



Imię i nazwisko autora rozprawy: Michał Izdebski

Dyscyplina naukowa: Elektrotechnika

ROZPRAWA DOKTORSKA

Tytuł rozprawy w języku polskim: Weryfikacja wymagań odbiorczych stawianych układom regulacji napięcia generatorów synchronicznych

Tytuł rozprawy w języku angielskim: The verification of acceptance requirements for voltage regulators of synchronous generators

Promotor
<i>podpis</i>
prof. dr hab. inż. Zbigniew Lubośny
Promotor pomocniczy
<i>podpis</i>
dr. inż. Robert Małkowski

Pracę dedykuję Żonie, Dzieciom oraz Rodzicom.



SPIS TREŚCI

WYKAZ STOSOWANYCH SKRÓTÓW I OZNACZEŃ	6
1 WSTĘP.....	7
2 UKŁAD REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORA	10
2.1 BUDOWA UKŁADU REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORA.....	10
2.1.1 Rodzaje układów wzbudzenia	11
2.1.2 Typy struktur regulacyjnych	14
2.2 OCENA JAKOŚCI REGULACJI NAPIĘCIA.....	15
2.2.1 Wskaźniki bezpośrednie	15
2.2.2 Wskaźniki częstotliwościowe	17
2.2.3 Inne wskaźniki	18
2.3 WZMOCNIENIE REGULATORA NAPIĘCIA.....	19
2.3.1 Wzmocnienie K_A	19
2.3.2 Wzmocnienie K_{THB}	20
2.3.3 Wartość wzmocnienia K_A JF TG1	22
2.4 CZŁON POMIARU NAPIĘCIA Z KOMPENSACJĄ PRĄDOWĄ.....	23
2.5 METODY IMPLEMENTACJI OGRANICZNIKÓW.....	24
2.5.1 Ogranicznik przyłączony do węzła sumacyjnego.....	26
2.5.2 Ogranicznik przyłączony do selektora sygnałów	26
2.5.3 Ogranicznik oddziałujący na wartość zadaną.....	27
2.5.4 Stosowane metody implementacji ograniczników.....	27
2.6 STABILIZATOR SYSTEMOWY	28
2.6.1 Budowa stabilizatora systemowego.....	28
2.6.2 Ocena jakości stabilizatora systemowego	31
3 ANALIZA WYMAGAŃ DLA UKŁADÓW REGULACJI NAPIĘCIA.....	33
3.1 STRUKTURA WYMAGAŃ DLA UKŁADÓW REGULACJI NAPIĘCIA	33
3.2 ZNORMALIZOWANE WYMAGANIA DLA UKŁADÓW REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORÓW	34
3.3 EUROPEJSKIE WYMAGANIA DLA UKŁADÓW REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORÓW	35
3.3.1 Wymagane przez UE wyposażenie regulatora oraz testy zgodności.....	35



3.3.2	Wymagane przez UE symulacje	36
3.4	KRAJOWE WYMAGANIA DLA UKŁADÓW REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORÓW	38
3.4.1	Wymogi Operatora Sieci Przesyłowej	38
3.4.2	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej	38
3.5	POZAEUROPEJSKIE WYMAGANIA DLA UKŁADÓW REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORÓW	41
3.5.1	Wymagania NERC	41
3.5.2	Wymagania dla PSS obowiązujące w WECC	49
3.5.3	Wymaganie dla PSS obowiązujące w Malezji	50
4	KRYTYCZNA ANALIZA TESTÓW ODBIORCZYCH ZGODNYCH Z IRIESP	51
4.1	WZBUDZENIE JEDNOSTKI WYTWÓRCZEJ Z AUTOMATYCZNĄ REGULACJĄ NAPIĘCIA	51
4.2	SKOKOWA ZMIANA WARTOŚCI NAPIĘCIA PODCZAS BIEGU JAŁOWEGO	57
4.3	ZRZUT MOCY BIERNEJ	64
4.4	PODSUMOWANIE ROZDZIAŁU	67
5	ANALIZA TESTÓW ODBIORCZYCH NIETYPIENIONYCH W IRIESP	71
5.1	IDENTYFIKACJA PARAMETRÓW MODELU JEDNOSTKI WYTWÓRCZEJ NA PODSTAWIE CHARAKTERYSTYKI BIEGU JAŁOWEGO I ZWARCIA	71
5.2	ODWZBUDZANIE	75
5.3	TESTY FILTRA DC PROSTOWNIKA TYRYSTOROWEGO	81
5.4	IMPULS NAPIĘCIA NA BIEGU JAŁOWYM	84
5.5	POMIAR STAŁEJ CZASOWEJ WZBUDNICY	87
5.6	WYZNACZANIE CHARAKTERYSTYK CZĘSTOTLIWOŚCIOWYCH	89
5.7	TESTY OGRANICZNIKÓW	95
5.7.1	Testy ogranicznika prądu wzbudzenia	97
5.7.2	Testy ogranicznika prądu stojana	100
5.7.3	Test ogranicznika niedowzbudzenia	102
5.7.4	Test ogranicznika indukcji	103
5.8	PRZERWANIE PRĄDU STOJANA	104
5.9	ZRZUT MOCY CZYNNEJ	106
5.10	BADANIA CHARAKTERYSTYK CZĘSTOTLIWOŚCIOWYCH PSS	108
5.10.1	Charakterystyka częstotliwościowo-fazowa bez PSS	108
5.10.2	Charakterystyka częstotliwościowo-amplitudowa bez PSS	111
5.10.3	Charakterystyka częstotliwościowo-amplitudowa z PSS	114
5.10.4	Propozycja nowych wskaźników pośrednich PSS wraz z kryteriami	116



5.11	SKOKI NAPIĘCIA W SIECI	123
5.12	PODSUMOWANIE ROZDZIAŁU	127
6	NOWE WYMAGANIA ODBIORCZE	131
6.1	LISTA NOWYCH WYMAGAŃ ODBIORCZYCH DLA UKŁADÓW REGULACJI NAPIĘCIA	131
6.2	UWAGI DO NOWYCH WYMAGAŃ ODBIORCZYCH.....	135
6.3	PODSUMOWANIE ROZDZIAŁU	136
7	WNIOSKI	137
8	LITERATURA	140
9	ZAŁĄCZNIKI	146
	ZAŁĄCZNIK 1 – TYRYSTOROWY PROSTOWNIK UKŁADU WZBUDZENIA	146
	ZAŁĄCZNIK 2 – TRANSFORMATOR WZBUDZENIA	156
	ZAŁĄCZNIK 3 – FILTRY PROSTOWNIKA TYRYSTOROWEGO	158
	ZAŁĄCZNIK 4 – TRANZYSTOROWY PRZEKSZTAŁTNIK UKŁADU WZBUDZENIA	163
	ZAŁĄCZNIK 5 – WYŁĄCZNIK WZBUDZENIA I POWIĄZANE Z NIM UKŁADY	166
	ZAŁĄCZNIK 6 – UKŁAD WZBUDZENIA POCZĄTKOWEGO.....	169
	ZAŁĄCZNIK 7 – OGRANICZNIKI REGULATORA WZBUDZENIA	171
	ZAŁĄCZNIK 8 – TRYBY PRACY REGULATORA WZBUDZENIA	179
	ZAŁĄCZNIK 9 – PRZYGOTOWANIE STANOWISKA LABORATORYJNEGO JF TG1	182
	ZAŁĄCZNIK 10 – PARAMETRY PODZESPOŁÓW JF TG1	196
	ZAŁĄCZNIK 11 – WYNIKI POMIARÓW CHARAKTERYSTYK JF TG1	198
	ZAŁĄCZNIK 12 – MODEL MATEMATYCZNY JF TG1.....	202



WYKAZ STOSOWANYCH SKRÓTÓW I OZNACZEŃ

Skróty

AVR	ang. <i>Automatic Voltage Regulator</i>
IEEE	ang. <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	ang. <i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
IRiESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
JF	Jednostka Funkcjonalna w laboratorium LINTE ²
JWCD	Jednostka Wytwórcza Centralnie Dysponowana
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
NCRfG	ang. <i>Network Code on Requirements for grid connection of Generators</i>
NERC	ang. <i>North American Electric Reliability Corporation</i>
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
PMG	ang. <i>Permanent Magnet Generator</i>
PSS	ang. <i>Power System Stabilizer</i>
UE	Unia Europejska
URE	Urząd Regulacji Energetyki
WECC	ang. <i>Western Electricity Coordinating Council</i>

Oznaczenia

$\cos \varphi_n$	Znamionowy współczynnik mocy generatora
E_{FD}	Napięcie wyjściowe prostownika tyrystorowego
I_f, I_{FD}	Prąd wzbudzenia generatora
I_{fn}	Znamionowy prąd wzbudzenia generatora
I_{fo}	Prąd wzbudzenia biegu jałowego generatora
I_g	Prąd generatora (stojana)
I_{gn}	Znamionowy prąd generatora (stojana)
P	Moc czynna generatora
P_n	Znamionowa moc czynna generatora
S_n	Znamionowa moc pozorna generatora
U_f	Napięcie wzbudzenia generatora
U_{fn}	Znamionowe napięcie wzbudzenia generatora
U_{fo}	Napięcie wzbudzenia biegu jałowego generatora
U_g	Napięcie generatora (stojana)
U_{gn}	Znamionowe napięcie generatora (stojana)
U_{ref}	Wartość zadana napięcia generatora
U_{err}	Uchyb regulacji napięcia generatora
Q	Moc bierna generatora
Q_n	Znamionowa moc bierna generatora

1 WSTĘP

W Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) pracuje obecnie 114 Jednostek Wytwórczych Centralnie Dysponowanych (JWCD) [1]. Są to generatory synchroniczne o mocy osiągalnej od 28 MW do 1075 MW [1]. Nowe i modernizowane układy regulacji napięcia JWCD podlegają wymaganiom ogólnym, określonym w „ROZPORZĄDZENIU KOMISJI (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającym kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci” (NCRfG [2]). Układy regulacji napięcia JWCD muszą spełniać również wymagania szczegółowe, dotyczące ich właściwości dynamicznych, jednoznacznie określone przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (IRiESP [3]). Ponadto układy regulacji napięcia powinny też spełniać wymagania obowiązujących norm IEEE, między innymi [4-6].

Zgodnie z obowiązującą IRiESP układy regulacji napięcia powinny spełniać szereg wymagań dotyczących m.in. struktury i nastaw regulatora (odpowiednie ograniczniki, zakres regulacji napięcia generatora, itd.), a ponadto muszą przejść z wynikiem pozytywnym trzy testy, spełniające określone wymagania odbiorcze (zacytowano za obowiązującą IRiESP [3]):

- A. „Po zadanej skokowej zmianie wartości napięcia podczas biegu jałowego jednostki wytwórczej o $\pm 10\%$, czas doprowadzenia napięcia do wartości znamionowej przez regulator napięcia powinien być krótszy niż:
 - 1) 0,3 s – dla statycznych tyrystorowych układów wzbudzenia,
 - 2) 1 s – dla elektromaszynowych układów wzbudzenia.
- B. Po rzuceniu mocy biernej wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą, od wartości znamionowej mocy biernej do biegu jałowego, czas regulacji napięcia jednostki wytwórczej powinien być krótszy niż:
 - 1) 0,5 s - dla statycznych tyrystorowych układów wzbudzenia,
 - 2) 1,5 s - dla elektromaszynowych układów wzbudzenia.
- C. Przy samowzbudzeniu się jednostki wytwórczej z automatyczną regulacją napięcia zwiększenie napięcia jednostki wytwórczej przez regulator nie może przekroczyć 15% wartości napięcia znamionowego.”



Żaden z wyżej wymienionych testów odbiorczych nie dotyczy odpowiedzi napięciowej układu regulacji napięcia generatora pracującego w systemie elektroenergetycznym. Prawdopodobnie przyjęto założenie, że pozytywny wynik testów odbiorczych układu regulacji napięcia na biegu jałowym (lub podczas przejścia do biegu jałowego), zapewni odpowiednie właściwości układu regulacji podczas pracy generatora w systemie elektroenergetycznym. Jednak założenie to nie zawsze jest prawdziwe. Najprostszym przykładem może być nieprawidłowo nastawiony (nieaktywny na biegu jałowym), stabilizator systemowy. Pogorszy on właściwości układu regulacji napięcia podczas pracy synchronicznej generatora, a mimo to obowiązująca IRiESP nie precyzuje zakresu jego testów.

Niewielki zakres wymaganych badań odbiorczych dla układów regulacji napięcia JWCD nie daje pewności, że układy te będą działały prawidłowo w stanach zakłóceń (m.in. zwarcia, operacje łączeniowe), co może zagrażać bezpieczeństwu pracy KSE. Mając powyższe na uwadze należy rozważyć modyfikację obecnie obowiązujących testów odbiorczych (zawartych w IRiESP), jak również rozszerzenie wymagań poprzez wprowadzenie nowych testów odbiorczych. Metodyka testów powinna pozwolić na:

- weryfikację nastaw regulatora, ograniczników i stabilizatora systemowego,
- ocenę poprawności struktury i prawidłowości sterowania układu regulatora napięcia,
- identyfikację parametrów jednostki wytwórczej niezbędnych do jej poprawnego modelowania.

Powyższa tematyka znajduje się w obszarze zawodowych zainteresowań autora, który zajmuje się między innymi projektowaniem, uruchamianiem i konfigurowaniem układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych w kraju i za granicą.

Do przeprowadzenia analizy obowiązujących, jak również wieloetapowej weryfikacji zaproponowanych wymagań odbiorczych, konieczne jest przeprowadzenie testów laboratoryjnych (z wykorzystaniem modelu fizycznego) oraz badań symulacyjnych. Jako model fizyczny posłużyła Jednostka Funkcjonalna TG1 (JF TG1) w laboratorium LINTE² (opisana w **Załącznikach 9** oraz **10**), a wybrane badania



symulacyjne umożliwił zrealizowany w ramach pracy model JF TG1, opracowany w środowisku Matlab-Simulink.

Tezy pracy:

- I. Istotny wzrost jakości i skuteczności metod weryfikacji poprawności działania układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych, można osiągnąć poprzez:
 - a) sprecyzowanie wymagań dla obecnie przeprowadzanych testów odbiorczych,
 - b) nieznaczące rozszerzenie zakresu przeprowadzanych testów odbiorczych.
- II. Zaproponowane w rozprawie modyfikacje wymagań odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych umożliwią identyfikację błędów ich struktur oraz nastaw.

Celem pracy jest:

- wykazanie niewystarczalności wymaganego zakresu badań odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych,
- opracowanie nowych wymagań odbiorczych stawianych układom regulacji napięcia generatorów synchronicznych,
- zdefiniowanie wskaźników oraz kryteriów dla nowych wymagań odbiorczych,
- walidacja i weryfikacja opracowanych wymagań odbiorczych w oparciu o testy z wykorzystaniem modelu fizycznego jednostki wytwórczej oraz wybrane badania symulacyjne.

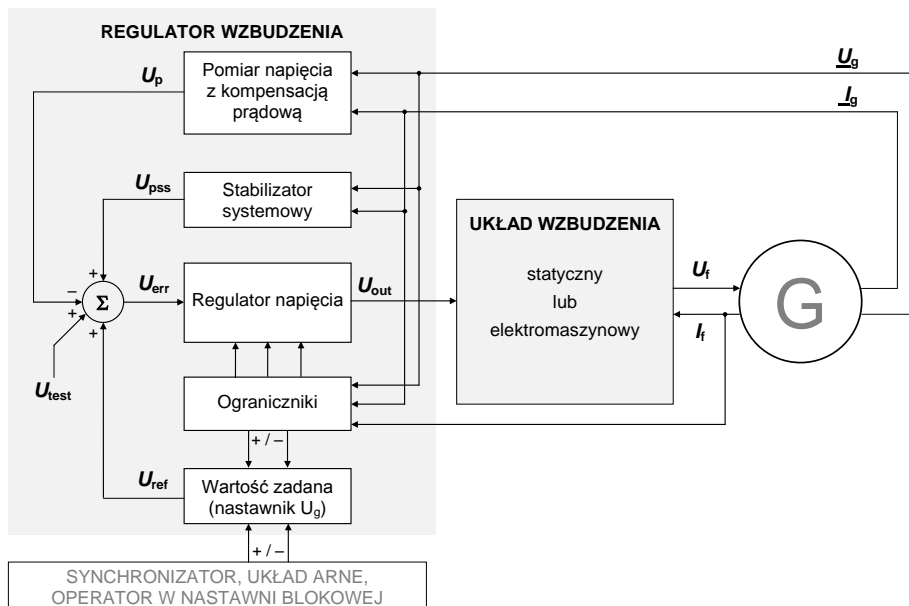
2 UKŁAD REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORA

2.1 Budowa układu regulacji napięcia generatora

Pojęcie *układ regulacji napięcia generatora synchronicznego*¹ jest swego rodzaju uproszczeniem. W istocie układ ten składa się z dwóch odrębnych elementów:

- regulatora wzbudzenia (ang. *synchronous machine regulator* [5]),
- układu wzbudzenia (statycznego lub elektromaszynowego, ang. *exciter* [5]).

Układ wzbudzenia generatora pełni w tej strukturze funkcję podrzędną (wykonawczą) w stosunku do nadrzędnego regulatora wzbudzenia (układu sterującego) – rys. 2.1.



Rys. 2.1. Uproszczony schemat funkcjonalny regulatora wzbudzenia rozumianego, jako system sterowania układem wzbudzenia generatora synchronicznego,

- G – generator synchroniczny,
 \underline{U}_g – fazy napięcia na zaciskach generatora (stojana),
 \underline{I}_g – fazy prądu generatora (stojana),
 I_f – prąd wzbudzenia,
 U_f – napięcie wzbudzenia,
 U_{ref} – wartość zadana napięcia na zaciskach generatora,
 U_{err} – uchyb regulacji napięcia,
 U_p – pomiar napięcia generatora z kompensacją prądową
 U_{pss} – sygnał wyjściowy ze stabilizatora systemowego,
 U_{test} – sygnał analogowy do badania regulatora wzbudzenia

¹ W literaturze anglojęzycznej układ określany jako AVR – ang. *Automatic Voltage Regulator*.

Współczesne regulatory wzbudzenia generatorów synchronicznych spełniają o wiele więcej funkcji niż wyłącznie sterowanie napięciem generatora synchronicznego. Regulator wzbudzenia jest obecnie synonimem cyfrowego systemu sterowania układem wzbudzenia (ang. *digital excitation control system*). Są to systemy o złożonej strukturze, najczęściej dwukanałowe (pełna redundancja sprzętu i oprogramowania) lub nawet trójkanałowe. Dzisiejsze regulatory muszą posiadać wiele dodatkowych, niezwykle istotnych funkcji umożliwiających między innymi:

- współpracę z układami automatyki elektrowni [7] – różnorodność interfejsów,
- detekcję utraty przewodzenia tyrystorów [8] – rozbudowana autodiagnostyka,
- pomiar temperatury uzwojenia wirnika generatora [9] – diagnostyka generatora,
- tłumienie kołysań napięcia / mocy podczas współpracy generatora z silnikiem wolnoobrotowym [10, 11] – funkcja LFC (ang. *Light Frequency Compensator*),
- komunikację z zewnętrznymi systemami sterowania elektrowni [12] – SCADA,
- rejestrację sygnałów analogowych, binarnych czy też stanów alarmowych [12].

Podstawowymi funkcjami realizowanymi przez regulatory wzbudzenia generatorów synchronicznych są:

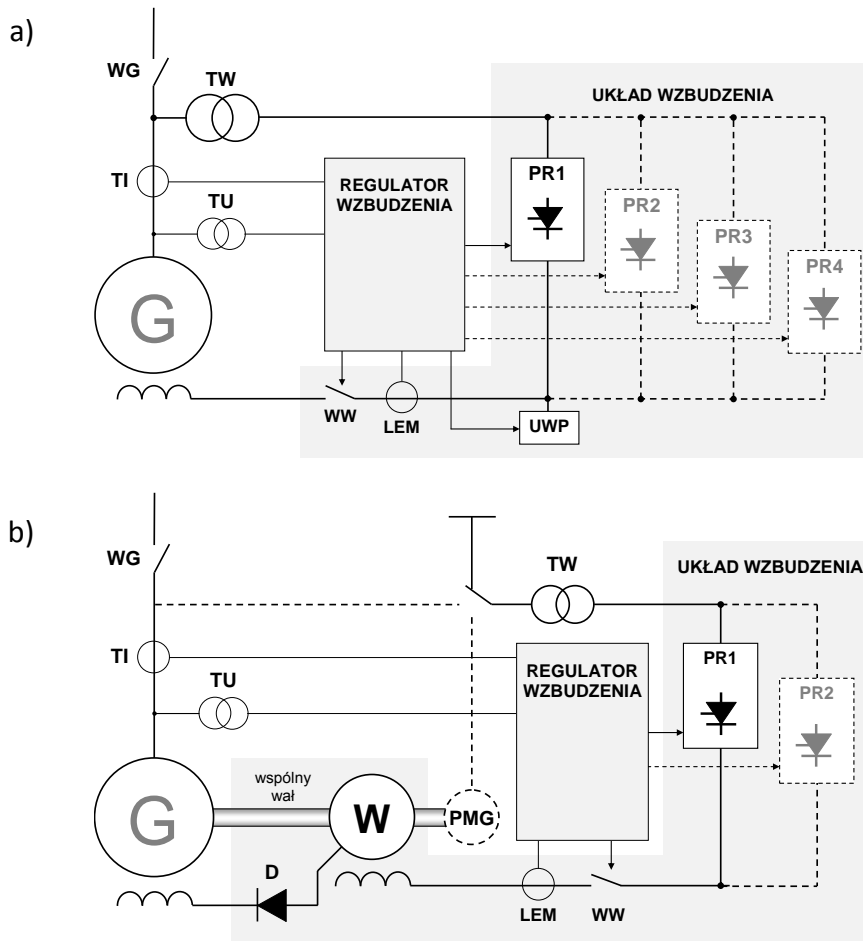
- prawidłowe wzbudzenie generatora na biegu jałowym,
- regulacja napięcia (po synchronizacji z siecią również mocy biernej lub współczynnika mocy),
- utrzymanie generatora w obszarze dopuszczalnych stanów pracy za pomocą ograniczników,
- tłumienie kołysań mocy z wykorzystaniem stabilizatora systemowego [13].

Budowę i właściwości typowych, stosowanych w KSE układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych przedstawiono w **Załącznikach 1 ÷ 6**, natomiast podstawowe tryby pracy układów regulacji napięcia opisano w **Załączniku 8**.

2.1.1 Rodzaje układów wzbudzenia

Układy wzbudzenia generatorów synchronicznych pracujące w KSE można podzielić na dwie grupy:

- układy statyczne, najczęściej zasilane bocznikowo (rys. 2.2a),
- układy elektromaszynowe (rys. 2.2b).



Rys. 2.2. Schematy blokowe układów regulacji napięcia: a) statyczny tyrystorowy zasilany bocznikowo z wyłącznikiem wzbudzenia w obwodzie wyjściowym prostowników, b) elektromaszynowy zasilany z obcego źródła (lub bocznikowo, lub też z PMG),

G	– generator synchroniczny	PR	– prostownik tyrystorowy (1÷4)
W	– wzbudnica	UWP	– układ wzbudzenia początkowego
D	– prostownik diodowy	WW	– wyłącznik wzbudzenia
WG	– wyłącznik generatora	LEM	– pomiar prądu wzbudzenia
TU	– przekładniki napięciowe	PMG	– podwzbudnica z magnesami trwałymi
TI	– przekładniki prądowe	----	– elementy i połączenia opcjonalne
TW	– transformator wzbudzenia		

W celu identyfikacji różnic działania dwóch wyżej wymienionych rodzajów układów wzbudzenia, należy nieco bardziej zagłębić się w ich budowę oraz zasadę działania.

Zasada działania statycznego tyrystorowego układu wzbudzenia o zasilaniu bocznikowym (rys. 2.2a) jest następująca: z zacisków generatora G, poprzez transformator wzbudzenia TW (szczegóły w **Załączniku 2**) są zasilane połączone równolegle prostowniki tyrystorowe PR1÷PR4 (opisane w **Załączniku 1**). Prostowniki tyrystorowe, poprzez wyłącznik wzbudzenia WW (opis w **Załączniku 5**), dostarczają prąd



wzbudzenia do uzwojenia wirnika generatora G. Na podstawie pomiarów (z przekładników TU, TI oraz przetwornika LEM) regulator wzbudzenia, realizując złożony algorytm zawierający pętle regulacyjne, ograniczniki, stabilizator systemowy, steruje pracą prostowników tyrystorowych PR1÷PR4 oraz układem wzbudzenia początkowego UWP (opis w **Załączniku 6**).

Zasada działania elektromaszynowego układu wzbudzenia z prostownikami tyrystorowymi (rys. 2.2b) jest następująca: z zacisków generatora G, z zewnętrznego źródła napięcia (np. z rozdzielni potrzeb własnych) lub z podwzбудnicy z magnesami trwałymi (ang. *Permanent Magnet Generator*), poprzez transformator wzbudzenia TW (opis w **Załączniku 2**), są zasilane połączone równolegle prostowniki tyrystorowe PR1÷PR2 (opis w **Załączniku 1**). Prostowniki PR1÷PR2, lub stosowane w układach elektromaszynowych energoelektroniczne przekształtniki z tranzystorem IGBT (szczegóły w **Załączniku 4**), poprzez wyłącznik wzbudzenia WW (opisano w **Załączniku 5**), dostarczają prąd do uzwojenia wzbudzenia wzbudnicy W. Uzwojenia twornika wzbudnicy W poprzez diodowy prostownik D dostarczają prąd wzbudzenia do uzwojenia wirnika generatora G. Prostownik diodowy D może być zamontowany na wale zespołu wzbudnica-generator (prostownik wirujący). Wówczas mamy do czynienia z układem bezszczotkowym (ang. *brushless*). Na podstawie pomiarów (z przekładników TU, TI oraz przetwornika LEM) regulator wzbudzenia, realizując złożony algorytm zawierający pętle regulacyjne, ograniczniki, stabilizator systemowy, steruje pracą prostowników tyrystorowych lub przekształtników z tranzystorem IGBT.

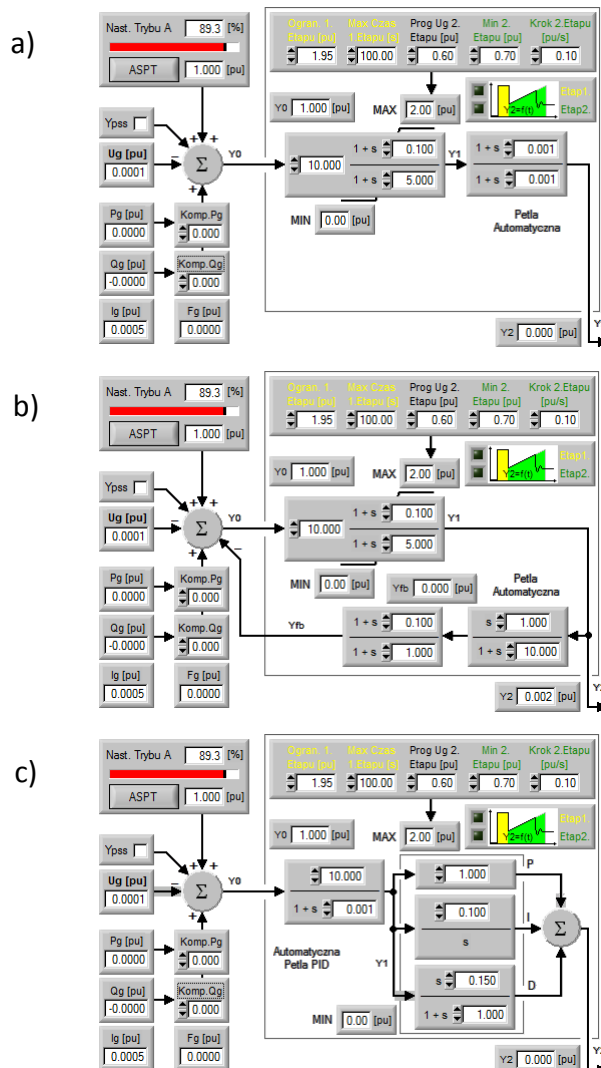
W celu podwyższenia niezawodności dużych jednostek wytwórczych stosuje się redundancję przekształtników energoelektronicznych $N - x$ ($N > x$, $x > 0$), gdzie N oznacza liczbę przekształtników (prostowników tyrystorowych lub przekształtników z tranzystorem IGBT), a zmienna x oznacza liczbę przekształtników, których chwilowe wyłączenie (z przyczyn technicznych) nie ograniczy zakresu pracy generatora. Redundancja przekształtników w statycznych układach wzbudzenia (rys. 2.2a) jest stosowana między innymi w elektrowniach: Bełchatów [14], Turów [15] i Żarnowiec [16]: $N = 2 \div 5$, $x = 1 \div 2$. Natomiast redundancję przekształtników w elektromaszynowych układach wzbudzenia (rys. 2.2b) zastosowano między innymi w elektrowniach: Jaworzno [18] oraz Ostrołęka [19]: $N = 2$, $x = 1$.

2.1.2 Typy struktur regulacyjnych

W układach regulacji napięcia generatorów synchronicznych stosuje się regulatory klasyczne (liniowe, stacjonarne [13]), o znormalizowanych strukturach IEEE [6]. Większość stosowanych w KSE regulatorów napięcia JWCD odpowiada jednej z trzech zdefiniowanych w normie IEEE [6] struktur:

- ST1A – struktura stosowana do statycznych układów wzbudzenia,
- AC4/AC5A – struktura stosowana do elektromaszynowych układów wzbudzenia,
- AC8B (*PID – ang. Proportional–Integral–Derivative*) – struktura stosowana do stycznych oraz elektromaszynowych układów wzbudzenia.

Przykładem implementacji wyżej wymienionych struktur może być regulator wzbudzenia typu P100C-SX [12] (rys. 2.3)



Rys. 2.3. Struktury regulatora wzbudzenia zgodne z normą IEEE na przykładzie regulatora P100C-SX [12]: a) ST1A, b) AC5A, c) AC8B

2.2 Ocena jakości regulacji napięcia

Regulacja napięcia generatora synchronicznego jest nazywana *regulacją automatyczną* w odróżnieniu od regulacji prądu wzbudzenia (będącą dodatkowym trybem pracy regulatora wzbudzenia), zwanej *regulacją ręczną*. Określenie *regulacja ręczna* odnosi się do wykonywanej przez operatora jednostki wytwórczej czynności utrzymywania wartości napięcia generatora poprzez ręczną zmianę wartości zadanej prądu wzbudzenia. Do oceny jakości *regulacji automatycznej* (napięcia generatora) wykorzystywane są:

- wskaźniki bezpośrednie,
- wskaźniki częstotliwościowe,
- wskaźniki rozkładu pierwiastków równania charakterystycznego.

2.2.1 Wskaźniki bezpośrednie

Bezpośrednia ocena jakości regulacji polega na badaniu przebiegów czasowych wielkości regulowanej (napięcia generatora U_g) w odpowiedzi na [20, 21]:

- skok wartości zadanej (zgodnie z [3]: skok U_g o $\pm 10\% U_{gn}$),
- zakłócenie (zgodnie z [3]: zrzut znamionowej mocy biernej Q_n).

Ocenie podlega stan przejściowy oraz stan ustalony napięcia generatora U_g , a wykorzystywane do oceny jakości regulacji wskaźniki bezpośrednie [20, 21] to:

- wartość ustalona uchybu regulacji – uchyb statyczny (rys. 2.4):

$$e_u = \lim_{t \rightarrow \infty} e(t) \quad (2.1)$$

- maksymalna wartość uchybu przejściowego (rys. 2.4):

$$e_1 = \max_t |e_p(t)| \quad (2.2)$$

- czas regulacji t_r (rys. 2.4) – czas, w którym uchyb mieści się w granicach $\pm \Delta e$:

$$t_r = \max_i \{t_i\}, \quad \text{gdzie: } |e_p(t_i)| = \Delta e \quad (2.3)$$

- czas narastania t_n – czas, w którym sygnał uchybu przejściowego narasta od 10% (czasem od 0%) do 90% tego sygnału w stanie ustalonym:

$$t_n = t_{90\%} - t_{10\%} \quad (2.4)$$

$$t_n = t_{90\%} - t_{0\%} \quad (2.5)$$

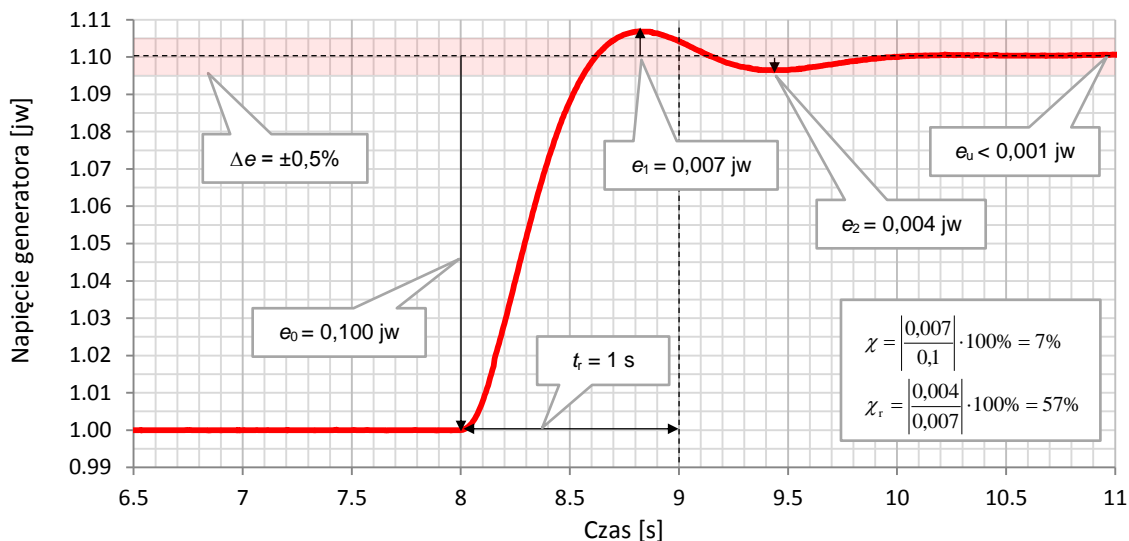
- przeregulowanie bezwzględne (ang. *overshoot*, rys.2.4a), czyli stosunek największego uchybu przejściowego e_1 , o zwrocie przeciwnym niż uchyb początkowy e_0 , do wartości tegoż uchybu e_0 i wyrażone w procentach:

$$\chi = \left| \frac{e_1}{e_0} \right| \cdot 100\% \quad (2.6)$$

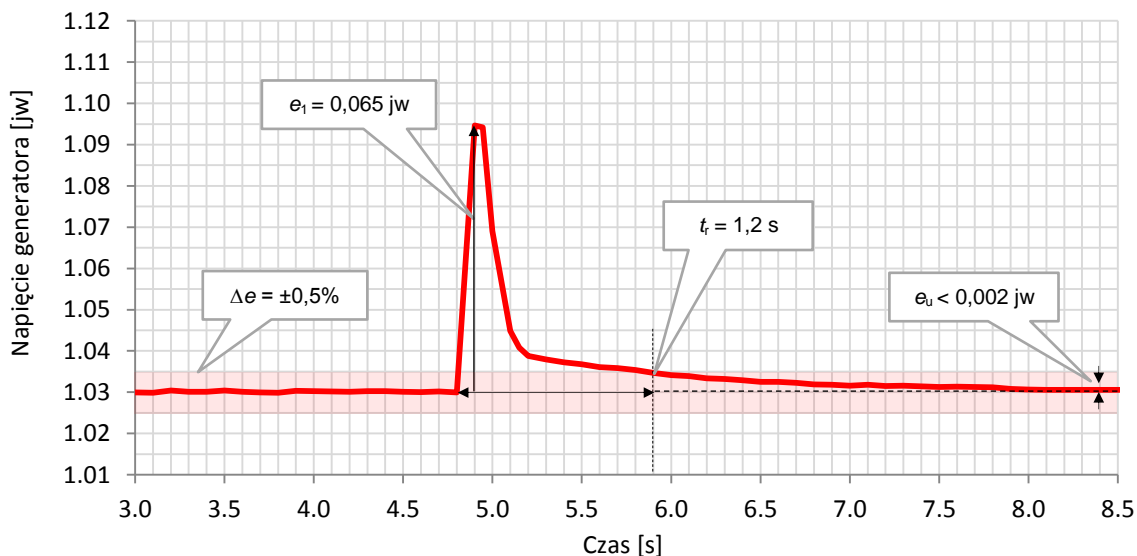
- przeregulowanie względne (rys. 2.4a), czyli stosunek wartości drugiego uchybu przejściowego e_2 do wartości pierwszego uchybu przejściowego e_1 i wyrażone w procentach:

$$\chi_r = \left| \frac{e_2}{e_1} \right| \cdot 100\% \quad (2.7)$$

a)



b)



Rys. 2.4. Graficzna prezentacja wskaźników do oceny jakości regulacji napięcia na przykładzie: a) skoku napięcia U_g o $+0,1$ jw, b) zakłócenia U_g podczas zrzutu znamionowej mocy biernej Q_n

2.2.2 Wskaźniki częstotliwościowe

Na podstawie charakterystyk częstotliwościowych: amplitudowej i fazowej układu otwartego można ocenić charakter przebiegu sygnału uchybu regulacji, stąd też do oceny jakości regulacji wykorzystywane są następujące wskaźniki pośrednie [20, 21]:

- zapas wzmocnienia (ang. *gain margin*) układu otwartego:

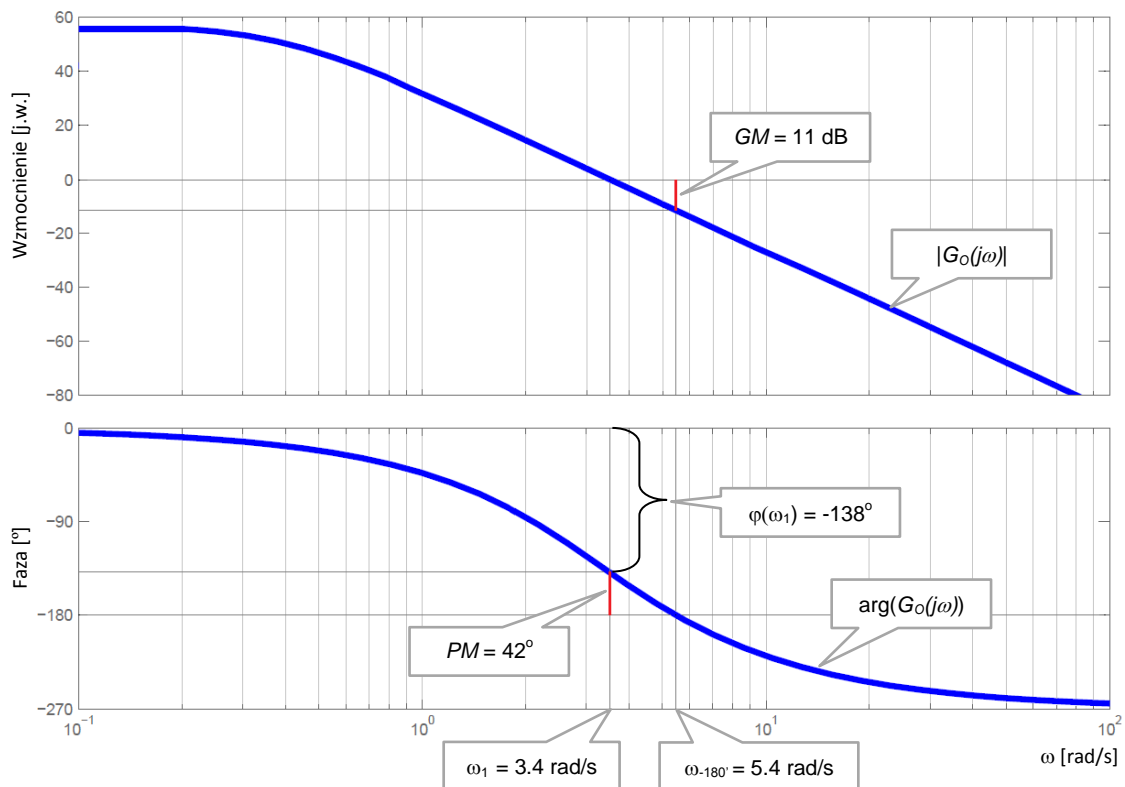
$$GM[dB] = 20\log 1 - 20\log |G_0(j\omega_{-180^\circ})| = 20\log \frac{1}{|G_0(j\omega_{-180^\circ})|} \quad (2.8)$$

gdzie: $G_0(j\omega_{-180^\circ})$ to transmitancja układu otwartego dla $\arg(G_0(j\omega)) = -180^\circ$

- zapas fazy (ang. *phase margin*) układu otwartego:

$$PM[^\circ] = 180^\circ + \varphi(\omega_1) \quad \text{gdzie: } \omega_1 \text{ to } \omega \text{ dla } |G_0(j\omega_1)| = 1 \quad (2.9)$$

Oba wyżej wymienione wskaźniki pośrednie zilustrowano na rys. 2.5.



Rys. 2.5. Przykład charakterystyk częstotliwościowych: amplitudowej i fazowej układu otwartego

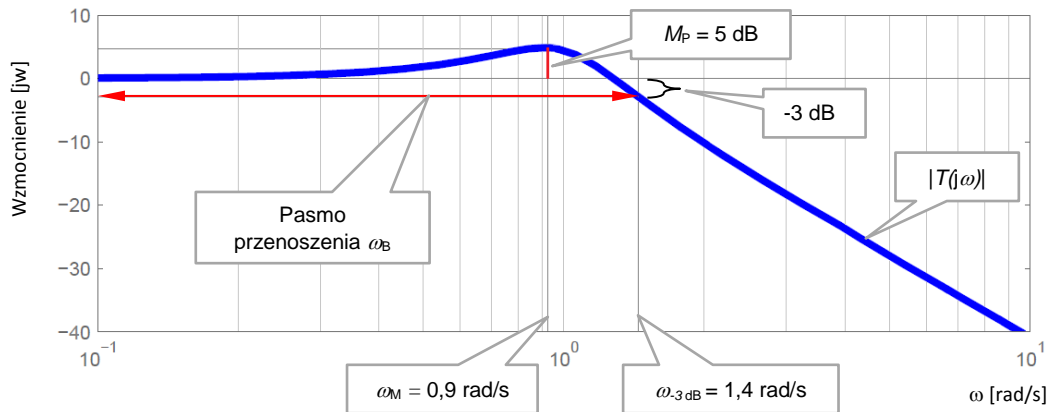
Charakterystyki częstotliwościowe układu otwartego są zazwyczaj obliczane na podstawie charakterystyk układu zamkniętego. Charakterystyki częstotliwościowe układu zamkniętego (bieg jałowy generatora) również niosą informacje o właściwościach dynamicznych układu. W tym celu wykorzystywane są następujące wskaźniki pośrednie:

- maksymalna wartość charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej układu zamkniętego (rys. 2.6):

$$M_p [dB] = \max_{\omega} |20 \log T(j\omega)| \quad (2.10)$$

gdzie: $T(j\omega)$ – transmitancja układu zamkniętego

- pasmo przenoszenia (ang. *bandwidth*) ω_B – od 0 rad/s do ω_{-3dB} rad/s (rys. 2.6).



Rys. 2.6. Przykład charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej układu zamkniętego

2.2.3 Inne wskaźniki

Oceny jakości regulacji napięcia dokonuje się także na podstawie położenia biegunów transmitancji układu zamkniętego. Jednym ze stosowanych wskaźników jest współczynnik tłumienia względnego, który stanowi cosinus kąta Θ pomiędzy linią kątową biegunów i półosią rzeczywistą ujemną [5] (jeśli pierwiastki leżą w lewej półpłaszczyźnie zmiennej zespolonej s):

$$\xi = \cos \Theta \quad (2.11)$$

Współczynnik tłumienia względnego można również obliczyć na podstawie stosunku wartości kolejnych przeregulowań (lub też stosunku wartości nieparzystych uchybów regulacji), za pomocą logarytmicznego dekrementu tłumienia:

$$\sigma = \ln \frac{e_1}{e_3} \quad (2.12)$$

gdzie: e_1 – pierwszy uchyb regulacji (pierwsze przeregulowanie), $e_1 > \Delta e$,

e_3 – trzeci uchyb regulacji (drugie przeregulowanie), $e_3 > \Delta e$.

