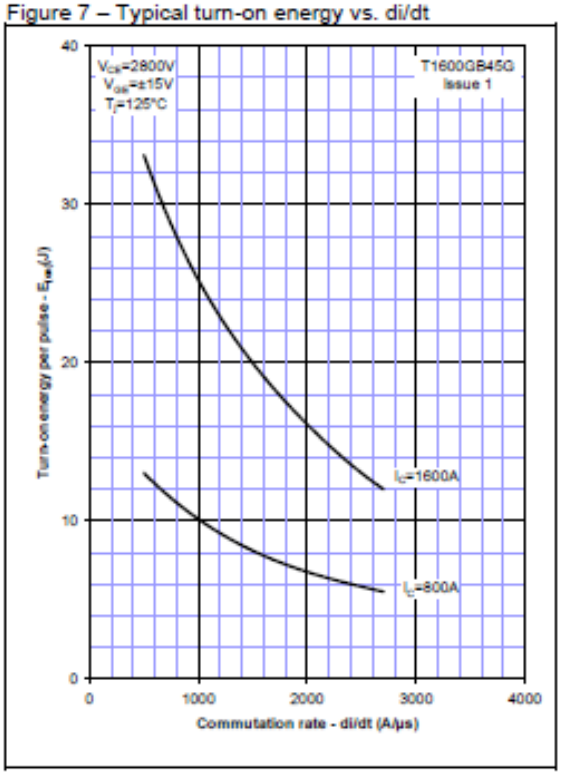
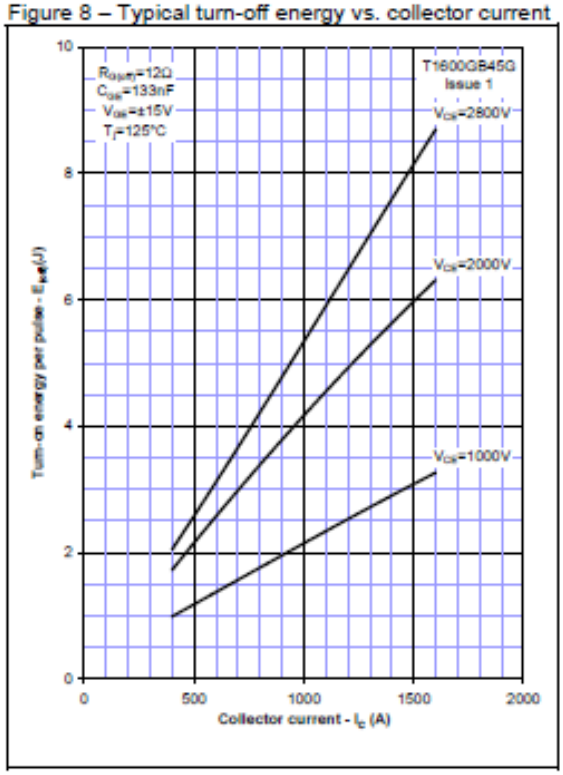


Figure 8 – Typical turn-off energy vs. collector current



MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Figure 9 – Turn-off energy vs voltage

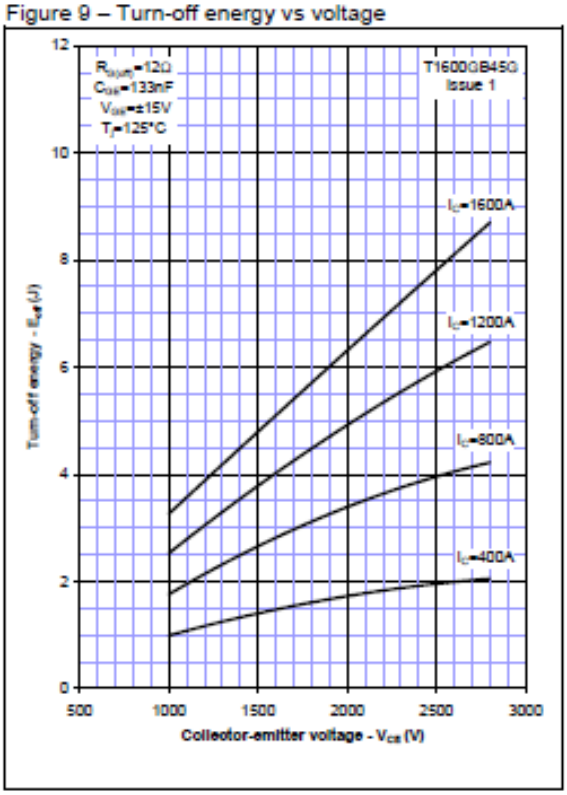


Figure 10 – Safe operating area (IGBT)

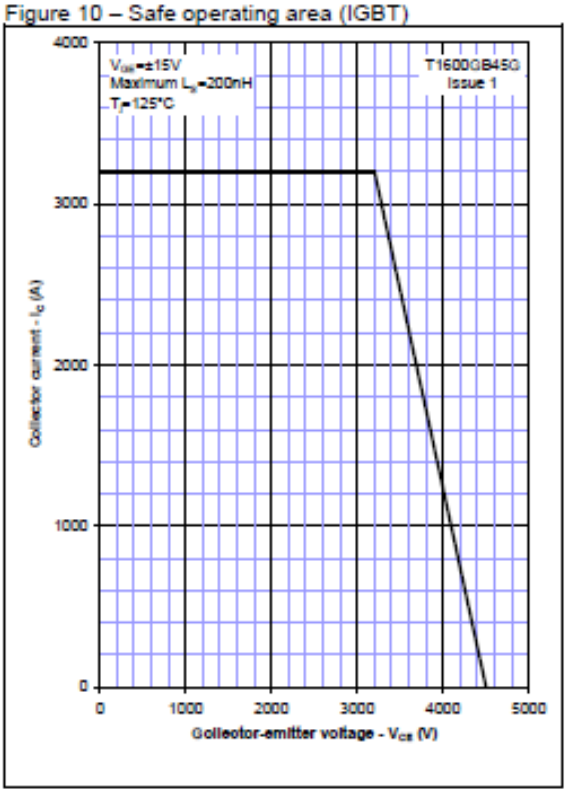


Figure 11 – Typical diode forward characteristics

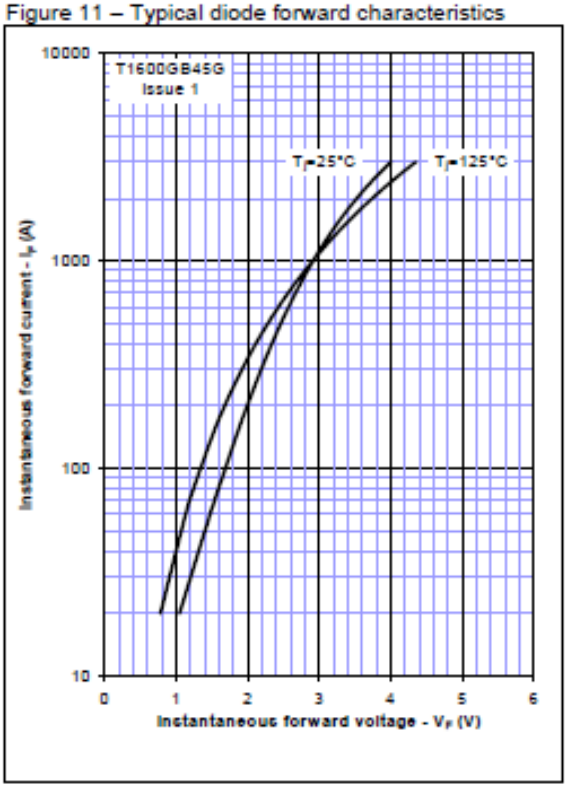
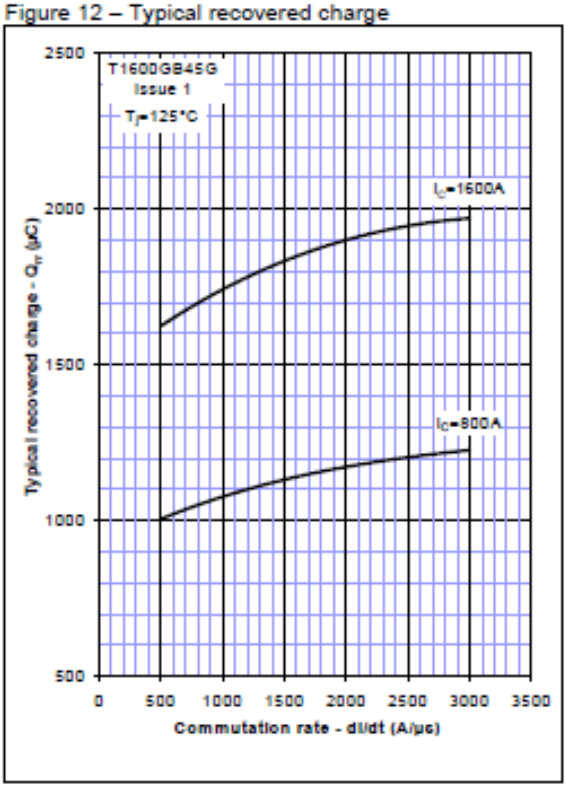


Figure 12 – Typical recovered charge



MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Figure 13 – Typical reverse recovery current

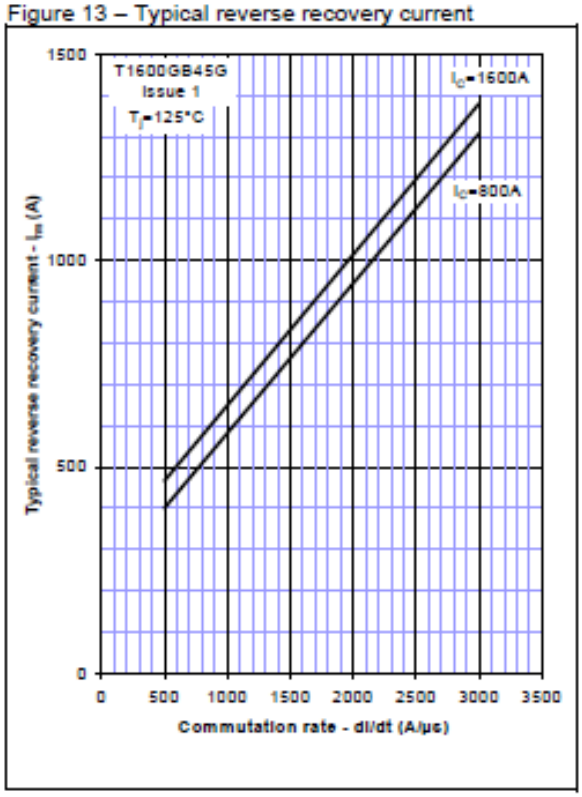


Figure 14 – Typical reverse recovery time

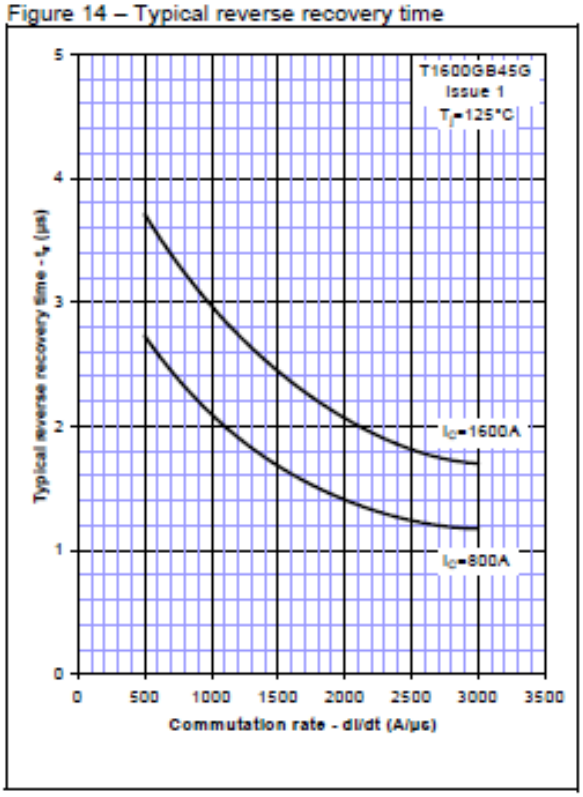


Figure 15 – Typical reverse recovery energy

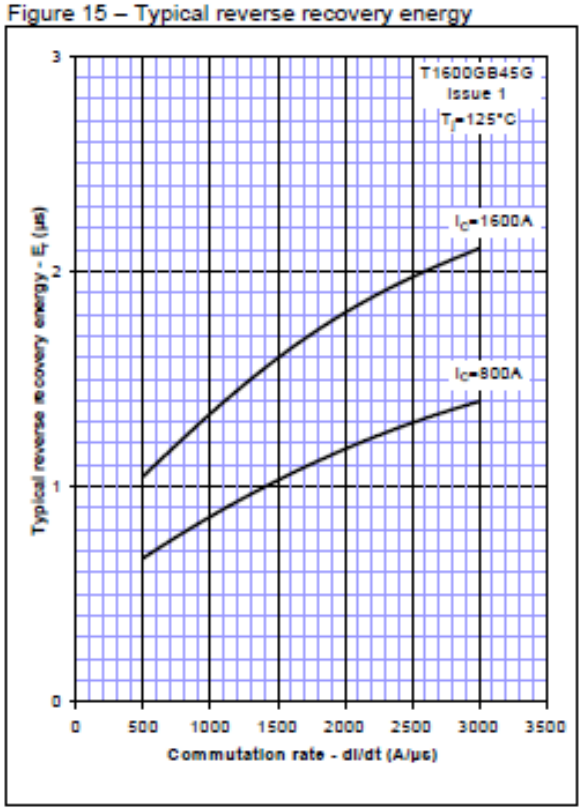
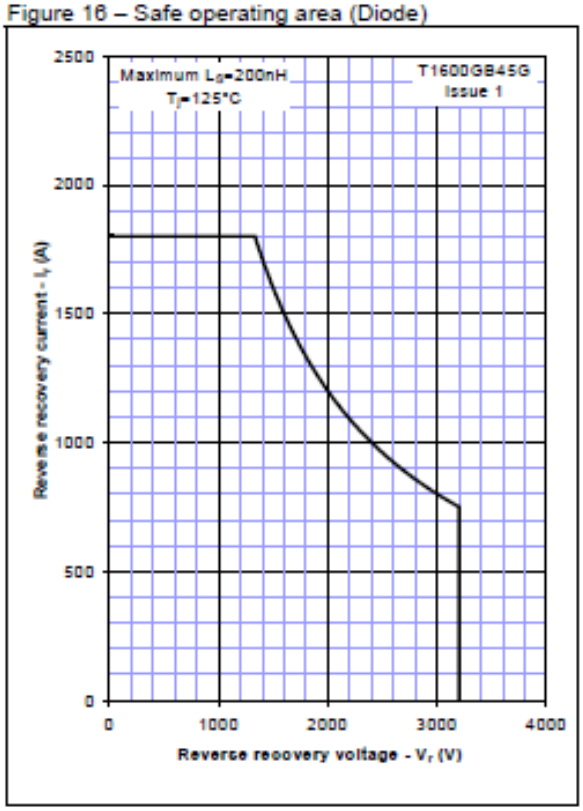