Następnie wartość σ podstawić do wyrażenia [64]:

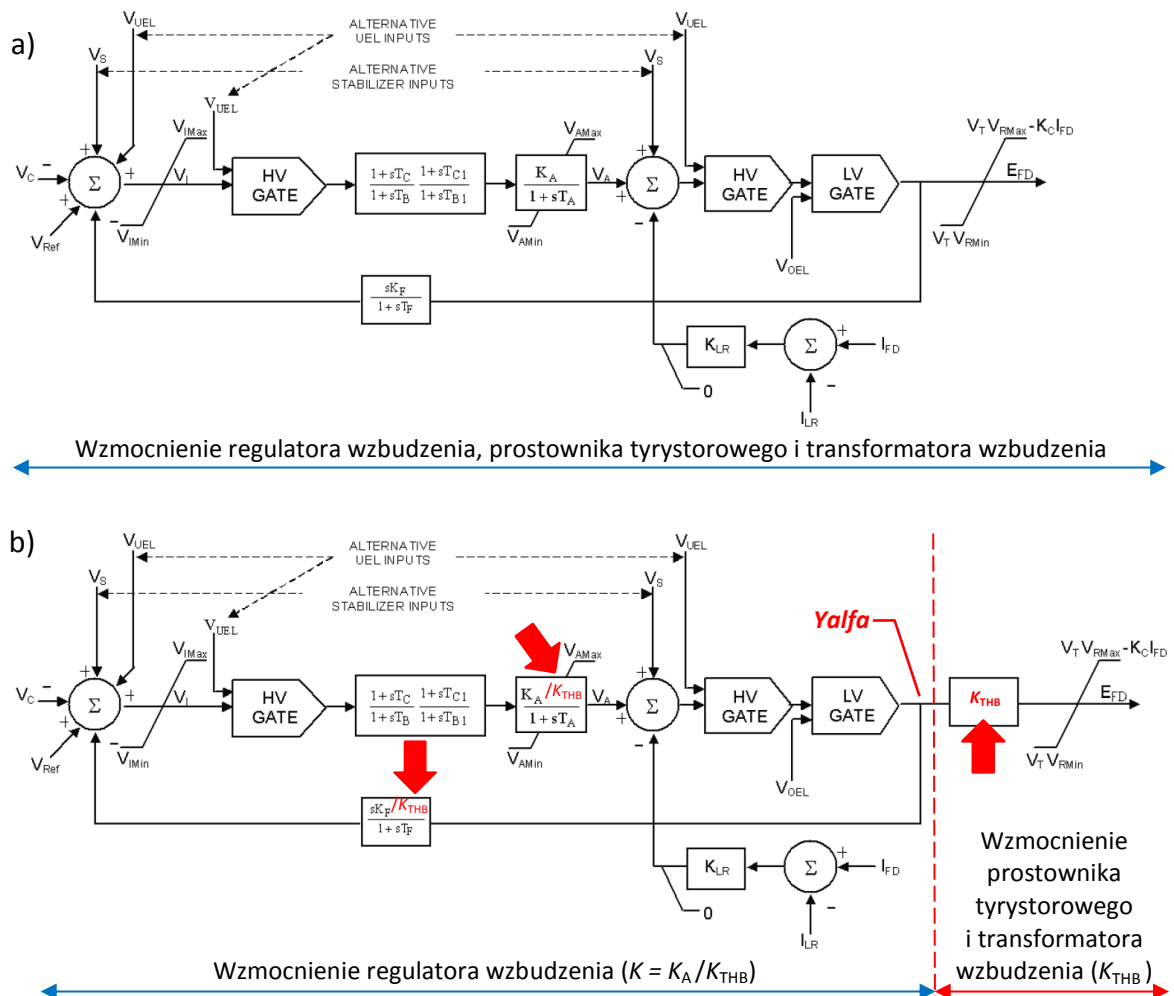
$$\xi = \frac{\sigma}{\sqrt{4\pi^2 + \sigma^2}} \quad (2.13)$$

2.3 Wzmocnienie regulatora napięcia

Dobór nastaw układów regulacji napięcia generatorów JWCD jest najczęściej poprzedzony staranną identyfikacją obiektu regulacji oraz symulacjami komputerowymi i dotyczy wybranej struktury regulatora (np. ST1A, AC5A lub AC8B).

2.3.1 Wzmocnienie K_A

Prawidłową jakość procesu regulacji napięcia osiąga się przy właściwym doborze nastaw regulatora wzbudzenia: stałych czasowych oraz całkowitego wzmocnienia. Wzmocnienie to, oznaczane zgodnie z IEEE [6] symbolem K_A , jest iloczynem wzmocnień wszystkich transmitancji struktury regulacyjnej. Dla przykładu, na rys. 2.7 przedstawiono dwa równoważne modele struktury typu ST1A [6] układu regulacji napięcia generatora.



Rys. 2.7. Równoważne modele struktury ST1A statycznego układu regulacji napięcia generatora: a) z jednym całkowitym wzmocnieniem K_A [6], b) z K_A rozdzielonym na wzmocnienia: K oraz K_{THB}

Na rys. 2.7a przedstawiono klasyczny, zaczerpnięty z normy IEEE [6] model ST1A, który zawiera tylko całkowite wzmocnienie K_A . Na rys. 2.7b przedstawiono zmodyfikowany, model ST1A (równoważny klasycznemu), na którym K_A przedstawiono jako iloczyn:

$$K_A = (K_A / K_{THB}) \cdot K_{THB} = K \cdot K_{THB} \quad (2.14)$$

gdzie: K – wzmocnienie regulatora wzbudzenia,

K_{THB} – wzmocnienie transformatora wzbudzenia wraz z prostownikiem.

2.3.2 Wzmocnienie K_{THB}

Przeprowadzając symulacje komputerowe (np. w celu doboru nastaw regulatora wzbudzenia), zwykle zakłada się, że napięcie E_{FD} na wyjściu prostownika tyrystorowego jest liniową funkcją sygnału *Yalfa* (rys. 2.7b), czyli przyjmuje się stałą wartość K_{THB} . Jednak w rzeczywistości wzmocnienie K_{THB} może zmieniać się zależnie od wartości *Yalfa* oraz charakterystyki wejściowej sterownika kąta wyzwalania tyrystorów. W celu ułatwienia analizy tych zależności, K_{THB} rozdzielono na iloczyn dwóch czynników:

$$K_{THB} = K_{FD} \cdot K_\alpha \quad (2.15)$$

gdzie: K_{FD} – wzmocnienie transformatora wzbudzenia,

K_α – wzmocnienie prostownika tyrystorowego.

Wzmocnienie K_{FD} – pierwszy czynnik wyrażenia (2.15) – jest wartością stałą. Jest to iloraz maksymalnego średniego napięcia E_{FD} na wyjściu prostownika tyrystorowego oraz napięcia wzbudzenia biegu jałowego generatora U_{f0} :

$$K_{FD} = \frac{\max_\alpha [E_{FD}(\alpha)]}{U_{f0}} \quad (2.16)$$

gdzie: α – kąt opóźnienia zapłonu prostownika tyrystorowego.

Zależność napięcia E_{FD} od kąta wyzwalania α , opisuje poniższe wyrażenie [78]:

$$E_{FD} = 0,955 \cdot U_m \cos \alpha \quad (2.17)$$

gdzie: U_m – amplituda napięcia zasilania prostownika tyrystorowego.

Z zależności (2.17) wynika, że napięcie E_{FD} osiąga maksimum dla $\alpha = 0^\circ$, zatem przy założeniu $\alpha = 0^\circ$ równanie (2.17) przyjmie postać:

$$K_{FD} = \frac{0,955 \cdot U_m \cos \alpha|_{\alpha=0}}{U_{f0}} = \frac{0,955 \cdot U_m}{U_{f0}} = \frac{0,955 \cdot \sqrt{2} \cdot U_{2N}}{U_{f0}} = \frac{1,35 \cdot U_{2N}}{U_{f0}} \quad (2.18)$$

gdzie: U_{2N} – wartość skuteczna napięcia międzyfazowego strony wtórnej transformatora wzbudzenia.

Wzmocnienie K_α – drugi czynnik wyrażenia (2.15) – jest pochodną charakterystyki $E_{FD} = f(Yalfa)$ prostownika tyrystorowego. Na kształt $E_{FD} = f(Yalfa)$ wpływają: zależność $E_{FD} = f(\alpha)$, opisana wyrażeniem (2.17), oraz charakterystyka wejściowa sterownika kąta: $\alpha = f(Yalfa)$. Pierwotna charakterystyka $\alpha = f(Yalfa)$ JF TG1 była linowa (patrz **Załącznik 9**, rys. 9.35), opisana wyrażeniem:

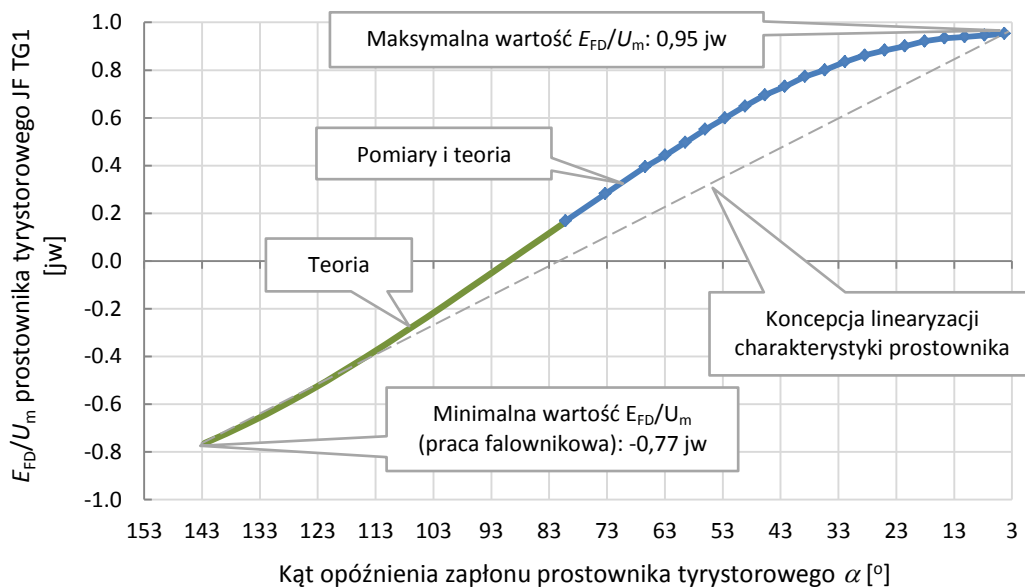
$$\alpha = -71,11^\circ \cdot Yalfa + 143,83^\circ \quad (2.19)$$

gdzie: $Yalfa = (0 \div 2)$.

Po podstawieniu wyrażenia (2.19) do (2.17) otrzymano zależność opisującą charakterystykę prostownika $E_{FD} = f(Yalfa)$ JF TG1:

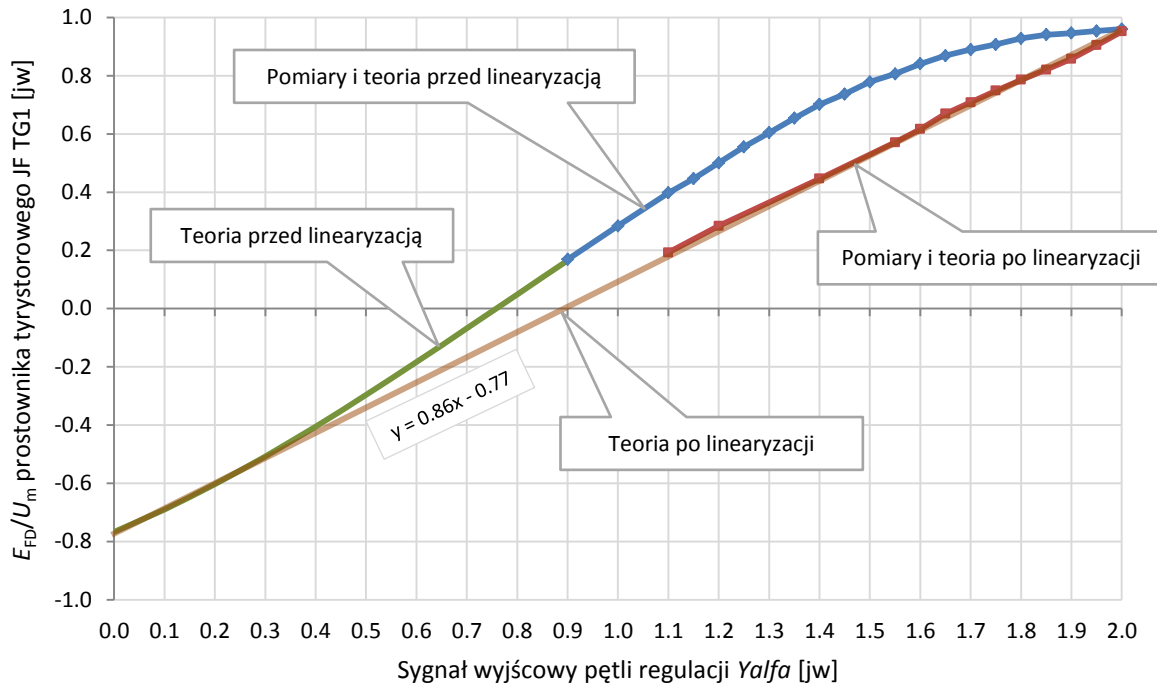
$$E_{FD} = 0,955 \cdot U_m \cos(-71,11^\circ \cdot Yalfa + 143,83^\circ) \quad (2.20)$$

Ponieważ charakterystykę prostownika tyrystorowego przedstawia się jako iloraz napięcia E_{FD} i amplitudy napięcia zasilania U_m w funkcji kąta α , dlatego też w tej postaci przedstawiono wyniki pomiarów prostownika JF TG1 – rys. 2.8. Teoretyczny fragment charakterystyki $E_{FD}/U_m = f(\alpha)$ wyznaczono z przekształconej zależności (2.20).



Rys. 2.8. Charakterystyka $E_{FD}/U_m = f(\alpha)$ Jednostki Funkcjonalnej TG1 i koncepcja jej linearyzacji

W celu uzyskania stałego wzmocnienia K_α (oraz stałego wzmocnienia K_{THB}) JF TG1, przeprowadzono linearyzację charakterystyki z rys. 2.8 (zgodnie z koncepcją przedstawioną na tym samym rysunku). Linearyzacji dokonano za pomocą tablicy korygującej (szczegóły opisano w **Załączniku 9**). Charakterystykę wyjściową (nieliniową) oraz nową (zlinearyzowaną) charakterystykę prostownika JF TG1 przedstawia rys. 2.9.



Rys. 2.9. Pierwotna oraz zlinearyzowana charakterystyka $E_{FD}/U_m = f(Yalfa)$ JF TG1

Dla zlinearyzowanej charakterystyki prostownika tyrystorowego (rys. 2.9) wzmacnienie K_α jest współczynnikiem nachylenia prostej. Zatem iloraz $\Delta(E_{FD}/U_m)$ oraz $\Delta Yalfa$ obliczony dla dwóch dowolnych punktów charakterystyki jest szukanym wzmacnieniem K_α :

$$K_\alpha = \frac{\Delta(E_{FD} / U_m)}{\Delta Yalfa} \quad (2.21)$$

2.3.3 Wartość wzmacnienia K_A JF TG1

Jednostka Funkcjonalna TG1 (JF TG1) w laboratorium LINTE² posiada strukturę ST1A zgodną z rys. 2.7b, stąd też do wyliczenia K_A skorzystano z zależności (2.14). Podstawiając do niej wyrażenie (2.15), a następnie wykorzystując wyrażenia (2.18) oraz (2.21) otrzymano końcową zależność, umożliwiającą obliczenie całkowitego wzmacnienia K_A :

$$K_A = K \cdot K_{FD} \cdot K_\alpha = K \cdot \frac{1,35 \cdot U_{2N}}{U_{fo}} \cdot \frac{\Delta(E_{FD} / U_m)}{\Delta Yalfa} \quad (2.22)$$

Podstawiając parametry JF TG1 (z **Załącznika 10**) do wyrażenia (2.22) obliczono wartość całkowitego wzmacnienia K_A układu regulacji napięcia generatora TG1:

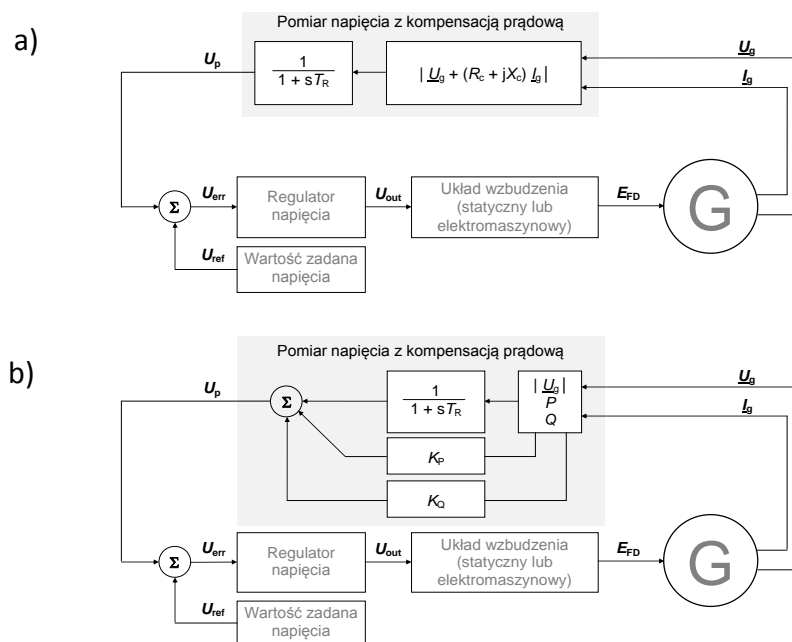
$$K_A = 111,9 \cdot \frac{1,35 \cdot 57}{14,7} \cdot \frac{0,95 - (-0,77)}{2 - 0} = 504.$$

2.4 Człon pomiaru napięcia z kompensacją prądową

Kompensacja prądowa (ang. *Reactive Current Compensation* – RCC), jest funkcją regulatora wzbudzenia, która modyfikuje pomiar napięcia generatora:

- w funkcji prądu generatora za pomocą parametrów R_K i X_K – rys. 2.10a,
- w funkcji mocy czynnej i biernej za pomocą parametrów K_C i K_Q – rys. 2.10b.

W obu metodach zmodyfikowane napięcie generatora jest zamieniane na sygnał U_p (stała czasowa T_R modeluje opóźnienie przetwornika A/C, rys. 2.10). Pomimo tego, że druga metoda kompensacji jest równoważna pierwszej tylko w pobliżu znamionowego napięcia generatora, jednak precyzję tej metody uznaje się za wystarczającą, co szczegółowo opisano w [6]. Załączenie kompensacji (niezależnie od zastosowanej metody) następuje, jeśli co najmniej jeden z jej parametrów jest różny od zera.



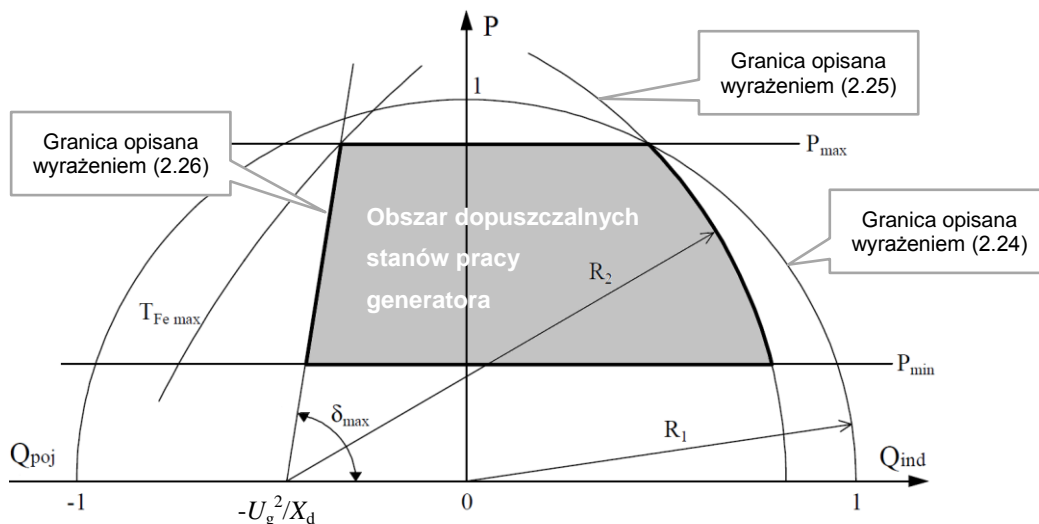
Rys. 2.10. Metody kompensacji prądowej: a) w funkcji prądu generatora, b) w funkcji mocy czynnej i biernej

Interesującym przykładem obiektu wymagającego zastosowania kompensacji prądowej jest Elektrownia Wodna Włocławek, w której 6 generatorów synchronicznych wyposażono w 3 transformatory blokowe (po jednym na każdą parę generatorów). Kompensacja prądowa (zastosowano drugą z wyżej wymienionych metod z nastawami: $K_Q = -0,07$, $K_P = 0,00$ [22]) pozwala na stabilną pracę wszystkich jednostek wytwórczych tej elektrowni.

Kompensacja prądowa w stanie ustalonym wpływa na pracę jednostki wytwórczej w sposób przybliżony do oddziaływania układu regulacji grupowej napięcia węzła wytwórczego ARNE [23]. Różnica pojawia się w stanach dynamicznych – układ ARNE cechuje wolne działanie, natomiast kompensacja prądowa działa bezzwłocznie. Zatem działanie kompensacji prądowej należy rozpatrywać w stanach ustalonych [24, 25], jak również w stanach dynamicznych [26]. W większości układów regulacji napięcia generatorów KSE wyposażonych w układ ARNE kompensacja prądowa jest wyłączona, jednak możliwe jest jednoczesne stosowanie kompensacji oraz układu ARNE [27].

2.5 Metody implementacji ograniczników

Obszar dopuszczalnych stanów pracy generatora synchronicznego na płaszczyźnie P-Q (ang. *Capability Curve*) przedstawiono na rys. 2.11 [28].



Rys. 2.11. Obszar dopuszczalnych stanów pracy generatora synchronicznego [28]

Moc czynną i bierną oddawaną przez generator synchroniczny, przy założeniu generatora z biegunami utajonymi ($X_d = X_q$) wyrażają poniższe równania [25]:

$$P = \frac{U_f \cdot U_g}{X_d} \sin \delta \quad (2.23a)$$

$$Q = \frac{U_f \cdot U_g}{X_d} \cos \delta - \frac{U_g^2}{X_d} \quad (2.23b)$$

Warunek dopuszczalnej obciążalności prądowej stojana (R_1 na rys. 2.11) ma postać:

$$P^2 + Q^2 \leq (U_g \cdot I_{gn})^2 = R_1^2 \quad (2.24)$$

Warunek dopuszczalnego prądu wzbudzenia (R_2 na rys. 2.11) wyraża zależność:

$$P^2 + \left(Q + \frac{U_g^2}{X_d} \right)^2 \leq \left(\frac{U_{fn} \cdot U_g}{X_d} \right)^2 = R_2^2 \quad (2.25)$$

Warunek nieprzekraczania dopuszczalnego współczynnika $\text{tg} \delta_{\max}$ (kąt δ_{\max} na rys. 2.11), zgodnie z [70] ma postać:

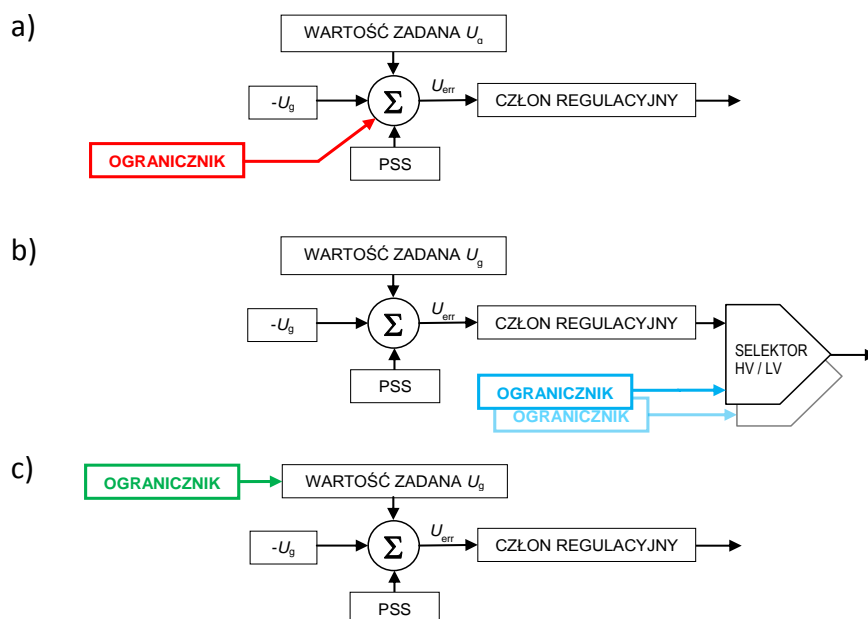
$$\frac{P}{Q + \frac{U_g^2}{X_d}} \leq \text{tg} \delta_{\max} \quad (2.26)$$

Ponadto na rys. 2.11 widoczne są:

- $P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$ – ograniczenia wynikające z własności mechanicznych turbiny,
- $T_{\text{Fe max}}$ – ograniczenie termiczne dla skrajnych elementów stojana generatora.

Utrzymanie generatora w widocznym na rys. 2.11 obszarze dopuszczalnych stanów pracy zapewniają ograniczniki, których budowę i właściwości szczegółowo opisano w **Załączniku 7**. Istotny wpływ, na jakość działania ograniczników ma sposób ich implementacji w strukturę regulatora wzbudzenia. Można wyróżnić trzy metody implementacji ograniczników:

- ogranicznik przyłączony do węzła sumacyjnego (rys. 2.12a),
- ogranicznik przyłączony do selektora sygnałów (rys. 2.12b),
- ogranicznik oddziałujący na wartość zadaną napięcia generatora (rys. 2.12c).



Rys. 2.12. Metody implementacji ograniczników w strukturze regulatora wzbudzenia: a) metoda węzła sumacyjnego, b) metoda selektora sygnałów, c) modyfikacja wartości zadanej



2.5.1 Ogranicznik przyłączony do węzła sumacyjnego

Ogranicznik przyłączony do *węzła sumacyjnego* (rys. 2.12a), powoduje zależną od znaku sygnału z ogranicznika korektę uchybu U_{err} (wyjścia *węzła sumacyjnego*). Tego typu ogranicznik częściowo wpływa na właściwości dynamiczne układu regulacji, stąd też musi być wyposażony w strukturę regulacyjną np. korektor różniczkująco-całkujący (ang. *lead-lag correction*). Sygnał wyjściowy nieaktywnych ograniczników tego typu jest równy 0 V (w przypadku regulatorów analogowych) lub 0 jw (jednostek względnych w przypadku regulatorów cyfrowych). Nawet w przypadku prawidłowego doboru parametrów tego typu ogranicznika (wzmocnienia i stałych czasowych), jego działanie może powodować chwilowe wahania napięcia generatora w czasie aktywacji ogranicznika (narastania wartości bezwzględnej wyjścia ogranicznika, od zera do stanu ustalonego) i dezaktywacji ogranicznika (zmniejszania się wartości bezwzględnej sygnału wyjścia ogranicznika, od stanu ustalonego do zera). Przykładem zastosowania ograniczników przyłączonych do *węzła sumacyjnego* był regulator napięcia typu RNGA-5 [29].

2.5.2 Ogranicznik przyłączony do selektora sygnałów

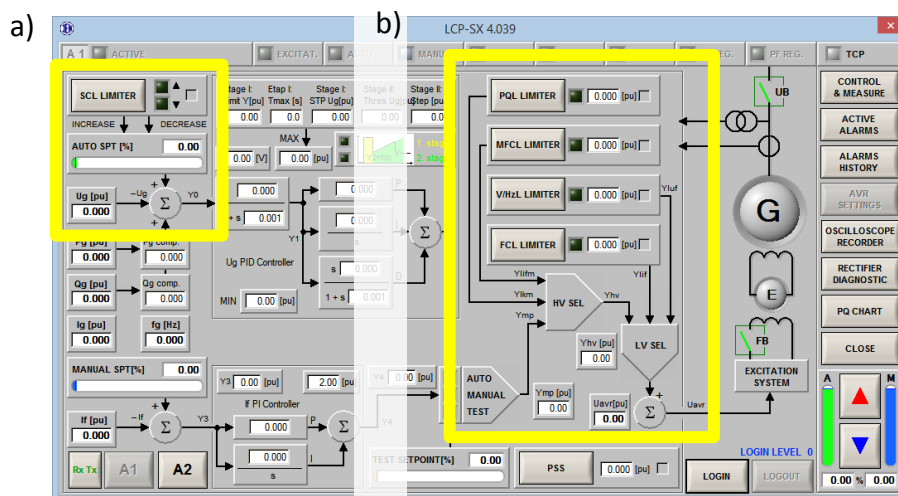
Ogranicznik przyłączony do *selektora sygnałów* analogowych (rys. 2.12b), powoduje przejście wyjścia regulatora przez sygnał spełniający warunek selektora – aktywny ogranicznik przejmuje kontrolę nad sygnałem wyjściowym regulatora napięcia. Oznacza to zmianę trybu pracy regulatora z regulacji napięcia generatora na regulację wielkości ograniczanej (np. prądu wzbudzenia). Aktywny ogranicznik tego typu całkowicie zmienia właściwości dynamiczne układu regulacji, stąd też musi być wyposażony w strukturę regulacyjną np. korektor różniczkująco-całkujący (ang. *lead-lag correction*) lub regulator PI (ang. *proportional-integral*). Sygnał wyjściowy nieaktywnych ograniczników powodujących dowzbudzenie jest równy zero (selektory HV), natomiast sygnał wyjściowy nieaktywnych ograniczników powodujących odwzbudzenie jest zazwyczaj równy maksimum sygnału wyjściowego regulatora (selektory LV), np. 10 V (w przypadku regulatorów analogowych) lub 2 jw (jednostek względnych w przypadku regulatorów cyfrowych). Przy prawidłowo dobranych parametrach ogranicznika, przejście kontroli przez ogranicznik jest płynne i nie powoduje wahań napięcia generatora w czasie aktywacji i dezaktywacji ogranicznika.

2.5.3 Ogranicznik oddziałujący na wartość zadaną

Wyjściami ogranicznika oddziałującego na *wartość zadaną* napięcia generatora (rys. 2.12c) są sygnały binarne, powodujące krokową zmianę *wartości zadanej* napięcia generatora. Dzięki temu ogranicznik nie musi być wyposażony w strukturę regulacyjną, a jego działanie jest płynne i nie powoduje wahań napięcia generatora w czasie jego aktywacji i dezaktywacji.

2.5.4 Stosowane metody implementacji ograniczników

Z inicjatywy autora, w wersji rozwojowej regulatora typu P100C [30], którym jest regulator P100C-SX [12], zastosowano ogranicznik prądu stojana (I_g) oddziałujący na *wartość zadaną* (rys. 2.13a – SCL LIMITER). Dzięki takiemu rozwiązaniu ogranicznik nie ma wpływu na stany dynamiczne, co miało miejsce w przypadku jego implementacji, jako ogranicznika przyłączonego do *selektora sygnałów*. Wówczas przekroczenie prądu I_g mogło prowadzić do wystąpienia zjawiska licytowania się ograniczników, a w efekcie do wypadnięcia generatora z synchronizmu, co opisano w [31]. Z uwagi na wspomniane wady ograniczników przyłączanych do *węzła sumacyjnego* (wahania napięcia generatora w czasie aktywacji/dezaktywacji ogranicznika), pozostałe ograniczniki regulatora P100C-SX pozostawiono przyłączone do *selektorów sygnałów* – rys. 2.13b. Rozwiązanie to zastosowano m.in. w Elektrowni Bełchatów (sześć generatorów [14]) oraz Elektrowni Jaworzno (sześć generatorów [18]) jak również w laboratorium LINTE² – w JF TG1 (oraz bliźniaczej JF TG2).



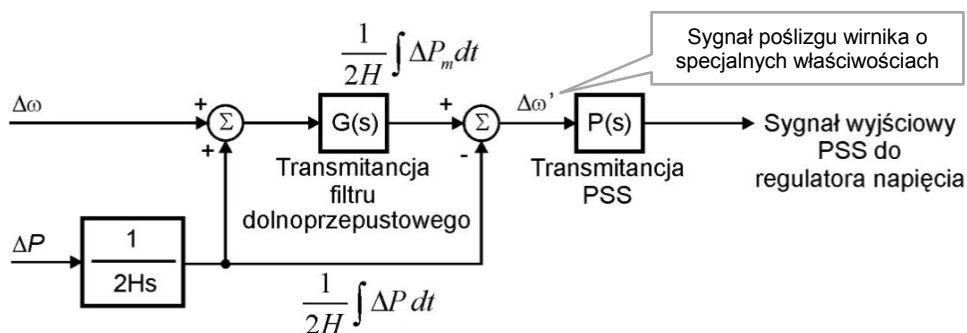
Rys. 2.13. Regulator P100C-SX [12]: a) ogranicznik oddziałujący na *wartość zadaną*
b) ograniczniki przyłączone do *selektorów sygnałów* analogowych

2.6 Stabilizator systemowy

Regulatory napięcia generatora cechuje duża wartość wzmocnienia K_A (jak obliczono w rozdziale 2.3.2, wzmocnienie JF TG1 wynosi $K_A = 501$). Dzięki temu przy statycznych zmianach obciążenia generatora, wpływ dużego wzmocnienia K_A pętli regulacji napięcia ma pozytywny skutek, ponieważ „(...) stan krytyczny odbioru oddala się od jego punktu pracy i tym samym zagrożenie utraty stabilności napięcia danego węzła zmniejsza się.” ([25], rozdział 7.4.7). Jednak przy dynamicznych zmianach obciążenia generatora, regulator napięcia pogarsza tłumienie ruchu wirnika ([25], rozdział 7.1.6). Ponadto, jak wykazano w [26], załączenie kompensacji prądowej może pogorszyć tłumienie kołysań mocy. Niezbędna jest zatem dodatkowa funkcja układu regulacji napięcia generatora, poprawiająca tłumienie modów kołysań własnych wirnika (od 0,7 do 3 Hz) oraz kołysań międzyobszarowych (od 0 do 1 Hz). Takie właściwości posiada stabilizator systemowy – funkcja PSS (*ang. Power System Stabilizer*) na rys. 2.1.

2.6.1 Budowa stabilizatora systemowego

PSS jest najczęściej traktowany, jako wydzielony element regulatora wzbudzenia, chociaż obecnie jest to zazwyczaj fragment jego algorytmu. Zasady działania stabilizatora systemowego szczegółowo opisuje [24], jak również [13, 25]. W dużym uproszczeniu można stwierdzić, że PSS wykorzystując jeden lub dwa dodatkowe sygnały wejściowe steruje układem wzbudzenia w taki sposób, aby polepszyć właściwości dynamiczne KSE poprzez tłumienie występujących w nim oscylacji mocy. Na rys. 2.14 [33] przedstawiono schemat blokowy dwuwejściowego stabilizatora systemowego o strukturze zgodnej ze standardem IEEE.



Rys. 2.14. Schemat blokowy dwuwejściowego stabilizatora systemowego [33]

Przedstawiona rys. 2.14 struktura PSS wykorzystuje sygnał zmiany mocy elektrycznej ΔP i poślizgu wirnika $\Delta\omega$ do syntezy sygnału $\Delta\omega'$, będącego sygnałem wejściowym do transmitancji $P(s)$ – rys. 2.14. Do obliczenia tego sygnału wykorzystuje się równanie ruchu turbozespołu (z pominięciem tłumienia):

$$\Delta\omega = \frac{1}{2H} \int \Delta P_m dt - \frac{1}{2H} \int \Delta P dt \Rightarrow \quad (2.27a)$$

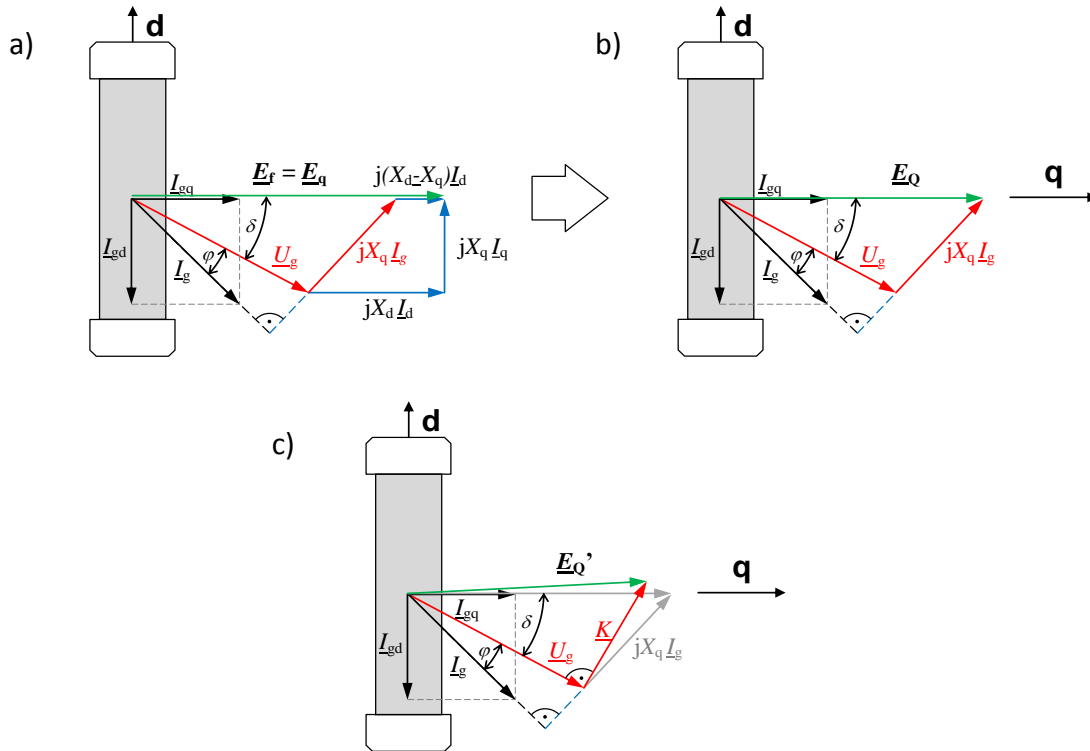
$$\Rightarrow \frac{1}{2H} \int \Delta P_m dt = \Delta\omega + \frac{1}{2H} \int \Delta P dt \quad (2.27b)$$

gdzie: H – stała bezwładności turbozespołu,

P_m – moc mechaniczna.

Na wyjściu pierwszego sumatora (rys. 2.14) uzyskiwana jest, zgodnie z wyrażeniem (2.25b), całka $(2Hs)^{-1}$ z przyrostu mocy P_m – wielkość ta nie zawiera informacji o modach oscylacyjnych, które PSS powinien wytłumić, ale może zawierać niepożądane oscylacje skrętne wału. Dlatego też, aby pozbyć się wszystkich niepożądanych informacji, sygnał ten jest filtrowany za pomocą transmitancji $G(s)$. Równocześnie sygnał całki z przyrostu mocy elektrycznej ΔP , zawierający mody oscylacyjne, podawany jest na drugi węzeł sumacyjny bez dodatkowego filtrowania. Dzięki takiej strukturze, zgodnie z równaniem (2.25a), otrzymujemy sygnał $\Delta\omega'$ o specjalnych właściwościach, który po kompensacji fazowej transmitancją $P(s)$ jest podawany do sumatora na wejściu regulatora napięcia (U_{PSS} na rys. 2.1). Odpowiednio dobrana transmitancja $P(s)$ (człon wyprzedzenia fazy) kompensuje opóźnienie fazowe wprowadzane poprzez różne komponenty systemu (pętlę regulacji, układ wzbudzenia oraz generator – stała czasowa wirnika).

W pierwszych stabilizatorach systemowych sygnał $\Delta\omega$ był wypracowywany z koła lub kilku kół zębatych umieszczonych na wale generatora. Rozwiązanie to okazało się jednak drogie i zawodne [33]. W obecnie stosowanych, dwuwejściowych stabilizatorach systemowych zamiast sygnału poślizgu wirnika $\Delta\omega$ stosuje się sygnał *skompensowanej częstotliwości*, którą oblicza się z siły elektromotorycznej \underline{E}_f generatora – rys. 2.15a. Ponieważ istotna jest częstotliwość napięcia \underline{E}_f (*częstotliwość skompensowana*), a nieistotny jest jego moduł, stąd też metodę z rys. 2.15a można zmodyfikować do wyznaczenia fikcyjnego napięcia \underline{E}_Q [33] leżącego w osi q – rys. 2.15b (w przypadku generatora z biegunami utajonymi $X_d = X_q$, wówczas \underline{E}_Q jest tożsame z \underline{E}_q). Precyzyjny algorytm wyznaczenia napięcia E_Q przedstawiono w [25].



Rys. 2.15. Wykresy fazorów generatora w stanie ustalonym (z pominięciem rezystancji twornika generatora) – metody wyznaczania E_f, E_Q oraz E_Q'

Do obliczania *skompensowanej częstotliwości* można również wykorzystać algorytm uproszczony, stosowany w cyfrowych regulatorach napięcia o niewielkiej mocy obliczeniowej. W tym celu należy wyznaczyć prostopadły do \underline{U}_g fikcyjny wektor \underline{K} (rys. 2.15c), którego moduł (przy założeniu, że $|\varphi| < 15^\circ$) odpowiada modułowi wektora $jX_q I_g$ (błąd $< (1 - \cos 15^\circ) < 4\%$). Wektor \underline{K} pozwala wyznaczyć pokazany również na rys. 2.15c wektor E_Q' (dla $\varphi = 0^\circ$ wektor E_Q' jest tożsamy z wektorem E_Q). Częstotliwość wektora E_Q' jest szukaną *skompensowaną częstotliwością*. Powyższa koncepcja algorytmu wykorzystującego reaktancję X_q ($|\underline{K}| = X_q I_g$) jest słuszna dla stanu ustalonego. W stanie przejściowym wartość reaktancji jest bliższa wartości X_q' , stąd też, jako parametr algorytmu stosuje się reaktancję X_{COMP} , (gdzie $X_q' < X_{COMP} < X_q$) [34], zatem uproszczony algorytm w dziedzinie dyskretnej można zapisać w postaci wyrażenia:

$$e_Q' = (u_{gA} - u_{gB}) + X_{COMP} \cdot \sqrt{3} \cdot i_{gC} \quad (2.28)$$

gdzie: e_Q' – wartość próbki napięcia E_Q' ,

u_{gA} – wartość próbki fazy A napięcia generatora,

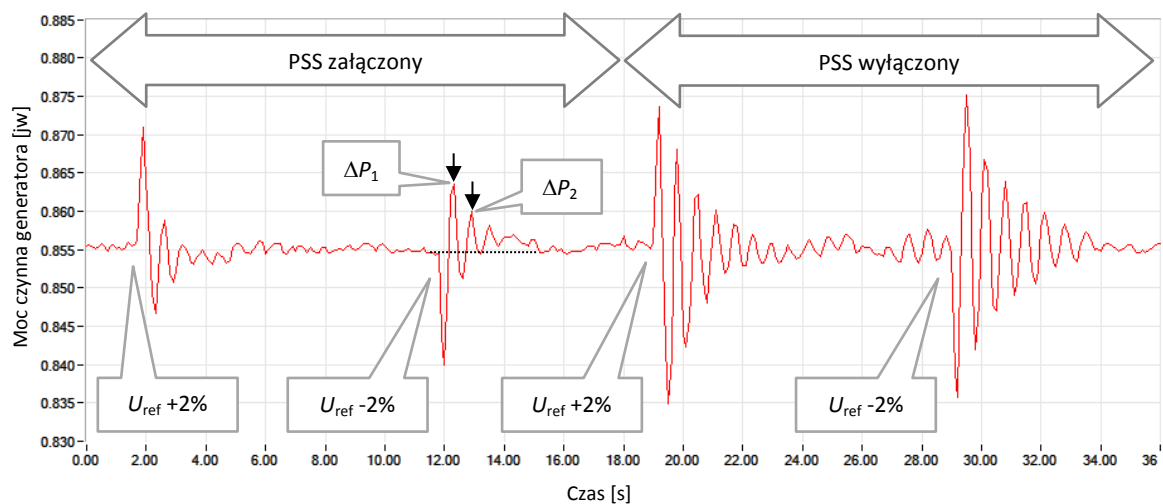
u_{gB} – wartość próbki fazy B napięcia generatora,

i_{gC} – wartość próbki fazy C prądu generatora.

Zamiast oznaczenia X_{COMP} spotka się również symbole: X_q^* lub X_{Qslip} [37]. Przykładem regulatora wzbudzenia o niewielkiej mocy obliczeniowej, wykorzystującego uproszczony pomiar *skompensowanej częstotliwości*, bazujący na wyrażeniu (2.25), jest układ typu P100C [30], w którym zaimplementowano stabilizator systemowy typu PSS2B.

2.6.2 Ocena jakości stabilizatora systemowego

Jedynym zdefiniowanym wskaźnikiem bezpośrednim do oceny jakości stabilizatora systemowego (PSS) jest współczynnik tłumienia DR (ang. *Damping Ratio*). Współczynnik wyznacza się z przebiegu mocy czynnej P , dla wartości mocy bliskiej P_n , po skoku wartości zadanej U_{ref} o $2\div 3\%$ [71]. Przykład tego testu, wykonany przez autora podczas uruchomienia układu regulacji napięcia turbogeneratorsa o mocy 426 MVA, przedstawiono na rys. 2.16.



Rys. 2.16. Przebieg mocy P po wykonanym przez autora teście skokowej zmiany U_{ref} o $\pm 2\%$ z załączonym PSS i z wyłączonym PSS, generatora o mocy 426 MVA [32]

Współczynnik tłumienia DR obliczany jest na podstawie stosunku kolejnych amplitud ($\Delta P_1, \Delta P_2$, rys. 2.16) mocy czynnej P po skoku wartości U_{ref} z załączonym PSS [64, 73] zgodnie z wyrażeniem:

$$DR = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} \quad (2.29)$$

gdzie: $\delta = \ln \frac{\Delta P_1}{\Delta P_2}$ – logarytmiczny dekrement tłumienia, analogiczny do wyrażenia (2.12).

Dla stabilizatora systemowego nie zdefiniowano wskaźników częstotliwościowych, jednak norma [5] zawiera następujące zalecenia:



- PSS powinien zwiększać tłumienie określone na podstawie porównania charakterystyk częstotliwościowo-amplitudowych wahań mocy czynnej z wyłączonym PSS oraz z załączonym PSS,
- PSS powinien posiadać opóźnienie sygnału wyjściowego, określone na podstawie charakterystyki częstotliwościowo-fazowej napięcia generatora, czyli takie, aby stabilizator systemowy dodawał składnik momentu obrotowego jednostki wytwórczej w fazie z odchyleniem prędkości.

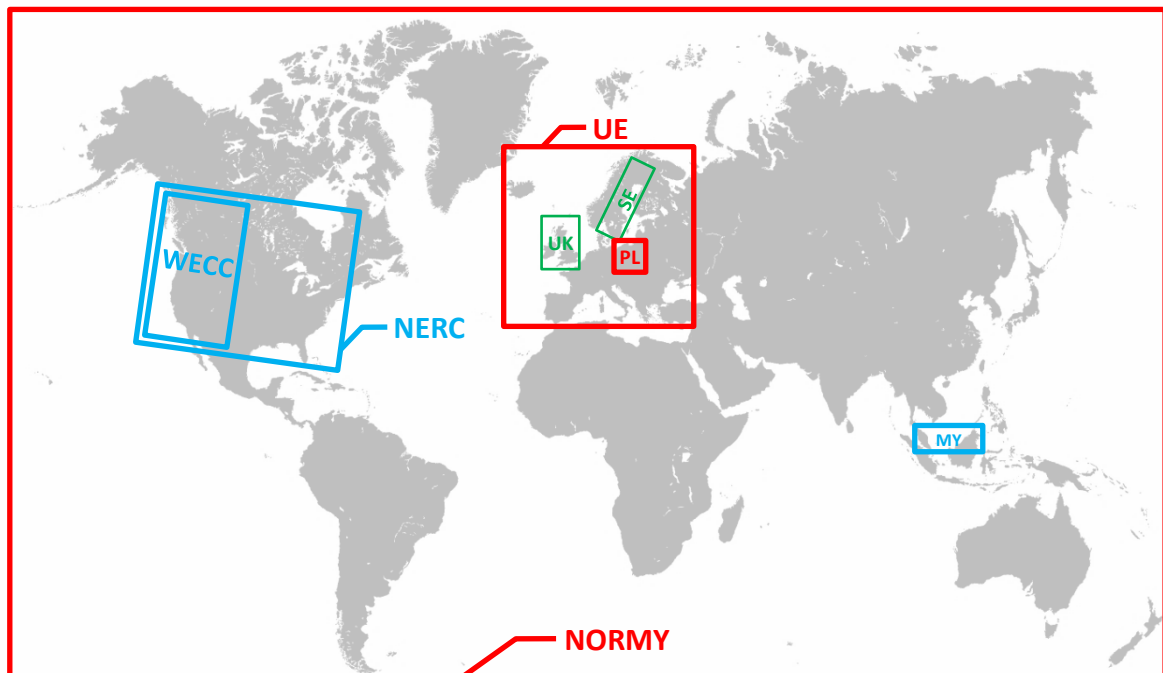
Dla obu wyżej wymienionych zaleceń należy opracować metodykę badawczą, pozwalającą wyznaczyć zdefiniowane równaniami wskaźniki oraz określić ich kryteria. Zadanie to zostało podjęte w ramach realizacji niniejszej rozprawy, co opisano w rozdziale 5.10.4.

3 ANALIZA WYMAGAŃ DLA UKŁADÓW REGULACJI NAPIĘCIA

3.1 Struktura wymagań dla układów regulacji napięcia

Zakres stosowanych na świecie wymagań dotyczących układów regulacji napięcia generatorów przedstawia rys. 3.1. Wymagania dla KSE na rys. 3.1 (zawierające się zbiory) oznaczono kolorem czerwonym: podzbiorem zbioru NORMY [4-6] są dodatkowe wymagania zbioru UE (obowiązujące w Unii Europejskiej wymagania NCRfG [2]), którego podzbiorem są szczegółowe wymagania zbioru PL (obowiązujące w Polsce wymagania, m.in. IRiESP [3]). Ponadto w zbiorze UE zawierają się m.in.:

- zbiór UK – wymagania obowiązujące w Wielkiej Brytanii [63],
- zbiór SE – wymagania obowiązujące w Szwecji [47].



Rys. 3.1. Zakres stosowanych na świecie wymagań dotyczących układów regulacji napięcia

Na rys. 3.1 przedstawiono dwa pozaeuropejskie przykłady podzbiorów zbioru NORMY:

- zbiór NERC – wymagania obowiązujące w kontynentalnej części USA, Kanadzie i północnej części stanu Baja California w Meksyku [36], którego podzbiorem są wymagania WECC [40],
- zbiór MY – wymagania obowiązujące w Malezji [71] – przykład wymagań krajowych nieposiadających wymagań pośrednich (jak np. UE dla PL na rys. 3.1).

3.2 Znormalizowane wymagania dla układów regulacji napięcia generatorów

W tabeli 3.1 zebrano wskaźniki wykorzystywane do oceny jakości regulacji napięcia generatora synchronicznego zawarte w normach IEEE [4-6] i podano przedziały akceptowanych wartości tych wskaźników – kryteria jakości regulacji.

Tabela 3.1. Wykaz wskaźników (wraz z kryteriami) do oceny jakości regulacji napięcia generatora synchronicznego wykonany na podstawie norm IEEE [4-6]

LP	WSKAŹNIK JAKOŚCI REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORA	KRYTERIUM
1	Czas regulacji dla określonej dokładności regulacji, wyrażenie (2.3)	$t_r = 0,2 \text{ s} \div 10 \text{ s}$ $\Delta e = 0\% \div \pm 1\%$
2	Czas narastania, wyrażenie (2.4)	$t_n = 0,25 \text{ s} \div 2,5 \text{ s}$
3	Wielkosygnalowe przeregulowanie bezwzględne, wyrażenie (2.6)	$\chi = 0 \div 15\%$
4	Małosygnalowe przeregulowanie bezwzględne, wyrażenie (2.6)	$\chi = 0 \div 40\%$
5	Ilość przeregulowań w stanie przejściowym dla określonej dokładności regulacji	≤ 2 $\Delta e = 0\% \div \pm 1\%$
6	Współczynnik tłumienia względnego, wyrażenie (2.13)	$\xi = 0,25 \div 1$ zalecane: $\xi \geq 0,6$
7	Zapas wzmocnienia (układu otwartego), wyrażenie (2.8)	$GM \geq 6 \text{ dB}$
8	Zapas fazy (układu otwartego), wyrażenie (2.9)	$PM \geq 40^\circ$
9	Maksymalna wartość charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej układu zamkniętego, wyrażenie (2.10)	$M_P = 1,1 \div 1,6$ $M_P [\text{dB}] = 0,8 \text{ dB} \div 4 \text{ dB}$
10	Pasma przenoszenia – z charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej układu zamkniętego	$\omega_B = 0,3 \text{ Hz} \div 5 \text{ Hz}$

Ponadto norma [6] podaje czas, po jakim powinien zadziałać człon zwłoczny ogranicznika prądu wzbudzenia:

$$t [\text{s}] = \frac{A}{I_f^B - 1} \quad (3.1)$$

gdzie: $A = 33,37$, $B = 2$ (producenci stosują również $B = 1$, co opisano w **Załączniku 7**).

3.3 Europejskie wymagania dla układów regulacji napięcia generatorów

ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NCRfG [2]) klasyfikuje synchroniczne moduły wytwarzania energii na cztery typy: A, B, C i D. Próg mocy został określony wyłącznie dla typu A (maksymalnie 0,8 kW), a dla pozostałych typów rozporządzenie NCRfG [2] określa maksymalne progi mocy, które OSP każdego z krajów UE może obniżyć. Polski OSP obniżył próg mocy modułów typu D z 75 MW na 20 MW [35], co opisano w rozdziale 3.4.1. Ponieważ moduły typu D muszą posiadać punkt przyłączenia na napięciu wynoszącym co najmniej 110 kV, a zatem wszystkie JWCD w KSE należą do typu D. Stąd też, w odniesieniu do JWCD należy uwzględnić zapisy NCRfG dotyczące modułów typu D.

3.3.1 Wymagane przez UE wyposażenie regulatora oraz testy zgodności

Zgodnie z NCRfG [2] układ regulacji napięcia modułu wytwarzania typu D musi posiadać (obowiązuje JWCD) – art. 19, ust. 2:

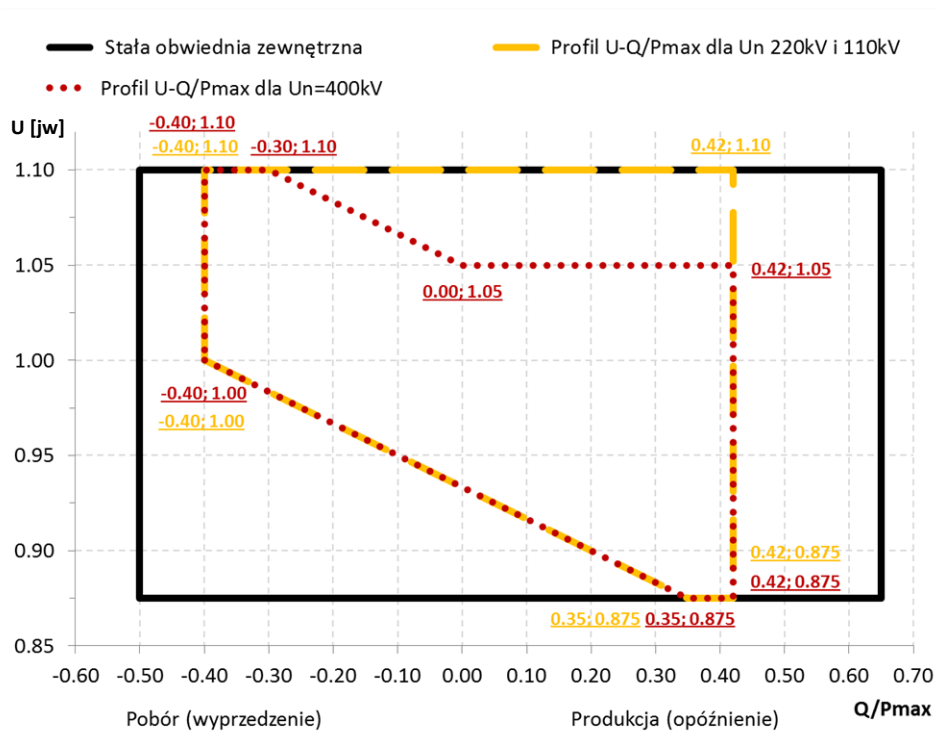
- a) stały automatyczny układ regulacji napięcia, który może zapewnić stałe napięcie na zaciskach generatora z możliwością jego nastawy,
- b) funkcję stabilizatora systemowego (PSS),
- c) dokumentację dotyczącą struktury modelu oraz schemat blokowy układu,
- d) ogranicznik niedowzbudzenia,
- e) ogranicznik maksymalnego prądu wzbudzenia,
- f) ogranicznik prądu stojana,
- g) ograniczenia szerokości pasma sygnału wyjściowego w celu zagwarantowania, że najwyższa częstotliwość odpowiedzi nie może wzbudzić oscylacji skrętnych w innych modułach wytwarzania energii przyłączonych do sieci,
- h) parametry i ustawienia elementów układu regulacji muszą być uzgodnione z OSP.

NCRfG [2] wymaga testów zgodności modułów wytwarzania typu D w zakresie zdolności do generacji mocy biernej (obowiązuje JWCD) – art. 46, ust. 1:

- a) należy wykazać zdolność techniczną modułu wytwarzania energii do generacji indukcyjnej (ang. *lagging*) i pojemnościowej (ang. *leading*) mocy biernej (zgodnie z art. 18 ust. 2), zdefiniowanej na rys. 3.2 [35];

b) test uznaje się za zaliczony, jeżeli spełnione są następujące warunki:

- moduł wytwarzania energii pracuje przy maksymalnej mocy biernej przez co najmniej jedną godzinę, zarówno pod względem indukcyjnej, jak i pojemnościowej mocy biernej, przy: minimalnym poziomie stabilnej eksploatacji, mocy maksymalnej oraz punkcie pracy mocy czynnej pomiędzy wspomnianymi maksymalnymi i minimalnymi poziomami;
- wykazana zostaje zdolność modułu wytwarzania energii do zmiany dowolnej wartości docelowej mocy biernej w uzgodnionym zakresie.

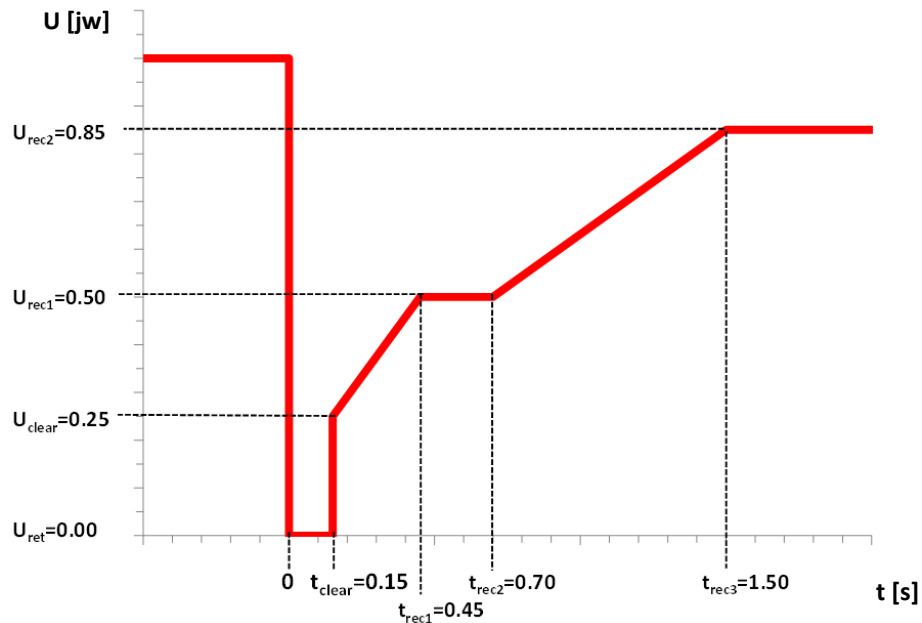


Rys. 3.2. Profil U-Q/Pmax synchronicznego modułu wytwarzania energii [35]

3.3.2 Wymagane przez UE symulacje

Pierwsza z wymaganych przez NCRfG [2] symulacja zgodności dla modułów wytwarzania typu D (obowiązująca JWCD), dotyczy zdolności jednostki wytwórczej do generacji indukcyjnej (ang. *lagging*) i pojemnościowej (ang. *leading*) mocy biernej (zgodnie z art. 18 ust. 2), zdefiniowanej na rys. 3.2 [35].

Druga z wymaganych przez NCRfG [2] symulacja zgodności, obowiązująca JWCD, dotyczy symulacji zdolności do pozostania jednostki wytwórczej w pracy podczas zwarcia (art. 51, ust. 3), zgodnie z warunkami określonymi na rys. 3.3 [35]. Czas trwania zwarcia określono na $t_{clear} = 0,15$ s.



Rys. 3.3. Wymagany profil pozostawania w pracy podczas zwarcia dla modułów wytwarzania energii typu D [35], a więc również obowiązujący JWCD

Trzecia, wymagana przez NCRfG [2], symulacja zgodności dla synchronicznych modułów wytwarzania energii typu D (obowiązująca JWCD), dotyczy symulacji tłumienia oscylacji mocy – art. 53, ust. 2 (zacytowano za NCRfG [2]):

- wykazuje się, że działanie modułu wytwarzania energii pod względem jego układu regulacji (zwanej dalej „funkcją PSS”) umożliwia tłumienie oscylacji mocy czynnej (zgodnie z warunkami określonymi w art. 19 ust. 2)
- regulacja musi prowadzić do poprawy tłumienia odpowiedzi mocy czynnej AVR (automatycznego regulatora napięcia) w połączeniu z funkcją PSS w porównaniu z odpowiedzią mocy czynnej samego AVR;
- symulację uznaje się za zaliczoną, jeżeli spełnione są łącznie następujące warunki:
 - funkcja PSS powoduje tłumienie oscylacji mocy czynnej modułu wytwarzania energii w zakresie częstotliwości określonym przez właściwego OSP. Przedmiotowy zakres częstotliwości obejmuje częstotliwości trybu lokalnego modułu wytwarzania energii i oczekiwane oscylacje sieci;
 - nagłe zmniejszenie obciążenia modułu wytwarzania energii z 1,0 jw do 0,6 jw mocy maksymalnej nie prowadzi do niewytłumionych oscylacji mocy czynnej lub mocy biernej modułu wytwarzania energii.

3.4 Krajobowe wymagania dla układów regulacji napięcia generatorów

3.4.1 Wymogi Operatora Sieci Przesyłowej

W dniu 9 listopada 2018 r. decyzją Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE) został zatwierdzony dokument *Propozycja OSP wymogów ogólnego stosowania wynikających z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci* [35]. Następujący zapis *Propozycji OSP* dotyczy układów regulacji napięcia: „Celem zapewnienia stabilnej pracy systemu wszystkie synchroniczne moduły wytwarzania energii typu D (punkt przyłączenia na napięciu ≥ 110 kV) o mocy maksymalnej równej i powyżej 20 MW muszą być wyposażone w funkcję PSS (tłumienia oscylacji mocy)”. Zacytowany zapis skutkuje m.in. koniecznością wyposażenia wszystkich układów regulacji napięcia JWCD [1] w funkcję PSS.

3.4.2 Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej

W dniu 1 lutego 2017 r. decyzją Prezesa URE został zatwierdzony dokument IRiESP [3] zawierający szczegółowe przepisy dotyczące jednostek wytwórczych w KSE. Poniżej przedstawiono wymagania IRiESP w odniesieniu do układów regulacji napięcia.

Regulacja napięcia, ograniczniki i PSS

Układ regulacji napięcia jednostek wytwórczych powinien posiadać:

- jeden obwód regulacji napięcia jednostki wytwórczej z możliwością zdalnego sterowania wartością zadaną,
- niezależność regulacji napięcia generatora U_g od częstotliwości f (dla $f \geq 48$ Hz):

$$\frac{\Delta U_g}{\Delta f} \leq 0,05 \quad (3.2)$$

- obwód regulacji napięcia wzbudzenia lub prądu wzbudzenia²
- ogranicznik minimalnej mocy biernej (kąta mocy),
- ogranicznik maksymalnego prądu stojana, o dokładności nie mniejszej od $\pm 5\%$, w zakresie zmian napięcia od 80 do 100% napięcia znamionowego, powinien

² Układ powinien być wyposażony w dodatkową pętlę regulacji ręcznej.

zmniejszać wartość zadaną napięcia jednostki wytwórczej w przypadku, gdy prąd stojana przekroczy nastawioną wartość; nie powinien zmniejszać wartości zadanej napięcia jednostki wytwórczej w przypadku, gdy przeciążenie stojana jest spowodowane prądem pojemnościowym; powinien być wyposażony w element zwłoczny, dopuszczający krótkotrwałe przeciążenia jednostki wytwórczej w granicach dozwolonych w instrukcji producenta, przy czym czas zwłoki powinien być zależny od wielkości przeciążenia i być krótszy od czasu działania zabezpieczenia nadmiarowo-prądowego zwłocznego jednostki wytwórczej;

- f) ogranicznik maksymalnego prądu wirnika, o dokładności nie mniejszej od $\pm 5\%$ wartości znamionowej, w zakresie zmian napięcia od 80 do 100% napięcia znamionowego, powinien zmniejszać wartość zadaną napięcia jednostki wytwórczej w przypadku, gdy prąd wirnika przekroczy nastawioną wartość;
- g) ogranicznik indukcji, utrzymujący dla częstotliwości $f < 48$ Hz napięcie:

$$U_g \leq \frac{f}{48} U_{g48\text{Hz}} \quad (3.3)$$

gdzie: $U_{g48\text{Hz}}$ – napięcie na zaciskach jednostki wytwórczej przy częstotliwości 48 Hz;

- h) dwuwęściowy stabilizator systemowy³.

Pułap forsowania i zwarcie

- a) Układ regulacji napięcia jednostki wytwórczej powinien zapewnić stromość narastania napięcia wzbudzenia nie mniejszą niż $1,5\%^4$ napięcia znamionowego na sekundę.
- b) Układ regulacji napięcia jednostki wytwórczej powinien zapewnić pułap napięcia wzbudzenia o wartości nie niższej niż 1,5-krotna wartość znamionowego napięcia wzbudzenia. W przypadku wzbudnic statycznych, pułap napięcia wzbudzenia powinien być dobierany z uwzględnieniem warunku zapewnienia selektywnej pracy zabezpieczeń jednostki wytwórczej oraz prawidłowego zasilania urządzeń potrzeb własnych jednostki wytwórczej.

³ Nie sprecyzowano czy wymóg dotyczy JWCD, czy też jednostek powyżej danej mocy maksymalnej.

⁴ Prawdopodobnie błąd w IRiESP – znak „%” powinien zostać usunięty [25].

- c) Po zwarciu trójfazowym na zaciskach strony górnego napięcia transformatora blokowego układ wzbudzenia powinien zapewnić odbudowę napięcia na szynach potrzeb własnych jednostki wytwórczej do wartości 70% napięcia znamionowego w przeciągu 1 s od momentu wyłączenia jednostki wytwórczej z sieci przez zabezpieczenia rezerwowe o najdłuższym czasie działania.

Struktura i nastawy

- a) Rodzaj układów regulacji napięcia oraz ich nastawy wymagają uzgodnienia z OSP.
- b) Typ stabilizatora systemowego oraz jego nastawy wymagają uzgodnienia z OSP.
- c) Regulator napięcia jednostki wytwórczej powinien zapewnić możliwość regulacji napięcia na zaciskach jednostki wytwórczej co najmniej w przedziale od 80 do 110% napięcia znamionowego generatora.
- d) Zakres nastaw kompensacji prądowej regulatora napięcia jednostki wytwórczej nie powinien być mniejszy niż $\pm 15\%$ dla mocy czynnej i biernej.
- e) Zakresy nastawy ograniczanych wartości prądu stojana i prądu wirnika powinny być zawarte w przedziale od 80 do 110% wartości znamionowej.

Testy zgodności (zacytowano za IRiESP [3])

- a) Po zadanej skokowej zmianie wartości napięcia podczas biegu jałowego jednostki wytwórczej o $\pm 10\%$ czas doprowadzenia napięcia do wartości znamionowej⁵ przez regulator napięcia powinien być krótszy niż:
- 0,3 s – dla statycznych tyrystorowych układów wzbudzenia,
 - 1 s – dla elektromaszynowych układów wzbudzenia.
- b) Po zrzucie mocy biernej⁶ wytwarzanej przez jednostkę wytwórczą od wartości znamionowej mocy biernej do biegu jałowego czas regulacji napięcia jednostki wytwórczej powinien być krótszy niż:
- 0,5 s – dla statycznych tyrystorowych układów wzbudzenia,
 - 1,5 s – dla elektromaszynowych układów wzbudzenia.

⁵ Czas regulacji (ustalania) t_r .

⁶ W KSE przyjęto weryfikować również wartość uchybu ustalonego po zrzucie mocy biernej: $e_u \leq 0,5\%$.

- c) Przy samowzbudzeniu się jednostki wytwórczej z automatyczną regulacją napięcia zwiększenie napięcia jednostki wytwórczej przez regulator nie może przekroczyć 15% wartości napięcia znamionowego.⁷

3.5 Pozaeuropejskie wymagania dla układów regulacji napięcia generatorów

3.5.1 Wymagania NERC

NERC (ang. *North American Electric Reliability Corporation*, rys. 3.1) jest międzynarodowym organem regulacyjnym, którego zadaniem jest zapewnienie niezawodności i bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego [36]. Obszar odpowiedzialności NERC obejmuje kontynentalną część USA, Kanadę i północną część stanu Baja California w Meksyku. Zalecane przez NERC testy zostały opisane w [37], a procedurę testową służącą do weryfikacji modeli dynamicznych regulatorów napięcia generatorów synchronicznych definiuje MOD-026-1. Weryfikację modeli uzyskuje się poprzez porównanie wyników testów obiektowych zdefiniowanych w MOD-026-1 z wynikami symulacji. Zalecany przez NERC model generatora to GENTPJ [38].

Charakterystyka biegu jałowego

NERC w [37] zaleca, aby z charakterystyki biegu jałowego (ang. *open circuit saturation curve*) badanego generatora synchronicznego wyznaczyć:

- styczną do początkowych punktów charakterystyki biegu jałowego (ang. *air gap line*) – rys. 3.4,
- współczynnik nasycenia $S_{1.0}$,
- współczynnik nasycenia $S_{1.2}$.

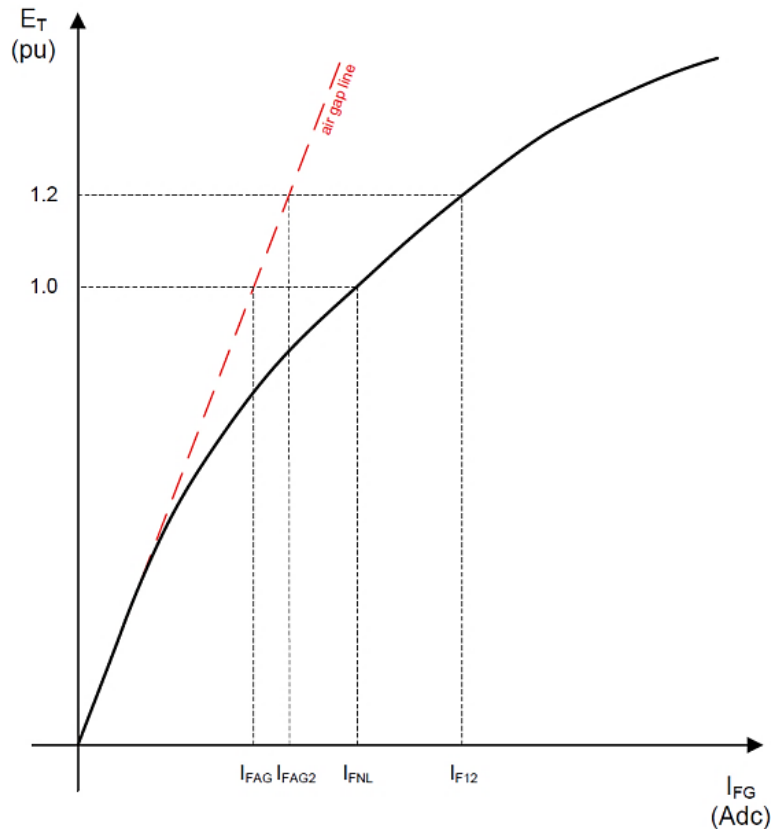
Współczynniki nasycenia $S_{1.0}$ oraz $S_{1.2}$ zdefiniowano wyrażeniami [37]:

$$S_{1.0} = \frac{I_{FNL} - I_{FAG}}{I_{FAG}} \quad (3.4)$$

$$S_{1.2} = \frac{I_{F12} - I_{FAG2}}{I_{FAG2}} \quad (3.5)$$

Wartości prądów wykorzystane w wyrażeniach (3.3) i (3.4) objaśniono na rys. 3.4 [37].

⁷ Preregulowanie bezwzględne $\chi \leq 15\%$.



Rys. 3.4. Przykładowa charakterystyka biegu jałowego generatora [37]: E_T – napięcie generatora, I_{FG} – prąd wzbudzenia, *air gap line* – styczna do początkowych punktów charakterystyki

Prąd wzbudzenia I_{FAG} (rys. 3.4) stanowi bazowy prąd wzbudzenia I_{fgbase} ($I_{FAG} = I_{fgbase}$) i służy do wyznaczenia bazowego napięcia wzbudzenia E_{fgbase} :

$$E_{fgbase} = I_{fgbase} \cdot R_f \quad (3.6)$$

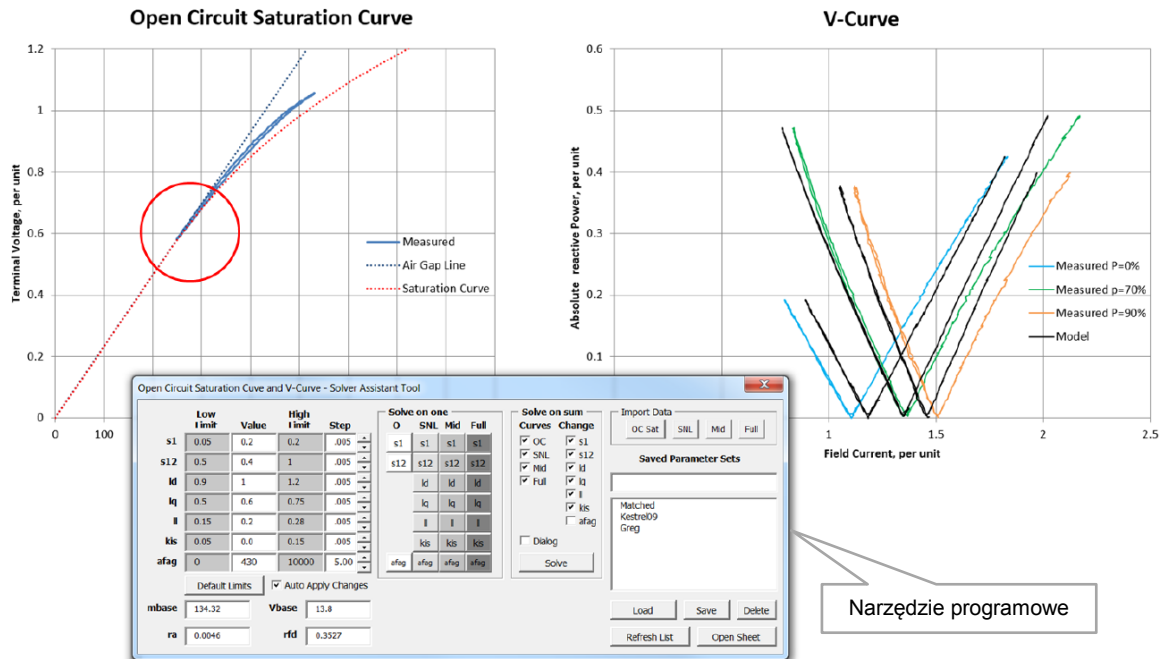
gdzie: R_f – rezystancja uzwojenia wirnika generatora.

Testy graniczne

NERC w [37] zaleca przeprowadzenie testów granicznych w celu walidacji m. in. reaktancji X_d , reaktancji X_q oraz funkcji nasycenia modelu generatora. Testy powinny zostać przeprowadzone przy kilku poziomach mocy czynnej, typowo: około 0%, 50-70% oraz 90%. W celu wykonania testów należy na każdym z poziomów mocy czynnej doprowadzić do zadziałania wszystkich ograniczników działających w kierunku odwzbudzenia jak i dowzbudzenia (opisano w **Załączniku 7**). Podczas testów należy rejestrować: prąd wzbudzenia, napięcie wzbudzenia, moc czynną, moc bierną oraz napięcie generatora.

Krzywe V wartości bezwzględnej mocy biernej

Dane zarejestrowane podczas testów granicznych można wykorzystać do wykreślenia krzywych V (ang. *V-Curve*) wartości bezwzględnej mocy biernej i walidacji parametrów generatora za pomocą dedykowanego narzędzia programowego [37]. Przykładowe badania krzywych V modułu mocy biernej wraz z przykładowym narzędziem programowym pokazano na rys. 3.5.



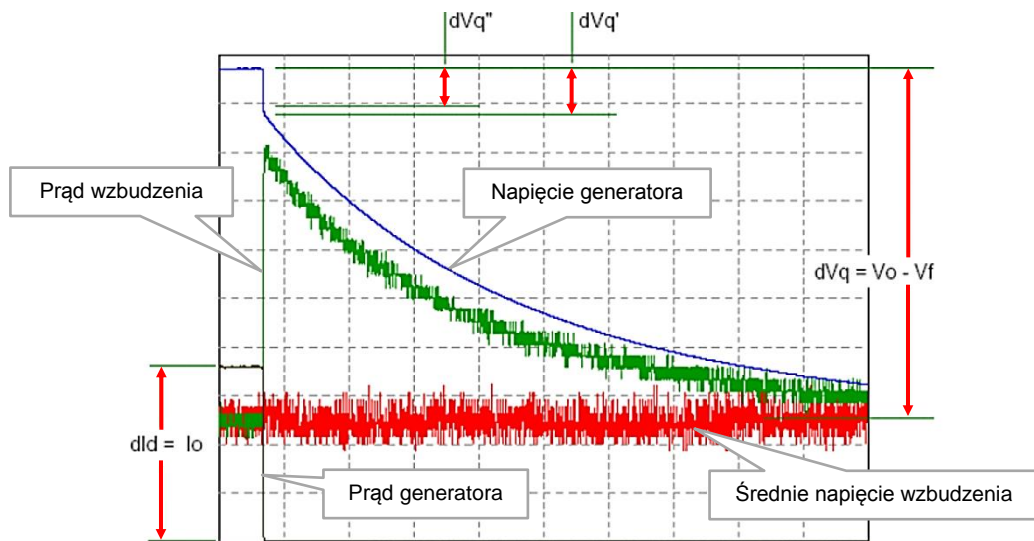
Rys. 3.5. Przykład badania krzywych V wartości bezwzględnej mocy biernej [37]

Zrzut mocy czynnej

Stała bezwładności H (ang. *inertia constant*) jest kluczowym parametrem jednostki wytwórczej, niezbędnych do identyfikacji dynamiki obiektu i doboru nastaw PSS [37]. Stałą H można obliczyć, jako sumę stałych bezwładności elementów składowych turbozespołu (na podstawie danych dostarczonych przez producenta): turbiny, generatora oraz wzbudnicy (ostatni element w przypadku elektromaszynowych układów wzbudzenia). Jeśli jednak stałe bezwładności poszczególnych elementów turbozespołu są niedostępne, wówczas NERC zaleca przeprowadzenie zrzutu mocy czynnej w celu wyznaczenia stałej H . W tym celu należy wykorzystać przebieg przyrostu prędkości obrotowej $\Delta\omega/\Delta t$ lub przyrostu częstotliwości napięcia generatora zarejestrowany podczas zrzutu mocy czynnej P , następującego w wyniku otwarcia wyłącznika generatorowego [39].

Przerwanie prądu stojana

Testu przerywania prądu stojana [60] przeprowadza się w celu walidacji m. in. reaktancji X_d , X_d' oraz X_d'' . W celu wykonania testu należy w trybie regulacji ręcznej (regulacji prądu wzbudzenia) połączyć generator z siecią elektroenergetyczną (synchronizacja) i przy mocy czynnej $P = 0$ oraz mocy biernej $Q \ll 0$ otworzyć wyłącznik generatora. Podczas testu należy rejestrować: napięcie i prąd generatora oraz napięcie i prąd wzbudzenia. Przykładową rejestrację przerywania prądu przedstawiono na rys. 3.6.



Rys. 3.6. Przerwanie prądu generatora przy $P = 0$, $Q \ll 0$ [37]

Przebiegi przedstawione na rys. 3.6 pozwalają obliczyć reaktancje X_d , X_d' oraz X_d'' [37]:

$$X_d = \frac{dV_q}{dI_d} = \frac{V_0 - V_f}{I_0} \quad (3.7a)$$

$$X_d' = \frac{dV_q'}{dI_d} = \frac{V_0 - V_q'}{I_0} \quad (3.7b)$$

$$X_d'' = \frac{dV_q''}{dI_d} = \frac{V_0 - V_q''}{I_0} \quad (3.7c)$$

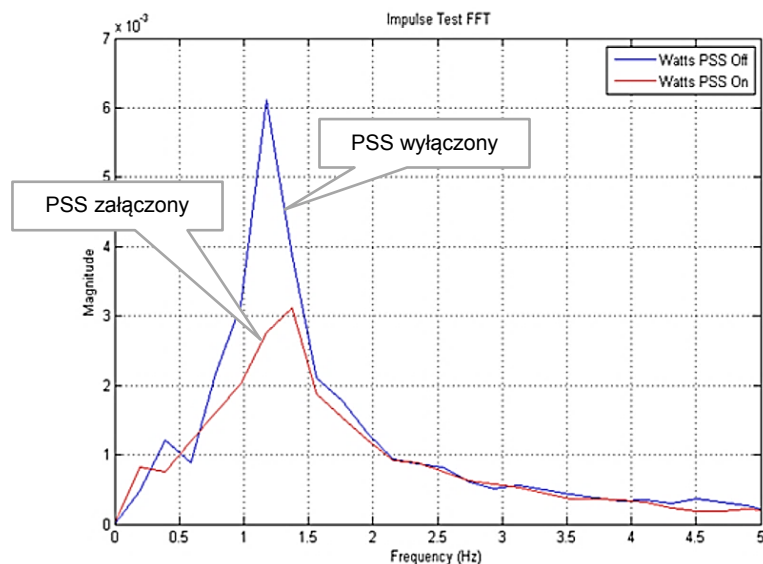
Skokowa zmiana wartości napięcia generatora

NERC zaleca [37] przeprowadzenie testu skoku napięcia generatora na biegu jałowym ($\pm 10\%$) oraz skoku napięcia z generatorem pracującym w sieci (maks. $\pm 4\%$) z wyłączonym PSS (w celu weryfikacji regulatora napięcia) oraz z załączonym PSS (w celu weryfikacji działania PSS). Testy z generatorem pracującym w sieci zaleca się wykonać przy dwóch poziomach mocy czynnej: (I) powyżej progu załączenia PSS oraz (II) przy

pełnej mocy czynnej. Jeśli regulator ma załączoną funkcję kompensacji prądowej (RCC), wówczas testy należy wykonać z załączoną i wyłączoną kompensacją.

Test impulsem

W celu wykonania testu zaleca się [37] wykonać impuls wartości zadanej napięcia generatora o wartości $5\div 10\%$ i czasie trwania $0,1\div 0,5$ sekundy (generator pracujący w sieci). Test jest wykorzystywany między innymi do weryfikacji działania PSS. Ocenie podlega przebieg czasowy mocy czynnej P z załączonym i wyłączonym PSS po pobudzeniu impulsem oraz charakterystyka widmowa FFT (rys. 3.7) mocy czynnej z załączonym i z wyłączonym PSS.



Rys. 3.7. Przykład testu impulsem – charakterystyka widmowa mocy czynnej [36]

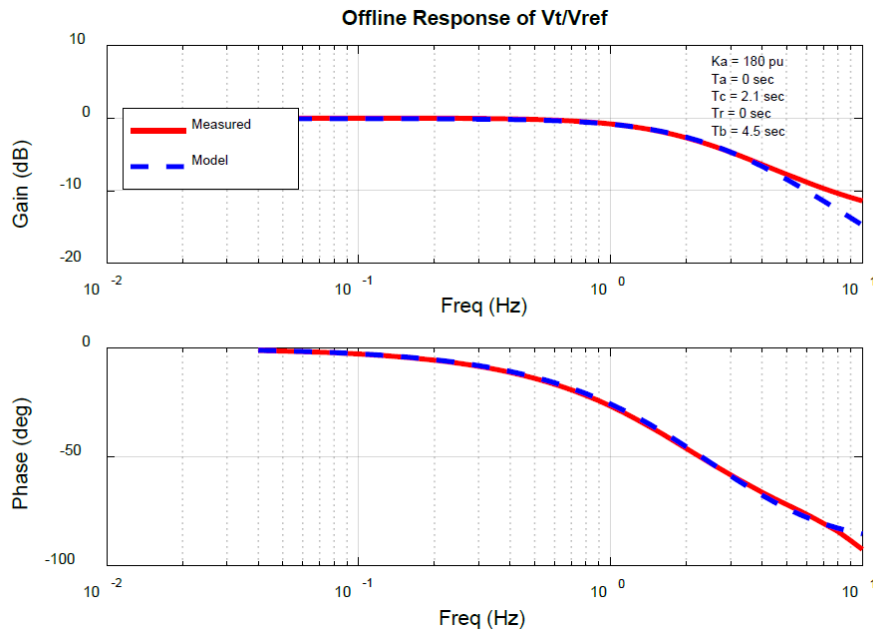
Synchronizacja generatora

NERC zaleca rejestrację procesu synchronizacji generatora z siecią [37]. Synchronizację stosuje się, wraz z testem przerywania prądu stojana oraz testem impulsem, do weryfikacji lub określania reaktancji i stałych czasowych w osi q . Początkową reakcję mocy czynnej podczas synchronizacji generatora z siecią można porównać do symulacji, ponieważ za początkowe oscylacje mocy czynnej są odpowiedzialne przede wszystkim parametry w osi q .

Test odpowiedzi częstotliwościowej

Zaleca się pomiar charakterystyk częstotliwościowych (amplitudowej i fazowej) napięcia generatora w układzie zamkniętym na biegu jałowym [37]. Zalecaną metodą

testu jest pobudzenie sinusoidalne o zmiennej częstotliwości. Wyniki testu należy przedstawić w postaci charakterystyk Bodego (rys. 3.8).