Figure 16 – Safe operating area (Diode)



MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Figure 17 – Transient thermal impedance (IGBT)

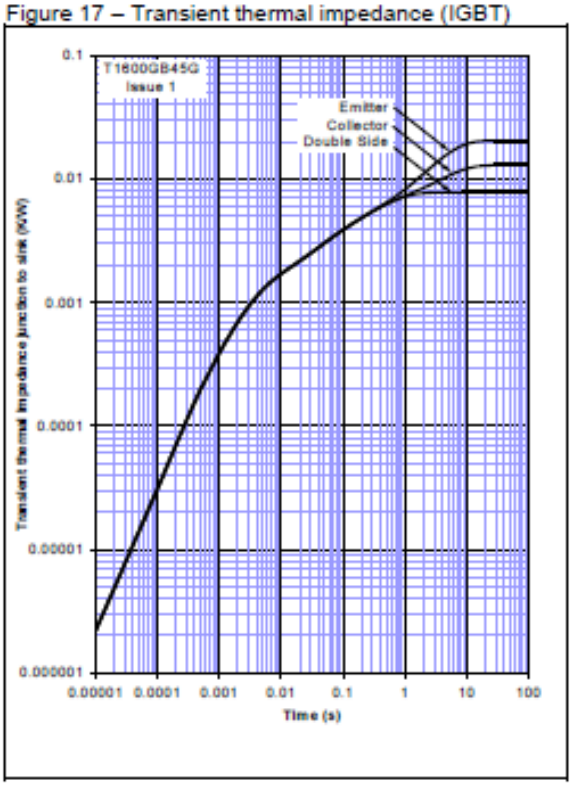
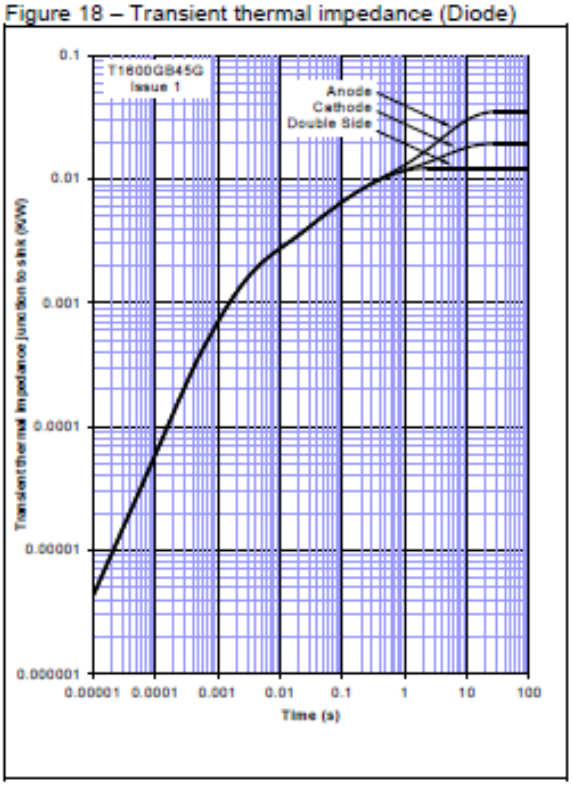
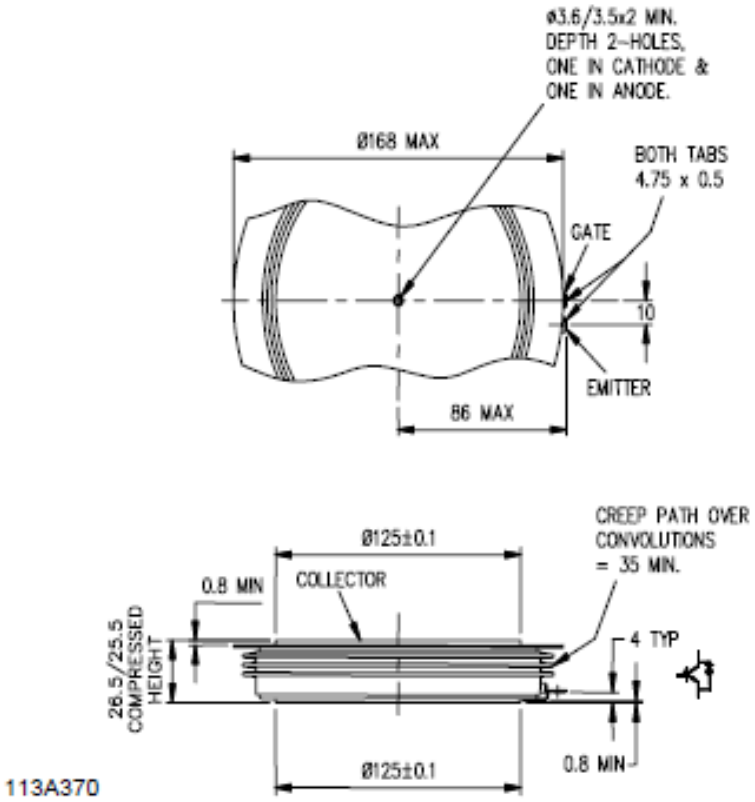


Figure 18 – Transient thermal impedance (Diode)



MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Outline Drawing & Ordering Information



ORDERING INFORMATION (Please quote 10 digit code as below)

T1600	GB	45	G
Fixed type Code	Fixed Outline Code	Voltage Grade V_{CES}/100 45	Fixed format code

Typical order code: T1600GB45G (V_{CES} = 4500V)

IXYS Semiconductor GmbH
Edisonstraße 15
D-68623 Lampertheim
Tel: +49 6206 503-0
Fax: +49 6206 503-627
E-mail: marcom@ixys.de

IXYS Corporation
1590 Buckeye Drive
Milpitas CA 95035-7418
Tel: +1 (408) 457 9000
Fax: +1 (408) 496 0670
E-mail: sales@ixys.net

IXYS UK WESTCODE

www.ixysuk.com

www.ixys.net

IXYS UK Westcode Ltd
Langley Park Way, Langley Park,
Chippenham, Wiltshire, SN15 1GE.
Tel: +44 (0)1249 444524
Fax: +44 (0)1249 659448
E-mail: sales@ixysuk.com

IXYS Long Beach
IXYS Long Beach, Inc
2500 Mira Mar Ave, Long Beach
CA 90815
Tel: +1 (562) 296 6584
Fax: +1 (562) 296 6585
E-mail: service@ixyslongbeach.com

The information contained herein is confidential and is protected by Copyright. The information may not be used or disclosed except with the written permission of and in the manner permitted by the proprietors IXYS UK Westcode Ltd.

© IXYS UK Westcode Ltd.

In the interest of product improvement, IXYS UK Westcode Ltd reserves the right to change specifications at any time without prior notice.

Devices with a suffix code (2-letter, 3-letter or letter/digit/letter combination) added to their generic code are not necessarily subject to the conditions and limits contained in this report.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK D. WYZNACZENIE PARAMETRÓW MODELU PRZEKSZTAŁTNIKA

Przedstawiony sposób wyznaczenia parametrów przekształtnika dotyczy modelu przekształtnika zaimplementowanego w programie *PowerFactory* i stanowi uzupełnienie parametrów przedstawionych w rozdziale piątym.

Współczynnik strat podłużnych jest współczynnikiem modelującym straty mocy niezależne od przełączania tranzystorów. Współczynnik dla jednego tranzystora jest równy jego rezystancji przewodzenia, zgodnie z zależnością (E.3)

$$R_f = \frac{\Delta V_{CE}}{\Delta I_C} = \frac{V_{CEk} - V_{CEp}}{I_{Ck} - I_{Cp}} \tag{E.3}$$

gdzie R_f – współczynnik strat podłużnych, ΔV_{CE} – różnica między wartościami granicznymi V_{CE} z charakterystyki ΔI_C – różnica między wartościami granicznymi I_C z charakterystyki. W przypadku rozpatrywanego tranzystora współczynnik ten jest równy

$$R_f = 1{,}2\ [\mathrm{m\Omega}] \tag{E.4}$$

Współczynnik sumaryczny dla przekształtnika jest zależny od liczby tranzystorów składających się na stos. W przypadku modelowanego przekształtnika wymagana liczba tranzystorów jest równa

$$n_T = \frac{1{,}15 \cdot U_{DC}}{V_{CE}} = \frac{1{,}15 \cdot 300}{4{,}5} = 76{,}667 \rightarrow n_T = 77\ [szt] \tag{E.5}$$

Zastosowanie w zależności (E.5) wartości napięcia U_{DC} większego o 15% zapewnia odpowiednią redundancję i wytrzymałość przekształtnika. Sumaryczna wartość współczynnika strat podłużnych jest określona zależnością (E.6)

$$R_k = R_f \cdot n_T = 1{,}2 \cdot 77 = 90{,}8\ [\mathrm{m\Omega}] \tag{E.6}$$

Wartość współczynnika strat przełączania wyznaczona została w oparciu o charakterystyki $E_{on} = f(I_C)$ oraz $E_{off} = f(I_C)$ zawarte w karcie katalogowej tranzystora. Z uwagi na różnice pomiędzy charakterystykami, wyznaczono charakterystykę uśrednioną według zależności (E.7)

$$E_{avi} = \frac{E_{oni125}|_{I_{Ci}} + E_{offi125}\big|_{I_{Ci}} + E_{oni150}|_{I_{Ci}} + E_{offi150}\big|_{I_{Ci}}}{4} \tag{E.7}$$

Na podstawie charakterystyki uśrednionej wyznaczono wartości współczynników strat przełączania w poszczególnych przedziałach charakterystyki uśrednionej (E.8)

$$k_{1i} = \frac{E_{avi}|_{I_{Ci}}}{I_{Ci}} \tag{E.8}$$

Wartość współczynnika strat przełączania parametryzującą model wyznaczono jako wartość średnią uzyskaną z wartości w poszczególnych przedziałach (E.9)

$$k_1 = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_{1i}}{n} \tag{E.9}$$

Dla modelowanego przekształtnika współczynnik strat przełączania wyniósł

$$k_1 = 0{,}104 \left[\frac{kW}{A}\right] \tag{E.10}$$

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

Wartość spadku napięcia wynikającą z przełączania tranzystorów określa zależność (E.11)

$$\Delta U_k = sign(I_{DC}) \cdot k_1 \cdot \left(1 - e^{-200 \cdot |I_{DC}|}\right) \qquad (E.11)$$

Straty jałowe związane są z przełączaniem tranzystorów nieobciążonych. W celu określenia wartości strat wykorzystano charakterystyki uśrednione $E_{on} = f(I_C)$ i $E_{off} = f(I_C)$, dla których wyznaczono równania funkcji aproksymujących (E.12 i E.13)

$$y_{on} = (1{,}2 \cdot 10^{-3}) I_C^2 + 2{,}8442 I_C + 453{,}571 \qquad (E.12)$$

$$y_{off} = (-3{,}9352 \cdot 10^{-7}) I_C^3 + (9{,}425 \cdot 10^{-4}) I_C^2 + 3{,}19 I_C + 176{,}905 \qquad (E.13)$$

Tranzystory nieobciążone nie przewodzą prądu, stąd wartości energii strat przełączania uzyskuje się po podstawieniu $I_C = 0$ do równań (E.14 i E.15)

$$E_{on0} = (1{,}2 \cdot 10^{-3}) \cdot 0^2 + 2{,}694 \cdot 0 + 950 \rightarrow E_{on0} = 453{,}571\ [mJ] \qquad (E.14)$$

$$E_{off0} = (2{,}79 \cdot 10^{-5}) \cdot 0^2 + 4{,}213 \cdot 0 + 405 \rightarrow E_{off0} = 176{,}905\ [mJ] \qquad (E.15)$$

Wartość strat przełączeniowych jednego tranzystora określa zależność (E.16)

$$P_{sw} = \left(E_{on} + E_{off}\right) \cdot f_s \qquad (E.16)$$

Zależność na straty jałowe dla modelowanego przekształtnika określa zależność (E.7)

$$P_{p0} = 6 \cdot n_T \cdot \left(E_{on0} + E_{off0}\right) \cdot 10^{-3} \cdot f_s = 6 \cdot 77 \cdot (453{,}571 + 176{,}905) \cdot 1 = 291{,}28\ [kW] \qquad (E.17)$$

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK E. OPIS BLOKÓW PQ LIMITER, F LIMITER, Q LIMITER

E.1. Blok *PQ Limiter* przeznaczony do struktur równoległych

Blok *PQ Limiter* jest blokiem funkcjonalnym stosowanym w strukturach równoległych modelu dynamicznego, którego zadaniem jest detekcja i zmiana nastaw regulatora w zależności od wystąpienia zwarcia w systemie. Jest on blokiem programowym, a jego kod wraz z wyjaśnieniami poszczególnych komend przedstawiony jest poniżej:

```
inc(uacref) = uac                    ! deklaracja warunku początkowego parametru uacref
du0 = uacref - uac                   ! wyznaczenie odchyłki napięcia
voltage_deviation = du0>0            ! zmienna sygalizująca obniżenie napięcia
event = select(event_occured,0,flipflop(voltage_deviation,du0<0.005))  ! zmienna sygnalizująca
wystąpienie zakłócenia
event_occured = flipflop(eventdelayed_p,0)  ! zmienna podtrzymująca pracę układu
eventdelayed_p = picdro(event,0.003,P_time_lag)  ! okres zmienionych nastaw toru regulacji
mocy czynnej
eventdelayed_q = picdro(event,0.005,Q_time_lag)  ! okres zmienionych nastaw toru regulacji
mocy biernej
voltage_drop = flipflop(uac<0.9,du0<0.1) ! zmienna sygnalizująca wystąpienie zwarcia
noshortcircuit = picdro(select(block,0,select(du0<-
0.001,1,select(event,select(voltage_drop,0,1),0))),0,30) ! zmienna sygnalizująca brak zwarcia
block = flipflop(voltage_drop,0)     ! zmienna blokująca zbyt szybkie zakończenie pracy z
nastawami dedykowanymi dla zwarcia

Qref0 = select(eventdelayed_q,select(noshortcircuit,Qref,0.272),Qref) ! wewnętrzny sygnał
zadanej mocy biernej
Pfref0 = select(eventdelayed_p,select(noshortcircuit,Pfref,(0.001*Pfref)),Pfref) ! wewnętrzny
sygnał zadanej mocy czynnej

dq = Qref0-q                         ! sygnał wyjściowy uchybu mocy biernej
dp = Pfref0+Puref-p                  ! sygnał wyjściowy uchybu mocy czynnej

vardef(P_time_lag) = 's';'P control enable after short-circuit'
vardef(Q_time_lag) = 's';'constant Q generation duration'
```