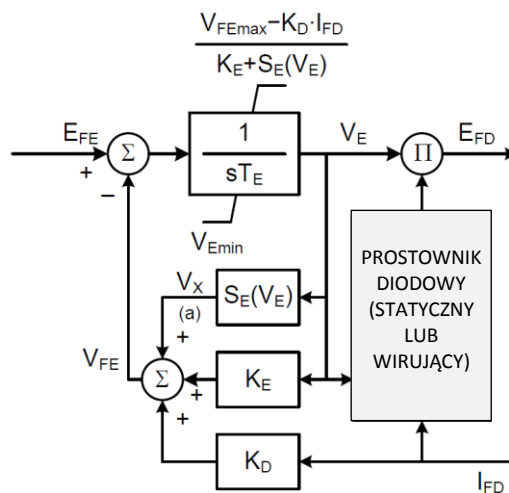


Rys. 3.8. Przykład charakterystyk Bodego – charakterystyki amplitudowej i fazowej – napięcia generatora w układzie zamkniętym na biegu jałowym [36]

Test wzбудnicy

Wzбудnice prądu stałego DC (ang. *DC commutator rotating exciter*) obecnie nie są stosowane w JWCD, stąd też nie będą omawiane w pracy.

W modelach wzbudnic prądu przemiennego (ang. *AC rotating exciter*), wzbudnica jest reprezentowana przez stałą czasową T_E , nieliniowe wzmocnienie S_E , wzmocnienie K_E oraz stałą demagnetyzacji K_D [6], co pokazano na rys. 3.9.



Rys. 3.9. Model wzbudnicy prądu przemiennego z prostownikiem diodowym [6]

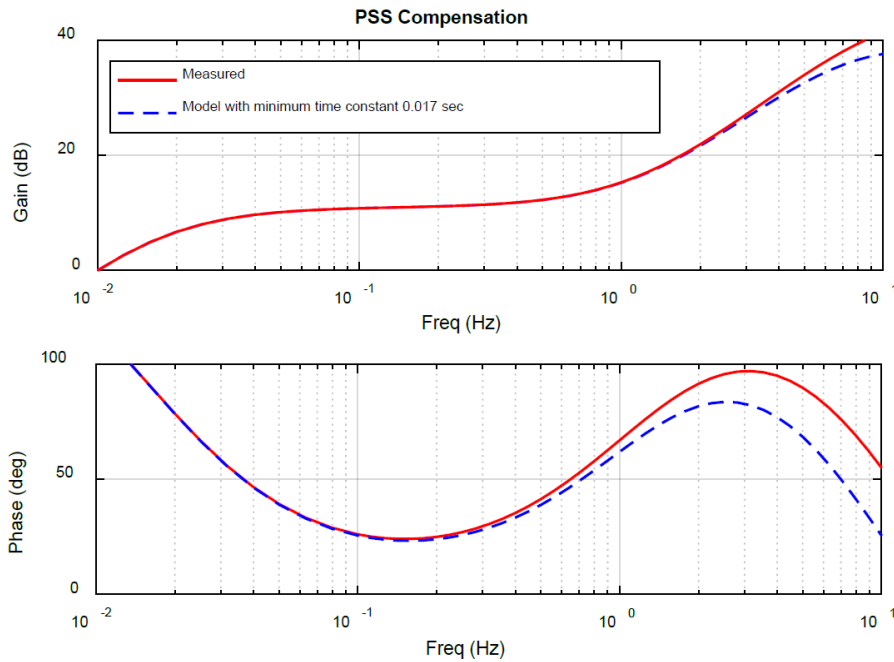


Stała czasowa T_E jest kluczowym parametrem dla modelu wzbudnicy i jeśli nie została podana przez producenta, to jej wartość powinna zostać zweryfikowana pomiarem [37] (test omówiono w rozdziale 5.5). W celu wyznaczenia wzmocnienia S_E należy zmierzyć charakterystykę nasycenia wzbudnicy bez obciążenia. W przypadku elektromaszynowych układów wzbudzenia z prostownikiem wirującym (układów bezszczotkowych), w których z uwagi na budowę układu pomiar charakterystyki nasycenia jest niemożliwy, niezbędne są dane otrzymane od producenta. Jeśli dane są niepełne, wówczas należy dokonać oszacowania parametrów. Ponadto, konieczny jest pomiar charakterystyki biegu jałowego generatora z układem bezszczotkowym, czyli napięcia generatora w funkcji prądu wzbudzenia wzbudnicy.

Testy stabilizatora systemowego (PSS)

Dokument [37] zawiera następujące zalecenia dotyczące PSS:

- a) Operatorzy Sieci Przesyłowych (OSP) powinni rozpatrzyć wymóg stosowania funkcji PSS we wszystkich dużych elektrowniach, aby zapewnić właściwe tłumienie oscylacji zarówno w przypadku znanych źródeł (kołysania własne oraz międzyobszarowe), jak i sytuacji, w których oscylacje są nieoczekiwane.
- b) Jako standardową strukturę zaleca się stosować PSS2B.
- c) Do weryfikacji kompensacji fazy PSS zaleca się stosować analizę odpowiedzi częstotliwościowej w zakresie od 0,1 do 10 Hz przy minimalnej mocy czynnej.
- d) Prawidłowe strojenie PSS często prowadzi do nastaw stałych czasowych rzędu 0,01 s. Typowe kroki czasowe stosowane w badaniach stabilności nie pozwalają na ustalenie tak małych stałych czasowych, dlatego należy pamiętać, że odpowiedź takiego modelu PSS może w efekcie nie odwzorowywać mierzonej odpowiedzi – rys. 3.10. To zastrzeżenie dotyczy również generatora, układu wzbudzenia oraz ich modeli, a zatem nie należy oczekiwać wierności modelu powyżej częstotliwości 3 Hz.
- e) Weryfikację funkcji ograniczającej amplitudę sygnału wyjściowego PSS należy przeprowadzić, mierząc wartość sygnału wyjściowego PSS przy zwiększaniu sygnału wejściowego lub zwiększaniu wzmocnienia K_{S1} do momentu pojawienia się efektu „obcinania” sygnału wyjściowego stabilizatora systemowego.



Rys. 3.10. Przykład charakterystyk częstotliwościowych kompensacji PSS [36]

Ponadto w dokumencie [37] zwraca się uwagę na następujące fakty:

- a) Weryfikacja całkowitego wzmocnienia K_{S1} jest najtrudniejszą, ale i najważniejszą częścią testów stabilizatora systemowego.
- b) W regulatorach, w których $\Delta\omega$ wirnika jest obliczana jako *częstotliwość skompensowana* (np. za pomocą uproszczonego algorytmu danego wyrażeniem (2.26) oraz zmierzonego napięcia i prądu generatora), błąd w oszacowaniu wartości X_{COMP} może prowadzić do znacznego błędu w sygnale wejściowym PSS.
- c) Osoby przeprowadzające modelowanie PSS w dostępnym komercyjnie oprogramowaniu, w którym użytkownik w modelu PSS nie może ustawić parametru X_{COMP} , mogą spotkać się z sytuacją, w której wyniki symulacji stabilizatora systemowego nie będą zgodne z rzeczywistością.
- d) PSS powinien posiadać próg automatycznego odcięcia swojego wyjścia przy niskim poziomie mocy czynnej. Próg ten powinien posiadać histerezę pozwalającą uniknąć efektu dołączania i odłączania sygnału wyjścia PSS.
- e) Modernizacje układów regulacji napięcia należy wykorzystać do wymiany starych układów PSS na nowoczesne cyfrowe stabilizatory PSS2A lub PSS2B.

3.5.2 Wymagania dla PSS obowiązujące w WECC

Wśród ośmiu nadzorowanych przez NERC operatorów systemów elektroenergetycznych, obszarowo największym jest WECC [40] (ang. *Western Electricity Coordinating Council*), który w [41] zamieścił zalecenia dotyczące struktury i nastaw stabilizatorów systemowych (PSS):

- a) W nowych implementacjach PSS do pomiaru zmian mocy czynnej ΔP oraz poślizgu wirnika $\Delta\omega$ zaleca się używać pomiarów napięcia i prądu generatora (*skompensowana częstotliwość*).
- b) Specyfikacja zamówienia PSS powinna zawierać wymóg nastrojenia PSS podczas uruchamiania (po zakończeniu strojenia regulatora napięcia) oraz wymóg dostarczenia modelu i danych PSS dla programu do badania stabilności.
- c) PSS może wchodzić w interakcje z ogranicznikiem niedowzbudzenia – po nastrojeniu i załączeniu PSS należy doprowadzić do pobudzenia ogranicznika, a następnie skokiem sprawdzić, czy nie ma interakcji między nimi.
- d) Wymagane są ograniczenia wyjściowe PSS, aby nie mógł przesunąć napięcia generatora poza ustaloną wartość. Typowy zakres: od $\pm 5\%$ do $\pm 10\%$ nominalnego napięcia generatora. Można stosować wartości asymetryczne.
- e) Zalecane są stałe czasowe elementów typu *Washout*: $sT/(1+sT)$ o wartościach $T \leq 10$ s – do usuwania składników poniżej 0,1 Hz z wyjścia PSS.

WECC w [40] podaje również metodykę strojenia PSS:

1. Zmierzyć charakterystyki z wyłączonym PSS przy obciążeniu mocą czynną $P \geq 0,8 P_n$:
 - *Charakterystykę A*: fazy U_g w stosunku do fazy sygnału zakłócającego U_{test} w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego,
 - *Charakterystykę B*: amplitudy wahań mocy P w stosunku do amplitudy sygnału zakłócającego U_{test} w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego.
2. Na podstawie *Charakterystyki A* dokonać nastawy kompensacji fazowej PSS: nastawione wyprzedzenie fazy w zakresie 0,1÷1,0 Hz powinno być równe opóźnieniu wprowadzanemu przez generator, układ wzbudzenia i układ zasilania (różnica nastaw kompensacji i charakterystyki powinna być możliwie najbliższa 0°). Jeśli jednak oscylacje lokalne wymagają ustawień kompensacji

fazowej powodującej przesunięcie fazowe w zakresie $0,1 \div 1,0$ Hz innej niż 0° , wówczas różnica kompensacji i *Charakterystyki A* w żadnym wypadku nie może powodować przesunięcia fazowego przekraczającego 30° w zakresie oscylacji międzyobszarowych (w zakresie $0,1 \div 1,0$ Hz).

3. Porównać zmierzoną *Charakterystykę B* z charakterystyką otrzymaną z modelu.
4. Po załączeniu PSS wartość wzmocnienia PSS (K_{S1}) dobrać poprzez jego powolne zwiększanie (od 0) aż do wystąpienia oscylacji (o częstotliwości $1 \div 3$ Hz), a następnie maksymalne wzmocnienie zredukować do $1/3$ wartości, przy której wystąpiły oscylacje. Jeśli oscylacje nie wystąpią, wówczas wzmocnienie, przy którym następuje „obcinanie” sygnału wyjściowego zredukować do $1/2$ osiągniętej wartości.
5. Z załączonym PSS przy obciążeniu mocą czynną $P \geq 0,8 P_n$ mocy znamionowej zmierzyć *Charakterystykę C*: amplitudy wahań mocy P w stosunku do amplitudy sygnału zakłócającego U_{test} w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego,
6. Porównać zmierzoną *Charakterystykę C* z *Charakterystyką B*.
7. Zmierzyć odpowiedź mocy czynnej $P = f(t)$ na skok wartości zadanej napięcia generatora o $0,5\%$ z wyłączonym i załączonym PSS.

3.5.3 Wymaganie dla PSS obowiązujące w Malezji

Wymagania obowiązujące w kontynentalnej części Malezji (rys. 3.1) i dotyczące m.in. układu regulacji napięcia generatora synchronicznego zebrano w dokumencie [71]. Zapis zawarty w załącznikach do [71] wymaga, aby różnica kompensacji fazowej stabilizatora systemowego i opóźnienia (wprowadzanego przez generator, układ wzbudzenia i układ zasilania) w zakresie $0,2 \div 2,0$ Hz nie przekraczała $\pm 30^\circ$.

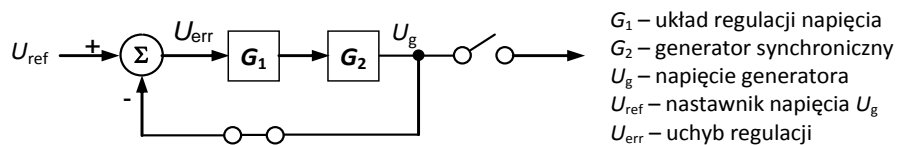
Dokument [71] zawiera również jedyny znany autorowi przykład precyzyjnie określonego wymagania dla stabilizatora systemowego – wskaźnika oraz kryterium. Zgodnie z wymaganiami [71], opisany wyrażeniem (2.29) współczynnik tłumienia DR , wyznaczany na podstawie stosunku kolejnych amplitud mocy czynnej P po skoku wartości U_{ref} z załączonym PSS (rys. 2.16) musi spełniać warunek:

$$DR = \frac{\delta}{\sqrt{4\pi^2 + \delta^2}} > 5\% . \quad (3.8)$$

4 KRYTYCZNA ANALIZA TESTÓW ODBIORCZYCH ZGODNYCH Z IRiESP

4.1 Wzbudzenie jednostki wytwórczej z automatyczną regulacją napięcia

W czasie procesu wzbudzania generatora synchronicznego (inicjowania jego pracy, co IRiESP określa jako *samowzbudzenie*) w trybie regulacji automatycznej, mamy do czynienia z ogromnym skokiem uchybu początkowego e_0 . Dzieje się tak na skutek różnicy pomiędzy początkowym napięciem generatora (0,0 jw), a wartością zadaną napięcia generatora, do której dążymy (1,0 jw). Wzbudzenie może wywołać przeregulowanie bezwzględne, wyrażenie (2.6), które jest wskaźnikiem bezpośrednim i zgodnie z obowiązującą IRiESP nie może przekroczyć 15% wartości napięcia znamionowego. Konfigurację układu do testu przedstawiono na rys. 4.1.



Rys. 4.1. Konfiguracja układu do testu wzbudzenia jednostki wytwórczej

Przykład testu na obiekcie

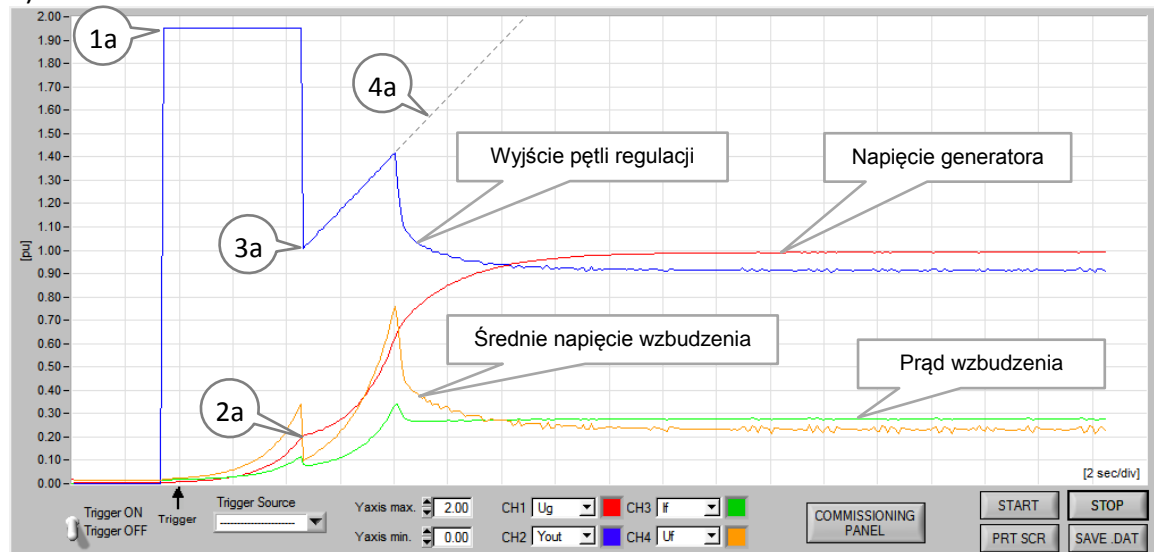
Celem przeciwdziałania dużym wartościom przeregulowania bezwzględnego regulator wzbudzenia wyposaża się w funkcję „miękkiego” startu (ang. *softstart*). Producenci regulatorów realizują tę funkcję w różnoraki sposób. Przykładowo, w regulatorach wzbudzenia typu P100C-SX [12] stosowane są dwie metody:

- pełnego ograniczania sygnału wyjściowego pętli regulacyjnej przy ustalonej wartości zadanej napięcia generatora (nastawnika pętli automatycznej),
- częściowego ograniczania sygnału wyjściowego pętli regulacyjnej przy płynnym zwiększaniu wartości zadanej napięcia generatora (nastawnika pętli automatycznej).

Na rys. 4.2 przedstawiono procesy wzbudzania dwóch generatorów w trybie regulacji automatycznej (oba układy statyczne tyrystorowe, zasilane bocznikowo, struktury ST1A)

za pomocą wyżej wymienionych metod *softstartu* (wykresy pochodzą z wykonanych przez autora raportów uruchomieniowych układów regulacji napięcia).

a)



b)



Rys. 4.2. Metody wzbudzenia generatorów na przykładzie wykonanych przez autora testów:
a) wzbudzenia turbogeneratora (JWCD) o mocy 459 MVA metodą pełnego ograniczenia sygnału wyjściowego przy ustalonej wartości zadanej napięcia generatora [42],
b) wzbudzenia hydrogeneratora (JWCD) o mocy 76 MVA metodą częściowego ograniczenia sygnału wyjściowego ze zwiększaniem wartości zadanej napięcia generatora [43]

W pierwszej z wyżej wymienionych metod „miękkiego” startu (rys. 4.2a), przed załączeniem regulatora, wartość zadana napięcia generatora jest ustawiana na wartość 1,0 jw (nie pokazano na rysunku), a ograniczenie sygnału wyjścia pętli regulacji jest ustawiane na 1,95 jw (parametr 1a). Następnie, po osiągnięciu przez napięcie generatora wartości 0,2 jw (parametr 2a) ograniczenie wyjścia pętli regulacji jest modyfikowane do



wartości 1,0 jw (parametr 3a). Ograniczenie to jest liniowo zwiększane (rampa o zadanym nachyleniu – parametr 4a) aż do wartości 2 jw (linia przerywana na rys. 4.2a). W tym czasie sygnał wyjścia pętli regulacji zmniejsza swą wartość poniżej ograniczenia (rampy) – pętla regulacji przejmuje kontrolę i doprowadza napięcie generatora do wartości 1,0 jw.

W drugiej metodzie „miękkiego” startu (rys. 4.2b), przed załączeniem regulatora wartość zadana napięcia generatora jest ustawiana na 0,0 jw (nie pokazano na rysunku), a ograniczenie sygnału wyjścia pętli regulacji jest ustawiane na 1,5 jw (parametr 1b). Po rozpoczęciu pracy wartość zadana napięcia generatora jest liniowo zwiększana (niewidoczna na rysunku rampa o zadanym nachyleniu – parametr 2b). Następnie, po osiągnięciu przez napięcie generatora wartości 0,5 jw (parametr 3b) ograniczenie wyjścia pętli regulacji zostaje zmodyfikowane do wartości 2 jw – pętla regulacji automatycznej przejmuje kontrolę nad napięciem generatora. Wartość zadana kontynuuje zwiększanie (rampa, parametr 2b), dzięki czemu napięcie generatora łagodnie narasta, aż do wartości 0,9 jw (parametr 4b). Wówczas nachylenie rampy wartości zadanej zostaje zmniejszone, co skutkuje łagodnym dojściem napięcia generatora do wartości 1,0 jw.

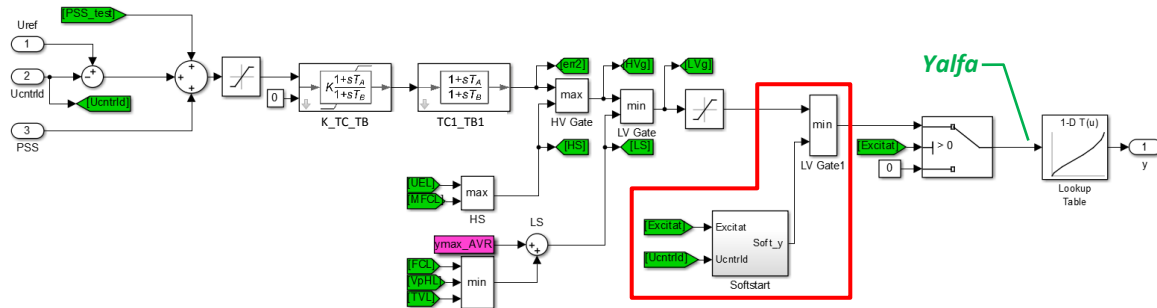
Zaprezentowane na rys. 4.2 procesy inicjowania pracy regulatora dotyczą dwóch różnych generatorów. W obu przypadkach nie wystąpiło przeregulowanie, a zatem oba procesy *samowzbudzenia* spełniają wymagania IRiESP: przeregulowanie było mniejsze od dopuszczalnego (15%). Przy odpowiednich nastawach struktur (ST1A oraz AC5A) obie metody *softstartu* dają poprawne rezultaty. Doświadczenia autora wskazują, że w przypadku zastosowania regulatora o strukturze AC8B (regulator PID), lepsze rezultaty osiąga się za pomocą drugiej z opisanych metod: częściowego ograniczania sygnału wyjściowego pętli regulacyjnej przy płynnym zwiększaniu wartości zadanej napięcia generatora.

Testy w laboratorium LINTE²

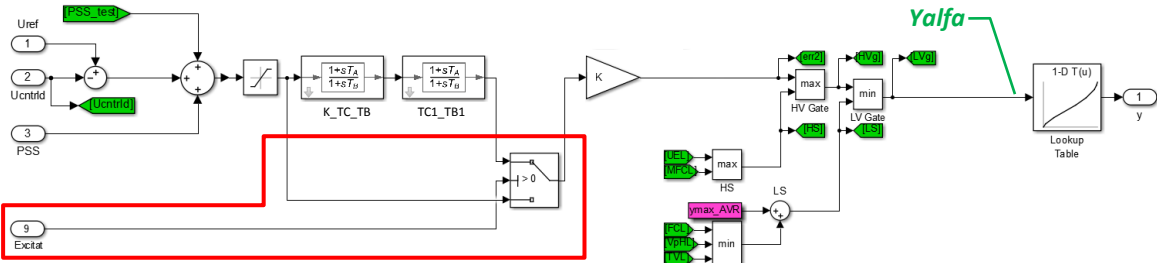
W celu zbadania zachowania modelu fizycznego układu regulacji napięcia podczas wzbudzenia generatora, przeprowadzono testy z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis w **Załączniku 9** oraz [44-46]). W trakcie testów wykorzystano zmodyfikowany przez autora algorytm JF TG1. Zakres modyfikacji (rys. 4.3a) obejmował: opracowanie procedury „miękkiego” startu (*Softstart*), linearyzację charakterystyki

prostownika tyrystorowego (*Lookup Table*) oraz dodanie testowego wejścia analogowego (*PSS_test*). Parametry regulatora napięcia JF TG1 zestawiono w Załączniku 10.

a)



b)

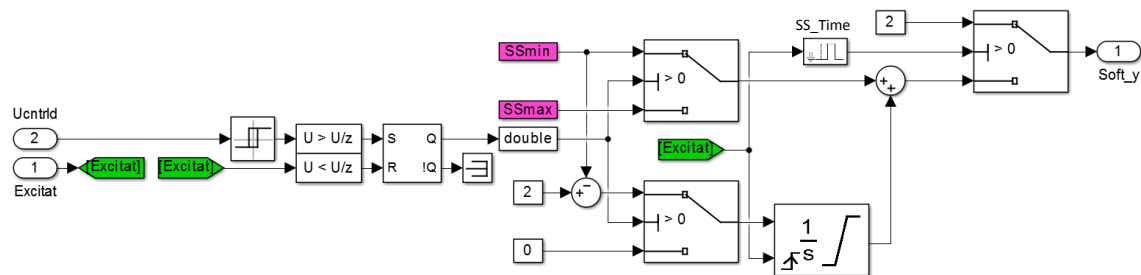


Rys. 4.3. Schemat algorytmu regulatora napięcia sterownika JF TG1: a) z opracowaną w ramach rozprawy procedurą *Softstart*, b) bez procedury *Softstart*

Sygnalami serującymi działaniem procedury *Softstart* (rys. 4.3a) są dwie zmienne:

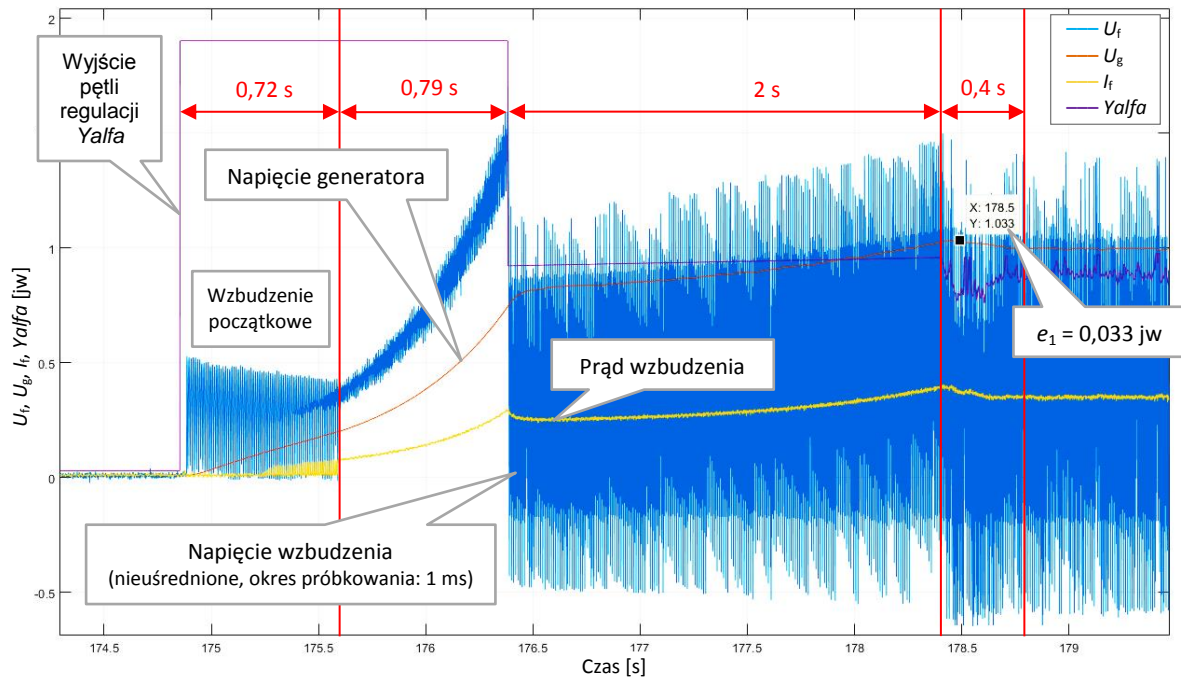
- *Ucntrld* – wartość napięcia generatora uwzględniająca działanie kompensacji prądowej (*RCC*), kompensacja prądowa wyłączona w trakcie dalszych badań,
- *Excitat* – zmienna binarna; *Excitat* = 1 oznacza pracę układu regulacji.

Strukturę wewnętrzną procedury *Softstart* przedstawiono na rys.4.4. Zasada jej działania bazuje na metodzie pełnego ograniczania sygnału wyjściowego przy ustalonej wartości zadanej napięcia generatora – rys. 4.3a. Maksymalny czas pracy procedury *Softstart* determinuje sterujący końcowym *switch'em* (rys. 4.4) parametr *SS_Time* = 15 s.



Rys. 4.4. Opracowana w ramach pracy procedura *Softstart* pętli regulacji napięcia JF TG1

Przebieg procesu wzbudzenia generatora TG1 do znamionowego napięcia z aktywną procedurą *Softstart* przedstawiono na rys. 4.5.

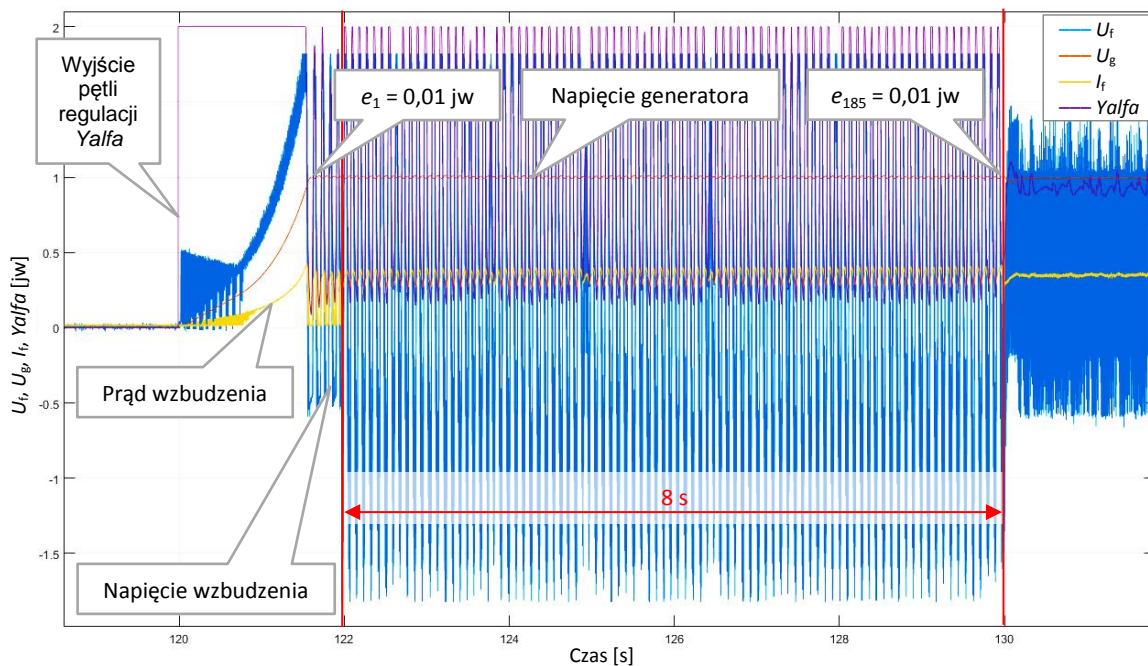


Rys. 4.5. Badanie procesu wzbudzenia generatora TG1 do napięcia 1 jw z procedurą *Softstart*

W pierwszej fazie działania procedury *Softstart* (rys. 4.5) jej sygnał wyjściowy *Soft_y* jest ustawiany na wartość 1,85 jw (parametr *SS_max*). Równocześnie działa układ wzbudzenia początkowego UWP (szczegóły opisano w **Załączniku 6**, prąd UWP nie jest widoczny na rysunku), który wyłącza się, gdy *Ucntrl* = 0,2 jw. Następnie, po osiągnięciu przez *Ucntrl* wartości równej 0,8 jw (parametr *SS_Ug*), ograniczenie sygnału *Soft_y* jest przełączane na 0,9 jw (parametr *SSmin*). Ograniczenie to jest liniowo zwiększane (rampa o nachyleniu zadanym wewnątrz członu całkującego 1/s parametrem *SS_Ramp*). W tym czasie sygnał *Yalfa* zmniejsza swą wartość poniżej ograniczenia (rampy) i doprowadza *Ucntrl* (napięcie generatora) z niewielkim przeregulowaniem (maksymalny uchyb przejściowy $e_1 = 0,033$ jw) do wartości 1 jw. Przedstawiony na rys. 4.5 proces *samowzbudzenia* generatora TG1 z procedurą *Softstart* spełnia wymaganie IRiESP: przeregulowanie bezwzględne $\chi = 3,3\%$, (kryterium IRiESP: $\chi \leq 15\%$).

W celu analizy pracy regulatora wzbudzenia pozbawionego procedury *Softstart*, przebadano algorytm, w którym przed zbyt dużym przeregulowaniem zabezpieczono się poprzez czasowe omięcie członów regulacyjnych – rys. 4.3b. Przebieg procesu

wzbudzenia generatora TG1 za pomocą zmodyfikowanego algorytmu bez procedury *Softstart* przedstawiono na rys. 4.6 – maksymalny uchyb przejściowy wyniósł $e_1 = 0,01$ jw. Proces *samowzbudzenia* generatora TG1 bez procedury *Softstart* spełnia wymaganie IRiESP: przeregulowanie bezwzględne $\chi = 1\%$, czyli jest mniejsze od dopuszczalnego (kryterium IRiESP: $\chi \leq 15\%$).



Rys. 4.6. Badanie procesu wzbudzenia generatora TG1 do napięcia 1 jw bez procedury *Softstart*

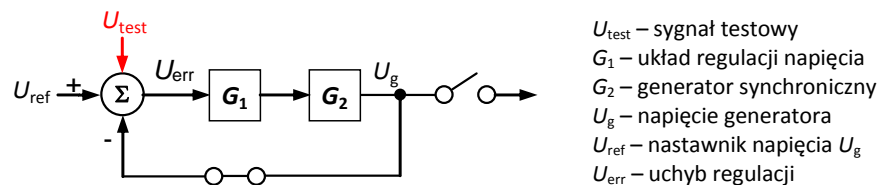
Porównanie wartości przeregulowań podczas wzbudzenia generatora TG1 z *Softstartem* (rys. 4.5, $\chi = 3,3\%$) i bez *Softstartu* (rys. 4.6, $\chi = 1\%$) wskazuje, że mniejszą wartość wskaźnika otrzymano w drugim przypadku. Zatem wydaje się, że jakość *samowzbudzenia* bez *Softstartu* jest wyższa. Jednak widoczne na rys. 4.6 przebiegi (bez *Softstartu*) świadczą o niestabilnej pracy pętli regulacji – wynikiem trwających 8 s oscylacji sygnału *Yalfa* jest kilkadziesiąt przeregulowań U_g , wszystkie o wartości około 1%. Z powyższych faktów wynika, że podczas testu *samowzbudzenia* weryfikacja wartości tylko jednego wskaźnika (przeregulowania χ) jest niewystarczająca.

Podsumowując, zapisy wymagania odbiorczego należy uzupełnić o:

- maksymalną liczbę przeregulowań napięcia generatora podczas samowzbudzenia dla zdefiniowanej wartości dokładności Δe ,
- wymaganie stabilnej pracy pętli regulacji podczas samowzbudzenia (wskaźnik opisowy).

4.2 Skokowa zmiana wartości napięcia podczas biegu jałowego

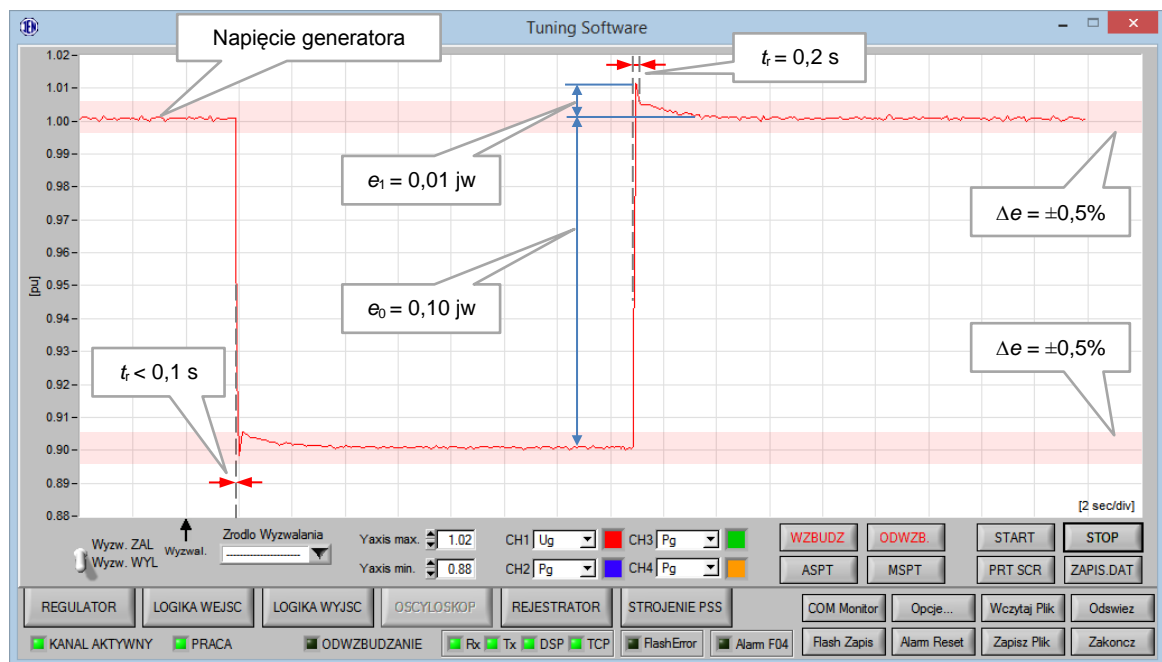
Skokową zmianę wartości napięcia generatora podczas biegu jałowego w trybie regulacji automatycznej uzyskuje się poprzez skok wartości zadanej U_{ref} o $\pm 10\%$ lub za pomocą zewnętrznego sygnału U_{test} (rys. 4.7). Skok wywołuje przeregulowanie, którego czas regulacji t_r , wyrażenie (2.3), jest wskaźnikiem bezpośrednim i zgodnie z IRiESP nie powinien być dłuższy niż 0,3 s dla statycznych układów wzbudzenia oraz 1 s dla układów elektromaszynowych.



Rys. 4.7. Konfiguracja układu do testu skoku napięcia na biegu jałowym

Przykład testu na obiekcie

Na rys. 4.8 przedstawiono przykład skokowej zmiany napięcia generatora o -10% oraz o $+10\%$ w trybie regulacji automatycznej (w układzie statycznym, zasilanym bocznikowo, o strukturze ST1A). Rysunek pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogeneratora JWCD o mocy 282 MVA [15].

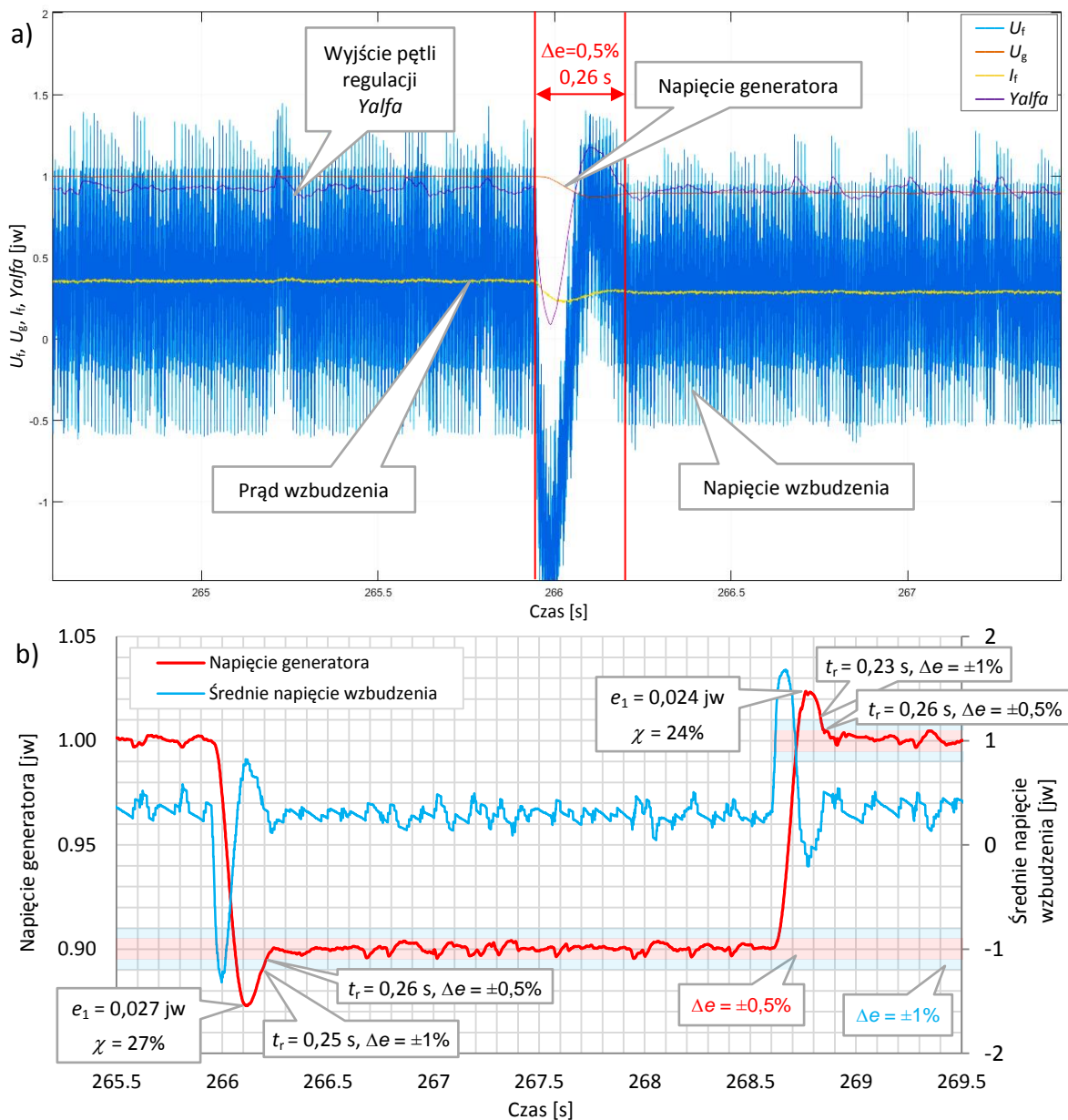


Rys. 4.8. Wykonany przez autora test skokowej zmiany U_g o $-/+10\%$, bieg jałowy generatora [15]

Zaprezentowane na rys. 4.8 skokowe zmiany napięcia generatora U_g o -10% oraz następująca po 15 s zmiana napięcia generatora o $+10\%$, spełniają wymagania IRiESP: oba czasy regulacji $t_r \leq 0,2$ s dla przyjętego $\Delta e = \pm 0,5\%$ (kryterium IRiESP: $t_r \leq 0,3$ s).

Testy w laboratorium LINTE²

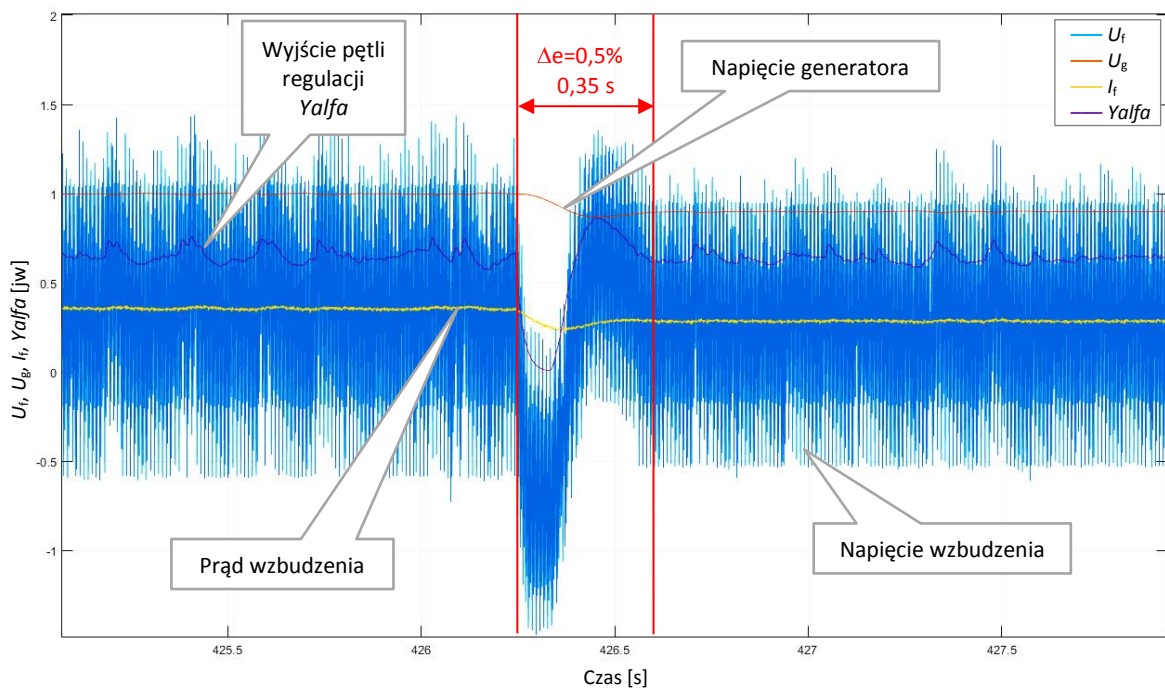
W celu zbadania zachowania modelu fizycznego układu regulacji napięcia podczas skokowej zmiany napięcia U_g , przeprowadzono testy z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w Załączniku 9 [44-46]). Przebieg skokowej zmiany napięcia U_g generatora TG1 o $-/+10\%$ podczas biegu jałowego przedstawiono na rys. 4.9.



Rys. 4.9. Test skokowej zmiany U_g generatora TG1: a) fragment testu – skok U_g o -10% , b) cały test – skok U_g o $-/+10\%$ zaprezentowany wraz z uśrednionym napięciem U_f

Zaprezentowana na rys. 4.9 skokowa zmiana wartości napięcia generatora U_g o $\pm 10\%$ ($1 \text{ jw} \rightarrow 0,9 \text{ jw} \rightarrow 1 \text{ jw}$) spełnia wymagania IRiESP: czas regulacji $t_r = 0,26 \text{ s}$ dla przyjętego $\Delta e = \pm 0,5\%$ (IRiESP: $t_r \leq 0,3 \text{ s}$). Badanie wykonano dla zakresu $Yalfa = (0 \text{ jw} \div 2 \text{ jw})$ odpowiadającemu zakresowi $E_{FD}/U_m = (-0,77 \div 0,95)$ – rys. 2.9.

W celu zbadania zachowania układu regulacji JF TG1 podczas skoku napięcia generatora o -10% z nieprawidłowo pracującym (np. z powodu uszkodzenia) sterownikiem wyzwalania tyrystorów, przebadano przypadek dla zawężonego zakresu $Yalfa = (0,4 \text{ jw} \div 2 \text{ jw})$. Zakres ten odpowiada $E_{FD}/U_m = (-0,43 \div 0,95)$ (patrz rys. 2.9, rozdział 2.3.2). Przebieg skokowej zmiany napięcia TG1 z emulowanym uszkodzeniem sterownika wyzwalania tyrystorów przedstawiono na rys. 4.10.



Rys. 4.10. Test skokowej zmiany napięcia U_g generatora TG1 o -10% z emulowanym uszkodzeniem sterownika wyzwalania tyrystorów

Przedstawiona na rys. 4.10 skokowa zmiana napięcia generatora o -10% nie spełnia wymagania IRiESP: czas regulacji $t_r = 0,35 \text{ s}$ dla przyjętego $\Delta e = \pm 0,5\%$ (wymaganie IRiESP: $t_r \leq 0,3 \text{ s}$).

Zaprezentowane wyniki testów skokowej zmiany napięcia generatora TG1 (rys. 4.9a oraz rys. 4.10) dowodzą wpływu parametrów sterownika wyzwalania tyrystorów (zakresu sterowania kątem α) na czas regulacji t_r . Emulowane uszkodzenie sterownika wyzwalania, zmieniające napięcie pracy falownikowej prostownika



(z $E_{FD}/U_m = -0,77$ jw do $E_{FD}/U_m = -0,43$ jw, patrz rys. 2.9) spowodowało, że przy identycznych nastawach pętli regulacji napięcia generatora, wymaganie IRiESP na czas regulacji t_r (dla zakładanego $\Delta e = \pm 0,5\%$) nie zostało spełnione.

Należy podkreślić, że w prezentowanych badaniach skoku wartości napięcia na biegu jałowym generatora TG1 posługiwano się zakładaną wartością dokładności Δe , ponieważ IRiESP jej nie podaje (a bez Δe weryfikacja czasu regulacji t_r nie jest możliwa). *Zatem zapisy wymagania odbiorczego należy uzupełnić o wartość dokładności regulacji Δe , a listę wymagań odbiorczych rozszerzyć o test zakresu sterowania kątem α (dla tyrystorowych układów wzbudzenia). Ponadto wymaganie odbiorcze skokowej zmiany napięcia U_g należy uzupełnić o wskaźniki wymienione w normie [5] (tabela 3.1) takie jak: przeregulowanie bezwzględne, współczynnik tłumienia względne oraz liczba przeregulowań w stanie przejściowym.* Poznanie wzajemnych zależności wyżej wymienionych wskaźników oraz czasu regulacji t_r ułatwią badania symulacyjne z wykorzystaniem modelu JF TG1.

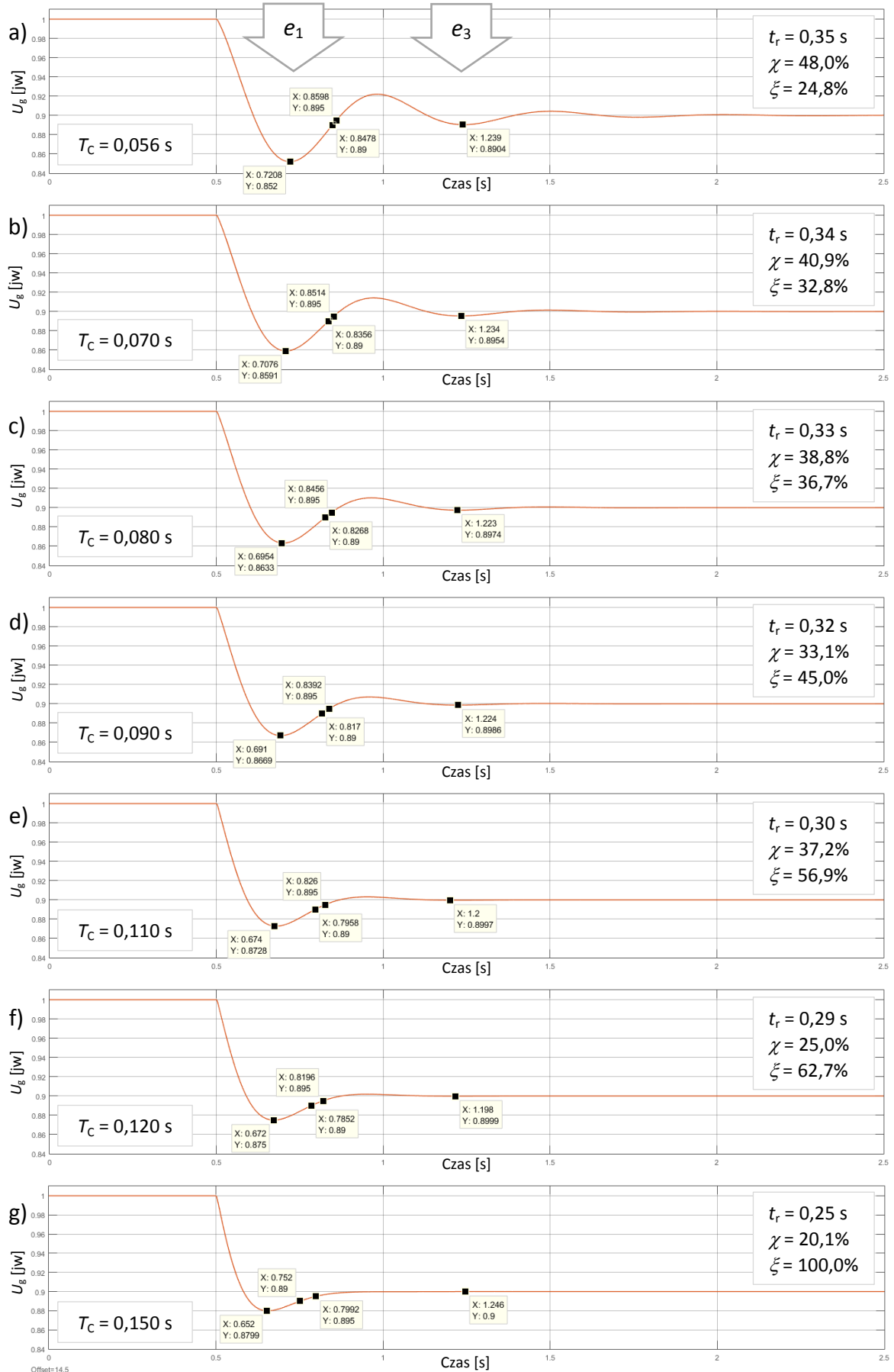
Badania symulacyjne JF TG1

W celu sprawdzenia wzajemnych zależności wskaźników jakości regulacji napięcia generatora, przeprowadzono badania symulacyjne skokowej zmiany napięcia U_g generatora TG1 o -10% . Strukturę opracowanego w ramach pracy modelu matematycznego JF TG1 opisano w **Załączniku 12**.

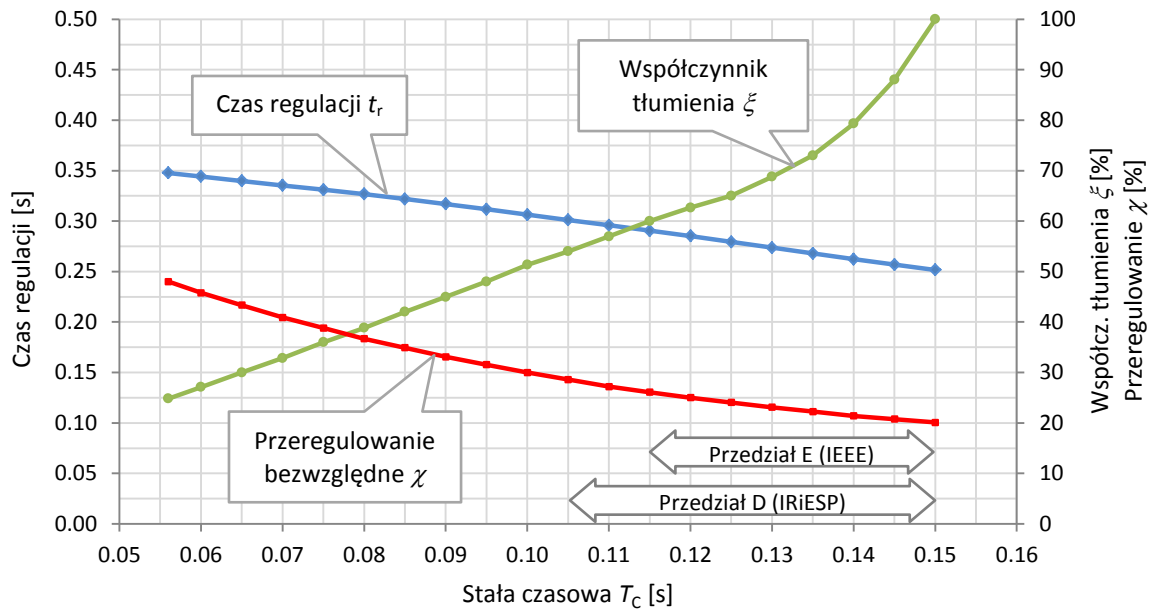
Podczas badania symulacyjnego modyfikowano wartość stałej czasowej T_C transmitancji pętli regulacji napięcia JF TG1. Transmitancję tę opisuje wyrażenie:

$$C(s) = K \frac{1 + sT_C}{1 + sT_B} \quad (4.1)$$

Przyjęty w badaniu zakres zmian T_C nie był przypadkowy. Minimum zakresu, $T_C = 0,056$ s, to wartość, od której uchyb przejściowy $e_3 < \Delta e$ ($\Delta e = \pm 1\%$). Maksimum zakresu, $T_C = 0,150$ s, to wartość oryginalnej nastawy badanego regulatora. Podczas badania pozostałe parametry transmitancji $C(s)$ nie były modyfikowane ($K = 111,9$, $T_B = 1,5$ s). Przebiegi skokowej zmiany napięcia U_g uzyskane za pomocą modelu JF TG1 dla wybranych wartości stałej czasowej T_C przedstawiono na rys. 4.11, a wyniki badań w postaci charakterystyk wskaźników χ , t_r oraz ξ w funkcji T_C przedstawia rys. 4.12.



Rys. 4.11. Badania symulacyjne JF TG1 – testy skoku U_g o -10% dla wybranych wartości T_c (ST1A)



Rys. 4.12. Wyniki badań symulacyjnych JF TG1 – charakterystyki wskaźników jakości regulacji napięcia generatora w funkcji stałej czasowej T_c dla serii testów skokowej zmiany U_g o -10%

Z przedstawionych na rys. 4.12 charakterystyk wskaźników jakości regulacji (ξ , χ i t_r), można wyznaczyć następujące przedziały stałej czasowej T_c :

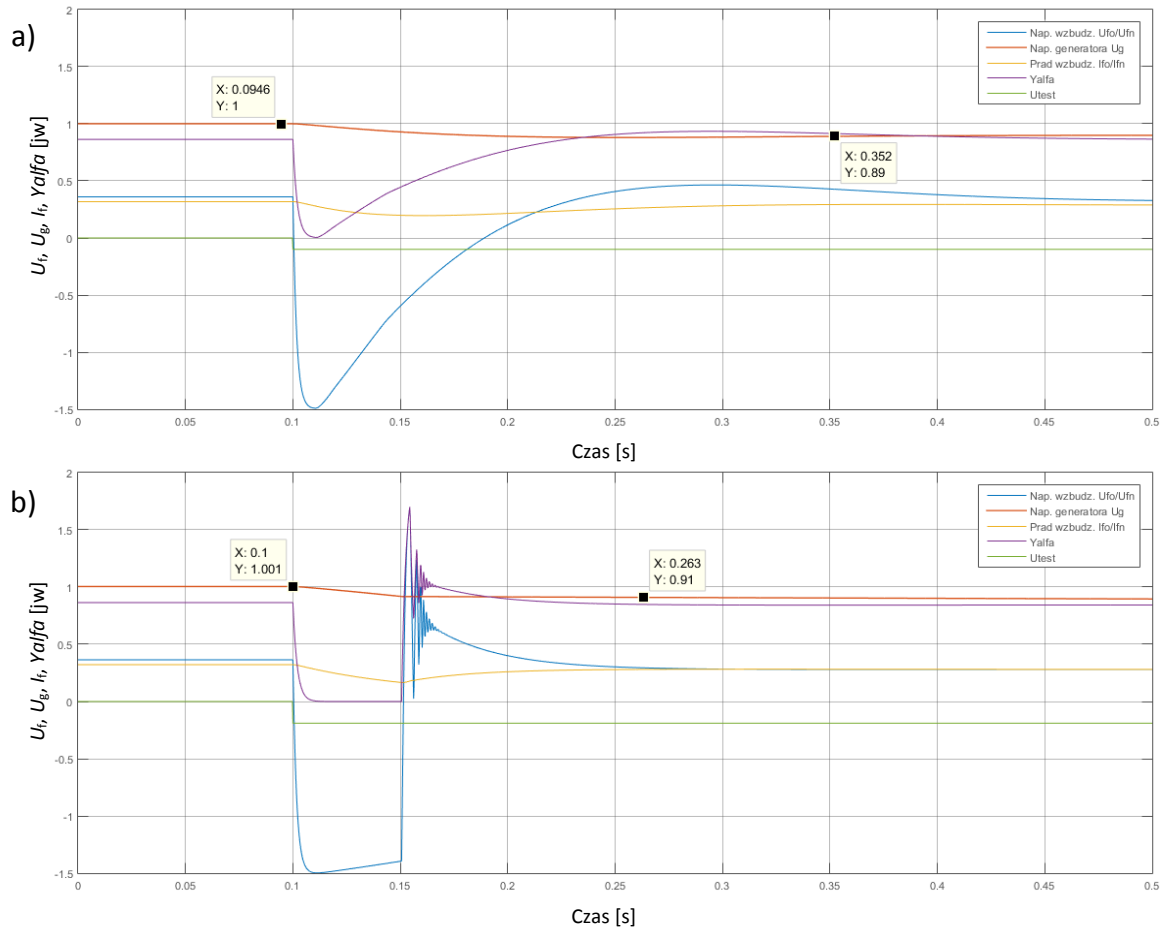
- $0,056 \text{ s} \leq T_c \leq 0,150 \text{ s}$ – przedział, dla którego spełnione jest kryterium normy [5]: współczynnik tłumienia względnego $0,25 \leq \xi \leq 1$,
- $0,056 \text{ s} \leq T_c \leq 0,150 \text{ s}$ – przedział, dla którego spełnione jest zalecenie normy [5]: ilość przeregulowań ≤ 2 ,
- $0,080 \text{ s} < T_c \leq 0,150 \text{ s}$ – przedział, dla którego spełnione jest kryterium normy [5]: wartość przeregulowania $\chi \leq 40\%$,
- $0,105 \text{ s} \leq T_c \leq 0,150 \text{ s}$ – przedział, dla którego spełnione jest kryterium IRiESP [3] czas regulacji $t_r \leq 0,3 \text{ s}$,
- $0,115 \text{ s} \leq T_c \leq 0,150 \text{ s}$ – przedział, dla którego spełnione zalecenie normy [5]: współczynnik tłumienia względnego $0,6 \leq \xi \leq 1$,

Spełnienie wyżej wymienionych kryteriów i zaleceń stanowi część wspólna przedziałów:

$$A \cap B \cap C \cap D \cap E = E \quad (4.2)$$

Wynik wyrażenia (4.2) wskazuje, że zapis IRiESP wymagający jedynie badania czasu regulacji t_r jest niewystarczający: przedział E (zalecenie IEEE na ξ) należy do przedziału D (wymaganie IRiESP na t_r), co pokazano na rys. 4.12. Natomiast optymalną stałą czasową z przedziału E, stanowi stała $T_c = 0,150 \text{ s}$, którą cechuje maksymalne $\xi = 100\%$ (uchyb przejściowy $e_3 = 0$, patrz rys. 4.11g) oraz minimalne wartości wskaźników χ i t_r .

Innym przykładem niewystarczalności badania jedynie czasu t_r , mogą być symulacje skoku napięcia generatora JF TG1 (rys. 4.13) przeprowadzone dla dwóch zestawów nastaw pętli regulacji – transmitancja opisana wyrażeniem (4.1).



Rys. 4.13. Badania symulacyjne JF TG1 – testy skoku U_g o -10% dla dwóch zestawów nastaw pętli regulacji: a) $K = 111,9$, $T_C = 0,15$ s, $T_B = 1,5$ s, b) $K = 211,9$, $T_C = 1,5$ s, $T_B = 0,01$ s

Dla pierwszego zestawu nastaw (rys. 4.13a) czas regulacji t_r napięcia generatora (dla $\Delta e = \pm 1\%$) wynosi 0,252 s. Dla zestawu drugiego (rys. 4.13b) czas regulacji t_r jest krótszy i wynosi 0,163 s. Zatem z porównania czasów t_r można wysnuć wniosek, że jakość regulacji drugiego zestawu jest lepsza. Jednak z porównania przebiegu sygnałów *Yalfa* oraz napięcia wzbudzenia wynika, że sygnały na rys. 4.13b mają charakter oscylacyjny, a zatem nastawy regulatora wymagają korekty. Przedstawiony przykład również dowodzi, że zapis IRiESP wymagający jedynie badania czasu regulacji t_r jest niewystarczający.

Podsumowując, zapisy wymagania odbiorczego należy uzupełnić o wartość dokładności regulacji Δe , a listę wymagań odbiorczych rozszerzyć o test zakresu sterowania kątem α (dla tyrystorowych układów wzbudzenia). Ponadto wymaganie

odbiorcze skokowej zmiany napięcia U_g należy uzupełnić o wskaźniki wymienione w normie [5] (zebrane w tabeli 3.1) takie jak:

- wartość przeregulowania bezwzględnego χ ,
- współczynnik tłumienia względnego ξ ,
- liczba przeregulowań w stanie przejściowym.

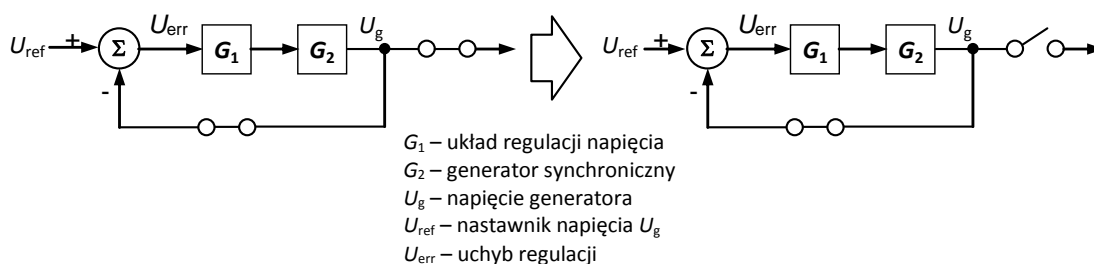
4.3 Zrzut mocy biernej

Przygotowanie do testu zrzutu mocy biernej polega na obciążeniu generatora niewielką mocą czynną (zazwyczaj kilka procent mocy znamionowej) oraz indukcyjną mocą bierną. Prąd wzbudzenia wymagany do uzyskania indukcyjnej mocy biernej przy danym napięciu U_g jest większy od prądu wzbudzenia koniecznego do utrzymania identycznego napięcia U_g na biegu jałowym. W związku z powyższym, zrzut mocy biernej (otwarcie wyłącznika generatora, rys. 4.14) wywołuje uchyb przejściowy napięcia U_g (kontrolowane zakłócenie wielkości regulowanej), którego czas t_r , opisany wyrażeniem (2.3), jest bezpośrednim wskaźnikiem jakości regulacji. IRiESP [3] wymaga zrzutu znamionowej mocy biernej Q_n o wartości danej wyrażeniem:

$$Q_n = S_n \cdot \sin \varphi_n \quad (4.3)$$

gdzie: φ_n – kąt współczynnika mocy badanego generatora ($\cos \varphi_n$).

Zgodnie z IRiESP czas regulacji napięcia U_g po zrzucie mocy Q_n nie powinien być dłuższy niż 0,5 s dla statycznych tyrystorowych układów wzbudzenia oraz 1,5 s dla układów elektromaszynowych.

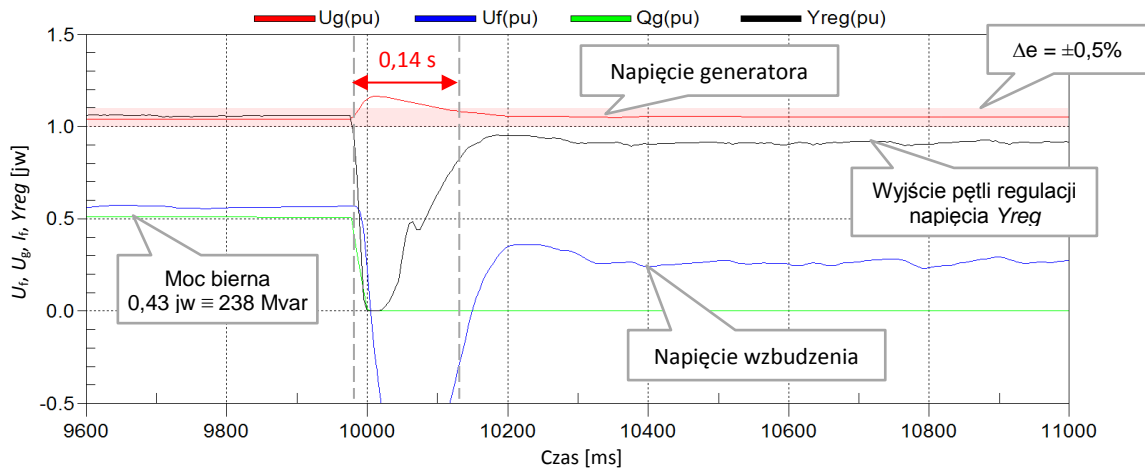


Rys. 4.14. Test zrzut mocy biernej poprzez otwarcie wyłącznika generatora

Zrzut mocy biernej pozwala również zweryfikować uchyb statyczny e_u , (wyrażenie (2.1)), który oblicza się, jako różnicę pomiędzy wartością napięcia generatora przed zrzutem, a wartością ustaloną napięcia generatora po zrzucie mocy biernej.

Przykład testu na obiekcie

Na rys. 4.15 przedstawiono przebieg procesu zrzutu mocy biernej w trybie regulacji automatycznej (w układzie statycznym tyrystorowym, zasilanym bocznikowo, o strukturze ST1A) po otwarciu wyłącznika generatora przy $Q = 238 \text{ Mvar}$ ($Q = 98\% Q_n$) oraz $P = 2 \text{ MW}$. Wykres pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogeneratora JWCD o mocy 459 MVA [42].



Rys. 4.15. Wykonany przez autora zrzut mocy biernej $Q = 238 \text{ Mvar}$ w trybie regulacji automatycznej, układ statyczny tyrystorowy, zasilany bocznikowo, struktura ST1A [42]

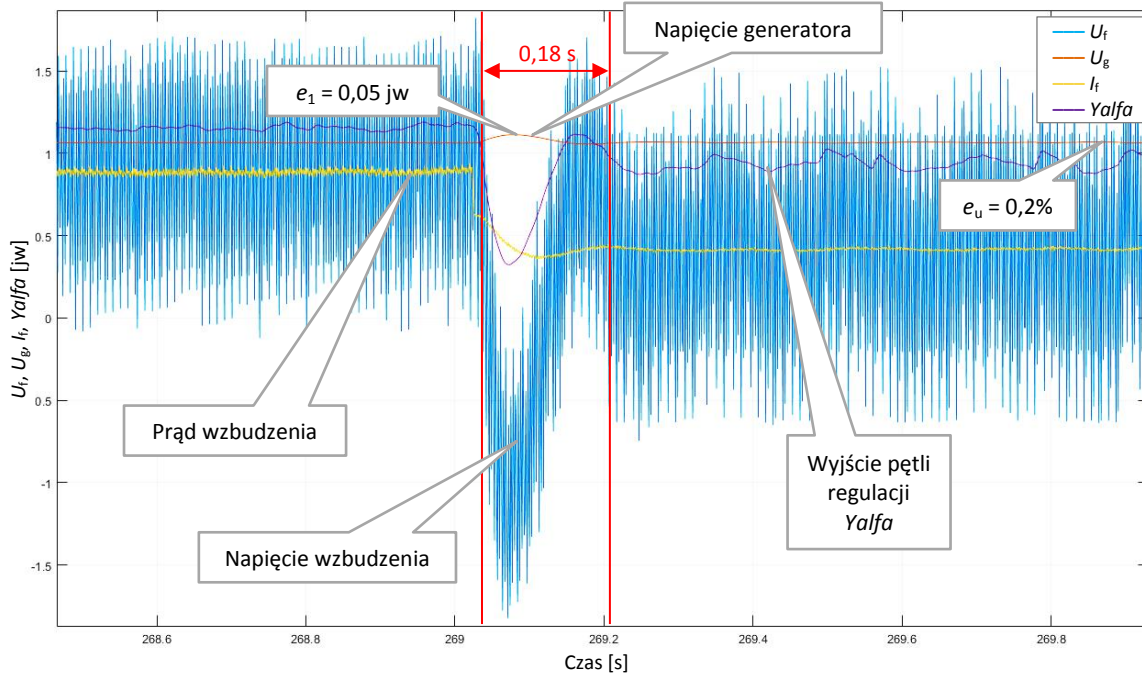
Zaprezentowany na rys. 4.15 przebieg U_g podczas testu zrzutu mocy biernej spełnia wymagania IRiESP: czas regulacji $t_r = 0,14 \text{ s}$ (kryterium IRiESP: $t_r \leq 0,5 \text{ s}$). Uchyb statyczny obliczony na podstawie ustalonych wartości U_g (rys. 4.15) przed i po zrzucie wyniósł:

$$e_u = |1,040 - 1,042| = 0,002 \text{ jw} = 0,2\%$$

Powyższa wartość e_u spełnia kryterium umownie przyjęte w KSE: $e_u \leq 0,5\%$.

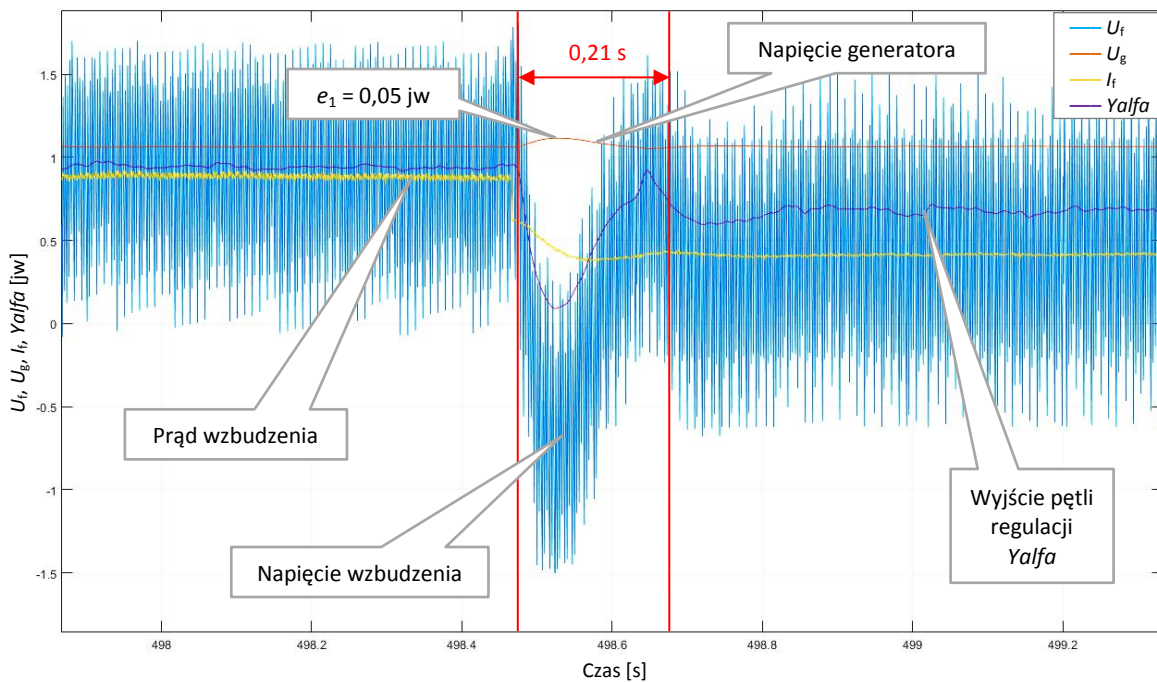
Testy w laboratorium LINTE²

W celu zbadania zachowania układu regulacji napięcia podczas zrzutu znamionowej mocy biernej, przeprowadzono testy z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w **Załączniku 9** [44-46]). Przebieg badania zrzutu znamionowej mocy biernej ($Q_n = 60 \text{ kvar}$, $\cos\varphi = 0,8$) generatora TG1 przedstawiono na rys. 4.16. Badanie wykonano dla zakresu sygnału $Y_{alfa} = (0 \text{ jw} \div 2 \text{ jw})$ odpowiadającemu zakresowi $E_{FD}/U_m = (-0,77 \div 0,95)$ – rys. 2.9. Zaprezentowany na rys. 4.16 test zrzutu mocy biernej Q_n generatora TG1 w trybie regulacji automatycznej spełnia wymaganie IRiESP ($t_r \leq 0,5 \text{ s}$), ponieważ czas regulacji $t_r = 0,18 \text{ s}$. Test zrzutu mocy Q_n spełnia również przyjęte w KSE wymaganie ($e_u \leq 0,5\%$), gdyż uchyb statyczny $e_u = 0,2\%$.



Rys. 4.16. Test zrzutu mocy biernej $Q_n = 60$ kvar generatora TG1

W celu zbadania zachowania układu regulacji podczas zrzutu Q_n z nieprawidłowo pracującym (np. z powodu uszkodzenia) sterownikiem wyzwalania tyrystorów, przebadano przypadek dla $Yalfa = (0,4 \text{ jw} \div 2 \text{ jw})$, odpowiadającemu zakresowi $E_{FD}/U_m = (-0,43 \div 0,95)$ – rys. 2.9 (opisano w rozdziale 2.3.2). Przebieg zrzutu Q_n z emulowanym uszkodzeniem sterownika wyzwalania tyrystorów przedstawia rys. 4.17.



Rys. 4.17. Test zrzutu $Q_n = 60$ kvar TG1 z emulowanym uszkodzeniem sterownika tyrystorów

Zaprezentowany na rys. 4.17 test zrzutu znamionowej mocy biernej Q_n generatora TG1 w trybie regulacji automatycznej spełnia wymagania IRiESP ($t_r \leq 0,5$ s), ponieważ czas regulacji $t_r = 0,21$ s. Test zrzutu mocy Q_n spełnia również przyjęte w KSE wymaganie ($e_u \leq 0,5\%$), gdyż uchyb statyczny $e_u = 0,2\%$. Zawężenie zakresu *Yalfa*, czyli emulowane uszkodzenie zmieniające napięcie pracy falownikowej prostownika tyrystorowego (z $E_{FD}/U_m = -0,77$ jw do $E_{FD}/U_m = -0,43$ jw, rys. 2.9), spowodowało zwiększenie czasu regulacji t_r o około 0,03 s (wzrost o 17%) w stosunku do poprzedniego badania. Wymaganie IRiESP ($t_r \leq 0,5$ s) pozostało jednak spełnione.

Zaprezentowane wyniki testu zrzutu mocy biernej generatora TG1 (rys. 4.16 oraz rys. 4.17) dowodzą wpływu parametrów sterownika wyzwalania tyrystorów (zakresu sterowania kątem α) na czas regulacji t_r . Emulowane uszkodzenie sterownika wyzwalania, polegające na zmianie napięcia pracy falownikowej prostownika (z $E_{FD}/U_m = -0,77$ jw do $E_{FD}/U_m = -0,43$ jw, patrz rys. 2.9) spowodowało, że przy identycznych nastawach pętli regulacji napięcia generatora, czas regulacji t_r po zrzucie mocy biernej uległ zwiększeniu. Emulowane uszkodzenie sterownika wyzwalania nie miało wpływu na uchyb statyczny e_u , który w obu przypadkach wyniósł 0,2%. W prezentowanych badaniach posługiwano się zakładaną wartością Δe , ponieważ IRiESP jej nie podaje, a bez wartości Δe weryfikacja czasu regulacji t_r – zgodnie z wyrażeniem (2.3) – nie jest możliwa. Podobnie postąpiono z uchybem ustalonym e_u , którego wartości IRiESP również nie podaje, stąd też przyjęto wartość zwyczajowo stosowaną w KSE.

Podsumowując, zapisy wymagania odbiorczego należy uzupełnić o dokładność regulacji Δe oraz wartość uchybu ustalonego e_u , a listę wymagań odbiorczych należy rozszerzyć (wniosek identyczny, jak w przypadku badania skokowej zmiany napięcia U_g) o test zakresu sterowania kątem wyzwalania α (dla tyrystorowych układów wzbudzenia).

4.4 Podsumowanie rozdziału

Trzy obecnie obowiązujące testy odbiorcze, wymagane przepisami IRiESP [3], wymagają weryfikacji dwóch wskaźników jakości regulacji napięcia generatora:

- czasu regulacji t_r – podczas skokowej zmiany napięcia oraz zrzutu mocy biernej,
- przeregulowania bezwzględnego χ – podczas wzbudzenia generatora.

Przedstawiona w niniejszym rozdziale krytyczna analiza wyżej wymienionych testów odbiorczych wykazała, że wzrost jakości i skuteczności metod weryfikacji poprawności działania układów regulacji generatorów synchronicznych można osiągnąć poprzez:

- sprecyzowanie wymagań dla obecnie obowiązujących testów odbiorczych (uzupełnienie dodatkowymi wskaźnikami jakości regulacji napięcia generatora),
- wprowadzenie dodatkowego testu sterownika wyzwalania (dla tyrystorowych układów wzbudzenia), który zweryfikuje zakres sterowania kątem α .

Wyniki analizy przedstawiono w tabeli 4.1 (proponowany przez autora rozprawy dodatkowy test sterownika wyzwalania oznaczono kolorem żółtym).

Tabela 4.1. Zestawienie proponowanych przez autora wskaźników jakości regulacji napięcia (i dodatkowego parametru układu wzbudzenia) weryfikowanych podczas trzech obecnie obowiązujących testów odbiorczych oraz dodatkowego testu sterownika wyzwalania

LP	WSKAŹNIK JAKOŚCI REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORA LUB PARAMETR UKŁADU WZBUDZENIA	WZBUDZENIE GENERATORA	SKOKOWA ZMIANA NAPIĘCIA	ZRZUT MOCY BIERNEJ	TEST STEROWNIKA WYZWALANIA
1	Czas regulacji t_r		✓	✓	
2	Dokładność regulacji Δe	✓	✓	✓	
3	Przeregulowanie bezwzględne χ	✓	✓		
4	Współczynnik tłumienia względnego ξ		✓		
5	Liczba przeregulowań w stanie przejściowym	✓	✓		
6	Uchyb statyczny e_u			✓	
7	Zakres sterowania kątem wyzwalania tyrystorów α				✓

Legenda:

- ✓ – weryfikacja wskaźnika proponowana przez autora rozprawy,
- ✓ – weryfikacja wskaźnika wymagana przez obecnie obowiązującą IRiESP.

Z porównania listy wskaźników wymienionych w tabeli 4.1 z listą wskaźników wymaganych przez normę [5] (rozdział 3.2, tabela 3.1) wynika, że za pomocą trzech obecnie obowiązujących testów odbiorczych [3] można wyznaczyć wszystkie wymagane przez normę bezpośrednio (w dziedzinie czasu) wskaźniki jakości regulacji napięcia.

Jednak norma wymaga również wyznaczenia czterech pośrednich (w dziedzinie częstotliwości) wskaźników jakości regulacji napięcia generatora:

- zapasu wzmocnienia GM , zależność (2.8),
- zapasu fazy PM , zależność (2.9),
- maksymalnej wartości odpowiedzi układu zamkniętego M_p , zależność (2.10),
- pasma przenoszenia odpowiedzi układu zamkniętego ω_B , (rys. 2.6).

Do wyznaczenia wyżej wymienionych wskaźników pośrednich niezbędny jest dodatkowy test odbiorczy, pozwalający wyznaczyć charakterystyki częstotliwościowe odpowiedzi zamkniętego układu regulacji napięcia generatora (rozdział 5.6).

Ponadto wiele stosowanych obecnie regulatorów wzbudzenia posiada strukturę, w której aktywny ogranicznik przejmuje kontrolę nad sygnałem sterującym pracą układu wzbudzenia (rozdział 2.5.2). Wówczas ogranicznik ma bezpośredni wpływ na jakość regulacji napięcia. Zatem ograniczniki powinny być testowane metodą, pozwalającą skutecznie weryfikować jakość ich działania na biegu jałowym oraz w sieci.

Zgodnie z przepisami krajowymi [35] wszystkie JWCD muszą być wyposażone w stabilizator systemowy (rozdział 3.4.1). W związku z tym JWCD, zgodnie z zaleceniem normy [5], powinny przechodzić weryfikację tłumienia stabilizatora systemowego (na podstawie porównania charakterystyk częstotliwościowo-amplitudowych wahań mocy czynnej z wyłączonym i załączonym stabilizatorem), jak również weryfikację opóźnienia sygnału wyjściowego stabilizatora (na podstawie charakterystyki częstotliwościowo-fazowej napięcia generatora), co opisano w rozdziale 2.6.2. Stąd wniosek, że stabilizator systemowy powinien być poddawany co najmniej dwóm testom odbiorczym.

Zgodnie w wymaganiami europejskimi [2], jednostki wytwórcze typu D, do których należą wszystkie JWCD (co opisano w rozdziale 3.3) powinny przechodzić następujące badania z wykorzystaniem modelu matematycznego (rozdział 3.3.2):

- symulację zdolności jednostki wytwórczej do generacji mocy biernej,
- symulację do pozostania w pracy jednostki wytwórczej podczas zwarcia,
- symulację zdolności jednostki wytwórczej do tłumienia oscylacji mocy czynnej.

W celu przeprowadzenia wyżej wymienionych badań symulacyjnych niezbędne są rzeczywiste parametry jednostki wytwórczej. W przypadku braku kluczowych

parametrów (braku danych producenta) niezbędna jest ich weryfikacja za pomocą testów odbiorczych (rozdział 3.5.1).

Mając powyższe na względzie należy jednoznacznie stwierdzić, że zakres badań odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów zawarty w IRiESP jest niewystarczający. Nie obejmuje on testów pozwalających na:

- weryfikację częstotliwościowych wskaźników jakości regulacji,
- weryfikację jakości działania (nastaw) ograniczników,
- weryfikację jakości działania (nastaw) stabilizatora systemowego,
- identyfikację parametrów jednostki wytwórczej.

Zakres badań odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów zawarty w IRiESP należy uzupełnić zgodnie z powyższymi rozważaniami. Opracowaną przez autora koncepcję nowych wymagań odbiorczych stawianych układom regulacji napięcia generatorów synchronicznych przedstawiono w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Koncepcja nowych wymagań odbiorczych – zestawienie wstępnej listy testów odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych

LP	NAZWA TESTU ODBIORCZEGO	UWAGI
1	Skokowa zmiana napięcia na biegu jałowym	Test z obowiązującej IRiESP (należy uzupełnić o wskaźniki z tabeli 4.1)
2	Wzbudzenie generator	Test z obowiązującej IRiESP (należy uzupełnić o wskaźniki z tabeli 4.1)
3	Zrzut mocy biernej	Test z obowiązującej IRiESP (należy uzupełnić o wskaźniki z tabeli 4.1)
4	Test sterownika wyzwalania	Nowy test (należy zastosować wskaźnik z tabeli 4.1)
5	Wyznaczanie charakterystyk częstotliwościowych	Nowy test (weryfikacja wskaźników M_p , ω_b , GM , PM)
6	Weryfikacja jakości działania ograniczników	Zbiór nowych testów
7	Weryfikacja parametrów jednostki wytwórczej	Zbiór nowych testów
8	Weryfikacja jakości działania stabilizatora systemowego (PSS)	Zbiór nowych testów

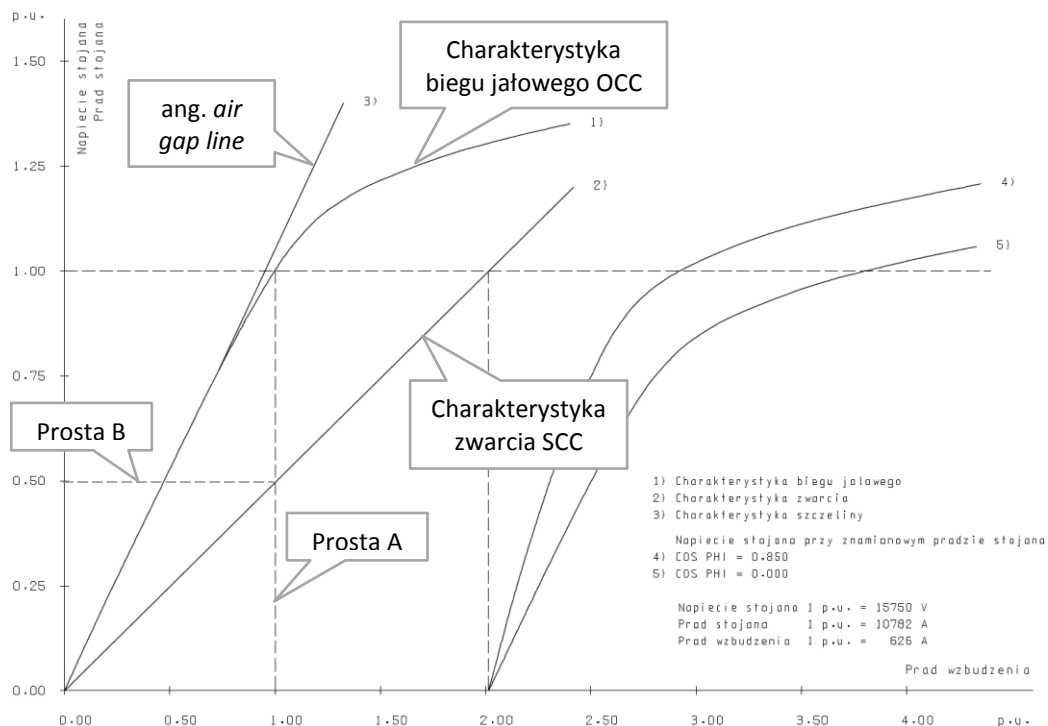
Badania testów, które powinny uzupełnić wymagania odbiorcze, czyli wiersze 4÷8 tabeli 4.2, opisano w kolejnym rozdziale rozprawy.