Działanie bloku opiera się o detekcję zakłócenia powodującego obniżenie napięcia w systemie elektroenergetycznym. W przypadku obniżenia się napięcia poniżej wartości progowej równej 0,9 j.w. układ stwierdza wystąpienie zwarcia i dokonuje modyfikacji nastaw regulatora. Modyfikacja odbywa się poprzez wykorzystanie zmiennych wewnętrznych *Qref0* i *Pref0.* W zależności od rodzaju zakłócenia ustawiana jest odpowiednia wartość tych zmiennych, które następnie służą do kształtowania sygnałów wyjściowych *dp* i *dq*. W przypadku wykrycia zwarcia wartość zmiennej *Qref0* jest zmieniana w stosunku do zadanej wartości mocy biernej przekształtnika, determinowanej przez sygnał *Qref*. Wartość sygnału *Pref* w sytuacji wystąpienia zwarcia jest natomiast ograniczana. Po ustąpieniu zwarcia i upłynięciu zadanego czasu zwłoki układ powraca do pierwotnej wartości mocy biernej i aktualizuje wartość sygnału *Pref*.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

E.2. Bloki *PQ Limiter* i *F Limiter* przeznaczone do struktur szeregowych

Odmienna struktura modelu dynamicznego układu regulacji wymagała zmiany koncepcji bloku detekcji zwarć i modyfikacji nastaw. Oprócz stosowanego poprzednio bloku *PQ Limiter* konieczne było również zastosowanie bloku *F Limiter* zaimplementowanego w bloku *F Reference*. Kody obu bloków wraz z objaśnienami przedstawiono poniżej:

Kod bloku *PQ Limiter*

```
inc(uacref) = uac
du0 = uacref - uac
voltage_deviation = du0>0
event = select(event_occured,0,flipflop(voltage_deviation,du0<0.005))
event_occured = flipflop(eventdelayed_q,0)
eventdelayed_q = picdro(event,0.005,Q_time_lag)
voltage_drop = flipflop(uac<0.9,du0<0.1)
noshortcircuit = picdro(select(block,0,select(du0<-
0.001,1,select(event,select(voltage_drop,0,1),0))),0,30)
block = flipflop(voltage_drop,0)

Qref0 = select(eventdelayed_q,select(noshortcircuit,Qref,0.185),Qref)

dq = Qref0-q
dp = Pref-p

vardef(Q_time_lag) = 's';'constant Q generation duration'
```

Kod bloku *F Limiter*

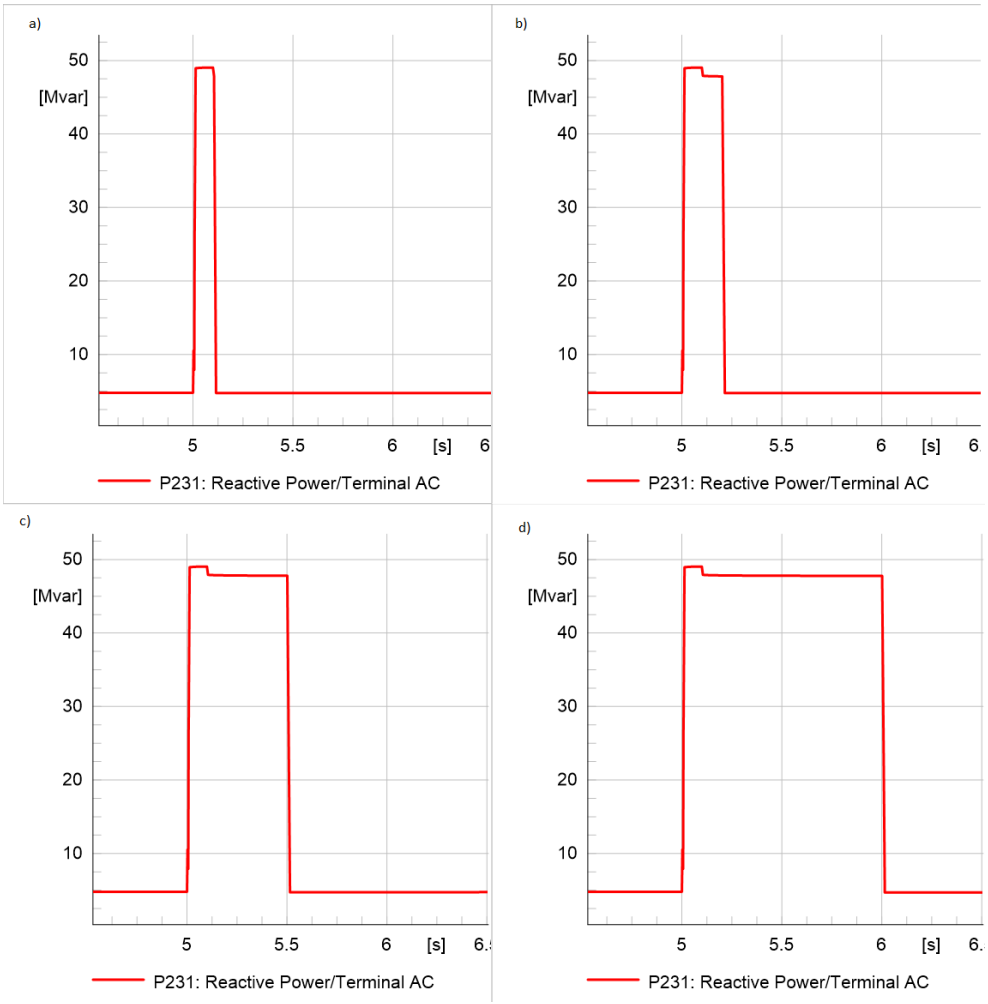
```
inc(uacref) = uac
du0 = uacref - uac
voltage_deviation = du0>0
event = select(event_occured,0,flipflop(voltage_deviation,du0<0.005))
event_occured = flipflop(eventdelayed_p,0)
eventdelayed_p = picdro(event,0.005,P_time_lag)
voltage_drop = flipflop(uac<0.9,du0<0.1)
noshortcircuit = picdro(select(block,0,select(du0<-
0.001,1,select(event,select(voltage_drop,0,1),0))),0,30)
block = flipflop(voltage_drop,0)

duf = select(noshortcircuit,(-droop_factor*df),(0))
```

Działanie bloku *PQ Limiter* jest analogiczne w stosunku do rozwiązania stosowanego w strukturach równoległych przekształtnika. Blok *F Limiter* stanowi uzupełnienie bloku funkcyjnego *PQ Limiter* wynikające z innej drogi przepływu sygnału odchyłki częstotliwości. W przypadku wykrycia zwarcia składowa odchyłki częstotliwości jest zerowana, przez co całość sygnału wprowadzanego do regulatora mocy czynnej i biernej wynika z odchyłki napięcia w sieci DC. Sygnał ten ponownie jest ograniczony w taki sposób, aby układ nie dążył do zmian napięcia DC, ale utrzymywał je na poziomie sprzed wystąpienia zwarcia. Po ustąpieniu zwarcia i upłynięciu zadanego czasu zwłoki układ powraca do regulacji częstotliwości i pierwotnej wartości zadanej mocy biernej.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

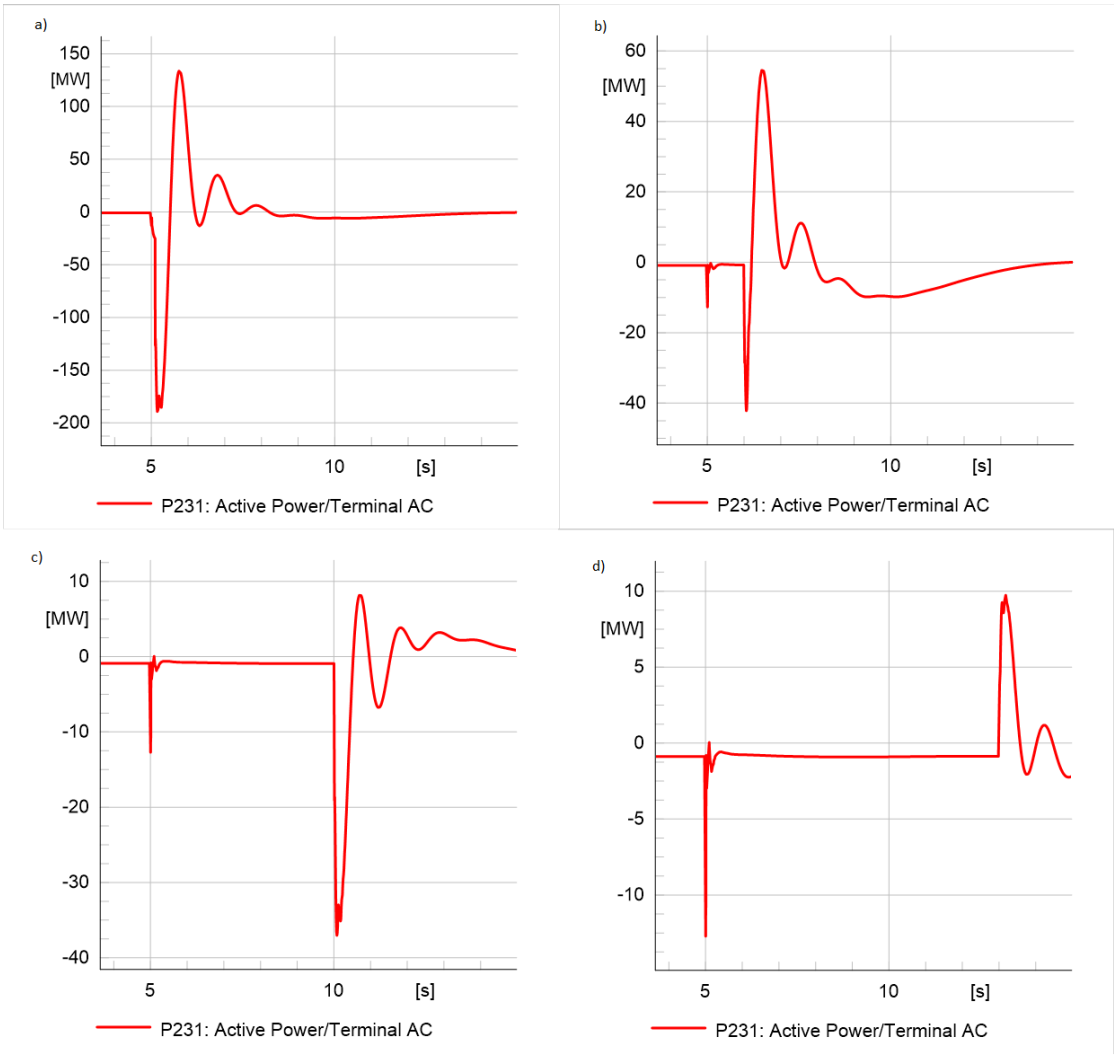
E.3. Ilustracja wpływu czasów zwłoki na pracę układu

Rysunek E.1 przedstawia wpływ czasu zwłoki wyłączenia generacji mocy biernej *Q_time_lag* na pracę układu, a rysunek E.2 wpływ czasu zwłoki powrotu do regulacji mocy czynnej *P_time_lag*.



Rys. E.1. Wpływ zmian parametru *Q_time_lag* na pracę układu w trakcie i po ustąpieniu zwarcia a – *Q_time_lag* = 0,1 s; b – *Q_time_lag* = 0,2 s; c – *Q_time_lag* = 0,5 s; d – *Q_time_lag* = 1 s

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl



Rys. E.1. Wpływ zmian parametru *P_time_lag* na pracę układu w trakcie i po ustąpieniu zwarcia
a – *P_time_lag* = 0 s; b – *P_time_lag* = 1 s; c – *P_time_lag* = 5 s; d – *P_time_lag* = 8 s

E.4. Blok *Q Limiter*

Blok *Q Limiter* korzysta z tych samych rozwiązań, co przedstawione wcześniej bloki. W istocie stanowi on modyfikację bloku *F Limiter* dostosowującą go do pracy w strukturze regulatora napięcia strony AC przekształtnika. Kod bloku przedstawiony jest poniżej.

```
du0 = uacref - uac
voltage_deviation = du0 > 0
event = select(event_occured,0,flipflop(voltage_deviation,du0 < 0.005))
event_occured = flipflop(eventdelayed1,0)
eventdelayed1 = picdro(event,0.01,0)
voltage_drop = flipflop(uac<0.9,du0 < 0.1)
noshortcircuit = select(block,0,select(event,select(voltage_drop,0,1),0))
block = flipflop(voltage_drop,0)

du = select(noshortcircuit,(du0),(0.0225*du0))
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK F. OPIS BLOKU DGR_PARALLEL

Omawiany blok stanowi integralną część bloku *Power Disposition*, który odpowiada za ograniczenie wzmocnienia sygnału odchyłki częstotliwości w celu utrzymania stabilności pracy układu przy niskich stopniach obciążenia przekształtnika, kiedy wzmocnienie osiąga znaczne wartości. Kod bloku przedstawiony jest poniżej:

```
xp = 2.4601 * sqr(yi) + 0.367 * yi + 0.2848
yo = select(xp<1, xp, 1)
```

Blok ten jest w istocie implementacją funkcji matematycznej aproksymującej przebieg zależności wzmocnienia odchyłki częstotliwości od stopnia obciążenia przekształtnika. Zależność ta została wyznaczona na podstawie szeregu symulacji, których wyniki zostały aproksymowane z wykorzystaniem funkcji kwadratowej. Wyjście bloku jest wartością funkcji uzyskaną na podstawie stopnia obciążenia przekształtnika stanowiącego zmienną. Jeżeli wartość ta jest większa niż 1, wówczas wyjściem bloku jest wartość 1.

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK G. KOD SKRYPTU ANALIZY STATYCZNEJ PRACY PRZEKSZTAŁTNIKA Z ZADANĄ MOCĄ BIERNĄ