5 ANALIZA TESTÓW ODBIORCZYCH NIETYPIENIOWYCH W IRiESP

Ponieważ zakres badań odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów zawarty w IRiESP jest niewystarczający, w niniejszym rozdziale przedstawiono badania testów odbiorczych, które mogą je uzupełnić (zgodnie z tabelą 4.3).

5.1 Identyfikacja parametrów modelu jednostki wytwórczej na podstawie charakterystyki biegu jałowego i zwarcia

Pomiaru charakterystyki biegu jałowego $U_g = f(I_f)$ – OCC (ang. *Open Circuit Characteristic*) oraz charakterystyki zwarcia generatora $I_g = f(I_f)$ – SCC (ang. *Short Circuit Characteristic*) [48] dokonuje się w celu sprawdzenia stanu izolacji międzyzwojowej uzwojeń wirnika i stojana generatora [49] oraz w celu identyfikacji parametrów do modelowania jednostki wytwórczej. Zazwyczaj charakterystyki biegu jałowego i zwarcia generatora są podawane przez producenta w dokumentacji technicznej – przykład na rys. 5.1 (generatora JWCD o mocy 294 MVA [50]). Zestawienie parametrów modelu jednostki wytwórczej możliwych do wyznaczenia na podstawie charakterystyki biegu jałowego i charakterystyki zwarcia zawiera tabela 5.1.



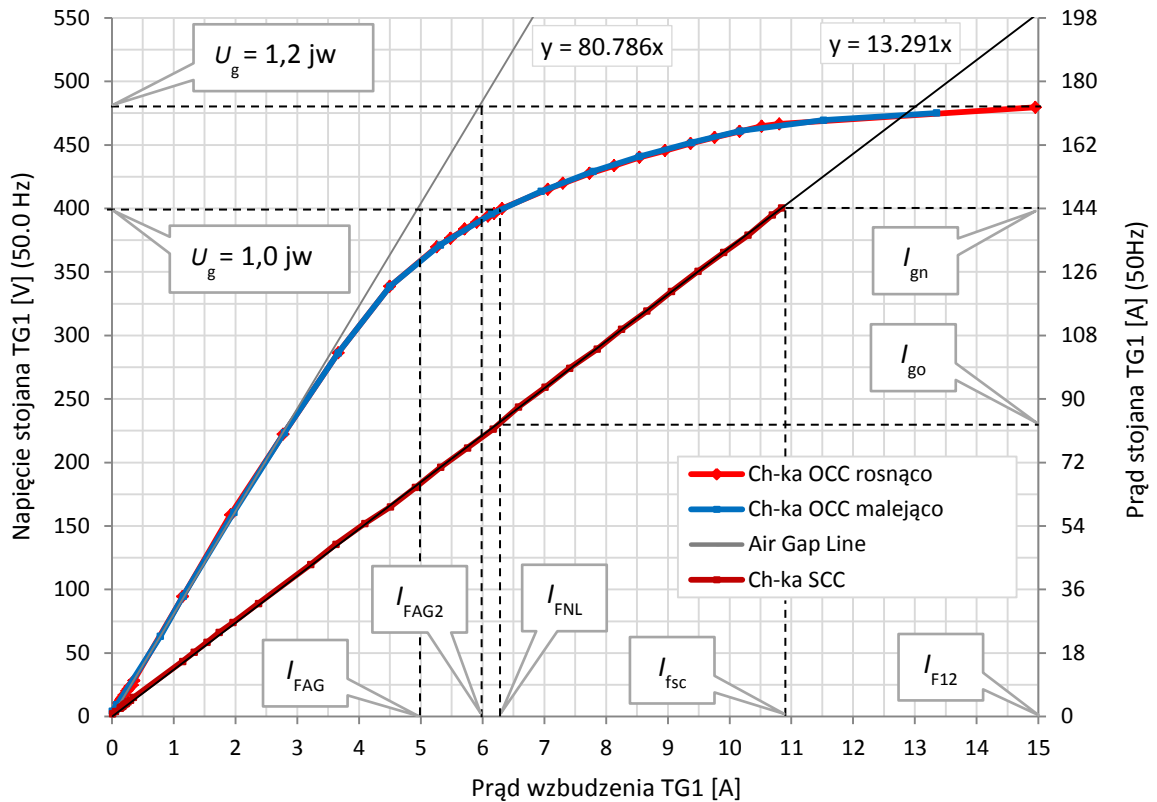
Rys. 5.1. Przykład charakterystyk biegu jałowego i zwarcia generatora o mocy 294 MVA [50]

Tabela 5.1. Parametry modelu jednostki wytwórczej możliwe do wyznaczenia na podstawie charakterystyki biegu jałowego i charakterystyki zwarcia

LP	CH-KA	PARAMETR / RÓWNANIE	METODA WYZNACZANIA
1	OCC	Prąd wzbudzenia biegu jałowego I_{NL} , I_{f0}	Prąd wzbudzający generator do napięcia $U_g = 1,0$ jw (prosta A na rys. 5.1)
2	OCC	Prąd wzbudzenia I_{N12}	Prąd wzbudzający generator do napięcia $U_g = 1,2$ jw
3	OCC	ang. <i>air gap line</i>	Prosta styczna do początkowych punktów OCC
4	OCC	Prąd wzbudzenia I_{FAG}	Prąd wzbudzenia wyznaczony z równania szczeliny powietrznej dla $U_g = 1,0$ jw
5	OCC	Prąd wzbudzenia I_{FAG2}	Prąd wzbudzenia wyznaczony z równania szczeliny powietrznej dla $U_g = 1,2$ jw
6	OCC	Współczynniki nasycenia $S_{1.0}$ i $S_{1.2}$	Zgodnie z wyrażeniami (3.3) oraz (3.4)
7	SCC	Równanie charakterystyki zwarcia	Aproksymacja średniokwadratowa punktów SCC
8	SCC OCC	Prąd generatora I_{g0}	Prąd generatora wywołany prądem I_{f0} (prosta B na rys. 5.1)
9	SCC	Prąd wzbudzenia I_{fsc}	Prąd wzbudzenia wywołujący prąd generatora $I_g = 1,0$ jw
10	SCC	Reaktancja synchroniczna nasycona $X_{dn(sat)}$	$X_{dn(sat)} = \frac{U_{gn}}{\sqrt{3} \cdot I_{g0}} \quad (5.1)$
11	SCC	Względna reaktancja synchroniczna nasycona $X_{d(sat)}$	$X_{d(sat)} = \frac{X_{dn(sat)}}{Z_n} \quad \text{gdzie: } Z_n = \frac{U_{gn}}{\sqrt{3} \cdot I_{gn}} \quad (5.2)$
12	SCC OCC	Względna reaktancja synchroniczna nienasycona $X_{d(unsat)}$	$X_{d(unsat)} = \frac{X_{dn(unsat)}}{Z_n} = \frac{I_{fsc}}{I_{fag}} \quad (5.3)$
13	SCC OCC	Stosunek zwarcia generatora <i>SCR</i> (ang. <i>short-circuit ratio</i>)	$SCR = \frac{I_{f0}}{I_{fsc}} = \frac{I_{g0}}{I_{gn}} \quad (5.4)$

Testy w laboratorium LINTE²

Wyznaczone charakterystyki biegu jałowego oraz charakterystyki zwarcia generatora TG1 (JF TG1, opis w **Załączniku 9**, wyniki zamieszczono w **Załączniku 11**) przedstawiono na wspólnym wykresie (rys. 5.2).



Rys. 5.2. Zamierzona charakterystyka biegu jałowego (OCC) oraz zwarcia (SCC) generatora TG1

Zgodnie z wymienionymi parametrami modelu jednostki wytwórczej możliwymi do wyznaczenia z charakterystyki biegu jałowego i charakterystyki zwarcia (Tabela 5.1), wyznaczono parametry generatora TG1, które zebrano w poniższej tabeli.

Tabela 5.2. Parametry wyznaczone na podstawie charakterystyki biegu jałowego i charakterystyki zwarcia generatora TG1

LP	PARAMETR / RÓWNANIE	WYNIK OBLICZEŃ – LINTE^2
1	Prąd wzbudzenia biegu jałowego I_{NL}, I_{f0}	$I_{NL} = I_{f0} = 6,320 \text{ A}$
2	Prąd wzbudzenia I_{N12}	$I_{N12} = 15 \text{ A}$
3	Równanie <i>air gap line</i>	$U_g = 80,786 \cdot I_f$
4	Prąd wzbudzenia I_{FAG}	$I_{FAG} = \frac{1,0 \cdot U_{gn}}{80,786} = \frac{400}{80,786} = 4,951 \text{ A}$
5	Prąd wzbudzenia I_{FAG2}	$I_{FAG2} = \frac{1,2 \cdot U_{gn}}{80,786} = \frac{480}{80,786} = 5,942 \text{ A}$

6	Współczynniki nasycenia $S_{1.0}$ $S_{1.2}$	$S_{1.0} = \frac{I_{FNL} - I_{FAG}}{I_{FAG}} = \frac{6,320 - 4,951}{4,951} = 0,277$ $S_{1.2} = \frac{I_{F12} - I_{FAG2}}{I_{FAG2}} = \frac{15,000 - 5,942}{5,942} = 1,524$
7	Równanie charakterystyki zwarcia generatora	$I_g = 13,292 \cdot I_f$
8	Prąd generatora I_{g0}	$I_{g0} = 13,292 \cdot I_{f0} = 13,292 \cdot 6,320 = 84,005 \text{ A}$
9	Prąd wzbudzenia I_{fsc}	$I_{fsc} = \frac{I_{gn}}{13,292} = \frac{144}{13,292} = 10,834 \text{ A}$
10	Reaktancja synchroniczna nasycona $X_{dn(sat)}$	$X_{dn(sat)} = \frac{U_{gn}}{\sqrt{3} \cdot I_{g0}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 84,005} = 2,749 \ \Omega$
11	Względna reaktancja synchroniczna nasycona $X_{d(sat)}$	$Z_n = \frac{U_{gn}}{\sqrt{3} \cdot I_{gn}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 144} = 1,604 \ \Omega$ $X_{d(sat)} = \frac{X_{dn(sat)}}{Z_n} = \frac{I_{gn}}{I_{g0}} = \frac{I_{fsc}}{I_{f0}} = \frac{144}{84,005} = 1,714 \text{ jw}$
12	Względna reaktancja synchroniczna nienasycona $X_{d(unsat)}$	$X_{d(unsat)} = \frac{X_{dn(unsat)}}{Z_n} = \frac{I_{fsc}}{I_{fag}} = \frac{10,834}{4,951} = 2,188 \text{ jw}$
13	Stosunek zwarcia generatora SCR	$SCR = \frac{I_{f0}}{I_{fsc}} = \frac{I_{g0}}{I_{gn}} = 0,583 \text{ jw}$

Ponadto podczas pomiaru charakterystyki biegu jałowego, dla prądu wzbudzenia biegu jałowego $I_{f0} = 6,320 \text{ A}$ zmierzono wartość napięcia wzbudzenia biegu jałowego:

$$U_{f0} = 14,700 \text{ V}$$

Zgodnie z prawem Ohma, znając wartość U_{f0} , obliczono rezystancję uzwojenia wirnika:

$$R_{\text{wirnika}} = \frac{U_{f0}}{I_{f0}} = \frac{14,700}{6,320} = 2,326 \ \Omega$$

W poniższej tabeli (Tabela 5.3) porównano trzy parametry modelu generatora TG1: parametry obliczone na podstawie badań charakterystyk OCC i SCC w laboratorium LINTE² z parametrami podanymi przez PRODUCENTA (patrz **Załącznik 10**).

Tabela 5.3. Porównanie trzech parametrów modelu generatora TG1

PARAMETR	JEDNOSTKA	LINTE ²	PRODUCENT	BŁĄD WZGLĘDNY
R_{wirnika}	[Ω]	2,326	2,220	4,8%
$X_{d(\text{unsat})}$	[jw]	2,188	1,988	10,1%
$X_{d(\text{sat})}$	[jw]	1,714	1,550	10,6%

Zakładając, że parametry umieszczone w kolumnie PRODUCENT (Tabela 5.3) są wielkościami *prawdziwymi*⁸, to maksymalny błąd względny parametrów obliczonych na podstawie badań w LINTE² wynosi 10,6%. Opisana metoda identyfikacji parametrów modelu jednostki wytwórczej posiada zadowalającą dokładność i powinna zostać zastosowana, jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej (test 7 z tabeli 4.3).

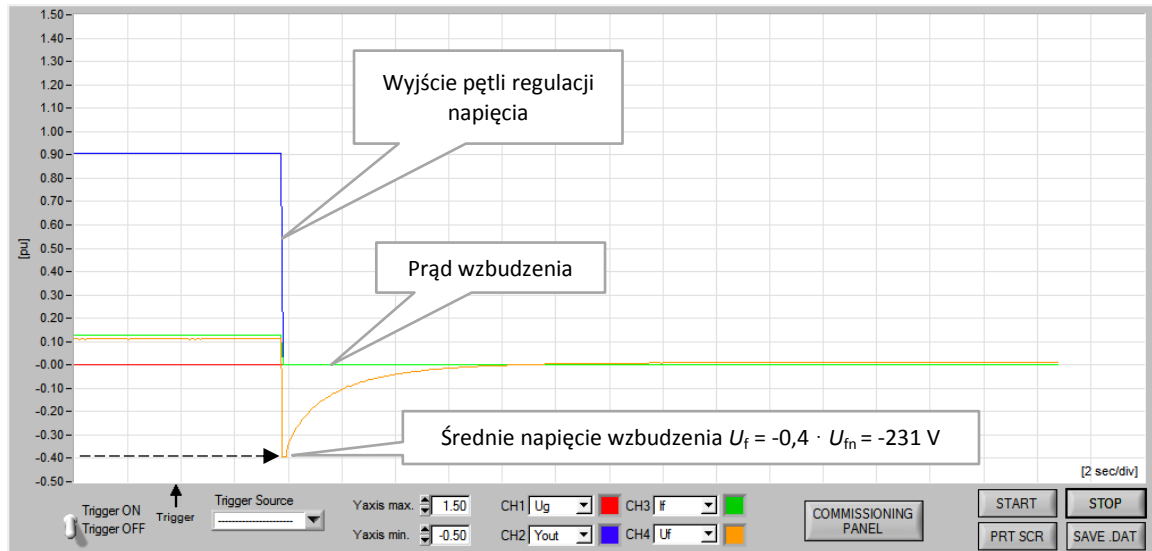
5.2 Odwzbudzenie

Proces odwzbudzania generatora wyposażonego w układ regulacji napięcia z prostownikami tyrystorowymi pozwala na weryfikację trybu pracy falownikowej prostowników oraz pozwala oszacować wartość maksymalnego kąta opóźnienia zapłonu tyrystorów α_{max} podczas tej pracy (opis w **Załączniku 1**). Oceny odwzbudzania dokonuje się na podstawie rejestracji napięcia wyjściowego E_{FD} prostowników tyrystorowych (w układach statycznych napięcie E_{FD} jest tożsame z napięciem U_f). Maksymalny kąt opóźnienia zapłonu tyrystorów powinien wynosić $\alpha_{\text{max}} = 150^\circ$ [51]. Przyjmując dokładność na $\pm 5\%$, kąt ten powinien należeć do przedziału od $142,5^\circ$ do $157,5^\circ$.

Przykład testu na obiekcie

Rejestrację procesu odwzbudzania można wykonać przy obrotach znamionowych lub na postoju generatora (wówczas niezbędne jest zasilanie układu wzbudzenia z obcego źródła). Warunek konieczny podczas wykonywania testu na postoju: prąd wzbudzenia $I_f < 0,1 I_{\text{fn}}$ [49]. Na rys. 5.3 przedstawiono rejestrację odwzbudzania przy zatrzymanym generatorze w układzie statycznym tyrystorowym, w trybie regulacji ręcznej i transformatorze wzbudzenia zasilanym z obcego źródła napięcia. Wykres pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogeneratora JWCD o mocy 459 MVA [42]. Charakterystyka sterowania prostowników tyrystorowych tego układu jest zgodna z charakterystyką z rys. 2.8.

⁸ W metrologii rzeczywista wartość wielkości mierzonej.



Rys. 5.3. Wykonany przez autora test pracy falownikowej prostowników tyrystorowych na postoju JWCD, amplituda napięcia zasilania prostowników tyrystorowych $U_m = 300$ V [42]

Iloraz wartości napięcia wbudzenia podczas pracy falownikowej prostowników E_{FD} (rys. 5.3) oraz amplitudy napięcia zasilania prostowników U_m wynosił:

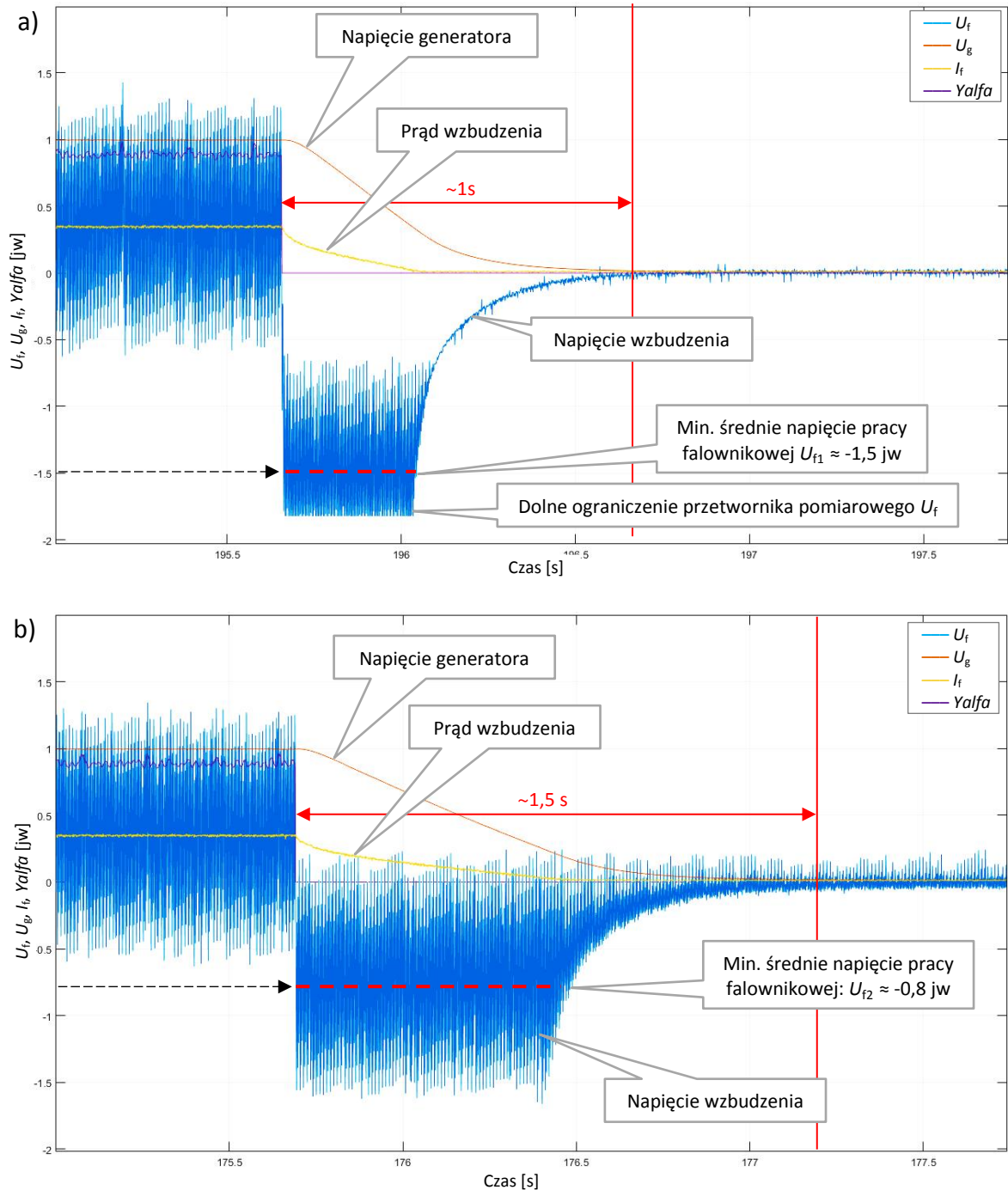
$$\frac{E_{FD}}{U_m} = \frac{U_f}{U_m} = \frac{U_{f[jw]} \cdot U_{fn}}{U_m} = \frac{-231 \text{ V}}{300 \text{ V}} = -0,77 \quad (5.5)$$

Korzystając z obliczonego powyżej ilorazu E_{FD}/U_m oraz zlinearyzowanej charakterystyki przedstawionej na rys. 2.8, można oszacować maksymalny kąt opóźnienia zapłonu, który wyniósł: $\alpha_{\max} \approx 143^\circ$. Kąt ten spełnia wymaganie: $142,5^\circ < \alpha_{\max} < 157,5^\circ$.

Testy w laboratorium LINTE²

W celu zbadania zachowania modelu fizycznego układu regulacji napięcia podczas odwzbudzenia przeprowadzono testy z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w Załączniku 9 [44-46]). Na rys. 5.4 przedstawiono porównanie dwóch testów odwzbudzenia generatora TG1 przy obrotach znamionowych i zasilaniu transformatora wbudzenia z obcego źródła napięcia (amplituda napięcia wyjściowego transformatora wynosiła $U_m = 82$ V). W celu zbadania procesu odwzbudzenia generatora TG1 z prawidłowo oraz nieprawidłowo pracującym (np. z powodu uszkodzenia) sterownikiem kąta wyzwalania tyrystorów, zamodelowano następujące przypadki:

- odwzbudzenia przy prawidłowym zakresie $\gamma_{alfa} = (0 \text{ jw} \div 2 \text{ jw})$ – rys. 5.4a,
- odwzbudzenia przy zawężonym zakresie $\gamma_{alfa} = (0,4 \text{ jw} \div 2 \text{ jw})$ – rys. 5.4b.



Rys. 5.4. Odwzbudzenie TG1 w trybie regulacji automatycznej z zasilaniem z obcego źródła:
a) z prawidłowym zakresem *Yalfa*, b) z nieprawidłowym zakresem *Yalfa*

Na podstawie odczytanych z rys. 5.4 wartości U_{f1} i U_{f2} (napięć wzbudzenia prostownika JF TG1 podczas pracy falownikowej), analogicznie do wyrażenia (5.5), obliczono:

$$a) \frac{E_{FD1}}{U_m} = U_{f1} \cdot \frac{U_{fn}}{U_m} = -1,5 \cdot \frac{42}{82} = -0,77 \quad b) \frac{E_{FD2}}{U_m} = U_{f2} \cdot \frac{U_{fn}}{U_m} = -0,8 \cdot \frac{42}{82} = -0,41$$

Podstawiając liniową zależność $E_{FD}/U_m = f(Yalfa)$ z rys. 2.9 do wyrażenia (2.19) otrzymano zależność, pozwalającą obliczyć dla danego E_{FD}/U_m JF TG1 wartość kąta α :

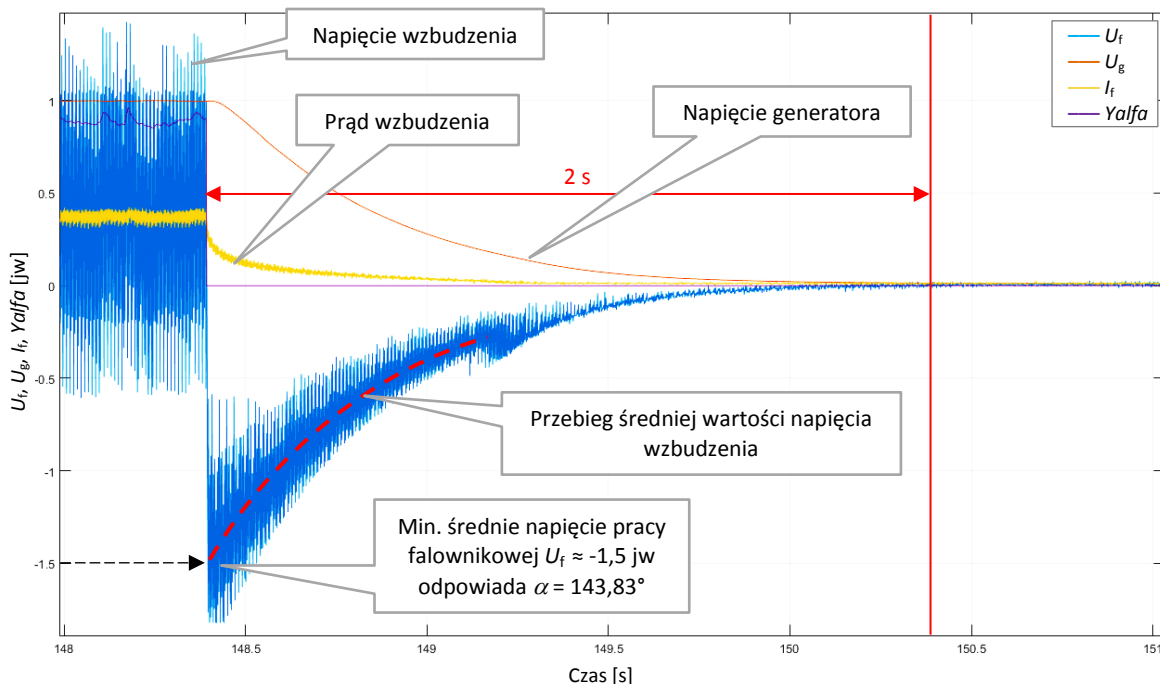
$$\alpha = -71,11^\circ \cdot \frac{(E_{FD} / U_m) + 0,77}{0,86} + 143,83^\circ \quad (5.6)$$

Dla wartości $E_{FD1}/U_m = -0,77$ i $E_{FD2}/U_m = -0,41$, zgodnie z wyrażeniem (5.6), obliczono odpowiadające im kąty opóźnienia zapłonu α_{max} podczas odzwzudzenia (rys. 5.4):

- $\alpha_{max1} = 143,83^\circ$ – odzwzudzenie prawidłowe: $142,5^\circ < \alpha_{max} < 157,5^\circ$,
- $\alpha_{max2} = 114,06^\circ$ – odzwzudzenie nieprawidłowe: $\alpha_{max} \ll 142,5^\circ$.

Różnica w maksymalnych kątach opóźnienia zapłonu wpłynęła na czas odzwzudzenia rozumiany jako czas sprowadzenia napięcia generatora do zera. Czas ten zwiększył się z 1 s (rys. 5.4a) do 1,5 s (rys. 5.4b).

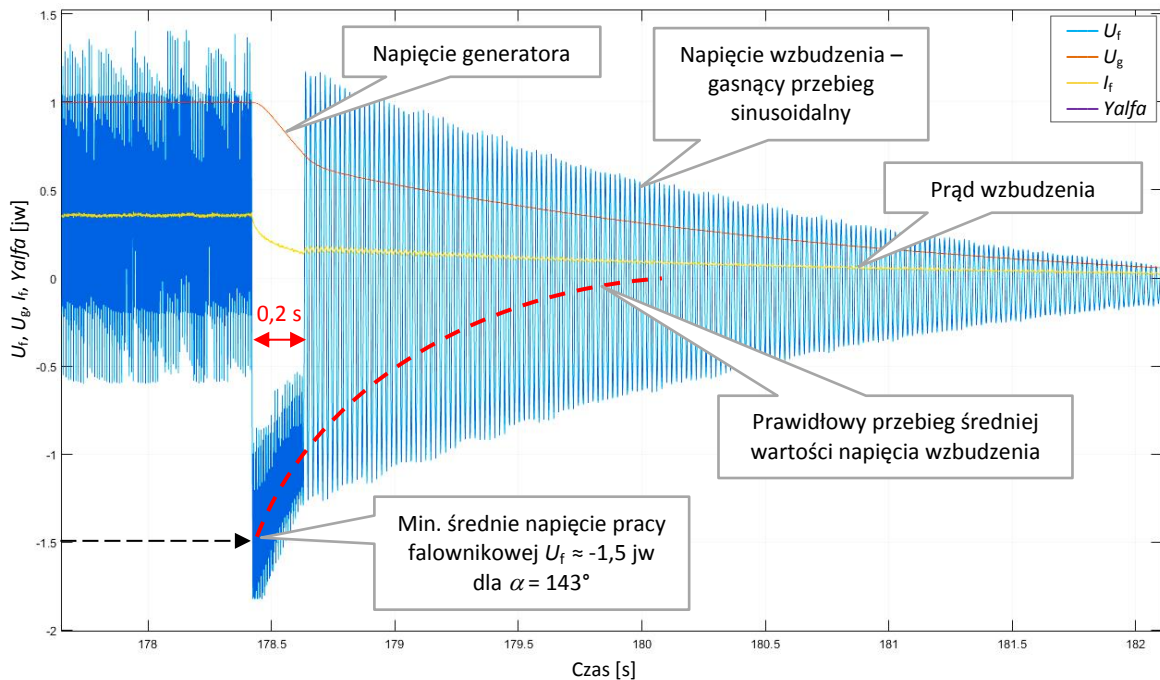
Pomiaru maksymalnego kąta opóźnienia zapłonu można dokonać również przy zasilaniu bocznikowym. Przykład takiego badania generatora TG1 przedstawiono na rys. 5.5, gdzie: $E_{FD}/U_m = -0,77$ (przypadek analogiczny do przedstawionego na rys. 5.4a). Zgodnie z wyrażeniem (5.6) obliczono maksymalny kąt opóźnienia zapłonu, który wyniósł: $\alpha_{max} = 143,83^\circ$. Kąt spełnia wymaganie: $142,5^\circ < \alpha_{max} < 157,5^\circ$, odzwzudzenie jest prawidłowe.



Rys. 5.5. Odzwzudzenie TG1 w trybie regulacji automatycznej z zasilaniem bocznikowym

Badanie procesu odzwzudzenia może również uwidocznic nieprawidłowe sterowanie impulsami zapłonowymi, wpływające negatywnie na żywotność wyłącznika wzbudzenia (opis w **Załączniku 5**). Przykład zbyt wczesnego zablokowania impulsów

zapłonowych tyrystorów i przerwania pracy falownikowej prostownika JF TG1 po 0,2 s przedstawia rys. 5.6. (zasilanie układu, podobnie jak na rys. 5.5 – bocznikowe).



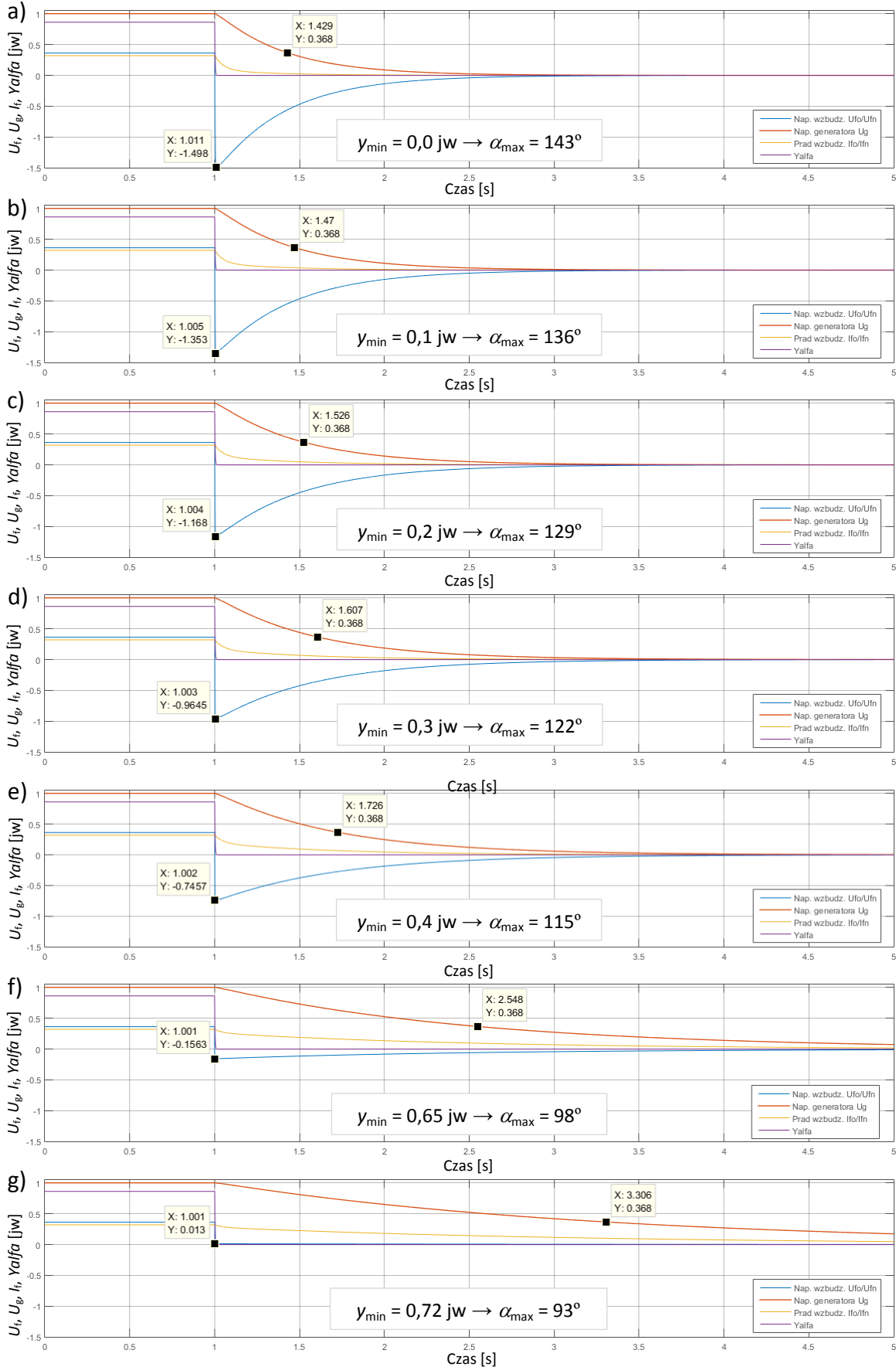
Rys. 5.6. Odwzbudzenie TG1 w trybie regulacji automatycznej z zasilaniem bocznikowym ze zbyt wcześnie zablokowanymi impulsami zapłonowymi prostownika tyrystorowego

Odwzbudzenie przedstawione na rys. 5.6 trwa ponad 4 s, a zatem ponad dwa razy dłużej niż prawidłowe odwzbudzenie przedstawione na rys. 5.5.

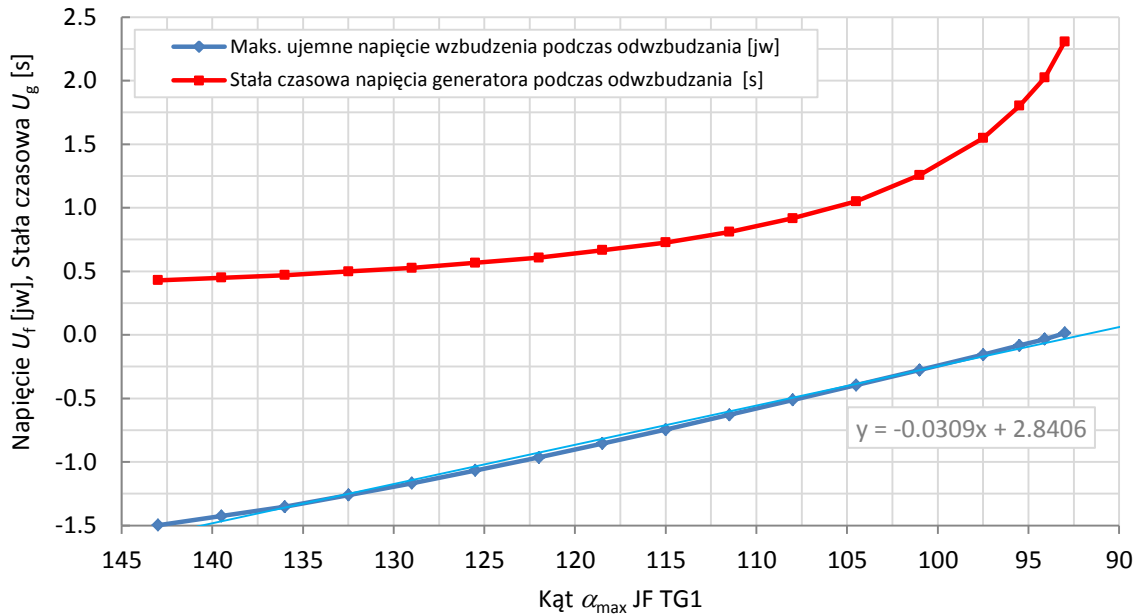
Opisana metoda testu sterownika wyzwalania posiada zadowalającą dokładność i powinna zostać zastosowana, jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej (weryfikacja budowy układu, test 4 z tabeli 4.3). Poznanie zależności stałej czasowej U_g od α_{\max} podczas odwzbudzenia umożliwiły badania z wykorzystaniem modelu JF TG1.

Badania symulacyjne JF TG1

W celu zbadania zależności maksymalnego ujemnego napięcia U_f podczas odwzbudzenia od maksymalnego kąta opóźnienia zapłonu tyrystorów α_{\max} podczas odwzbudzenia, przeprowadzono badania symulacyjne. Strukturę opracowanego w ramach pracy modelu matematycznego JF TG1 opisano w **Załączniku 12**. Podczas badania symulacyjnego modyfikowano dolne ograniczenie (y_{\min}) sygnału wejściowego sterownika wyzwalania tyrystorów: od 0 jw do 0,72 jw (ograniczenie górne: $y_{\max} = const. = 2$ jw). Przebiegi odwzbudzenia uzyskane za pomocą modelu JF TG1 dla wybranych wartości y_{\min} przedstawiono na rys. 5.7, a wyniki badań – na rys. 5.8.



Rys. 5.7. Badania symulacyjne JF TG1 – testy odzwbudzenia dla wybranych wartości dolnego ograniczenia (y_{\min}) sygnału wejściowego sterownika wyzwalania tyrystorów JF TG1



Rys. 5.8. Wyniki badań symulacyjnych JF TG1 – charakterystyki stałej czasowej zanikania U_g oraz maksymalnego ujemnego U_f podczas odwzbudzenia w funkcji kąta α_{max}

Wyniki badań symulacyjnych potwierdziły, że zależność maksymalnego ujemnego napięcia U_f podczas odwzbudzenia od kąta α_{max} jest praktycznie liniowa (rys. 5.8). Zatem zależność ta może zostać wykorzystana do weryfikacji wartości kąta opóźnienia zapłonu tyrystorów α_{max} . Powyższe badania pozwoliły również zbadać charakterystykę stałej czasowej U_g , z jaką zanika ono podczas odwzbudzenia (rys. 5.8). Z badań wynika, że bez pracy rewersyjnej prostownika (rys. 5.7g), napięcie U_g (a zatem również prąd I_f) zanika ponad pięciokrotnie dłużej niż z pełną pracą rewersyjną (rys. 5.7a). Fakt ten jest istotny podczas awaryjnego otwierania wyłącznika wzbudzenia, ponieważ pozwala szybko zredukować prąd wzbudzenia I_f i ochronić styki wyłącznika przed nadmiernym zużyciem.

5.3 Testy filtra DC prostownika tyrystorowego

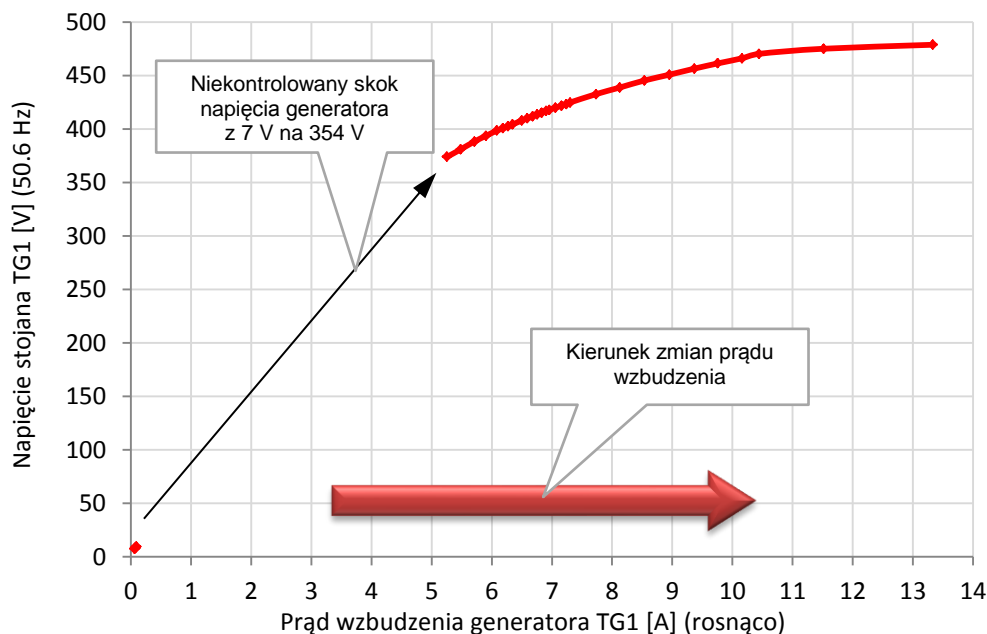
Filtr DC prostownika tyrystorowego układu wzbudzenia (opis w **Załączniku 3**) powinien być dobrany tak, aby podczas pracy układu wartość prądu prostownika nie spadła poniżej prądu podtrzymania I_H zastosowanych tyrystorów [78]. Zatem prawidłowo dobrany filtr DC umożliwia pracę układu wzbudzenia przy dużych, skokowych zmianach napięcia wzbudzenia. Metodę doboru elementów filtra DC przedstawiono w **Załączniku 3**. Nieprawidłowe działanie tego filtra może uwidocznić

- pomiar charakterystyki biegu jałowego generatora,
- skok wartości zadanej napięcia generatora.

Testy w laboratorium LINTE²

Testy filtra DC tyrystorowego prostownika układu wzbudzenia przeprowadzono z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w **Załączniku 9** [44-46]).

Na rys. 5.2 przedstawiono prawidłową charakterystykę biegu jałowego generatora TG1, którą zmierzono zwiększając prąd wzbudzenia od 0 A do 15 A (OCC rosnąco), a następnie zmniejszając prąd wzbudzenia od 15 A do 0 A (OCC malejąco). W celu zbadania wpływu filtra DC na zachowanie układu, zewnętrzny filtr JF TG1 tymczasowo usunięto (szczegóły opisano w **Załączniku 9**) – emulowano uszkodzenie filtra DC. Przebieg charakterystyki biegu jałowego generatora TG1 (zasilanie z obcego źródła napięcia) z uszkodzonym filtrem DC przedstawiano na rys. 5.9.

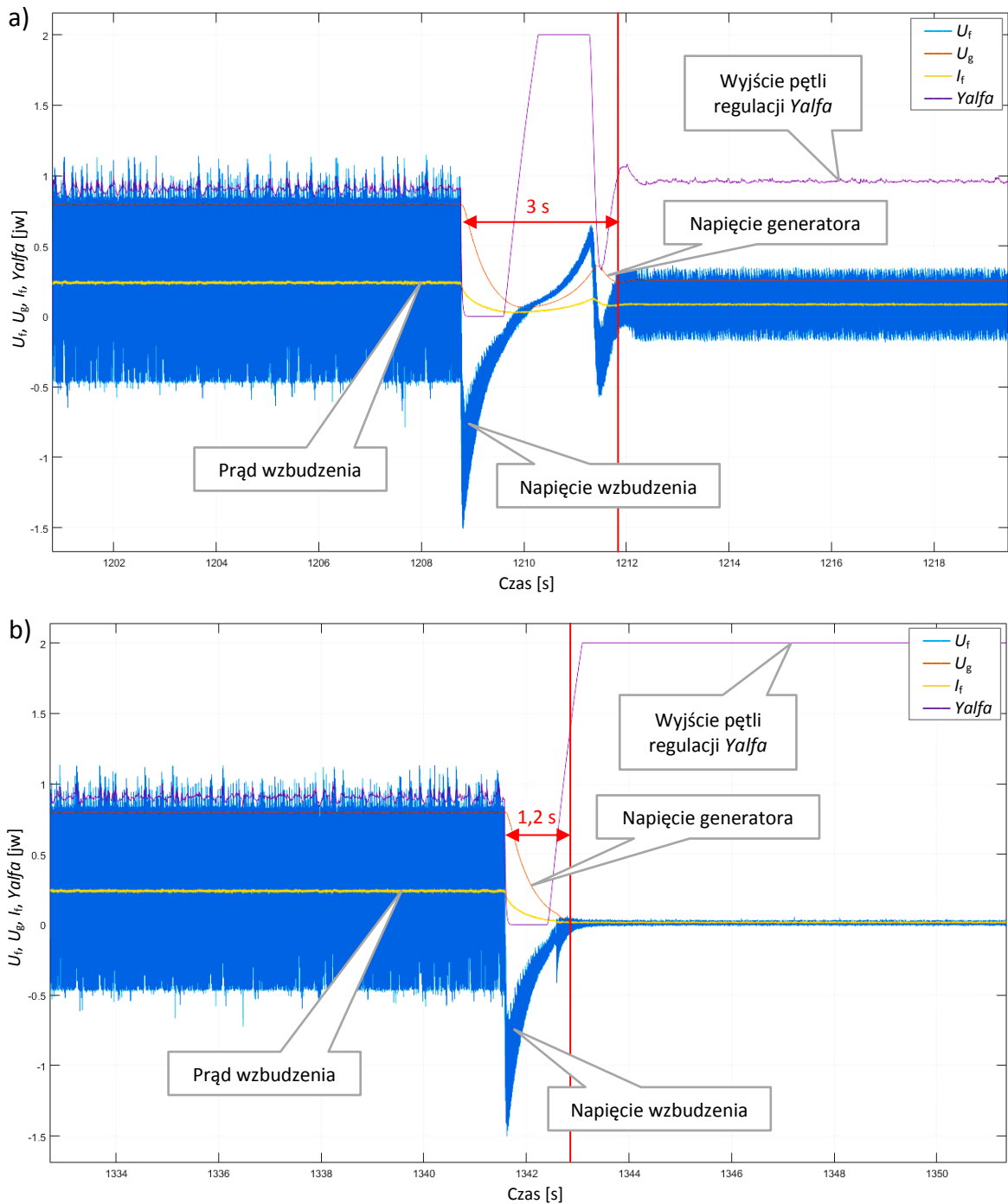


Rys. 5.9. Pomiar charakterystyki biegu jałowego generatora TG1 z „uszkodzonym” filtrem DC

Charakterystyka prostownika tyrystorowego JF TG1 jest liniowa (rys. 2.9), a zatem prąd wzbudzenia powinien rosnąć proporcjonalnie do sygnału *Yalfa*. Jednak uszkodzenia filtra DC spowodowało, że dla $Yalfa \leq 1,1$ jw prostownik nie przeszedł w stan przewodzenia (rys. 5.9). Następnie, gdy sygnał *Yalfa* przekroczył 1,1 jw, prąd prostownika gwałtownie przekroczył wartość prądu podtrzymania zastosowanych tyrystorów [52], a napięcie generatora ustaliło się na wartości 354 V. Zatem brak możliwości płynnego pomiaru charakterystyki biegu jałowego w kierunku „rosnącym” może wskazywać na wady filtra DC prostownika tyrystorowego. Kierunek „malejący” w pełni pokrywa się z rys. 5.2.

Skutki usterek filtra DC mogą być poważniejsze od przedstawionych na rys. 5.9, ponieważ na skutek zakłócenia w KSE (np. zwarcie) może nastąpić przerwanie pracy prostownika tyrystorowego i awaryjne przerwanie pracy jednostki wytwórczej. Przykład skoku napięcia generatora o -54% (skok z $U_{ref} = 0,805$ jw do $U_{ref} = 0,265$ jw) dla:

- układu wzbudzenia TG1 z filtrem DC – rys. 5.10a,
- układu wzbudzenia TG1 bez filtra DC – rys. 5.10b.



Rys. 5.10. Badanie skoku napięcia generatora TG1 o -54%: a) z filerem DC, b) bez filtra DC



Układ z filtrem DC (rys. 5.10a) po skoku wartości zadanej, pomimo trwającego około 3 s stanu nieustalonego, kontynuował pracę. Natomiast w układzie pozbawionym filtra DC (rys. 5.10b) po około 1 s po skoku nastąpił spadek prądu prostownika poniżej prądu podtrzymania tyrystorów (prostownik tyrystorowy „zgasł”), a po kolejnych 0,2 s napięcie generatora spadło do zera. Nastąpiło niekontrolowane odwzbudzenie generatora.

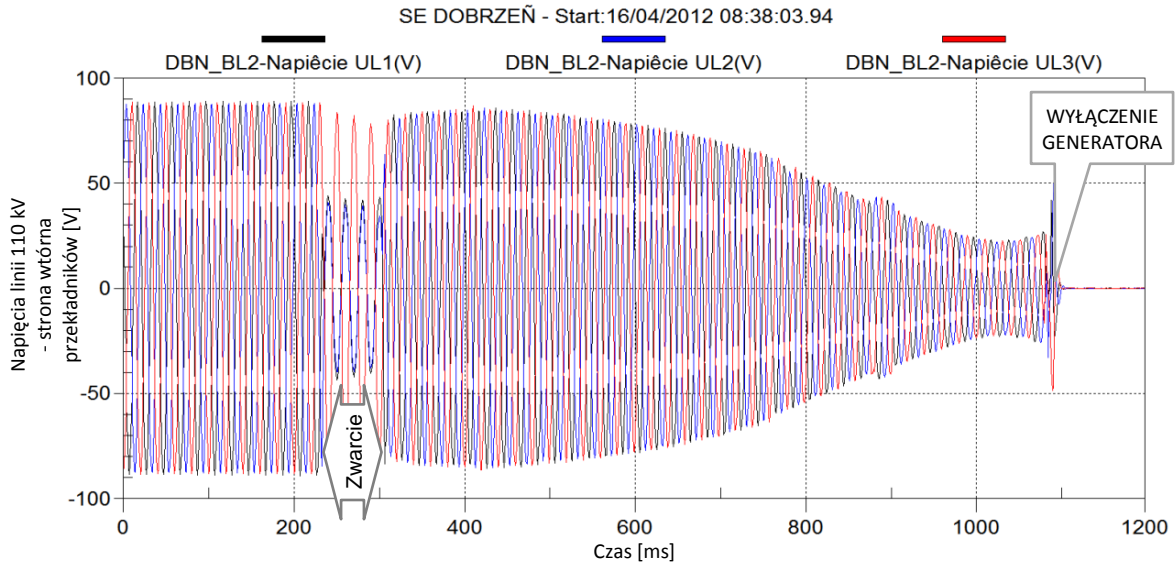
Powyższe przykłady wskazują jak istotnym elementem, z punktu widzenia niezawodności pracy układu regulacji napięcia generatora, jest filtr DC prostownika tyrystorowego – jego nieprawidłowe parametry mogą spowodować niesprawność całej jednostki wytwórczej. Opisana metoda testu filtra DC za pomocą pomiaru charakterystyki biegu jałowego, powinna zostać zastosowana jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej (weryfikacja budowy układu, test 4 z tabeli 4.3).

5.4 Impuls napięcia na biegu jałowym

Impuls napięcia generatora na biegu jałowym w trybie regulacji automatycznej uzyskuje się poprzez impuls nastawnika U_{ref} lub za pomocą zewnętrznego sygnału U_{test} (rys. 4.7). Dodatni impuls nastawnika U_{ref} może posłużyć między innymi do oceny zachowania regulatora napięcia podczas zwarcia. Pomimo znacznej różnicy w warunkach tych zdarzeń (impuls nastawnika vs zwarcie), ich cechą wspólną jest wystąpienie dodatniego impulsu sygnału uchybu pętli regulacji napięcia U_{err} .

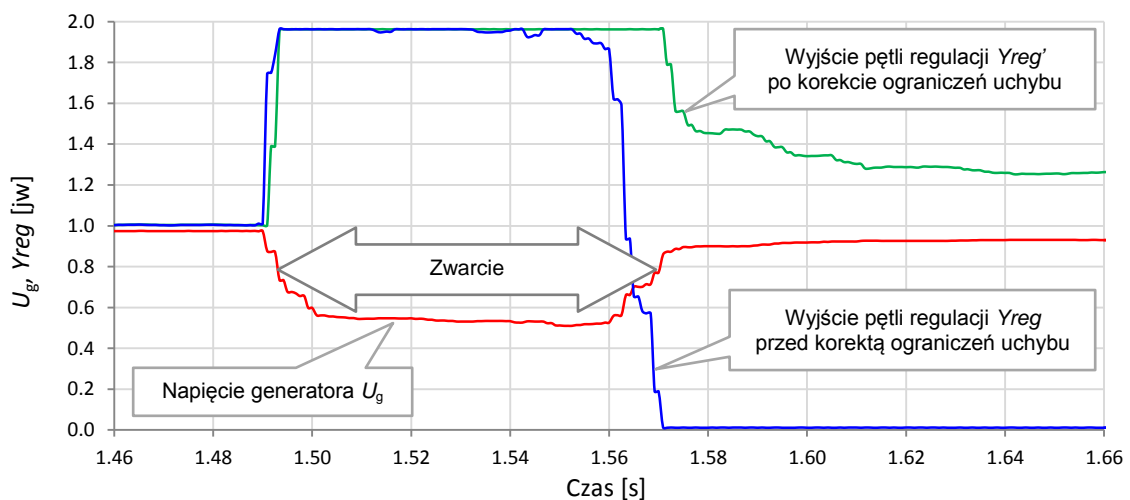
Przykład testu na obiekcie

Dodatni impuls sygnału uchybu pętli regulacji miał miejsce podczas trwającego 70 ms zwarcia w polu transformatora T2 110/400 kV, do którego w dniu 16.04.2012 przyłączone były generatory TG1 i TG2 Elektrowni Opole [53]. W następstwie zwarcia doszło do utraty synchronizmu generatora TG2, a następnie, na skutek niewłaściwego działania systemu zabezpieczeń [54], wyłączenia generatora TG2. Przebiegi napięć na linii blokowej 110 kV generatora TG2 Elektrowni Opole w chwili wystąpienia 2-fazowego zwarcia przedstawiono na rys. 5.11.



Rys. 5.11. Przebiegi napięć na linii 110 kV generatora TG2 Elektrowni Opole w trakcie 2-fazowego zwarcia w dniu 16.04.2012 [53]

Pomimo, że regulator napięcia generatora TG2 (struktura ST1A, wzbudzenie statyczne, bocznikowe) nie był bezpośrednią przyczyną wyłączenia, to jednak zwarcie uwidocznilo jego nieprawidłową reakcję. Świadczą o tym zarejestrowane w regulatorze napięcia przebiegi, przedstawione na rys 5.12: sygnał wyjścia pętli regulacji Y_{reg} (przebieg niebieski, odpowiednik Y_{alfa} na rys. 2.7b) oraz napięcie generatora (przebieg czerwony).



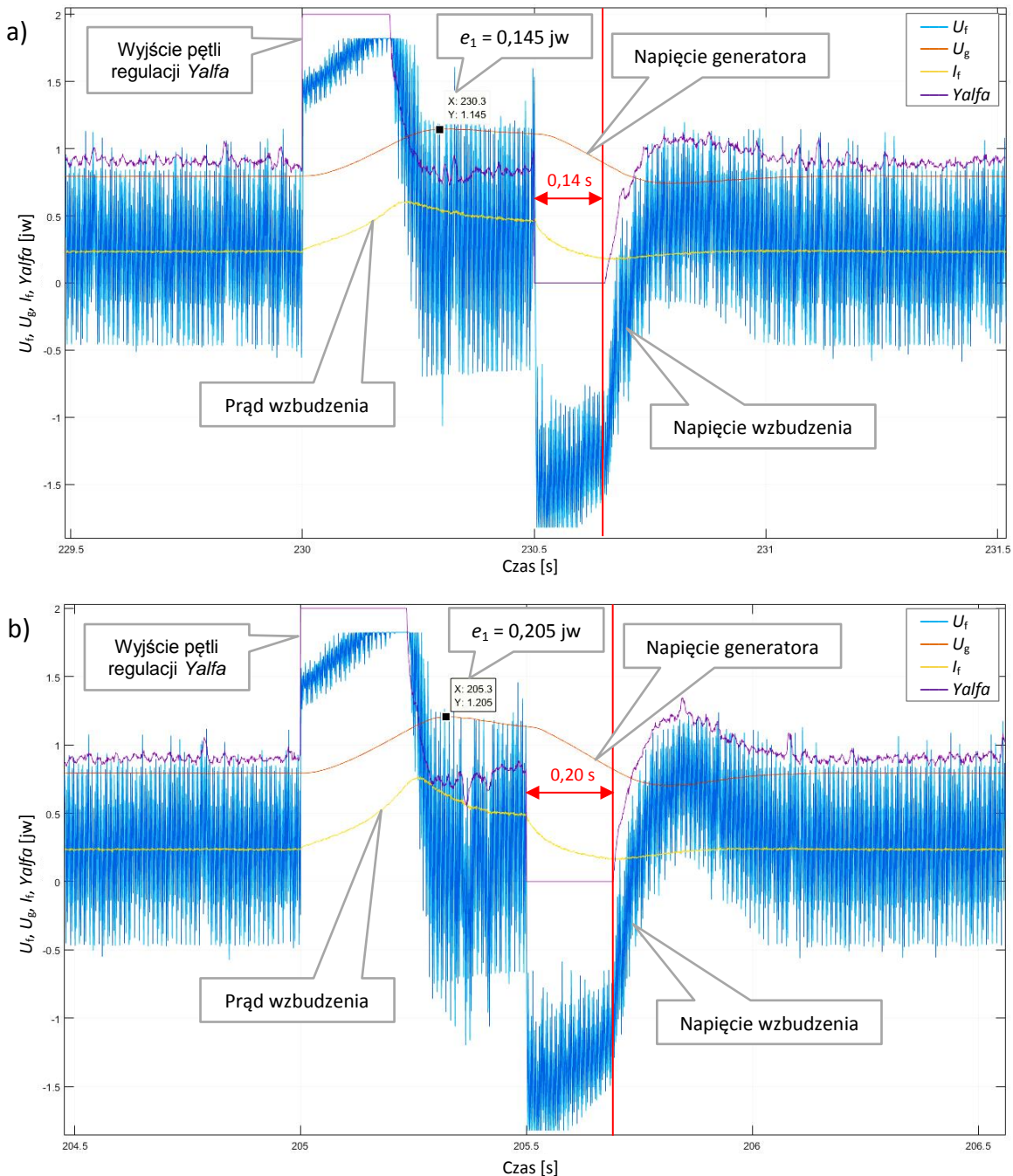
Rys 5.12. Przebiegi U_g , Y_{reg} zarejestrowane w regulatorze napięcia TG2 podczas 2-fazowego zwarcia w dniu 16.04.2012 oraz sygnał wyjścia pętli Y_{reg}' po korekcie ograniczeń uchybu [9]

Po ustąpieniu zwarcia sygnał wyjścia pętli regulacji Y_{reg} (przebieg niebieski) gwałtownie spadł do minimum (0 jw, rys 5.12). Stało się tak, mimo że wartość napięcia generatora była nadal niższa od wartości sprzed zwarcia, a zatem wyjście pętli regulacji powinno ustalić się przynajmniej na poziomie sprzed zwarcia (1 jw). Przyczyną nieprawidłowej

reakcji regulatora ST1A okazały się nastawy ograniczeń V_{IMax} oraz V_{IMin} [6] (rys. 2.7a) – pomyłkowo wpisano $\pm 0,99$ jw zamiast typowych $\pm 0,11$ jw. Badania z udziałem autora wykazały [55], że korekta V_{IMax} i V_{IMin} powoduje odmienne, prawidłowe zachowanie sygnału wyjścia pętli regulacji – sygnał Y_{reg}' oznaczony na rys. 5.12 kolorem zielonym.

Testy w laboratorium LINTE²

Testy impulsu napięcia zrealizowano z JF TG1 (opis JF w Załączniku 9 [44-46]). Przeprowadzono dwa testy, dla dwóch różnych wartości ograniczenia uchybu – rys. 5.13.



Rys. 5.13. Testy impulsu napięcia generatora TG1 dla ograniczeń uchybu: a) $\pm 0,1$ jw, b) ± 2 jw

Impulsy napięcia generatora TG1 (rys. 5.13) uzyskano za pomocą impulsów U_{ref} o wartości 0,3 jw i czasie trwania 0,5 s. Z porównania testów impulsu napięcia TG1 wynika, że zwiększenie wartości ograniczenia uchybu z $\pm 0,1$ do ± 2 jw powoduje większe przeregulowanie (maksymalny uchyb przejściowy e_1 zwiększył się o 0,06 jw) oraz wydłużenie czasu reakcji pętli regulacji po zaniku impulsu (sygnał $Y_{alfa} = 0$ pu) o 0,06 s.

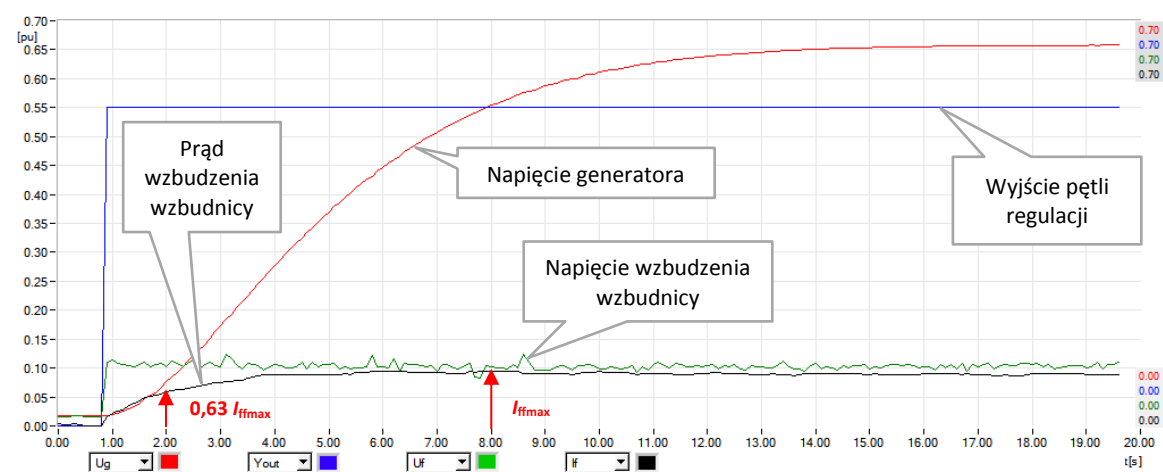
Efekt zwiększenia wartości ograniczeń uchybu na rys. 5.13 nie jest tak wyraźny jak przedstawiony na rys 5.12. Powodem są nastawy pętli regulacji, od których w największym stopniu zależy przebieg procesu regulacji, a zatem opisany test nie może zostać zastosowany, jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej.

5.5 Pomiar stałej czasowej wzbudnicy

Jak wspomniano w rozdz. 3.5.1, istotnym parametrem do modelowania elektromaszynowego układu wzbudzenia jest stała czasowa wzbudnicy T_E . W przypadku braku danych producenta, należy przeprowadzić jej pomiar. Można wykonać go w trybie proporcjonalnego sterowania kątem wyzwalania tyrystorów (bez pętli regulacji), wywołując skok napięcia wzbudzenia wzbudnicy. Wówczas stała czasowa narastania prądu wzbudzenia wzbudnicy odpowiada stałej czasowej T_E .

Przykład testu na obiekcie

Przykład pomiaru stałej T_E układu bezszczotkowego przedstawiono na rys. 5.14. Wykres pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogeneratora o mocy 375 MVA [56].



Rys. 5.14. Wykonany przez autora pomiar stałej czasowej T_E generatora o mocy 375 MVA [56]

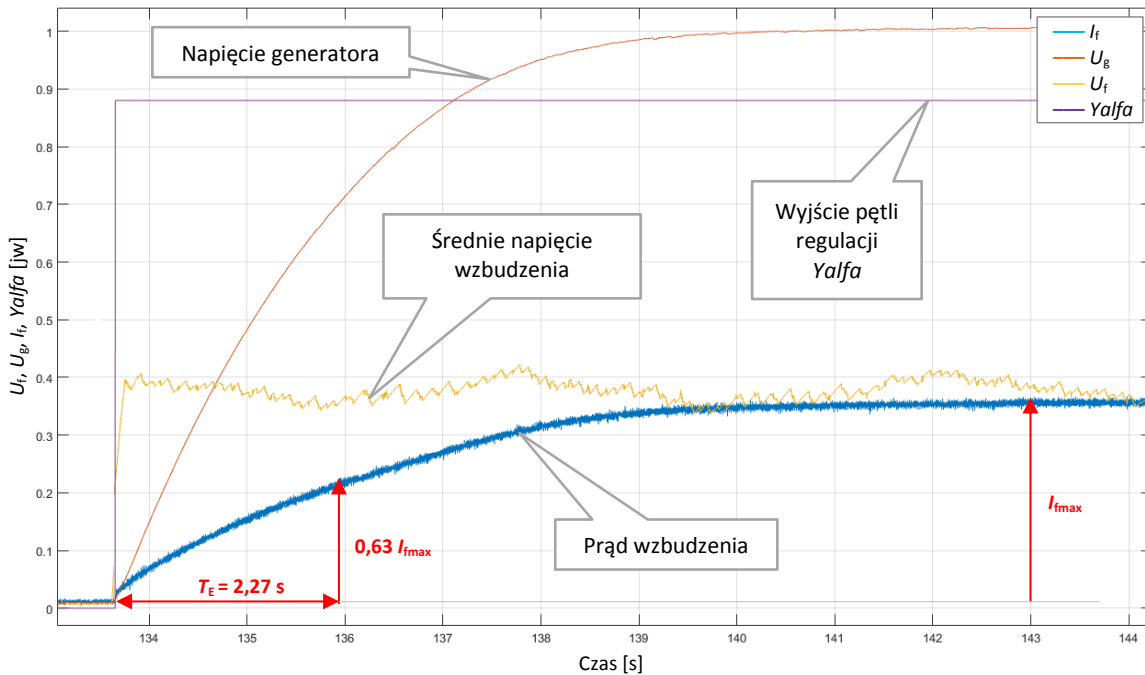
Widoczny na rys. 5.14 prąd wzbudzenia wzbudnicy po czasie $t = T_E$ osiąga wartość:

$$I_{ff} = (1 - e^{-t/T_E}) \cdot I_{ff \max} = 0,63 \cdot I_{ff \max} \quad (5.7)$$

Zgodnie z wyrażeniem (5.7), czas osiągnięcia przez prąd wzbudzenia wzbudnicy 63% stanu ustalonego jest poszukiwaną stałą czasową wzbudnicy, która wynosi $T_E = 1,3$ s.

Test w laboratorium LINTE^2

Pomiar stałej czasowej T_E zrealizowano za pomocą JF TG1 (opis w **Załączniku 9**). W celu zbadania metody przedstawionej na rys. 5.14, do testu przyjęto założenie, że generator TG1 stanowi wzbudnicę większej maszyny synchronicznej. Skok napięcia wzbudzenia wykonano przy transformatorze wzbudzenia JF TG1 zasilonym z obcego źródła napięcia. Wyniki testu przedstawiono na rys. 5.15.



Rys. 5.15. Pomiar stałej czasowej T_E (T'_{do}) generatora TG1

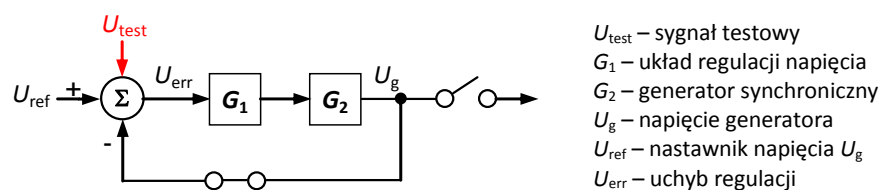
Z rysunku rys. 5.15, zgodnie z zależnością (5.5), wyznaczono wartość $T_E = 2,27$ s, która powinna odpowiadać *stałej czasowej przejściowej podłużnej stanu jałowego* generatora TG1, która wynosi $T'_{do} = 1,93$ s (zgodnie z zestawieniem z **Załącznika 10**). Błąd względny (przyjmując T'_{do} jako wartość *prawdziwą*) wyniósł aż 18%. Przykład pokazuje, że wartość stałej T_E otrzymana tą metodą może być obarczona sporym błędem, a zatem źródłem najdokładniejszej wartości T_E są dane producenta. Jednak

w przypadku ich braku, nawet przybliżona wartość T_E wyznaczona przy użyciu zaprezentowanej metody, może okazać się kluczowa w modelowaniu JWCD.

Należy zaznaczyć, że pomiaru stałej czasowej T_E można dokonać również na postoju generatora (np. za pomocą zasilacza w wyjściem napięciowym DC). Zatem pomimo dużego znaczenia T_E , nie jest konieczne rozszerzanie listy testów odbiorczych o ten test. Wystarczy, aby wartość stałej czasowej była parametrem wzbudnicy wymaganym przez IRiESP, jako istotny element do modelowania JWCD.

5.6 Wyznaczanie charakterystyk częstotliwościowych

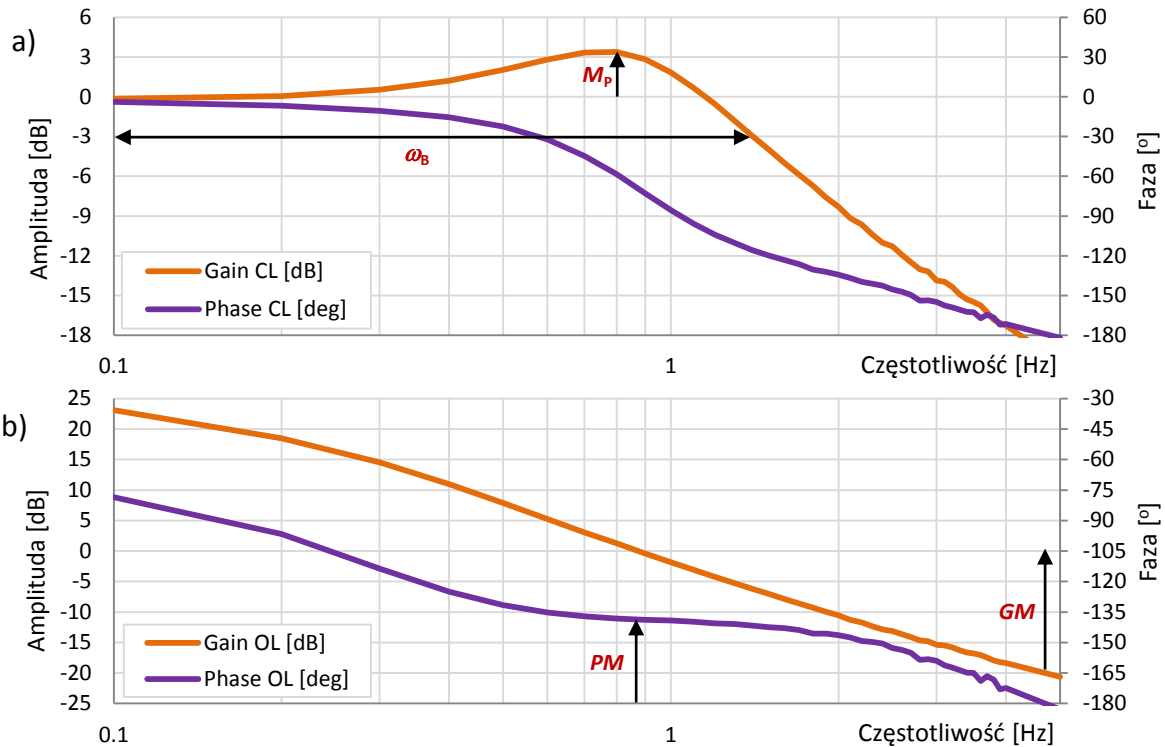
Pomiar charakterystyk częstotliwościowych (amplitudowej i fazowej) układu regulacji napięcia generatora w pętli zamkniętej pozwala wyznaczyć maksymalną wartość odpowiedzi układu zamkniętego M_p (rys. 2.6) oraz pasmo przenoszenia ω_B (rys. 2.6). Z uwagi na duże wartości wzmocnienia K_A układu (omówiono w rozdziale 2.3), nie jest praktykowany pomiar charakterystyk częstotliwościowych otwartej pętli układu regulacji na obiekcie. Są one jednak niezbędne do wyznaczenia zapasu amplitudy GM oraz zapasu fazy PM (omówiono w rozdziale 2.2.2). Współcześnie wiele instrumentów analitycznych pozwala na odtworzenie charakterystyk pętli otwartej z charakterystyk pętli zamkniętej. Konfigurację układu do pomiaru charakterystyk częstotliwościowych w układzie zamkniętym za pomocą sygnału U_{test} przedstawiono na poniższym rysunku.



Rys. 5.16. Badanie charakterystyk częstotliwościowych w układzie zamkniętym

Przykład testu na obiekcie

Na rys. 5.17 przedstawiono wyniki pomiaru charakterystyk częstotliwościowych (amplitudowej oraz fazowej) regulatora o strukturze AC8B, ze wzbudzeniem elektromaszynowym (bezszcotkowym) zasilanym z podwzbudnicy (PMG). Wykres pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogeneratora o mocy 210 MVA [57].



Rys. 5.17. Wyznaczone przez autora charakterystyki częstotliwościowe układu regulacji ze wzbudzeniem elektromaszynowym, turbogenerator o mocy 210 MVA [57]:
a) charakterystyki w układzie zamkniętym, b) charakterystyki w układzie otwartym

Z charakterystyk w układzie zamkniętym (rys. 5.17a) odczytano:

- maksymalną wartość charakterystyki: $M_p = 3,8 \text{ dB}$
- szerokość pasma przenoszenia: $\omega_b = 1,5 \text{ Hz}$

Obliczenie charakterystyk pętli otwartej, zgodnie z rys. 5.16, umożliwia wyrażenie [5]:

$$G_1(s)G_2(s) = \Delta U_g / (\Delta U_{\text{test}} - \Delta U_g) = (U_g / U_{\text{test}}) / [1 - (U_g / U_{\text{test}})] \quad (5.8)$$

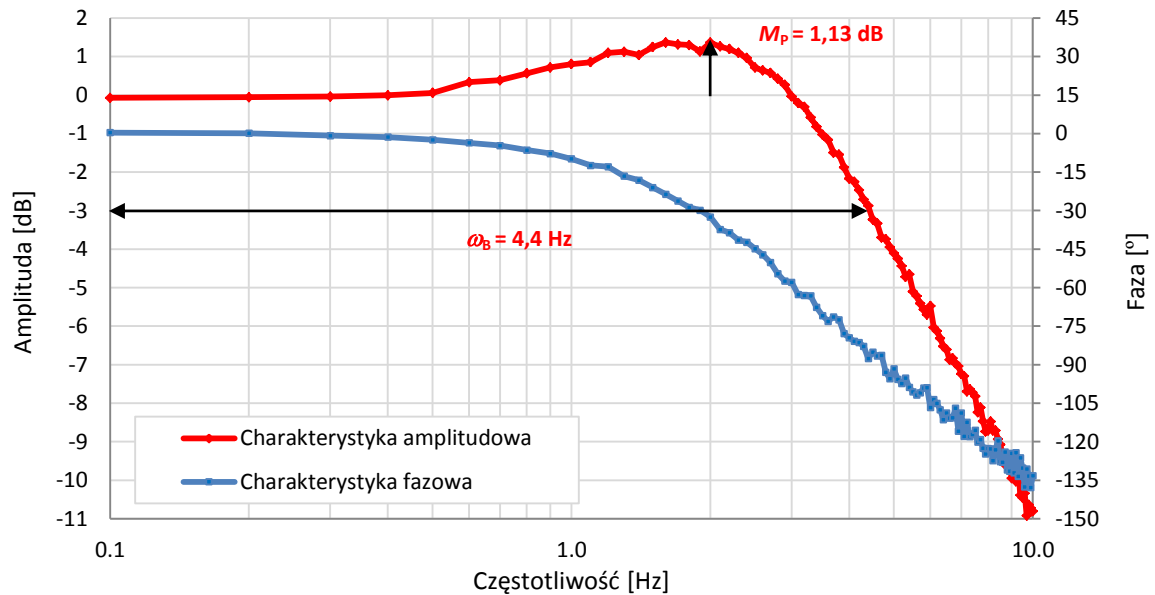
Na podstawie charakterystyk w układzie zamkniętym (rys. 5.17a), za pomocą wyrażenia (5.8) obliczono charakterystyki pętli otwartej (rys. 5.17b), z których zgodnie z wyrażeniami (2.8) oraz (2.9) wyznaczono:

- zapas wzmocnienia układu otwartego: $GM = 20 \text{ dB}$,
- zapas fazy układu otwartego: $PM = 41,5^\circ$.

Testy w laboratorium LINTE²

W celu zbadania charakterystyk częstotliwościowych modelu fizycznego układu regulacji napięcia, przeprowadzono testy z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w Załączniku 9 [44-46]). W tym celu w trybie regulacji automatycznej, na biegu jałowym, za pomocą systemu pomiarowego PSSDAQ [58] na wejście analogowe *PSS_test*

(odpowiednik wejścia U_{test} z rys. 5.17) podawano sygnał sinusoidalny o amplitudzie 0,5 V (0,1 jw) i częstotliwości od 0,1 Hz do 4 Hz z krokiem 0,1 Hz. Umożliwiło to pomiar charakterystyki amplitudowej i fazowej JF TG1. Wyniki przedstawiono na rys. 5.18.

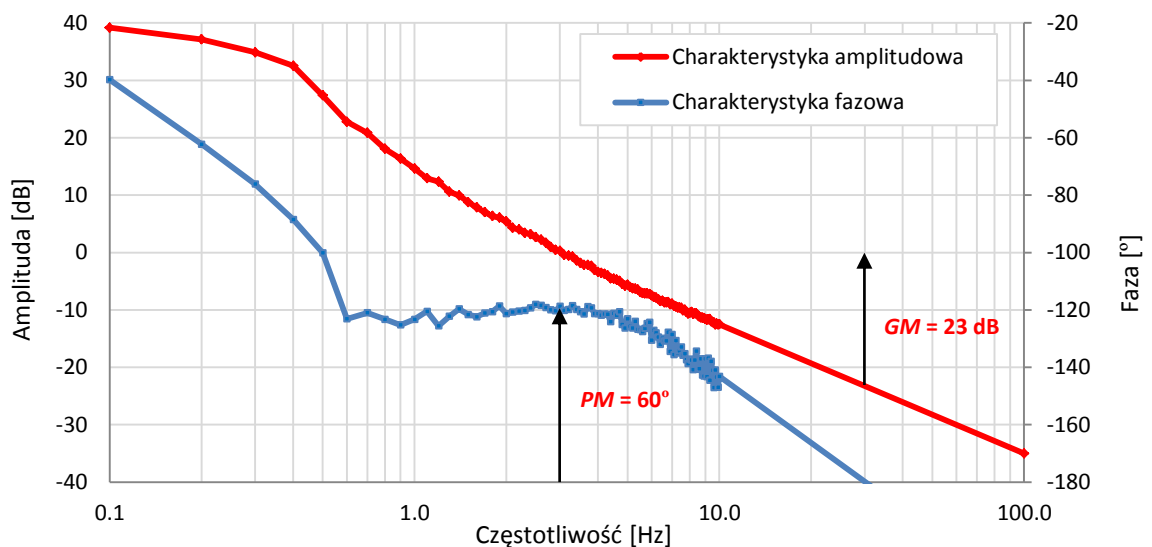


Rys. 5.18. Charakterystyki Bodego zamkniętej pętli regulacji napięcia JF TG1

Z charakterystyki amplitudowej zamkniętej pętli regulacji napięcia TG1 wyznaczono:

- maksymalną wartość charakterystyki: $M_p = 1,13$ dB (norma [5]: $0,85 \div 4$ dB),
- szerokość pasma przenoszenia: $\omega_B = 4,4$ Hz (norma [5]: $0,30 \div 5$ Hz).

Na podstawie charakterystyk pętli zamkniętej (rys. 5.18) oraz zależności (5.8) wyznaczono charakterystyki otwartej pętli regulacji JF TG1 – rys. 5.19.



Rys. 5.19. Charakterystyki Bodego otwartej pętli regulacji napięcia JF TG1 (powyżej częstotliwości 10 Hz dokonano ekstrapolacji charakterystyk)

Z charakterystyk częstotliwościowych TG1 w układzie otwartym (rys. 5.19), zgodnie z wyrażeniami (2.8) oraz (2.9) wyznaczono:

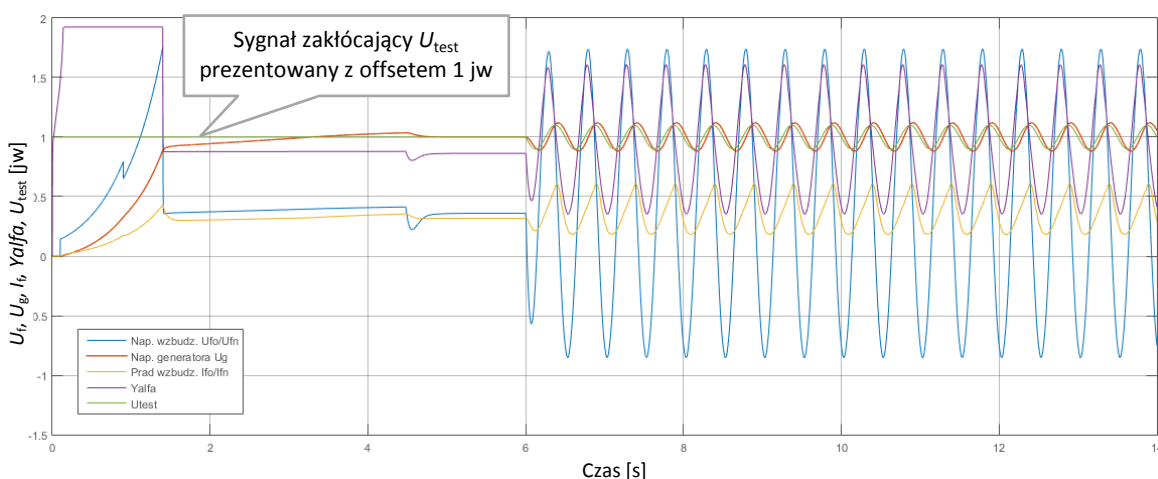
- zapas wzmocnienia układu otwartego: $GM = 23 \text{ dB}$ (norma [5]: $\geq 6 \text{ dB}$),
- zapas fazy układu otwartego: $PM = 60^\circ$ (norma [5]: $\geq 40^\circ$).

Na podstawie przeprowadzonych badań charakterystyk częstotliwościowych JF TG1 w układzie zamkniętym (rys. 5.18) oraz otwartym (rys. 5.18) stwierdzono, że parametry częstotliwościowe M_p , ω_B , GM oraz PM spełniają wymagania normy IEEE [5].

Badania symulacyjne

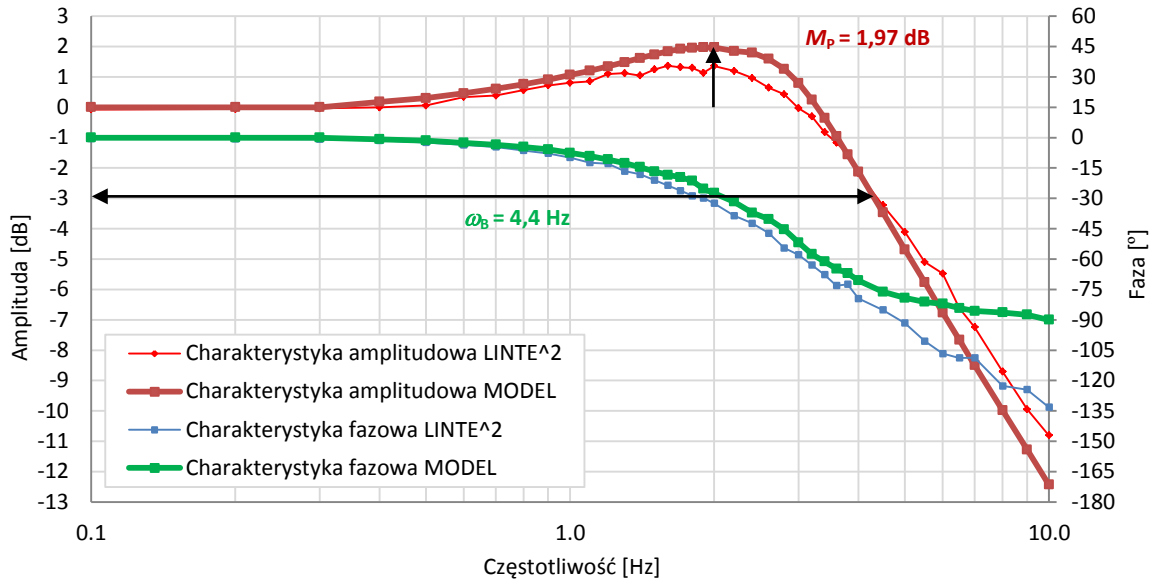
W celu weryfikacji możliwości pomiaru charakterystyk częstotliwościowych JF TG1 za pomocą modelu matematycznego JF TG1, przeprowadzono badania symulacyjne. Należy podkreślić, że dokonano pomiaru charakterystyk w układzie otwartym, zamiast ich obliczania za pomocą wyrażenia (5.8). Strukturę opracowanego w ramach pracy modelu matematycznego JF TG1 opisano w **Załączniku 12**.

Badania symulacyjne charakterystyk częstotliwościowych w układzie zamkniętym (rys. 5.16) przeprowadzono w zakresie od 0,1 Hz do 10 Hz ze zmiennym krokiem częstotliwości. Amplituda sygnału testowego U_{test} wynosiła 0,1 jw w całym zakresie badanych częstotliwości. Przykładowe przebiegi w dziedzinie czasu podczas pomiaru charakterystyk częstotliwościowych w układzie zamkniętym (dla amplitudy sygnału zakłócającego $U_{\text{test}} = 0,1 \text{ jw}$ oraz $f = 2 \text{ Hz}$, rys. 5.16) przedstawiono na rys. 5.20.



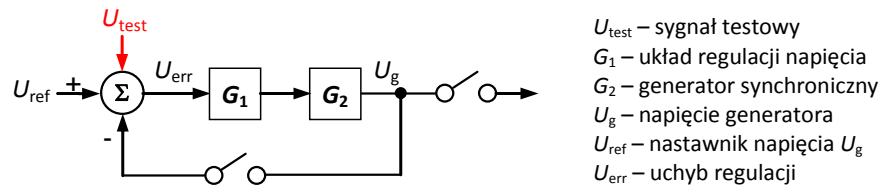
Rys. 5.20. Przykładowe przebiegi podczas wyznaczania charakterystyk częstotliwościowych napięcia generatora w układzie zamkniętym – amplituda sygnału $U_{\text{test}} = 0,1 \text{ jw}$, $f_{\text{test}} = 2 \text{ Hz}$

Charakterystyki częstotliwościowe JF TG1 w układzie zamkniętym, wyznaczone w wyniku badań JF TG1 (w LINTE^2) porównano z wynikami symulacji (MODEL) – rys. 5.21.