```
! Deklaracja obiektow

int ograniczenie_dc,ograniczenie_farma_a,ograniczenie_farma_b,gena_limit,genb_limit;
int p231_limit,p234_limit;
int h,reg_block,over_a,over_b,i;

double minU_a, minU_b, maxU_a, maxU_b,udcsetp1,udcsetp2;

set terminals, lines, transformers, generators, wind_generators, loads, converters, controllers, reactors;
object L4101, L4113, L4112, L4123, L4201, L4213, L4212, L4223;       ! AC lines
object L3012, L3023, L3034, L3014;                                   ! DC lines
object T4P1, T4P2;                                                   ! converter transformers
object TBEC1, TBEC2;                                                 ! block transformers
object TFA;                                                          ! wind generator transformers
object TFB;
object TFWA, TFWB;                                                   ! wind farm transformers
object EC122, EC215;                                                 ! power plants terminals
object AC410, AC411, AC412, AC413, AC21P;                            ! AC A grid terminals
object AC420, AC421, AC422, AC423, AC22P;                            ! AC B grid terminals
object P231SR, P232SR, P233SR, P234SR;                               ! converter terminals
object FWA04, FWA30, FAP20;                                          ! wind farm A terminals
object FWB04, FWB30, FBP20;                                          ! wind farm B terminals
object DC301, DC302, DC303, DC304;                                   ! DC grid terminals
object GEC1, GEC2;                                                   ! generators
object FWA;                                                          ! wind generators
object FWB;
object P231, P232, P233, P234;                                       ! converters
object OB411, OB412, OB421, OB422, GEC1_PW, GEC2_PW;                 ! loads
object R231, R232, R233, R234;                                       ! reactors
object GEC1_VC, GEC2_VC, P231_QC, P234_QC;                           ! controllers

object rozplyw;
rozplyw = GetCaseObject('*.ComLdf');

! Ustalenie stanow zmiennych lokalnych

ograniczenie_dc = 0;
ograniczenie_farma_a = 0;
ograniczenie_farma_b = 0;
gena_limit = 0;
genb_limit = 0;
p231_limit = 0;
p234_limit = 0;
h = 0;
reg_block = 0;
over_a = 0;
over_b = 0;
i = 0;

! Przyporzadkowanie elementow modelu zadeklarowanym obiektom

terminals = AllRelevant('*.ElmTerm');
lines = AllRelevant('*.ElmLne');
transformers = AllRelevant('*.ElmTr2');
generators = AllRelevant('*.ElmSym');
controllers = AllRelevant('*.ElmStactrl');
wind_generators = AllRelevant('*.ElmAsm');
loads = AllRelevant('.ElmLod');
reactors = AllRelevant('.ElmSind');
converters = AllRelevant('*.ElmVscmono');

AC410 = terminals.FirstFilt('AC410.ElmTerm');
AC411 = terminals.FirstFilt('AC411.ElmTerm');
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
AC412 = terminals.FirstFilt('AC412.ElmTerm');
AC413 = terminals.FirstFilt('AC413.ElmTerm');

AC420 = terminals.FirstFilt('AC420.ElmTerm');
AC421 = terminals.FirstFilt('AC421.ElmTerm');
AC422 = terminals.FirstFilt('AC422.ElmTerm');
AC423 = terminals.FirstFilt('AC423.ElmTerm');

AC21P = terminals.FirstFilt('AC21P.ElmTerm');
AC22P = terminals.FirstFilt('AC22P.ElmTerm');

P231SR = terminals.FirstFilt('P231SR.ElmTerm');
P232SR = terminals.FirstFilt('P232SR.ElmTerm');
P233SR = terminals.FirstFilt('P233SR.ElmTerm');
P234SR = terminals.FirstFilt('P234SR.ElmTerm');

FWA04 = terminals.FirstFilt('FWA04.ElmTerm');
FWB04 = terminals.FirstFilt('FWB04.ElmTerm');

FWA30 = terminals.FirstFilt('FWA30.ElmTerm');
FWB30 = terminals.FirstFilt('FWB30.ElmTerm');

FAP20 = terminals.FirstFilt('FAP20.ElmTerm');
FBP20 = terminals.FirstFilt('FBP20.ElmTerm');

DC301 = terminals.FirstFilt('DC301.ElmTerm');
DC302 = terminals.FirstFilt('DC302.ElmTerm');
DC303 = terminals.FirstFilt('DC303.ElmTerm');
DC304 = terminals.FirstFilt('DC304.ElmTerm');

EC122 = terminals.FirstFilt('EC122.ElmTerm');
EC215 = terminals.FirstFilt('EC215.ElmTerm');

GEC1 = generators.FirstFilt('GEC1.ElmSym');
GEC2 = generators.FirstFilt('GEC2.ElmSym');

FWA = wind_generators.FirstFilt('FWA.ElmAsm');
FWB = wind_generators.FirstFilt('FWB.ElmAsm');

GEC1_VC = controllers.FirstFilt('GEC1_VC.ElmStactrl');
GEC2_VC = controllers.FirstFilt('GEC2_VC.ElmStactrl');
P231_QC = controllers.FirstFilt('P231_QC.ElmStactrl');
P234_QC = controllers.FirstFilt('P234_QC.ElmStactrl');

P231 = converters.FirstFilt('P231.ElmVscmono');
P232 = converters.FirstFilt('P232.ElmVscmono');
P233 = converters.FirstFilt('P233.ElmVscmono');
P234 = converters.FirstFilt('P234.ElmVscmono');

OB411 = loads.FirstFilt('OB411.ElmLod');
OB412 = loads.FirstFilt('OB412.ElmLod');
OB421 = loads.FirstFilt('OB421.ElmLod');
OB422 = loads.FirstFilt('OB422.ElmLod');

R231 = reactors.FirstFilt('R231.ElmSind');
R232 = reactors.FirstFilt('R232.ElmSind');
R233 = reactors.FirstFilt('R233.ElmSind');
R234 = reactors.FirstFilt('R234.ElmSind');

GEC1_PW = loads.FirstFilt('GEC1_PW.ElmLod');
GEC2_PW = loads.FirstFilt('GEC2_PW.ElmLod');

L4101 = lines.FirstFilt('L4101.ElmLne');
L4113 = lines.FirstFilt('L4113.ElmLne');
L4112 = lines.FirstFilt('L4112.ElmLne');
L4123 = lines.FirstFilt('L4123.ElmLne');
L4201 = lines.FirstFilt('L4201.ElmLne');
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
L4213 = lines.FirstFilt('L4213.ElmLne');
L4212 = lines.FirstFilt('L4212.ElmLne');
L4223 = lines.FirstFilt('L4223.ElmLne');

L3012 = lines.FirstFilt('L3012.ElmLne');
L3023 = lines.FirstFilt('L3023.ElmLne');
L3034 = lines.FirstFilt('L3034.ElmLne');
L3014 = lines.FirstFilt('L3014.ElmLne');

T4P1 = transformers.FirstFilt('T4P1.ElmTr2');
T4P2 = transformers.FirstFilt('T4P2.ElmTr2');

TFA = transformers.FirstFilt('TFA.ElmTr2');
TFB = transformers.FirstFilt('TFB.ElmTr2');

TFWA = transformers.FirstFilt('TFWA.ElmTr2');
TFWB = transformers.FirstFilt('TFWB.ElmTr2');

TBEC1 = transformers.FirstFilt('TBEC1.ElmTr2');
TBEC2 = transformers.FirstFilt('TBEC2.ElmTr2');

! Przyporzadkowanie zmiennych globalnych do parametrow bloku

OB411:plini = OB411_P;
OB411:qlini = OB411_P * tan(acos(OB411_cos));
OB412:plini = OB412_P;
OB412:qlini = OB412_P * tan(acos(OB412_cos));
OB421:plini = OB421_P;
OB421:qlini = OB421_P * tan(acos(OB421_cos));
OB422:plini = OB422_P;
OB422:qlini = OB422_P * tan(acos(OB422_cos));

FWA:pgini = FWA_P / 80;
FWA:sgini = FWA_S / 80;

FWB:pgini = FWB_P / 80;
FWB:sgini = FWB_S / 80;

! Tryby pracy regulatorow przeksztaltnikow

P231:i_acdc = 6;
P232:i_acdc = 0;
P233:i_acdc = 0;
P234:i_acdc = 6;

P231:usetp = 1;
P232:usetp = 1;
P233:usetp = 1;
P234:usetp = 1;

P231:usetpdc = 1;
P234:usetpdc = 1;

! Tryby pracy regulatorow generatorow, przeksztaltnikow, transformatorow

GEC1_VC:usetp = 1;
GEC2_VC:usetp = 1;

P231_QC:outserv = 0;
P234_QC:outserv = 0;

P231_QC:i_ctrl = 1;
P234_QC:i_ctrl = 1;

rozplyw.Execute();

TBEC1:nntap = 0;
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
TBEC2:nntap = 0;

T4P1:nntap = 0;
T4P2:nntap = 0;

TFWA:nntap = 0;
TFWB:nntap = 0;

ClearOutput();
rozplyw.Execute();

! Rozdzial mocy w sieci DC

if({abs(P231:m:P:busac) > abs(P234:m:P:busac)}.and.{FWA:m:P:bus1 > 0}.and.{FWB:m:P:bus1 > 0})
  while(abs(P234:m:P:busac)/abs(P231:m:P:busac) < 0.99)
  {
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
      P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.0001;
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) >= 1.1)
      P234:usetpdc = P234:usetpdc - 0.0001;
    rozplyw.Execute();
  }

if({abs(P231:m:P:busac) > abs(P234:m:P:busac)}.and.{FWA:m:P:bus1 > 0}.and.{FWB:m:P:bus1 > 0})
  while(abs(P231:m:P:busac)/abs(P234:m:P:busac) < 0.99)
  {
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
      P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.0001;
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) >= 1.1)
      P231:usetpdc = P231:usetpdc - 0.0001;
    rozplyw.Execute();
  }

! Utrzymywanie pradow i napiec w sieci DC w dopuszczalnym zakresie

while({{abs(P231:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P232:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P233:m:i1:busdc) >
1}.or.{abs(P234:m:i1:busdc) > 1}}.and.{ograniczenie_dc = 0})
{
  if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
  {
    P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001; ! podniesienie napiec w sieci DC
    P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
    rozplyw.Execute();
  }
  else
  {
    ograniczenie_dc = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia DC - brak mozliwosci regulacji');
    printf('Konieczne ograniczenie mocy w sieci DC');
  }
}

while({{abs(P231:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P232:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P233:m:i1:busdc) >
1}.or.{abs(P234:m:i1:busdc) > 1}}.and.{ograniczenie_dc = 1})
{
  FWA:pgini = FWA:pgini - 0.1; ! ograniczenie mocy farmy wiatrowej A
  FWA:sgini = FWA:sgini - 0.1;

  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();

  FWB:pgini = FWB:pgini - 0.1;  ! ograniczenie mocy famy wiatrowej B
  FWB:sgini = FWB:sgini - 0.1;

  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
! Regulacja napiec w farmie wiatrowej A

while({{P232:m:i1:busac > 1}.or.{R232:c:loading > 100}}.and.{ograniczenie_farma_a = 0})
{
  if(max(P232SR:m:u,FAP20:m:u,FWA30:m:u) < 1.1)
  {
    P232:usetp = P232:usetp + 0.001;
    if(TFWA:nntap < 4)
      TFWA:nntap = TFWA:nntap + 1;
  }
  else
  {
    ograniczenie_farma_a = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia AC - brak mozliwosci regulacji');
  }
  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}

! Regulacja napiec w farmie wiatrowej B

while({{P233:m:i1:busac > 1}.or.{R233:c:loading > 100}}.and.{ograniczenie_farma_b = 0})
{
  if(max(P233SR:m:u,FBP20:m:u,FWB30:m:u) < 1.1)
  {
    P233:usetp = P233:usetp + 0.001;
    if(TFWB:nntap < 4)
      TFWB:nntap = TFWB:nntap + 1;
  }
  else
  {
    ograniczenie_farma_b = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia AC - brak mozliwosci regulacji');
  }
  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}
TFWA:nntap = 4;
TFWB:nntap = 4;
rozplyw.Execute();

udcsetp1 = P231:usetpdc;
udcsetp2 = P234:usetpdc;

! Symulacja właściwa - system A

fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\PQ\A_napiecia0.txt','w',1);
fprintf(1,'h  P411  Q411  P412  Q412  u410  u411  u412  u413  u21p  u122');
fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\PQ\A_zrodla0.txt','w',2);
fprintf(2,'h  P411  Q411  P412  Q412  Pgec1  Qgec1  tggec1  GEC1load  Pp231  Qp231  tgp231  Ip231
nTBEC1  nT4P1');

for(h=0;h<25;h=h+1)
{
  T4P1:nntap = 0;
  TBEC1:nntap = 0;
  ClearOutput();
  if({GEC1:c:loading < 95}.and.{TBEC1:c:loading < 95})
  {
    OB411:plini = OB411:plini + ((h/h) * 0.043 * OB411_P);
    OB411:qlini = OB411:plini * tan(acos(OB411_cos));

    OB412:plini = OB412:plini + ((h/h) * 0.043 * OB412_P);
    OB412:qlini = OB412:plini * tan(acos(OB412_cos));
  }
  rozplyw.Execute();
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
! Ustalenie pracy przekształtnika

  P231_QC:qsetp = P231_Q;
  while(P231:m:i1:busac > 1) ! kontrola dopuszczalnego pradu AC
  {
    P231_QC:qsetp = P231_QC:qsetp - (0.01 * P231_QC:qsetp);
    rozplyw.Execute();
  }
  while(P231:c:Pm > 0.8) ! kontrola wspolczynnika modulacji
  {
    if(DC301:m:u < 1.02)
    {
      P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001;
      P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
      rozplyw.Execute();
    }
    if(DC301:m:u >= 1.02) ! kontrola napiecia DC
    {
    P231_QC:qsetp = P231_QC:qsetp - (0.01 * P231_QC:qsetp);
    rozplyw.Execute();     ! korekta mocy biernej
    }
  }
    while({GEC1:m:tanphi:bus1 < 0.2}.and.{P231:m:i1:busac < 1})
  {
    if(P231_QC:qsetp=0)
    {
      P231_QC:qsetp = 0.1;
      rozplyw.Execute();
    }
    P231_QC:qsetp = P231_QC:qsetp + (0.01);
    rozplyw.Execute();
  }

  while({{AC21P:m:u  >=  1.1}.or.{P231SR:m:u  >=  1.1}}.and.{{T4P1:nntap  <  9}.and.{T4P1:c:loading  <
100}.and.{P231:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P1:nntap = T4P1:nntap + 1;
    rozplyw.Execute();
  }
   while({{AC21P:m:u  <=  0.95}.or.{P231SR:m:u  <=  0.95}}.and.{{T4P1:nntap  >  -18}.and.{T4P1:c:loading  <
100}.and.{P231:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P1:nntap = T4P1:nntap - 1;
    rozplyw.Execute();
  }

  minU_a = min(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);
  maxU_a = max(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);

  if({GEC1:c:loading > 95}.or.{TBEC1:c:loading > 95}.or.{EC122:m:u < 0.901}.or.{EC122:m:u > 1.099})
    gena_limit = 1;

! Sprawdzenie możliwości regulacji

  if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
  {
    printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
    break;
  }

  if({over_a = 1}.and.{gena_limit = 1})
  {
    printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
    break;
  }
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
  if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
    over_a = 1;

! Regulacja napięcia bloku wytwórczego

  while({{minU_a < 0.95}.or.{maxU_a > 1.1}}.and.{gena_limit = 0})
  {
    if(i > 150)
    {
      printf('Przekroczenie liczby iteracji');
      break;
    }
    ClearOutput();
    if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
    {
      printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
      break;
    }
    if({GEC1:c:loading > 95}.or.{TBEC1:c:loading > 95}.or.{EC122:m:u < 0.901}.or.{EC122:m:u > 1.099})
      gena_limit = 1;

    if({{minU_a < 0.95}.or.{maxU_a > 1.1}}.and.{gena_limit = 1})
    {
      printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
      break;
    }

    if(minU_a < 0.95)
    {
      GEC1_VC:usetp = GEC1_VC:usetp + (0.95 - minU_a);
    }
    if(maxU_a > 1.1)
    {
      GEC1_VC:usetp = GEC1_VC:usetp - (maxU_a - 1.1);
    }
    rozplyw.Execute();

      minU_a = min(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);
      maxU_a = max(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);

      i = i + 1;
  }

  while({{EC122:m:u > 1.08}.or.{EC122:m:u < 0.92}}.and.{over_a = 0})
  {
    ClearOutput();
    if({{EC122:m:u > 1.1}.and.{TBEC1:nntap = 9}}.or.{{EC122:m:u < 0.9}.and.{TBEC1:nntap = -
8}}.and.{GEC1:c:loading < 95}.and.{TBEC1:c:loading < 95})
    {
      over_a = 1;
    }
    if({EC122:m:u < 0.92}.and.{TBEC1:nntap > -8})
      TBEC1:nntap = TBEC1:nntap - 1;
    if({EC122:m:u > 1.08}.and.{TBEC1:nntap < 9})
      TBEC1:nntap = TBEC1:nntap + 1;
    rozplyw.Execute();
  }

  fprintf(1,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f
%.3f',h,OB411:plini,OB411:qlini,OB412:plini,OB412:qlini,AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u,E
C122:m:u,AC21P:m:u);
  fprintf(2,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %d
%d',h,OB411:plini,OB411:qlini,OB412:plini,OB412:qlini,GEC1:m:P:bus1,GEC1:m:Q:bus1,GEC1:m:tanphi:
bus1,GEC1:c:loading,P231:m:P:busac,P231:m:Q:busac,P231:m:tanphi:busac,P231:m:i1:busac,TBEC1:nn
tap,T4P1:nntap);

}
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
fclose(1);
fclose(2);

i = 0;

! Symulacja właściwa - system B

fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\PQ\B_napiecia0.txt','w',1);
fprintf(1,'h  P421  Q421  P422  Q422  u420  u421  u422  u423  u22p  u215');
fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\PQ\B_zrodla0.txt','w',2);
fprintf(2,'h  P421  Q421  P422  Q422  Pgec2  Qgec2 tggec2  GEC2load  Pp234  Qp234  tgp234  Ip234
nTBEC2  nT4P2');

for(h=0;h<15;h=h+1)
{
  T4P2:nntap = 0;
  TBEC2:nntap = 0;
  ClearOutput();
  if({GEC2:c:loading < 95}.and.{TBEC2:c:loading < 95})
  {
    OB421:plini = OB421:plini + ((h/h) * 0.03 * OB421_P);
    OB421:qlini = OB421:plini * tan(acos(OB421_cos));

    OB422:plini = OB422:plini + ((h/h) * 0.03 * OB422_P);
    OB422:qlini = OB422:plini * tan(acos(OB422_cos));
  }
  rozplyw.Execute();

! Ustalenie pracy przekształtnika

  P234_QC:qsetp = P234_Q;
  while(P234:m:i1:busac > 1) ! kontrola dopuszczalnego pradu AC
  {
    P234_QC:qsetp = P234_QC:qsetp - (0.01 * P234_QC:qsetp);
    rozplyw.Execute();
  }
  while(P234:c:Pm > 0.8) ! kontrola wspolczynnika modulacji
  {
    if(DC304:m:u < 1.02)
    {
      P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001;
      P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
      rozplyw.Execute();
    }
    if(DC304:m:u > 1.02) ! kontrola napiecia DC
    {
      printf('1');
      P234_QC:qsetp = P234_QC:qsetp - (0.01 * P234_QC:qsetp);
      rozplyw.Execute();     ! korekta mocy biernej
    }
  }
    while(GEC2:m:tanphi:bus1 < 0.2)
  {
    if(P234_QC:qsetp=0)
    {
      P234_QC:qsetp = 0.1;
      rozplyw.Execute();
    }
    P234_QC:qsetp = P234_QC:qsetp + (0.01);
    rozplyw.Execute();
  }

  while({{AC22P:m:u  >=  1.1}.or.{P234SR:m:u  >=  1.1}}.and.{{T4P2:nntap  <  9}.and.{T4P2:c:loading  <
100}.and.{P234:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P2:nntap = T4P2:nntap + 1;
    rozplyw.Execute();
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
 }
  while({{AC22P:m:u <= 0.95}.or.{P234SR:m:u <= 0.95}}.and.{{T4P2:nntap > -18}.and.{T4P2:c:loading <
100}.and.{P234:m:i1:busac < 1}})
 {
  T4P2:nntap = T4P2:nntap - 1;
  rozplyw.Execute();
 }

 minU_b = min(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
 maxU_b = max(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);

 if({GEC2:c:loading > 95}.or.{TBEC2:c:loading > 95})
  genb_limit = 1;

! Sprawdzenie możliwości regulacji

 if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
 {
  printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
  break;
 }

 if({over_b = 1}.and.{genb_limit = 1})
 {
  printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
  break;
 }

 if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
  over_b = 1;

! Regulacja napięcia bloku wytwórczego

 while({{minU_b < 0.95}.or.{maxU_b > 1.1}}.and.{genb_limit = 0})
 {
  if(i > 150)
  {
   printf('Przekroczenie liczby iteracji');
   break;
  }
  ClearOutput();
  if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
  {
   printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
   break;
  }
  if({GEC2:c:loading > 95}.or.{TBEC2:c:loading > 95}.or.{EC215:m:u < 0.901}.or.{EC215:m:u > 1.099})
   genb_limit = 1;

  if({{minU_b < 0.95}.or.{maxU_b > 1.1}}.and.{genb_limit = 1})
  {
   printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
   break;
  }

  if(minU_b < 0.95)
  {
   GEC2_VC:usetp = GEC2_VC:usetp + (0.95 - minU_b);
  }
  if(maxU_b > 1.1)
  {
   GEC2_VC:usetp = GEC2_VC:usetp - (maxU_b - 1.1);
  }
  rozplyw.Execute();

   minU_b = min(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
   maxU_b = max(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
    i = i + 1;
  }

  while({{EC215:m:u > 1.08}.or.{EC215:m:u < 0.92}}.and.{over_b = 0})
  {
    ClearOutput();
    if({{{EC215:m:u > 1.1}.and.{TBEC2:nntap = 9}}.or.{{EC215:m:u < 0.9}.and.{TBEC2:nntap = -8}}.and.{GEC2:c:loading < 95}.and.{TBEC2:c:loading < 95})
    {
      over_b = 1;
    }
    if({EC215:m:u < 0.92}.and.{TBEC2:nntap > -8})
      TBEC2:nntap = TBEC2:nntap - 1;
    if({EC215:m:u > 1.08}.and.{TBEC2:nntap < 9})
      TBEC2:nntap = TBEC2:nntap + 1;
    rozplyw.Execute();
  }

  fprintf(1,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f',h,OB421:plini,OB421:qlini,OB422:plini,OB422:qlini,AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u,EC215:m:u,AC22P:m:u);
  fprintf(2,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %d %d',h,OB421:plini,OB421:qlini,OB422:plini,OB422:qlini,GEC2:m:P:bus1,GEC2:m:Q:bus1,GEC2:m:tanphi:bus1,GEC2:c:loading,P234:m:P:busac,P234:m:Q:busac,P234:m:tanphi:busac,P234:m:i1:busac,TBEC2:nntap,T4P2:nntap);

}
fclose(1);
fclose(2);
```

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK H. KOD SKRYPTU ANALIZY STATYCZNEJ PRACY PRZEKSZTAŁTNIKA Z ZADANYM WSPÓŁCZYNNIKIEM tgφ

```
! Deklaracja obiektow

int ograniczenie_dc,ograniczenie_farma_a,ograniczenie_farma_b,gena_limit,genb_limit;
int p231_limit,p234_limit;
int h,reg_block,over_a,over_b,i;

double minU_a, minU_b, maxU_a, maxU_b, tgfia, tgfib;

set terminals, lines, transformers, generators, wind_generators, loads, converters, controllers, reactors;
object L4101, L4113, L4112, L4123, L4201, L4213, L4212, L4223;       ! AC lines
object L3012, L3023, L3034, L3014;                                   ! DC lines
object T4P1, T4P2;                                                   ! converter transformers
object TBEC1, TBEC2;                                                 ! block transformers
object TFA;                                                          ! wind generator transformers
object TFB;
object TFWA, TFWB;                                                   ! wind farm transformers
object EC122, EC215;                                                 ! power plants terminals
object AC410, AC411, AC412, AC413, AC21P;                            ! AC A grid terminals
object AC420, AC421, AC422, AC423, AC22P;                            ! AC B grid terminals
object P231SR, P232SR, P233SR, P234SR;                               ! converter terminals
object FWA04, FWA30, FAP20;                                          ! wind farm A terminals
object FWB04, FWB30, FBP20;                                          ! wind farm B terminals
object DC301, DC302, DC303, DC304;                                   ! DC grid terminals
object GEC1, GEC2;                                                   ! generators
object FWA;                                                          ! wind generators
object FWB;
object P231, P232, P233, P234;                                       ! converters
object OB411, OB412, OB421, OB422, GEC1_PW, GEC2_PW;                 ! loads
object R231, R232, R233, R234;                                       ! reactors
object GEC1_VC, GEC2_VC, P231_QC, P234_QC;                           ! controllers

object rozplyw;
rozplyw = GetCaseObject('*.ComLdf');

! Ustalenie stanow zmiennych lokalnych

ograniczenie_dc = 0;
ograniczenie_farma_a = 0;
ograniczenie_farma_b = 0;
gena_limit = 0;
genb_limit = 0;
p231_limit = 0;
p234_limit = 0;
h = 0;
reg_block = 0;
over_a = 0;
over_b = 0;
i = 0;

! Przyporzadkowanie elementow modelu zadeklarowanym obiektom

terminals = AllRelevant('*.ElmTerm');
lines = AllRelevant('*.ElmLne');
transformers = AllRelevant('*.ElmTr2');
generators = AllRelevant('*.ElmSym');
controllers = AllRelevant('*.ElmStactrl');
wind_generators = AllRelevant('*.ElmAsm');
loads = AllRelevant('.ElmLod');
reactors = AllRelevant('.ElmSind');
converters = AllRelevant('*.ElmVscmono');

AC410 = terminals.FirstFilt('AC410.ElmTerm');
AC411 = terminals.FirstFilt('AC411.ElmTerm');
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
AC412 = terminals.FirstFilt('AC412.ElmTerm');
AC413 = terminals.FirstFilt('AC413.ElmTerm');

AC420 = terminals.FirstFilt('AC420.ElmTerm');
AC421 = terminals.FirstFilt('AC421.ElmTerm');
AC422 = terminals.FirstFilt('AC422.ElmTerm');
AC423 = terminals.FirstFilt('AC423.ElmTerm');

AC21P = terminals.FirstFilt('AC21P.ElmTerm');
AC22P = terminals.FirstFilt('AC22P.ElmTerm');

P231SR = terminals.FirstFilt('P231SR.ElmTerm');
P232SR = terminals.FirstFilt('P232SR.ElmTerm');
P233SR = terminals.FirstFilt('P233SR.ElmTerm');
P234SR = terminals.FirstFilt('P234SR.ElmTerm');

FWA04 = terminals.FirstFilt('FWA04.ElmTerm');
FWB04 = terminals.FirstFilt('FWB04.ElmTerm');

FWA30 = terminals.FirstFilt('FWA30.ElmTerm');
FWB30 = terminals.FirstFilt('FWB30.ElmTerm');

FAP20 = terminals.FirstFilt('FAP20.ElmTerm');
FBP20 = terminals.FirstFilt('FBP20.ElmTerm');

DC301 = terminals.FirstFilt('DC301.ElmTerm');
DC302 = terminals.FirstFilt('DC302.ElmTerm');
DC303 = terminals.FirstFilt('DC303.ElmTerm');
DC304 = terminals.FirstFilt('DC304.ElmTerm');

EC122 = terminals.FirstFilt('EC122.ElmTerm');
EC215 = terminals.FirstFilt('EC215.ElmTerm');

GEC1 = generators.FirstFilt('GEC1.ElmSym');
GEC2 = generators.FirstFilt('GEC2.ElmSym');

FWA = wind_generators.FirstFilt('FWA.ElmAsm');
FWB = wind_generators.FirstFilt('FWB.ElmAsm');

GEC1_VC = controllers.FirstFilt('GEC1_VC.ElmStactrl');
GEC2_VC = controllers.FirstFilt('GEC2_VC.ElmStactrl');
P231_QC = controllers.FirstFilt('P231_QC.ElmStactrl');
P234_QC = controllers.FirstFilt('P234_QC.ElmStactrl');

P231 = converters.FirstFilt('P231.ElmVscmono');
P232 = converters.FirstFilt('P232.ElmVscmono');
P233 = converters.FirstFilt('P233.ElmVscmono');
P234 = converters.FirstFilt('P234.ElmVscmono');

OB411 = loads.FirstFilt('OB411.ElmLod');
OB412 = loads.FirstFilt('OB412.ElmLod');
OB421 = loads.FirstFilt('OB421.ElmLod');
OB422 = loads.FirstFilt('OB422.ElmLod');

R231 = reactors.FirstFilt('R231.ElmSind');
R232 = reactors.FirstFilt('R232.ElmSind');
R233 = reactors.FirstFilt('R233.ElmSind');
R234 = reactors.FirstFilt('R234.ElmSind');

GEC1_PW = loads.FirstFilt('GEC1_PW.ElmLod');
GEC2_PW = loads.FirstFilt('GEC2_PW.ElmLod');

L4101 = lines.FirstFilt('L4101.ElmLne');
L4113 = lines.FirstFilt('L4113.ElmLne');
L4112 = lines.FirstFilt('L4112.ElmLne');
L4123 = lines.FirstFilt('L4123.ElmLne');
L4201 = lines.FirstFilt('L4201.ElmLne');
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
L4213 = lines.FirstFilt('L4213.ElmLne');
L4212 = lines.FirstFilt('L4212.ElmLne');
L4223 = lines.FirstFilt('L4223.ElmLne');

L3012 = lines.FirstFilt('L3012.ElmLne');
L3023 = lines.FirstFilt('L3023.ElmLne');
L3034 = lines.FirstFilt('L3034.ElmLne');
L3014 = lines.FirstFilt('L3014.ElmLne');

T4P1 = transformers.FirstFilt('T4P1.ElmTr2');
T4P2 = transformers.FirstFilt('T4P2.ElmTr2');

TFA = transformers.FirstFilt('TFA.ElmTr2');
TFB = transformers.FirstFilt('TFB.ElmTr2');

TFWA = transformers.FirstFilt('TFWA.ElmTr2');
TFWB = transformers.FirstFilt('TFWB.ElmTr2');

TBEC1 = transformers.FirstFilt('TBEC1.ElmTr2');
TBEC2 = transformers.FirstFilt('TBEC2.ElmTr2');

! Przyporzadkowanie zmiennych globalnych do parametrow bloku

OB411:plini = OB411_P;
OB411:qlini = OB411_P * tan(acos(OB411_cos));
OB412:plini = OB412_P;
OB412:qlini = OB412_P * tan(acos(OB412_cos));
OB421:plini = OB421_P;
OB421:qlini = OB421_P * tan(acos(OB421_cos));
OB422:plini = OB422_P;
OB422:qlini = OB422_P * tan(acos(OB422_cos));

FWA:pgini = FWA_P / 80;
FWA:sgini = FWA_S / 80;

FWB:pgini = FWB_P / 80;
FWB:sgini = FWB_S / 80;

! Tryby pracy regulatorow przeksztaltnikow

P231:i_acdc = 6;
P232:i_acdc = 0;
P233:i_acdc = 0;
P234:i_acdc = 6;

P231:usetp = 1;
P232:usetp = 1;
P233:usetp = 1;
P234:usetp = 1;

P231:usetpdc = 1;
P234:usetpdc = 1;

! Tryby pracy regulatorow generatorow, przeksztaltnikow, transformatorow

GEC1_VC:usetp = 1;
GEC2_VC:usetp = 1;

P231_QC:outserv = 0;
P234_QC:outserv = 0;

P231_QC:i_ctrl = 3;
P234_QC:i_ctrl = 3;

rozplyw.Execute();

TBEC1:nntap = 0;
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
TBEC2:nntap = 0;

T4P1:nntap = 0;
T4P2:nntap = 0;

TFWA:nntap = 0;
TFWB:nntap = 0;

ClearOutput();
rozplyw.Execute();

! Rozdzial mocy w sieci DC

if({abs(P231:m:P:busac) > abs(P234:m:P:busac)}.and.{FWA:m:P:bus1 > 0}.and.{FWB:m:P:bus1 > 0})
  while(abs(P234:m:P:busac)/abs(P231:m:P:busac) < 0.99)
  {
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
      P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.0001;
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) >= 1.1)
      P234:usetpdc = P234:usetpdc - 0.0001;
    rozplyw.Execute();
  }

if({abs(P231:m:P:busac) > abs(P234:m:P:busac)}.and.{FWA:m:P:bus1 > 0}.and.{FWB:m:P:bus1 > 0})
  while(abs(P231:m:P:busac)/abs(P234:m:P:busac) < 0.99)
  {
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
      P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.0001;
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) >= 1.1)
      P231:usetpdc = P231:usetpdc - 0.0001;
    rozplyw.Execute();
  }

! Utrzymywanie pradow i napiec w sieci DC w dopuszczalnym zakresie

while({{abs(P231:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P232:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P233:m:i1:busdc) >
1}.or.{abs(P234:m:i1:busdc) > 1}}.and.{ograniczenie_dc = 0})
{
  if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
  {
    P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001; ! podniesienie napiec w sieci DC
    P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
    rozplyw.Execute();
  }
  else
  {
    ograniczenie_dc = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia DC - brak mozliwosci regulacji');
    printf('Konieczne ograniczenie mocy w sieci DC');
  }
}

while({{abs(P231:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P232:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P233:m:i1:busdc) >
1}.or.{abs(P234:m:i1:busdc) > 1}}.and.{ograniczenie_dc = 1})
{
  FWA:pgini = FWA:pgini - 0.1; ! ograniczenie mocy farmy wiatrowej A
  FWA:sgini = FWA:sgini - 0.1;

  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();

  FWB:pgini = FWB:pgini - 0.1;  ! ograniczenie mocy famy wiatrowej B
  FWB:sgini = FWB:sgini - 0.1;

  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
! Regulacja napiec w farmie wiatrowej A

while({{P232:m:i1:busac > 1}.or.{R232:c:loading > 100}}.and.{ograniczenie_farma_a = 0})
{
  if(max(P232SR:m:u,FAP20:m:u,FWA30:m:u) < 1.1)
  {
    P232:usetp = P232:usetp + 0.001;
    if(TFWA:nntap < 4)
      TFWA:nntap = TFWA:nntap + 1;
  }
  else
  {
    ograniczenie_farma_a = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia AC - brak mozliwosci regulacji');
  }
  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}

! Regulacja napiec w farmie wiatrowej B

while({{P233:m:i1:busac > 1}.or.{R233:c:loading > 100}}.and.{ograniczenie_farma_b = 0})
{
  if(max(P233SR:m:u,FBP20:m:u,FWB30:m:u) < 1.1)
  {
    P233:usetp = P233:usetp + 0.001;
    if(TFWB:nntap < 4)
      TFWB:nntap = TFWB:nntap + 1;
  }
  else
  {
    ograniczenie_farma_b = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia AC - brak mozliwosci regulacji');
  }
  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}
TFWA:nntap = 4;
TFWB:nntap = 4;
rozplyw.Execute();

! Symulacja właściwa - system A

fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\tgfi const\A_napiecia.txt','w',1);
fprintf(1,'h  P411  Q411  P412  Q412  u410  u411  u412  u413  u21p  u122');
fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\tgfi const\A_zrodla.txt','w',2);
fprintf(2,'h  P411  Q411  P412  Q412  Pgec1  Qgec1  tggec1  GEC1load  Pp231  Qp231  tgp231  Ip231
tgEC1  nTBEC1  nT4P1');

for(h=0;h<25;h=h+1)
{
  T4P1:nntap = 0;
  TBEC1:nntap = 0;
  ClearOutput();
  if({GEC1:c:loading < 95}.and.{TBEC1:c:loading < 95})
  {
    OB411:plini = OB411:plini + ((h/h) * 0.043 * OB411_P);
    OB411:qlini = OB411:plini * tan(acos(OB411_cos));

    OB412:plini = OB412:plini + ((h/h) * 0.043 * OB412_P);
    OB412:qlini = OB412:plini * tan(acos(OB412_cos));
  }
  rozplyw.Execute();

! Ustalenie pracy przekształtnika
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
  P231_QC:tansetp = P231_tg;
  while(P231:m:i1:busac > 1) ! kontrola dopuszczalnego pradu AC
  {
    if(P231:m:Q:busac > 0)
    {
      P231_QC:tansetp = P231_QC:tansetp + 0.01;
      rozplyw.Execute();
    }
    if(P231:m:Q:busac < 0)
    {
      P231_QC:tansetp = P231_QC:tansetp - 0.01;
      rozplyw.Execute();
    }
  }
  while(P231:c:Pm > 0.8) ! kontrola wspolczynnika modulacji
  {
    if(DC301:m:u < 1.02)
    {
      P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001;
      P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
      rozplyw.Execute();
    }
    if(DC301:m:u > 1.02) ! kontrola napiecia DC
    {
    P231_QC:tansetp = P231_QC:tansetp + 0.01;
    rozplyw.Execute();     ! korekta mocy biernej
    }
  }

  while({{AC21P:m:u >= 1.1}.or.{P231SR:m:u >= 1.1}}.and.{{T4P1:nntap < 9}.and.{T4P1:c:loading <
100}.and.{P231:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P1:nntap = T4P1:nntap + 1;
    rozplyw.Execute();
  }
   while({{AC21P:m:u <= 0.95}.or.{P231SR:m:u <= 0.95}}.and.{{T4P1:nntap > -18}.and.{T4P1:c:loading <
100}.and.{P231:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P1:nntap = T4P1:nntap - 1;
    rozplyw.Execute();
  }

  minU_a = min(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);
  maxU_a = max(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);

  if({GEC1:c:loading > 95}.or.{TBEC1:c:loading > 95}.or.{EC122:m:u < 0.901}.or.{EC122:m:u > 1.099})
    gena_limit = 1;

! Sprawdzenie możliwości regulacji

  if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
  {
    printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
    break;
  }

  if({over_a = 1}.and.{gena_limit = 1})
  {
    printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
    break;
  }

  if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
    over_a = 1;

! Regulacja napięcia bloku wytwórczego
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
  while({{minU_a < 0.95}.or.{maxU_a > 1.1}}.and.{gena_limit = 0})
  {
    if(i > 150)
    {
      printf('Przekroczenie liczby iteracji');
      break;
    }
    ClearOutput();
    if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
    {
      printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
      break;
    }
    if({GEC1:c:loading > 95}.or.{TBEC1:c:loading > 95}.or.{EC122:m:u < 0.901}.or.{EC122:m:u > 1.099})
      gena_limit = 1;

    if({{minU_a < 0.95}.or.{maxU_a > 1.1}}.and.{gena_limit = 1})
    {
      printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
      break;
    }

    if(minU_a < 0.95)
    {
      GEC1_VC:usetp = GEC1_VC:usetp + (0.95 - minU_a);
    }
    if(maxU_a > 1.1)
    {
      GEC1_VC:usetp = GEC1_VC:usetp - (maxU_a - 1.1);
    }
    rozplyw.Execute();

      minU_a = min(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);
      maxU_a = max(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);
  }

  while({{EC122:m:u > 1.08}.or.{EC122:m:u < 0.92}}.and.{over_a = 0})
  {
    ClearOutput();
    if({{EC122:m:u  >  1.1}.and.{TBEC1:nntap  =  9}}.or.{{EC122:m:u  <  0.9}.and.{TBEC1:nntap  =  -
8}}.and.{GEC1:c:loading < 95}.and.{TBEC1:c:loading < 95})
    {
      over_a = 1;
    }
    if({EC122:m:u < 0.92}.and.{TBEC1:nntap > -8})
      TBEC1:nntap = TBEC1:nntap - 1;
    if({EC122:m:u > 1.08}.and.{TBEC1:nntap < 9})
      TBEC1:nntap = TBEC1:nntap + 1;
    rozplyw.Execute();
  }
  tgfia = AC410:m:Qout/AC410:m:Pout;
  fprintf(1,'%d  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f
%.3f',h,OB411:plini,OB411:qlini,OB412:plini,OB412:qlini,AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u,E
C122:m:u,AC21P:m:u);
  fprintf(2,'%d  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %.3f  %d
%d',h,OB411:plini,OB411:qlini,OB412:plini,OB412:qlini,GEC1:m:P:bus1,GEC1:m:Q:bus1,GEC1:m:tanphi:
bus1,GEC1:c:loading,P231:m:P:busac,P231:m:Q:busac,P231:m:tanphi:busac,P231:m:i1:busac,tgfia,TBE
C1:nntap,T4P1:nntap);

}
fclose(1);
fclose(2);

i = 0;

! Symulacja właściwa - system B
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\tgfi const\B_napiecia.txt','w',1);
fprintf(1,'h P421 Q421 P422 Q422 u420 u421 u422 u423 u22p u215');
fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\tgfi const\B_zrodla.txt','w',2);
fprintf(2,'h P421 Q421 P422 Q422 Pgec2 Qgec2 tggec2 GEC2load Pp234 Qp234 tgp234 Ip234
tgEC2 nTBEC2 nT4P2');

for(h=0;h<15;h=h+1)
{
  T4P2:nntap = 0;
  TBEC2:nntap = 0;
  ClearOutput();
  if({GEC2:c:loading < 95}.and.{TBEC2:c:loading < 95})
  {
    OB421:plini = OB421:plini + ((h/h) * 0.03 * OB421_P);
    OB421:qlini = OB421:plini * tan(acos(OB421_cos));

    OB422:plini = OB422:plini + ((h/h) * 0.03 * OB422_P);
    OB422:qlini = OB422:plini * tan(acos(OB422_cos));
  }
  rozplyw.Execute();

! Ustalenie pracy przekształtnika

  P234_QC:tansetp = P234_tg;
  while(P234:m:i1:busac > 1) ! kontrola dopuszczalnego pradu AC
  {
    if(P231:m:Q:busac > 0)
    {
      P231_QC:tansetp = P231_QC:tansetp + 0.01;
      rozplyw.Execute();
    }
    if(P231:m:Q:busac < 0)
    {
      P231_QC:tansetp = P231_QC:tansetp - 0.01;
      rozplyw.Execute();
    }
  }
  while(P234:c:Pm > 0.8) ! kontrola wspolczynnika modulacji
  {
    if(DC304:m:u < 1.02)
    {
      P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001;
      P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
      rozplyw.Execute();
    }
    if(DC304:m:u > 1.02) ! kontrola napiecia DC
    {
    P234_QC:tansetp = P234_QC:tansetp + 0.01;
    rozplyw.Execute();     ! korekta mocy biernej
    }
  }

  while({{AC22P:m:u >= 1.1}.or.{P234SR:m:u >= 1.1}}.and.{{T4P2:nntap < 9}.and.{T4P2:c:loading <
100}.and.{P234:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P2:nntap = T4P2:nntap + 1;
    rozplyw.Execute();
  }
   while({{AC22P:m:u <= 0.95}.or.{P234SR:m:u <= 0.95}}.and.{{T4P2:nntap > -18}.and.{T4P2:c:loading <
100}.and.{P234:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P2:nntap = T4P2:nntap - 1;
    rozplyw.Execute();
  }

  minU_b = min(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
  maxU_b = max(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
  if({GEC2:c:loading > 95}.or.{TBEC2:c:loading > 95})
    gena_limit = 1;

! Sprawdzenie możliwości regulacji

  if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
  {
    printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
    break;
  }

  if({over_b = 1}.and.{genb_limit = 1})
  {
    printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
    break;
  }

  if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
    over_b = 1;

! Regulacja napięcia bloku wytwórczego

  while({{minU_b < 0.95}.or.{maxU_b > 1.1}}.and.{genb_limit = 0})
  {
    if(i > 150)
    {
      printf('Przekroczenie liczby iteracji');
      break;
    }
    ClearOutput();
    if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
    {
      printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
      break;
    }
    if({GEC2:c:loading > 95}.or.{TBEC2:c:loading > 95}.or.{EC215:m:u < 0.901}.or.{EC215:m:u > 1.099})
      genb_limit = 1;

    if({{minU_b < 0.95}.or.{maxU_b > 1.1}}.and.{genb_limit = 1})
    {
      printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
      break;
    }

    if(minU_b < 0.95)
    {
      GEC2_VC:usetp = GEC2_VC:usetp + (0.95 - minU_b);
    }
    if(maxU_b > 1.1)
    {
      GEC2_VC:usetp = GEC2_VC:usetp - (maxU_b - 1.1);
    }
    rozplyw.Execute();

      minU_b = min(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
      maxU_b = max(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
  }

  while({{EC215:m:u > 1.08}.or.{EC215:m:u < 0.92}}.and.{over_b = 0})
  {
    ClearOutput();
    if({{EC215:m:u > 1.1}.and.{TBEC2:nntap = 9}}.or.{{EC215:m:u < 0.9}.and.{TBEC2:nntap = -
8}}.and.{GEC2:c:loading < 95}.and.{TBEC2:c:loading < 95})
    {
      over_b = 1;
    }
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
   if({EC215:m:u < 0.92}.and.{TBEC2:nntap > -8})
     TBEC2:nntap = TBEC2:nntap - 1;
   if({EC215:m:u > 1.08}.and.{TBEC2:nntap < 9})
     TBEC2:nntap = TBEC2:nntap + 1;
   rozplyw.Execute();
  }
  tgfib = AC420:m:Qout/AC420:m:Pout;
  fprintf(1,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f',h,OB421:plini,OB421:qlini,OB422:plini,OB422:qlini,AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u,EC215:m:u,AC22P:m:u);
  fprintf(2,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %d %d',h,OB421:plini,OB421:qlini,OB422:plini,OB422:qlini,GEC2:m:P:bus1,GEC2:m:Q:bus1,GEC2:m:tanphi:bus1,GEC2:c:loading,P234:m:P:busac,P234:m:Q:busac,P234:m:tanphi:busac,P234:m:i1:busac,tgfib,TBEC2:nntap,T4P2:nntap);

}
fclose(1);
fclose(2);
```

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

ZAŁĄCZNIK I. KOD SKRYPTU ANALIZY STATYCZNEJ PRACY PRZEKSZTAŁTNIKA Z ZADANĄ WARTOŚCIĄ NAPIĘCIA

```
! Deklaracja obiektow

int
ograniczenie_dc,ograniczenie_farma_a,ograniczenie_farma_b,gena_limit,genb_limit,correction_a,correctio
n_b;
int p231_limit,p234_limit;
int i,h,reg_block,over_a,over_b;

double minU_a, minU_b, maxU_a, maxU_b;

set terminals, lines, transformers, generators, wind_generators, loads, converters, controllers, reactors;
object L4101, L4113, L4112, L4123, L4201, L4213, L4212, L4223;       ! AC lines
object L3012, L3023, L3034, L3014;                                   ! DC lines
object T4P1, T4P2;                                                   ! converter transformers
object TBEC1, TBEC2;                                                 ! block transformers
object TFA;                                                          ! wind generator transformers
object TFB;
object TFWA, TFWB;                                                   ! wind farm transformers
object EC122, EC215;                                                 ! power plants terminals
object AC410, AC411, AC412, AC413, AC21P;                            ! AC A grid terminals
object AC420, AC421, AC422, AC423, AC22P;                            ! AC B grid terminals
object P231SR, P232SR, P233SR, P234SR;                               ! converter terminals
object FWA04, FWA30, FAP20;                                          ! wind farm A terminals
object FWB04, FWB30, FBP20;                                          ! wind farm B terminals
object DC301, DC302, DC303, DC304;                                   ! DC grid terminals
object GEC1, GEC2;                                                   ! generators
object FWA;                                                          ! wind generators
object FWB;
object P231, P232, P233, P234;                                       ! converters
object OB411, OB412, OB421, OB422, GEC1_PW, GEC2_PW;                 ! loads
object R231, R232, R233, R234;                                       ! reactors
object GEC1_VC, GEC2_VC, P231_QC, P234_QC;                           ! controllers

object rozplyw;
rozplyw = GetCaseObject('*.ComLdf');

! Ustalenie stanow zmiennych lokalnych

ograniczenie_dc = 0;
ograniczenie_farma_a = 0;
ograniczenie_farma_b = 0;
gena_limit = 0;
genb_limit = 0;
p231_limit = 0;
p234_limit = 0;
i = 0;
h = 0;
reg_block = 0;
over_a = 0;
over_b = 0;
correction_a = 0;
correction_b = 0;

! Przyporzadkowanie elementow modelu zadeklarowanym obiektom

terminals = AllRelevant('*.ElmTerm');
lines = AllRelevant('*.ElmLne');
transformers = AllRelevant('*.ElmTr2');
generators = AllRelevant('*.ElmSym');
controllers = AllRelevant('*.ElmStactrl');
wind_generators = AllRelevant('*.ElmAsm');
loads = AllRelevant('.ElmLod');
reactors = AllRelevant('.ElmSind');
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
converters = AllRelevant('*.ElmVscmono');

AC410 = terminals.FirstFilt('AC410.ElmTerm');
AC411 = terminals.FirstFilt('AC411.ElmTerm');
AC412 = terminals.FirstFilt('AC412.ElmTerm');
AC413 = terminals.FirstFilt('AC413.ElmTerm');

AC420 = terminals.FirstFilt('AC420.ElmTerm');
AC421 = terminals.FirstFilt('AC421.ElmTerm');
AC422 = terminals.FirstFilt('AC422.ElmTerm');
AC423 = terminals.FirstFilt('AC423.ElmTerm');

AC21P = terminals.FirstFilt('AC21P.ElmTerm');
AC22P = terminals.FirstFilt('AC22P.ElmTerm');

P231SR = terminals.FirstFilt('P231SR.ElmTerm');
P232SR = terminals.FirstFilt('P232SR.ElmTerm');
P233SR = terminals.FirstFilt('P233SR.ElmTerm');
P234SR = terminals.FirstFilt('P234SR.ElmTerm');

FWA04 = terminals.FirstFilt('FWA04.ElmTerm');
FWB04 = terminals.FirstFilt('FWB04.ElmTerm');

FWA30 = terminals.FirstFilt('FWA30.ElmTerm');
FWB30 = terminals.FirstFilt('FWB30.ElmTerm');

FAP20 = terminals.FirstFilt('FAP20.ElmTerm');
FBP20 = terminals.FirstFilt('FBP20.ElmTerm');

DC301 = terminals.FirstFilt('DC301.ElmTerm');
DC302 = terminals.FirstFilt('DC302.ElmTerm');
DC303 = terminals.FirstFilt('DC303.ElmTerm');
DC304 = terminals.FirstFilt('DC304.ElmTerm');

EC122 = terminals.FirstFilt('EC122.ElmTerm');
EC215 = terminals.FirstFilt('EC215.ElmTerm');

GEC1 = generators.FirstFilt('GEC1.ElmSym');
GEC2 = generators.FirstFilt('GEC2.ElmSym');

FWA = wind_generators.FirstFilt('FWA.ElmAsm');
FWB = wind_generators.FirstFilt('FWB.ElmAsm');

GEC1_VC = controllers.FirstFilt('GEC1_VC.ElmStactrl');
GEC2_VC = controllers.FirstFilt('GEC2_VC.ElmStactrl');
P231_QC = controllers.FirstFilt('P231_QC.ElmStactrl');
P234_QC = controllers.FirstFilt('P234_QC.ElmStactrl');

P231 = converters.FirstFilt('P231.ElmVscmono');
P232 = converters.FirstFilt('P232.ElmVscmono');
P233 = converters.FirstFilt('P233.ElmVscmono');
P234 = converters.FirstFilt('P234.ElmVscmono');

OB411 = loads.FirstFilt('OB411.ElmLod');
OB412 = loads.FirstFilt('OB412.ElmLod');
OB421 = loads.FirstFilt('OB421.ElmLod');
OB422 = loads.FirstFilt('OB422.ElmLod');

R231 = reactors.FirstFilt('R231.ElmSind');
R232 = reactors.FirstFilt('R232.ElmSind');
R233 = reactors.FirstFilt('R233.ElmSind');
R234 = reactors.FirstFilt('R234.ElmSind');

GEC1_PW = loads.FirstFilt('GEC1_PW.ElmLod');
GEC2_PW = loads.FirstFilt('GEC2_PW.ElmLod');

L4101 = lines.FirstFilt('L4101.ElmLne');
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
L4113 = lines.FirstFilt('L4113.ElmLne');
L4112 = lines.FirstFilt('L4112.ElmLne');
L4123 = lines.FirstFilt('L4123.ElmLne');
L4201 = lines.FirstFilt('L4201.ElmLne');
L4213 = lines.FirstFilt('L4213.ElmLne');
L4212 = lines.FirstFilt('L4212.ElmLne');
L4223 = lines.FirstFilt('L4223.ElmLne');

L3012 = lines.FirstFilt('L3012.ElmLne');
L3023 = lines.FirstFilt('L3023.ElmLne');
L3034 = lines.FirstFilt('L3034.ElmLne');
L3014 = lines.FirstFilt('L3014.ElmLne');

T4P1 = transformers.FirstFilt('T4P1.ElmTr2');
T4P2 = transformers.FirstFilt('T4P2.ElmTr2');

TFA = transformers.FirstFilt('TFA.ElmTr2');
TFB = transformers.FirstFilt('TFB.ElmTr2');

TFWA = transformers.FirstFilt('TFWA.ElmTr2');
TFWB = transformers.FirstFilt('TFWB.ElmTr2');

TBEC1 = transformers.FirstFilt('TBEC1.ElmTr2');
TBEC2 = transformers.FirstFilt('TBEC2.ElmTr2');

! Przyporzadkowanie zmiennych globalnych do parametrow bloku

OB411:plini = OB411_P;
OB411:qlini = OB411_P * tan(acos(OB411_cos));
OB412:plini = OB412_P;
OB412:qlini = OB412_P * tan(acos(OB412_cos));
OB421:plini = OB421_P;
OB421:qlini = OB421_P * tan(acos(OB421_cos));
OB422:plini = OB422_P;
OB422:qlini = OB422_P * tan(acos(OB422_cos));

FWA:pgini = FWA_P / 80;
FWA:sgini = FWA_S / 80;

FWB:pgini = FWB_P / 80;
FWB:sgini = FWB_S / 80;

! Tryby pracy regulatorow przeksztaltnikow

P231:i_acdc = 6;
P232:i_acdc = 0;
P233:i_acdc = 0;
P234:i_acdc = 6;

P231:usetp = 1;
P232:usetp = 1;
P233:usetp = 1;
P234:usetp = 1;

P231:usetpdc = 1;
P234:usetpdc = 1;

! Tryby pracy regulatorow generatorow, przeksztaltnikow, transformatorow

GEC1_VC:usetp = 1;
GEC2_VC:usetp = 1;

P231_QC:outserv = 0;
P234_QC:outserv = 0;

P231_QC:i_ctrl = 0;
P234_QC:i_ctrl = 0;
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
rozplyw.Execute();

TBEC1:nntap = 0;
TBEC2:nntap = 0;

T4P1:nntap = 0;
T4P2:nntap = 0;

TFWA:nntap = 0;
TFWB:nntap = 0;

ClearOutput();
rozplyw.Execute();

! Rozdzial mocy w sieci DC

if({abs(P231:m:P:busac) > abs(P234:m:P:busac)}.and.{FWA:m:P:bus1 > 0}.and.{FWB:m:P:bus1 > 0})
  while(abs(P234:m:P:busac)/abs(P231:m:P:busac) < 0.99)
  {
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
      P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.0001;
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) >= 1.1)
      P234:usetpdc = P234:usetpdc - 0.0001;
    rozplyw.Execute();
  }

if({abs(P231:m:P:busac) > abs(P234:m:P:busac)}.and.{FWA:m:P:bus1 > 0}.and.{FWB:m:P:bus1 > 0})
  while(abs(P231:m:P:busac)/abs(P234:m:P:busac) < 0.99)
  {
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
      P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.0001;
    if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) >= 1.1)
      P231:usetpdc = P231:usetpdc - 0.0001;
    rozplyw.Execute();
  }

! Utrzymywanie pradow i napiec w sieci DC w dopuszczalnym zakresie

while({{abs(P231:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P232:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P233:m:i1:busdc) >
1}.or.{abs(P234:m:i1:busdc) > 1}}.and.{ograniczenie_dc = 0})
{
  if(max(DC301:m:u,DC302:m:u,DC303:m:u,DC304:m:u) < 1.1)
  {
    P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001; ! podniesienie napiec w sieci DC
    P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
    rozplyw.Execute();
  }
  else
  {
    ograniczenie_dc = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia DC - brak mozliwosci regulacji');
    printf('Konieczne ograniczenie mocy w sieci DC');
  }
}

while({{abs(P231:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P232:m:i1:busdc) > 1}.or.{abs(P233:m:i1:busdc) >
1}.or.{abs(P234:m:i1:busdc) > 1}}.and.{ograniczenie_dc = 1})
{
  FWA:pgini = FWA:pgini - 0.1; ! ograniczenie mocy farmy wiatrowej A
  FWA:sgini = FWA:sgini - 0.1;

  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();

  FWB:pgini = FWB:pgini - 0.1;  ! ograniczenie mocy famy wiatrowej B
  FWB:sgini = FWB:sgini - 0.1;
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}

! Regulacja napiec w farmie wiatrowej A

while({{P232:m:i1:busac > 1}.or.{R232:c:loading > 100}}.and.{ograniczenie_farma_a = 0})
{
  if(max(P232SR:m:u,FAP20:m:u,FWA30:m:u) < 1.1)
  {
    P232:usetp = P232:usetp + 0.001;
    if(TFWA:nntap < 4)
      TFWA:nntap = TFWA:nntap + 1;
  }
  else
  {
    ograniczenie_farma_a = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia AC - brak mozliwosci regulacji');
  }
  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}

! Regulacja napiec w farmie wiatrowej B

while({{P233:m:i1:busac > 1}.or.{R233:c:loading > 100}}.and.{ograniczenie_farma_b = 0})
{
  if(max(P233SR:m:u,FBP20:m:u,FWB30:m:u) < 1.1)
  {
    P233:usetp = P233:usetp + 0.001;
    if(TFWB:nntap < 4)
      TFWB:nntap = TFWB:nntap + 1;
  }
  else
  {
    ograniczenie_farma_b = 1;
    printf('Osiagnieto limit napiecia AC - brak mozliwosci regulacji');
  }
  ClearOutput();
  rozplyw.Execute();
}
TFWA:nntap = 4;
TFWB:nntap = 4;
rozplyw.Execute();

! Symulacja właściwa - system A

fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\uac const\A_napiecia.txt','w',1);
fprintf(1,'h  P411  Q411  P412  Q412  u410  u411  u412  u413  u21p  u122');
fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\uac const\A_zrodla.txt','w',2);
fprintf(2,'h  P411  Q411  P412  Q412  Pgec1  Qgec1  tggec1  GEC1load  Pp231  Qp231  tgp231  Ip231
nTBEC1  nT4P1');

for(h=0;h<25;h=h+1)
{
  ClearOutput();
  if({GEC1:c:loading < 95}.and.{TBEC1:c:loading < 95})
  {
    OB411:plini = OB411:plini + ((h/h) * 0.043 * OB411_P);
    OB411:qlini = OB411:plini * tan(acos(OB411_cos));

    OB412:plini = OB412:plini + ((h/h) * 0.043 * OB412_P);
    OB412:qlini = OB412:plini * tan(acos(OB412_cos));
  }
  rozplyw.Execute();
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
! Ustalenie pracy przekształtnika

  P231_QC:usetp = P231_uac;
  if({P231:m:i1:busac > 1}.or.{P231:c:Pm > 0.8}.or.{GEC1:m:tanphi:bus1 < 0.2}) ! kontrola dopuszczalnego
pradu AC
  {
    correction_a = 1;
    P231_QC:qsetp = P231:m:Q:busac;
    P231_QC:i_ctrl = 1;
  }
  while({correction_a}.and.{P231:m:i1:busac > 1})
  {
    P231_QC:qsetp = P231_QC:qsetp - (0.1 * P231_QC:qsetp);
    rozplyw.Execute();
  }
  while({correction_a}.and.{P231:c:Pm > 0.8}) ! kontrola wspolczynnika modulacji
  {
    if(DC301:m:u < 1.02)
    {
      P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001;
      P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
      rozplyw.Execute();
    }
    if(DC301:m:u > 1.02) ! kontrola napiecia DC
    {
    P231_QC:qsetp = P231_QC:qsetp - (0.1 * P231_QC:qsetp);
    rozplyw.Execute();     ! korekta mocy biernej
    }
  }
  while({correction_a}.and.{GEC1:m:tanphi:bus1 < 0.2})
  {
    if(P231_QC:qsetp=0)
    {
      P231_QC:qsetp = -0.1;
      rozplyw.Execute();
    }
    P231_QC:qsetp = P231_QC:qsetp - (0.01);
    rozplyw.Execute();
  }
  if(correction_a)
  {
    correction_a = 0;
    P231_QC:usetp = AC413:m:u;
    P231_QC:i_ctrl = 0;
  }

  minU_a = min(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);
  maxU_a = max(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);

  while({{AC21P:m:u  >=  1.1}.or.{P231SR:m:u  >=  1.1}}.and.{{T4P1:nntap  <  9}.and.{T4P1:c:loading  <
100}.and.{P231:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P1:nntap = T4P1:nntap + 1;
    rozplyw.Execute();
  }
   while({{AC21P:m:u <= 0.95}.or.{P231SR:m:u <= 0.95}}.and.{{T4P1:nntap > -18}.and.{T4P1:c:loading <
100}.and.{P231:m:i1:busac < 1}})
  {
    T4P1:nntap = T4P1:nntap - 1;
    rozplyw.Execute();
  }

  if({GEC1:c:loading > 95}.or.{TBEC1:c:loading > 95}.or.{EC122:m:u < 0.901}.or.{EC122:m:u > 1.099})
    gena_limit = 1;

! Sprawdzenie możliwości regulacji
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
 if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
 {
  printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
  break;
 }

 if({over_a = 1}.and.{gena_limit = 1})
 {
  printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
  break;
 }

 if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
  over_a = 1;

! Regulacja napięcia bloku wytwórczego

 while({{minU_a < 0.95}.or.{maxU_a > 1.1}}.and.{gena_limit = 0})
 {
  ClearOutput();
  if(i>=150)
  {
   printf('Przekroczenie liczby iteracji');
   break;
  }
  if({minU_a < 0.95}.and.{maxU_a > 1.1})
  {
   printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
   break;
  }
  if({GEC1:c:loading > 95}.or.{TBEC1:c:loading > 95}.or.{EC122:m:u < 0.901}.or.{EC122:m:u > 1.099})
   gena_limit = 1;

  if({{minU_a < 0.95}.or.{maxU_a > 1.1}}.and.{gena_limit = 1})
  {
   printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
   break;
  }

  if(minU_a < 0.95)
  {
   GEC1_VC:usetp = GEC1_VC:usetp + (0.95 - minU_a);
  }
  if(maxU_a > 1.1)
  {
   GEC1_VC:usetp = GEC1_VC:usetp - (maxU_a - 1.1);
  }
  rozplyw.Execute();

   minU_a = min(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);
   maxU_a = max(AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u);
 }

 while({{EC122:m:u > 1.08}.or.{EC122:m:u < 0.92}}.and.{over_a = 0})
 {
  ClearOutput();
  if({{EC122:m:u > 1.1}.and.{TBEC1:nntap = 9}}.or.{{EC122:m:u < 0.9}.and.{TBEC1:nntap = -
8}}.and.{GEC1:c:loading < 95}.and.{TBEC1:c:loading < 95})
  {
   over_a = 1;
  }
  if({EC122:m:u < 0.92}.and.{TBEC1:nntap > -8})
   TBEC1:nntap = TBEC1:nntap - 1;
  if({EC122:m:u > 1.08}.and.{TBEC1:nntap < 9})
   TBEC1:nntap = TBEC1:nntap + 1;
  rozplyw.Execute();
 }
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
 fprintf(1,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f',h,OB411:plini,OB411:qlini,OB412:plini,OB412:qlini,AC410:m:u,AC411:m:u,AC412:m:u,AC413:m:u,EC122:m:u,AC21P:m:u);
 fprintf(2,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.6f %d %d',h,OB411:plini,OB411:qlini,OB412:plini,OB412:qlini,GEC1:m:P:bus1,GEC1:m:Q:bus1,GEC1:m:tanphi:bus1,GEC1:c:loading,P231:m:P:busac,P231:m:Q:busac,P231:m:tanphi:busac,P231:m:i1:busac,TBEC1:nntap,T4P1:nntap);

}
fclose(1);
fclose(2);
i = 0;

! Symulacja właściwa - system B

fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\uac const\B_napiecia.txt','w',1);
fprintf(1,'h P421 Q421 P422 Q422 u420 u421 u422 u423 u22p u215');
fopen('D:\modelePF\MT-HVDC\statyczne\uac const\B_zrodla.txt','w',2);
fprintf(2,'h P421 Q421 P422 Q422 Pgec2 Qgec2 tggec2 GEC2load Pp234 Qp234 tgp234 Ip234 nTBEC2 nT4P2');

for(h=0;h<15;h=h+1)
{
 ClearOutput();
 if({GEC2:c:loading < 95}.and.{TBEC2:c:loading < 95})
 {
  OB421:plini = OB421:plini + ((h/h) * 0.03 * OB421_P);
  OB421:qlini = OB421:plini * tan(acos(OB421_cos));

  OB422:plini = OB422:plini + ((h/h) * 0.03 * OB422_P);
  OB422:qlini = OB422:plini * tan(acos(OB422_cos));
 }
 rozplyw.Execute();

! Ustalenie pracy przekształtnika

 P234_QC:usetp = P234_uac;
 if({P234:m:i1:busac > 1}.or.{P234:c:Pm > 0.8}.or.{GEC2:m:tanphi:bus1 < 0.2}) ! kontrola dopuszczalnego pradu AC
 {
  correction_b = 1;
  P234_QC:qsetp = P234:m:Q:busac;
  P234_QC:i_ctrl = 1;
 }
 while({correction_b}.and.{P234:m:i1:busac > 1})
 {
  P234_QC:qsetp = P234_QC:qsetp - (0.0001 * P234_QC:qsetp);
  rozplyw.Execute();
 }
 while({correction_b}.and.{P234:c:Pm > 0.8}) ! kontrola wspolczynnika modulacji
 {
  if(DC304:m:u < 1.02)
  {
   P231:usetpdc = P231:usetpdc + 0.001;
   P234:usetpdc = P234:usetpdc + 0.001;
   rozplyw.Execute();
  }
  if(DC304:m:u > 1.02) ! kontrola napiecia DC
  {
  P234_QC:qsetp = P234_QC:qsetp - (0.0001 * P234_QC:qsetp);
  rozplyw.Execute();    ! korekta mocy biernej
  }
 }
 while({correction_b}.and.{GEC2:m:tanphi:bus1 < 0.2})
 {
  if(P234_QC:qsetp=0)
  {
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
    P234_QC:qsetp = -0.1;
    rozplyw.Execute();
   }
   P234_QC:qsetp = P234_QC:qsetp - (0.01);
   rozplyw.Execute();
  }
  if(correction_b)
  {
   correction_b = 0;
   P234_QC:usetp = AC423:m:u;
   P234_QC:i_ctrl = 0;
  }

  while({{AC22P:m:u >= 1.1}.or.{P234SR:m:u >= 1.1}}.and.{{T4P2:nntap < 9}.and.{T4P2:c:loading <
100}.and.{P234:m:i1:busac < 1}})
  {
   T4P2:nntap = T4P2:nntap + 1;
   rozplyw.Execute();
  }
   while({{AC22P:m:u <= 0.95}.or.{P234SR:m:u <= 0.95}}.and.{{T4P2:nntap > -18}.and.{T4P2:c:loading <
100}.and.{P234:m:i1:busac < 1}})
  {
   T4P2:nntap = T4P2:nntap - 1;
   rozplyw.Execute();
  }

  minU_b = min(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
  maxU_b = max(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);


  if({GEC2:c:loading > 95}.or.{TBEC2:c:loading > 95})
   genb_limit = 1;

! Sprawdzenie możliwości regulacji

  if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
  {
   printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
   break;
  }

  if({over_b = 1}.and.{genb_limit = 1})
  {
   printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
   break;
  }

  if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
   over_b = 1;

! Regulacja napięcia bloku wytwórczego

  while({{minU_b < 0.95}.or.{maxU_b > 1.1}}.and.{genb_limit = 0})
  {
   ClearOutput();
   if(i>=150)
   {
    printf('Przekroczenie liczby iteracji');
    break;
   }
   if({minU_b < 0.95}.and.{maxU_b > 1.1})
   {
    printf('\n Brak możliwości regulacji - obustronne przekroczenie');
    break;
   }
   if({GEC2:c:loading > 95}.or.{TBEC2:c:loading > 95}.or.{EC215:m:u < 0.901}.or.{EC215:m:u > 1.099})
    gena_limit = 1;
```


MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl

```
  if({{minU_b < 0.95}.or.{maxU_b > 1.1}}.and.{genb_limit = 1})
  {
    printf('\n Brak możliwości regulacji - przeciążenie bloku');
    break;
  }

  if(minU_b < 0.95)
  {
    GEC2_VC:usetp = GEC2_VC:usetp + (0.95 - minU_b);
  }
  if(maxU_b > 1.1)
  {
    GEC2_VC:usetp = GEC2_VC:usetp - (maxU_b - 1.1);
  }
  rozplyw.Execute();

  minU_b = min(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);
  maxU_b = max(AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u);

  i = i + 1;
 }

 while({{EC215:m:u > 1.08}.or.{EC215:m:u < 0.92}}.and.{over_b = 0})
 {
  ClearOutput();
  if({{EC215:m:u > 1.1}.and.{TBEC2:nntap = 9}}.or.{{EC215:m:u < 0.9}.and.{TBEC2:nntap = -
8}}.and.{GEC2:c:loading < 95}.and.{TBEC2:c:loading < 95})
  {
    over_b = 1;
  }
  if({EC215:m:u < 0.92}.and.{TBEC2:nntap > -8})
    TBEC2:nntap = TBEC2:nntap - 1;
  if({EC215:m:u > 1.08}.and.{TBEC2:nntap < 9})
    TBEC2:nntap = TBEC2:nntap + 1;
  rozplyw.Execute();
 }
 fprintf(1,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f
%.3f',h,OB421:plini,OB421:qlini,OB422:plini,OB422:qlini,AC420:m:u,AC421:m:u,AC422:m:u,AC423:m:u,E
C215:m:u,AC22P:m:u);
 fprintf(2,'%d %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.3f %.6f %.3f %d
%d',h,OB421:plini,OB421:qlini,OB422:plini,OB422:qlini,GEC2:m:P:bus1,GEC2:m:Q:bus1,GEC2:m:tanphi:
bus1,GEC2:c:loading,P234:m:P:busac,P234:m:Q:busac,P234:m:tanphi:busac,P234:m:i1:busac,TBEC2:nn
tap,T4P2:nntap);

}
fclose(1);
fclose(2);
```

MOST WIEDZY Pobrano z mostwiedzy.pl