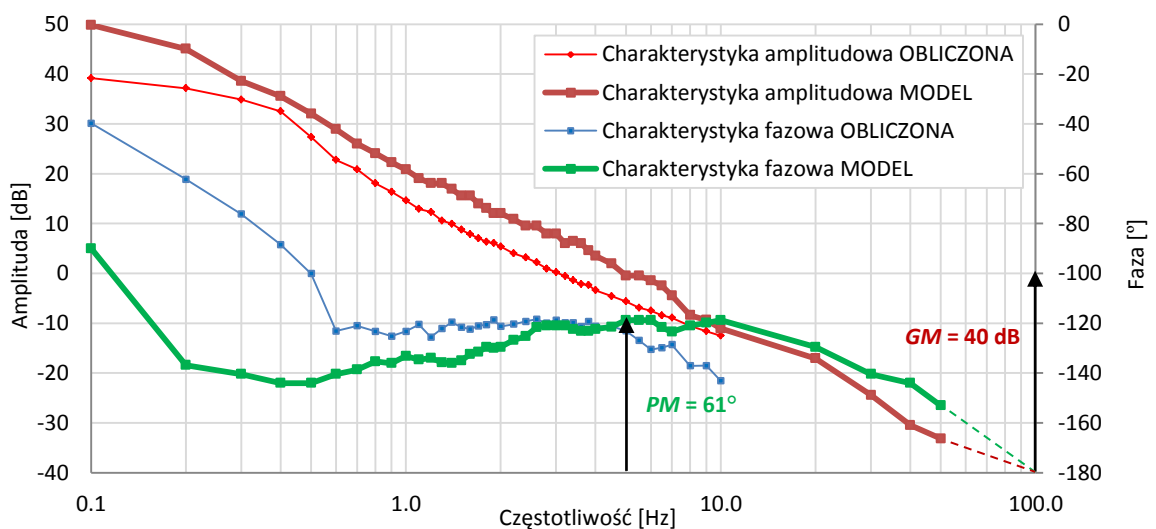


Rys. 5.21. Porównanie charakterystyk częstotliwościowych JF TG1 w układzie zamkniętym

Badania symulacyjne charakterystyk częstotliwościowych w układzie otwartym (rys. 5.22) przeprowadzono w zakresie od 0,1 Hz do 50 Hz ze zmiennym krokiem częstotliwości i zmienną amplitudą sygnału U_{test} . Wyniki porównania badań laboratoryjnych i symulacyjnych w układzie otwartym przedstawiono na rys. 5.23.



Rys. 5.22. Badanie charakterystyk częstotliwościowych w układzie otwartym



Rys. 5.23. Porównanie charakterystyk częstotliwościowych JF TG1 w układzie otwartym

Porównanie wskaźników częstotliwościowych, otrzymanych w wyniku badań laboratoryjnych JF TG1 z wynikami badań symulacyjnych przedstawiono w tabeli 5.4.

Tabela 5.4. Porównanie wskaźników pośrednich (częstotliwościowych) otrzymanych w wyniku badań JF TG1 w laboratorium LINTE² z wynikami symulacji JF TG1

NAZWA TESTU	WSKAŹNIK	KRYTERIUM IEEE [5]	BADANIA W LINTE ²	BADANIA SYMULAC.
Wyznaczenie charakterystyk częstotliwościowych	Maksymalna wartość charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej M_p	$\leq 1,6$ (4 dB)	1,36 dB	1,97 dB
	Częstotliwość f_M (przy której występuje M_p)	-	2 Hz	2 Hz
	Pasma przenoszenia (3dB) f_B	0,3 ÷ 5 Hz	4,4 Hz	4,4 Hz
	Zapas fazy PM	$\geq 40^\circ$	60°	61°
	Zapas amplitudy GM	≥ 6 dB	23 dB	40 dB*

* wyznaczono po ekstrapolacji charakterystyki amplitudowej i fazowej układu otwartego

Charakterystyki, będące wynikiem badań laboratoryjnych oraz badań symulacyjnych (rys. 5.21 i rys. 5.23) mają bardzo zbliżone przebiegi, co potwierdza porównanie wskaźników (tabela 5.4). Jedynie wyznaczona badaniem symulacyjnym charakterystyka fazowa pętli otwartej ma nieco odmienny przebieg od swojego odpowiednika laboratoryjnego. Stąd też odczytany na jej podstawie zapas amplitudy GM (tabela 5.4) jest prawie dwukrotnie większy od wartości uzyskanej w laboratorium LINTE².

Z zaprezentowanych badań wynika, że charakterystyki częstotliwościowe (zarówno w układzie zamkniętym jak również w układzie otwartym) można również wyznaczyć za pomocą badań symulacyjnych, jednak ich wyniki mogą być obciążone sporym błędem. Zatem opisana metoda badania charakterystyk częstotliwościowych jednostki wytwórczej w układzie zamkniętym, a następnie (na ich podstawie) obliczenia charakterystyk w układzie otwartym, powinna zostać zastosowana jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej (wyznaczanie charakterystyk częstotliwościowych, test 5 z tabeli 4.3).

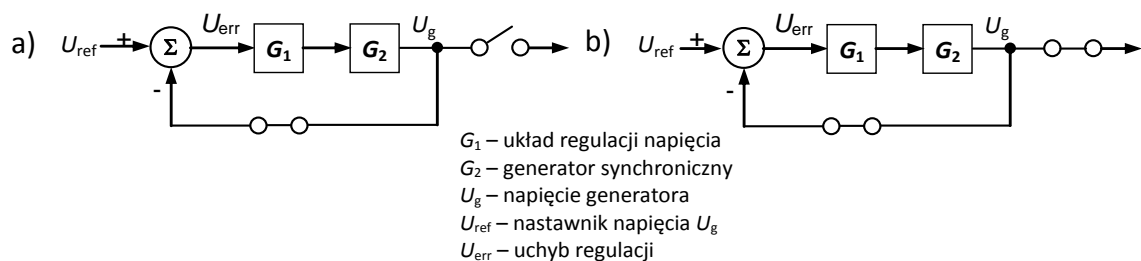
5.7 Testy ograniczników

Testy ograniczników regulatora wzbudzenia, polegające na doprowadzeniu do niezależnej aktywacji każdego z nich, powinny pozwolić zweryfikować:

- dokładność ogranicznika (różnicę między nastawionym progiem działania a wielkością ograniczaną przy aktywnym ograniczniku),
- nastawy członu regulacyjnego (jeśli jest obecny) – stabilność wielkości ograniczanej,
- szybkość korygowania wielkości ograniczanej.

Ograniczniki regulatora wzbudzenia mogą być testowane:

- *metodą statyczną* – poprzez powolne zmiany U_{ref} .
- *metodą dynamiczną* – poprzez skokową zmianę U_{ref} .



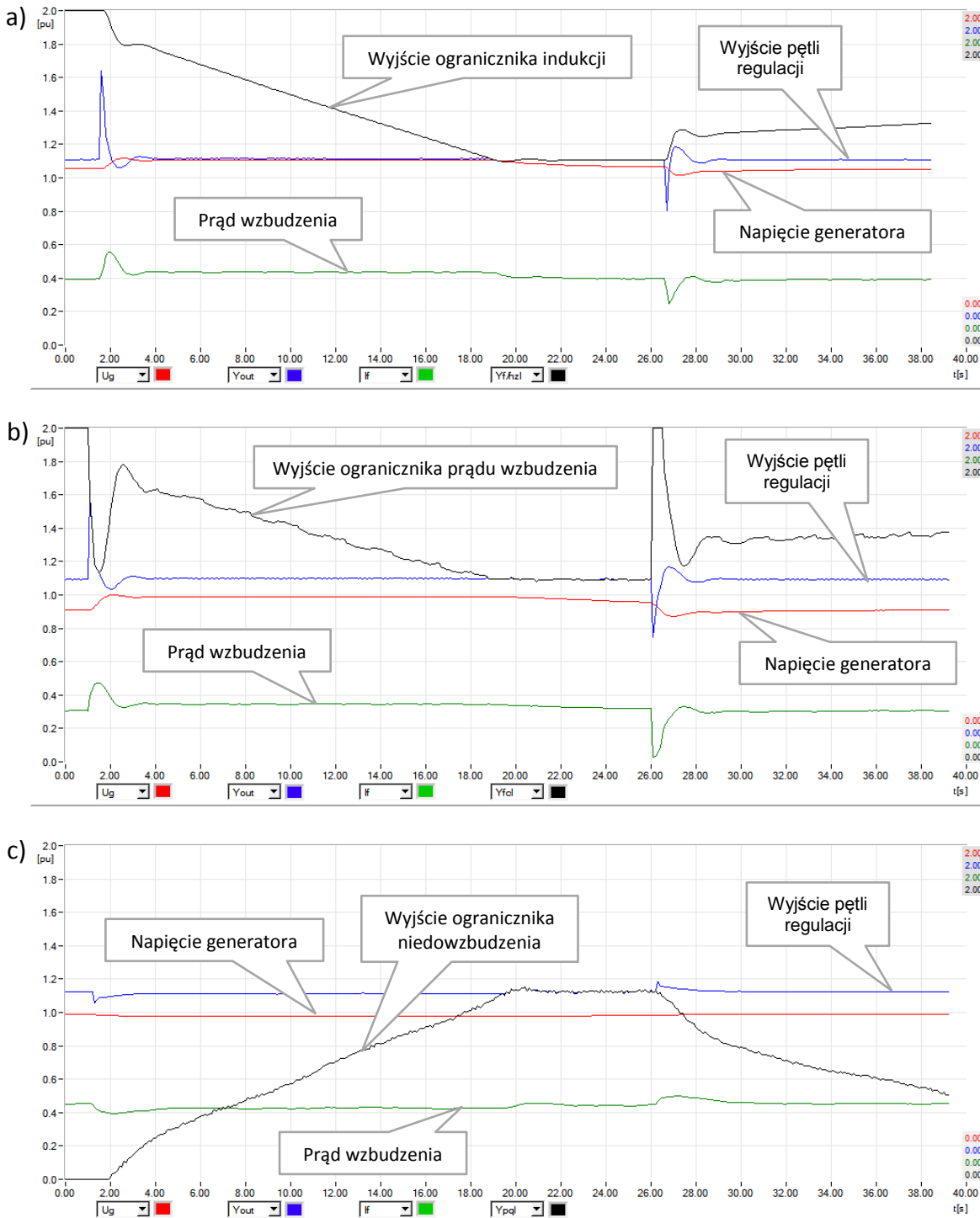
Rys. 5.24. Badanie ograniczników: a) na biegu jałowym, b) w sieci

Test ograniczników *metodą statyczną* pozwala zweryfikować dokładność oraz częściowo prawidłowość nastawy ogranicznika, jednak ta metoda nie daje pewności stabilnej pracy ogranicznika w stanach dynamicznych. Natomiast test ograniczników *metodą dynamiczną* pozwala przetestować dokładność oraz prawidłowość nastaw (w tym szybkość działania) ogranicznika i zdaniem autora powinna to być metoda zalecana, jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej.

Zgodnie z [3], rozdział 3.4.2, JWCD powinna posiadać ograniczniki: minimalnej mocy biernej, maksymalnego prądu stojana, maksymalnego prądu wirnika oraz indukcji.

Przykład testów na obiekcie

Rys. 5.25 przedstawia wyniki testów ograniczników *metodą dynamiczną* (poprzez skokową zmianę wartości zadanej U_{ref}), pochodzące z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia (z elektromaszynowym, bezszczotkowym układem wzbudzenia) generatora o mocy 119 MVA [59].



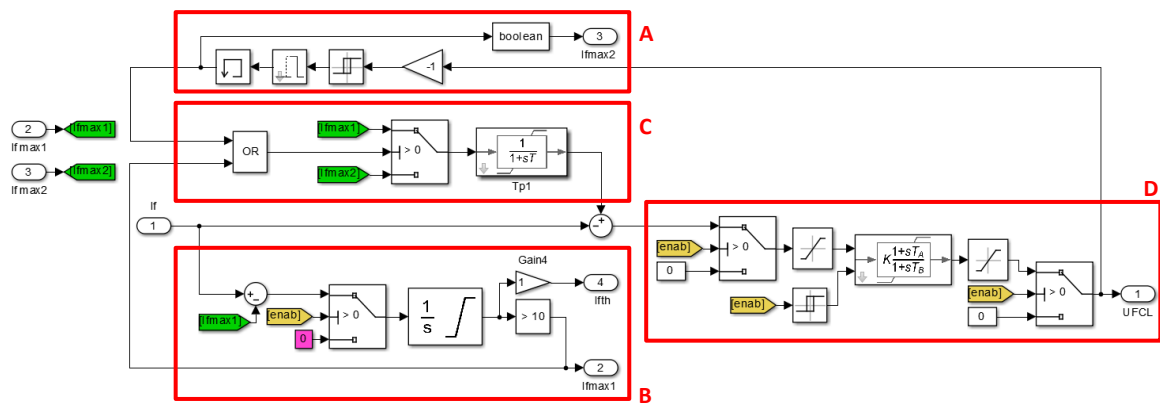
Rys. 5.25. Wykonane przez autora testy ograniczników (turbogenerator o mocy 119 MVA, [59]):
a) indukcji V/Hz, b) prądu wzbudzenia FCL, c) niedowzbudzenia PQL

Badane ograniczniki (rys. 5.25) były przyłączone do SELEKTORÓW sygnałów analogowych, stąd też o aktywacji każdego z nich świadczy zrównanie się wartości sygnałów: wyjścia ogranicznika oraz wyjścia pętli regulacji. Dokładność, nastawy oraz szybkość ograniczników była oceniana na podstawie przebiegu wielkości ograniczanej:

- napięcia generatora – ogranicznik indukcji V/Hz na rys. 5.25a,
- prądu wzbudzenia – ogranicznik prądu wzbudzenia FCL na rys. 5.25b,
- mocy biernej (wzrost prądu I_f) – ogranicznik niedowzbudzenia PQL na rys. 5.25c.

5.7.1 Testy ogranicznika prądu wzbudzenia

Na potrzeby niniejszego testu w algorytmie Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w Załączniku 9 [44-46]) zaimplementowano nową strukturę ogranicznika prądu wzbudzenia (rys. 5.26), którą przyłączono do SELEKTORA sygnałów analogowych.



Rys. 5.26. Nowy algorytm ogranicznika prądu wzbudzenia Jednostki Funkcjonalnej TG1

W strukturze nowego ogranicznika prądu wzbudzenia można wyróżnić (rys. 5.26):

- Moduł forsowania – aktywny, gdy prąd $I_f > I_{fmax2}$ (gdzie: I_{fmax2} – krótkotrwale dopuszczalny prąd wzbudzenia, domyślny próg ogranicznika). Moduł bezzwłocznie ogranicza prąd wzbudzenia I_f do progu I_{fmax2} oraz mierzy czas pracy z tym ograniczeniem. Po będącym nastawą ogranicznika czasie forsowania $T_{celling} = 10$ s, moduł wysyła (do modułu C) sygnał przełączenia progu z I_{fmax2} na I_{fmax1} ($I_{fmax2} > I_{fmax1}$), co powoduje sprowadzenie prądu wzbudzenia I_f do wartości progu termicznego I_{fmax1} .
- Moduł zwłoczny – aktywny, gdy $I_{fmax2} > I_f > I_{fmax1}$ (gdzie: I_{fmax1} – termiczny prąd wzbudzenia). Zwłoka działania modułu jest obliczana na podstawie wartości przekroczenia przez prąd wzbudzenia I_f progu I_{fmax1} , zgodnie z wyrażeniem (3.1), w którym przyjęto $B = 1$ oraz $A = 10$ (nastawa obniżona do testów). Po czasie zwłoki moduł wysyła (do modułu C) sygnał przełączenia progu z I_{fmax2} na I_{fmax1} ($I_{fmax2} > I_{fmax1}$), co powoduje sprowadzenie prądu wzbudzenia I_f do wartości progu termicznego I_{fmax1} .

- C. Moduł zmiany progu ogranicznika – po otrzymaniu sygnału binarnego (z modułu A lub modułu B) przełącza domyślny próg I_{fmax2} na I_{fmax1} ($I_{fmax2} > I_{fmax1}$). W celu łagodnego przejścia między progami na wyjściu modułu zastosowano człon inercyjny $1/(1+sT)$.
- D. Moduł regulacyjny ogranicznika, zawierający człon korekcyjny *lead-lag* oraz asymetryczne ograniczenie uchybu.

W celu sprawdzenia właściwości nowego algorytmu ogranicznika prądu wzbudzenia, przeprowadzono testy *metodą dynamiczną* z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w **Załączniku 9** [44-46]). Do testów obniżono progi działania $I_{fmax1} = 0,3 \text{ jw}$ oraz $I_{fmax2} = 0,4 \text{ jw}$, a także nastawę zwłoki działania ogranicznika $A = 10$. Testy wykonano w dwóch etapach:

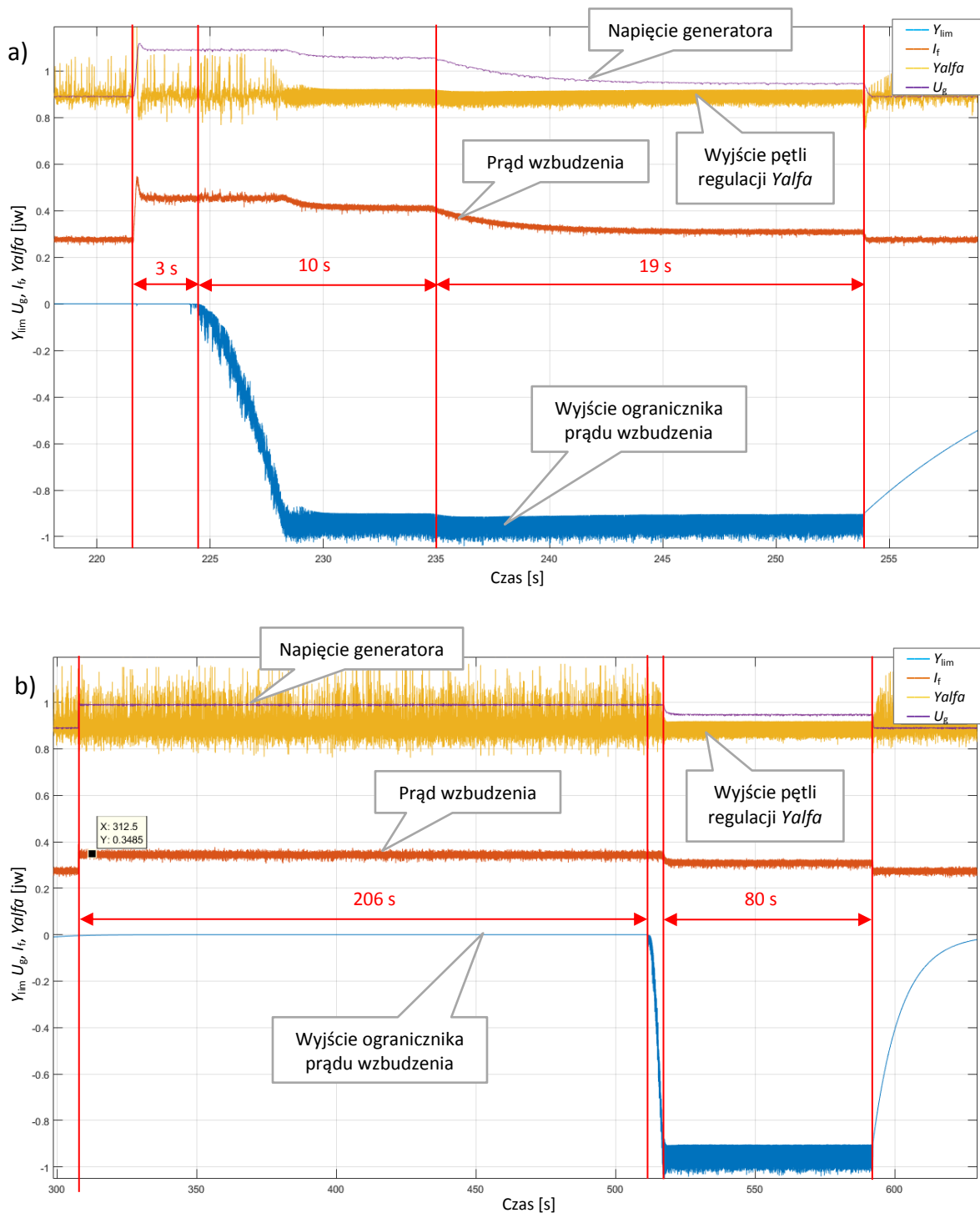
Etap 1 – test modułu A (oraz C i D) ogranicznika prądu wzbudzenia (rys. 5.27a):

W wyniku skoku wartości zadanej U_{ref} w górę nastąpił skok prądu wzbudzenia od wartości $I_f < I_{fmax1}$ ($I_f < 0,3 \text{ jw}$) do wartości $I_f > I_{fmax2}$ ($I_f = 0,425 \text{ jw}$, czyli nastąpiło przekroczenie progu I_{fmax2} o $0,025 \text{ jw}$). Po 3 s od skoku U_{ref} nastąpiła reakcja wyjścia członu D (redukcja prądu wzbudzenia do poziomu I_{fmax2}) i rozpoczęcie odliczania przez człon A czasu forsowania ($T_{celling} = 10 \text{ s}$), po którym ogranicznik zredukował prąd I_f do poziomu I_{fmax1} . Taki stan trwał 19 sekund – aż do skoku wartości zadanej U_{ref} w dół.

Etap 2 – test modułu B (oraz C i D) ogranicznika prądu wzbudzenia (rys. 5.27b):

W wyniku skoku wartości zadanej U_{ref} w górę nastąpił skok prądu wzbudzenia od wartości $I_f < I_{fmax1}$ ($I_f < 0,3 \text{ jw}$) do wartości $I_{fmax2} > I_f > I_{fmax1}$ ($I_f = 0,3485 \text{ jw}$, czyli wystąpiło przekroczenie progu I_{fmax1} o $0,0485 \text{ jw}$). Zdziałanie ogranicznika i zredukowanie prądu do poziomu I_{fmax1} nastąpiło po czasie 206 s. Czas ten był zgodny z wyrażeniem (3.1): $A / 0,0485 = 206 \text{ s}$, gdzie $A = 10$ to obniżona do testu nastawa zwłoki działania ogranicznika. Prąd I_f był utrzymywany na poziomie I_{fmax1} przez 80 sekund, aż do skoku wartości zadanej U_{ref} w dół.

Finalne nastawy ogranicznika prądu wzbudzenia powinny wynosić: $I_{fmax1} = 0,8 \div 1,1 \text{ jw}$, $I_{fmax2} \geq 1,5 \text{ jw}$ (zgodnie z [3], co opisano w rozdziale 3.4.2), zwłoka działania $A = 33,37$, (zgodnie z [6], co opisano w rozdziale 3.2), czas $T_{celling} = 10 \text{ s}$. Właściwości algorytmu ogranicznika spełniają wymagania [3], rozdział 3.4.1.

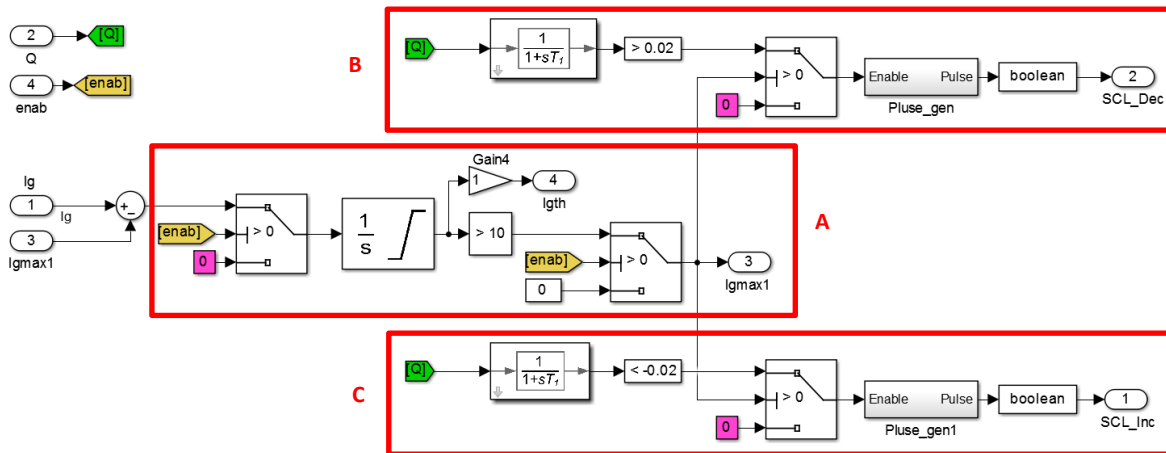


Rys. 5.27. Testy ogranicznika prądu wzbudzenia Jednostki Funkcjonalnej TG1:
a) działanie modułu A ogranicznika, b) działanie modułu B ogranicznika,
UWAGA: sygnał wyjścia ogranicznika Y_{lim} z *offsetem* = -2 jw

Przedstawione na rys. 5.27 testy ogranicznika prądu wzbudzenia *metodą dynamiczną* pozwoliły zweryfikować stabilność układu regulacji i szybkość korygowania wielkości ograniczanej (prawidłowość nastaw regulacyjnych). Metoda ta powinna zostać zastosowana, jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej (test 6 z tabeli 4.3).

5.7.2 Testy ogranicznika prądu stojana

Na potrzeby niniejszego testu w algorytmie Jednostki Funkcjonalnej TG1 (JF TG1, opis w **Załączniku 9 i 10**) zaimplementowano nową strukturę ogranicznika prądu stojana (rys. 5.28), która oddziałuje na *wartość zadaną* regulatora (U_{ref}).



Rys. 5.28. Nowy algorytm ogranicznika prądu stojana JF TG1

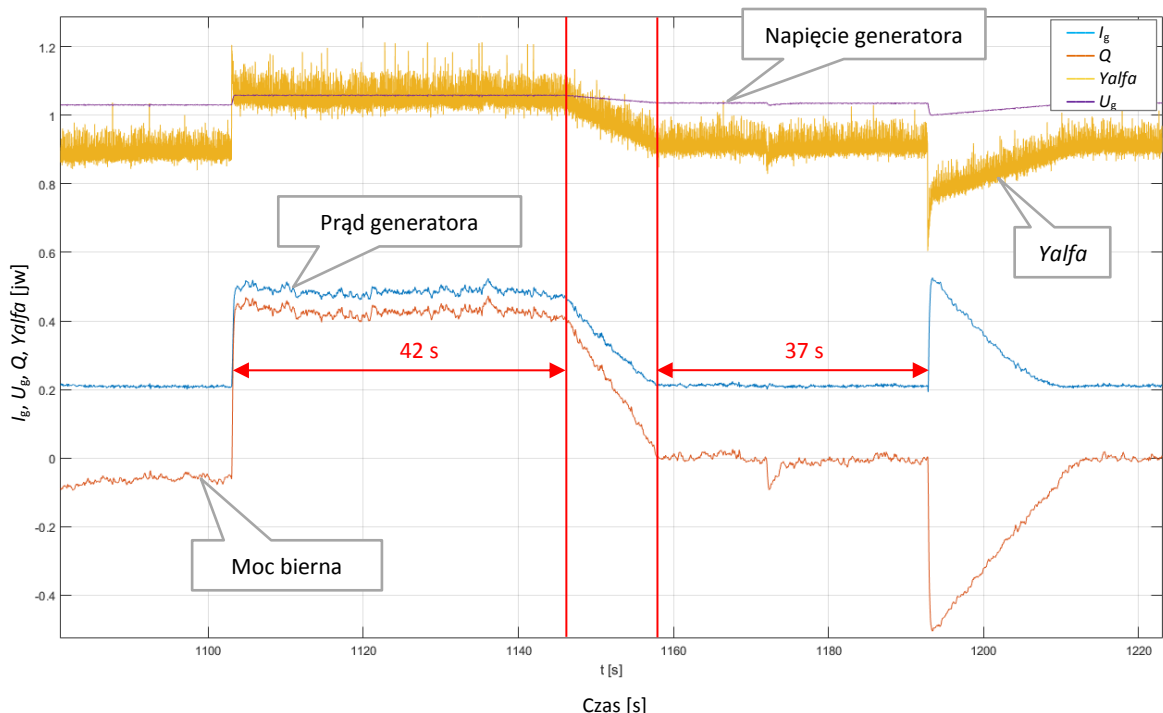
W strukturze nowego ogranicznika prądu stojana można wyróżnić (rys. 5.26):

- A. Moduł zwłoczny – aktywny, gdy prąd generatora $I_g > I_{gmax1}$. Zwłoka działania modułu jest obliczana na podstawie wartości przekroczenia przez prąd generatora I_g progu I_{gmax1} , analogicznie do wyrażenia (3.1) dla prądu wzbudzenia (z parametrami $A = 10$, $B = 1$). Po czasie zwłoki moduł wysyła sygnał odblokowania pracy dwóch pozostałych modułów (B i C).
- B. Moduł pomiaru uśrednionej mocy biernej Q_+ – aktywny, gdy $Q > +0,02$ jw moduł (przy aktywnym sygnale odblokowania z modułu A), wysyła impulsy łagodnie zmniejszające wartość zadaną napięcia generatora U_{ref} ; zmniejsza moc bierną, co powoduje zmniejszenie prądu generatora.
- C. Moduł pomiaru uśrednionej mocy biernej Q_- – aktywny, gdy $Q < -0,02$ jw. Wówczas moduł (przy aktywnym sygnale odblokowania z modułu A), wysyła impulsy łagodnie zwiększające wartość zadaną napięcia generatora U_{ref} ; zwiększa moc bierną, co powoduje zmniejszenie prądu generatora.

W celu sprawdzenia właściwości nowego algorytmu ogranicznika prądu stojana przeprowadzono testy *metodą dynamiczną* z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w **Załączniku 9** [44-46]). Testy wykonano przy obniżonej nastawie progu działania $I_{gmax1} = 0,25$ jw.

W wyniku skoku wartości zadanej U_{ref} w górę nastąpił skok prądu generatora (rys. 5.29) od wartości $I_g < I_{gmax1}$ ($I_g < 0,25$ jw) do wartości $I_g > I_{gmax1}$ ($I_g = 0,49$ jw, czyli wystąpiło przekroczenie przez I_g progu I_{gmax1} o $0,24$ jw). Zadziałanie ogranicznika i zredukowanie prądu I_g do poziomu odpowiadającemu $Q < 0,02$ jw (zmniejszenie wartości zadanej U_{ref} przez ogranicznik) nastąpiło po czasie 42 s. Czas ten był zgodny z teorią: $A / 0,24 = 42$ s, gdzie $A = 10$ to nastawa zwłoki działania ogranicznika. Prąd I_g na poziomie $I_{gmax1} < 0,25$ jw był utrzymywany przez 37 s, aż do skoku wartości zadanej U_{ref} w dół. Skok ten spowodował wzrost prądu generatora od wartości $I_g > I_{gmax1}$. Ponieważ okres 37 s był czasem zbyt krótkim do wyzerowania członu zwłocznego (całkującego), stąd też nastąpiło natychmiastowe działanie ogranicznika (zwiększenie U_{ref} przez ogranicznik) i zredukowanie prądu I_g do poziomu odpowiadającemu $Q > -0,02$ jw.

Finalne nastawy ogranicznika prądu generatora powinny wynosić (zgodnie z [3], co opisano w rozdziale 3.4.2): $I_{gmax1} = 0,8 \div 1,1$ jw oraz zwłoka działania $A > 0$. Właściwości algorytmu ogranicznika spełniają wymagania [3], rozdział 3.4.1.



Rys. 5.29. Badanie ogranicznika prądu stojana Jednostki Funkcjonalnej TG1

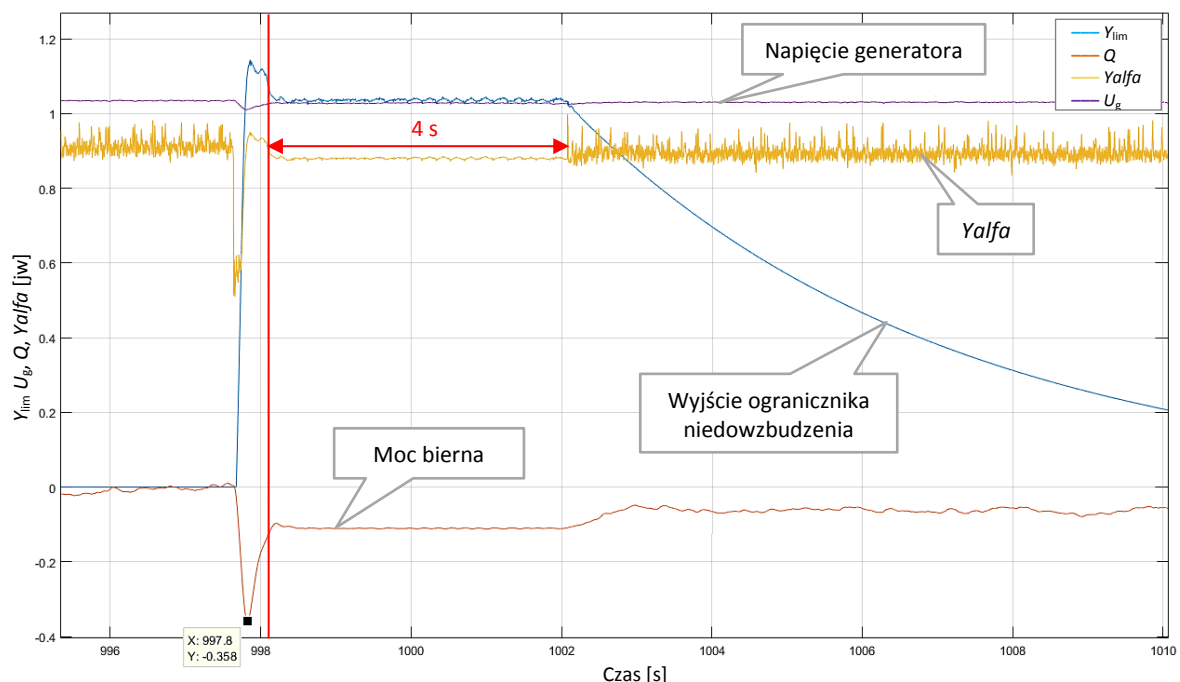
Przedstawione na rys. 5.29 testy ogranicznika prądu stojana *metodą dynamiczną* pozwoliły zweryfikować jego szybkość korygowania wielkości ograniczanej. Metoda ta powinna zostać zastosowana, jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej (test 6 z tabeli 4.3).

5.7.3 Test ogranicznika niedowzbudzenia

Nastawy ogranicznika niedowzbudzenia nie powinny pozwolić przekroczyć dopuszczalnego współczynnika $\text{tg}\delta_{\max}$ danego wyrażeniem (2.24) oraz ograniczenia termicznego skrajnych elementów stojana generatora (rys. 2.11).

W celu sprawdzenia właściwości algorytmu ogranicznika niedowzbudzenia przeprowadzono testy *metodą dynamiczną* z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w **Załączniku 9** [44-46]). Testy ogranicznika wykonano przy obniżonych nastawach: próg mocy biernej wynosił $Q_{\text{char_UE}} = -0,1$ jw dla dowolnej wartości P .

W wyniku skoku wartości zadanej U_{ref} (rys. 5.30) w dół o 0,01 jw nastąpił skok mocy biernej Q od wartości $Q > Q_{\text{char_UEL}}$ do wartości $Q < Q_{\text{char_UEL}}$ ($Q = -0,36$ jw, czyli wystąpiło przekroczenie progu $Q_{\text{char_UEL}} = -0,1$ jw o 0,26 jw). Po czasie równym około 0,5 s od skoku U_{ref} nastąpiła reakcja wyjścia członu regulacyjnego ogranicznika i zredukowanie mocy Q do poziomu $Q_{\text{char_UEL}}$. Taki stan (aktywności ogranicznika) trwał 4 s, aż do skoku wartości zadanej w górę, co zakończyło działania ogranicznika.



Rys. 5.30. Badanie ogranicznika niedowzbudzenia Jednostki Funkcjonalnej TG1

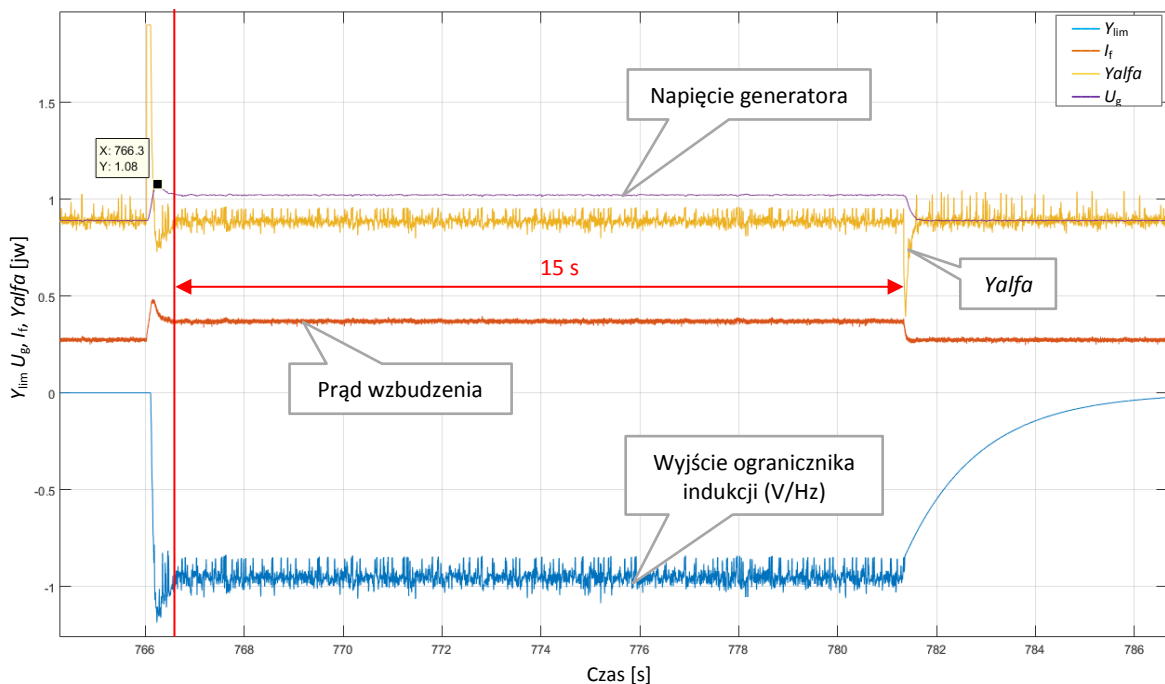
Przedstawiony na rys. 5.30 test ogranicznika niedowzbudzenia *metodą dynamiczną* pozwolił zweryfikować stabilność układu regulacji i szybkość korygowania wielkości ograniczanej (prawidłowość nastaw regulacyjnych). Metoda ta powinna zostać zastosowana, jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej (test 6 z tabeli 4.3).

5.7.4 Test ogranicznika indukcji

Próg ogranicznika indukcji powinien wynosić (zgodnie z [3]): $U_g/f \leq 1,1$ jw.

W celu sprawdzenia właściwości algorytmu ogranicznika indukcji przeprowadzono testy *metodą dynamiczną* z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w Załączniku 9 [44-46]). Testy ogranicznika wykonano przy nastawie stosunku U_g do f wynoszącym $VpHzmax = 1,0$ jw.

W wyniku skoku wartości zadanej w górę (rys. 5.31) nastąpił skok stosunku U_g/f od wartości $U_g/f < VpHzmax$ ($U_g/f < 1,0$ jw) do wartości $U_g/f > VpHzmax$ ($U_g/f = 1,08$ jw, czyli przekroczenie przez U_g/f progu $VpHzmax$ o $0,08$ jw). Po czasie równym około $0,5$ s od skoku U_{ref} nastąpiła reakcja wyjścia członu regulacyjnego ogranicznika i zredukowanie U_g/f do poziomu $VpHzmax$. Taki stan trwał 15 sekund – aż do skoku wartości zadanej w dół, co zakończyło działania ogranicznika.

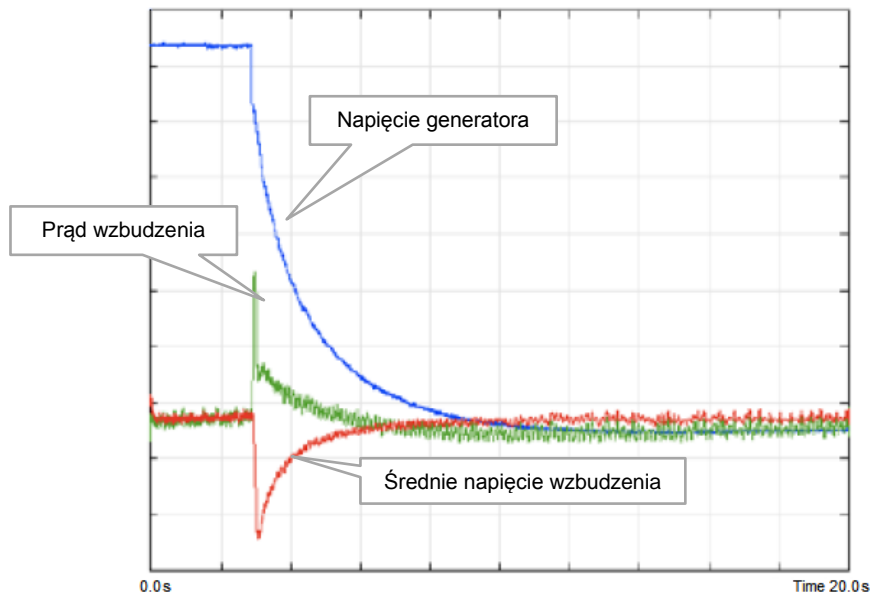


Rys. 5.31. Badanie ogranicznika indukcji Jednostki Funkcjonalnej TG1
UWAGA: sygnał wyjścia ogranicznika Y_{lim} posiada *offset* = -2 jw

Przedstawiony na rys. 5.31 test ogranicznika indukcji *metodą dynamiczną* pozwolił zweryfikować stabilność układu regulacji oraz szybkość korygowania wielkości ograniczanej (prawidłowość nastaw regulacyjnych). Metoda ta powinna zostać zastosowana, jako wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej (test 6 z tabeli 4.3).

5.8 Przerwanie prądu stojana

Opisany w rozdziale 3.5.1 test przerywania prądu stojana (ang. *interruption test*) przeprowadza się celem pomiaru nienasyconych reaktancji generatora: X_d , X_d' i X_d'' [60]. Przykład prawidłowo wykonanego testu przerywania prądu stojana przedstawia rys. 3.6, natomiast rys. 5.32 przedstawia przykład testu wykonanego nieprawidłowo [37].

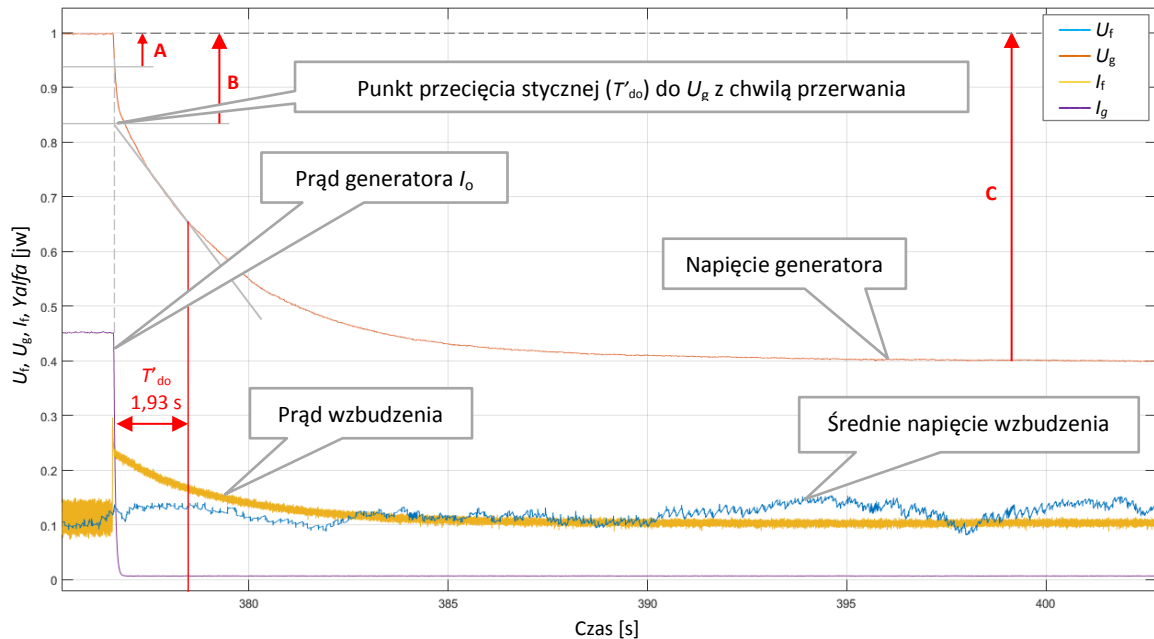


Rys. 5.32. Przykład testu przerywania prądu stojana [37] wykonany w trybie regulacji ręcznej

Przyczyną nieprawidłowości testu widocznego na rys. 5.32 było jego wykonanie (z powodu niedostępności zalecanego do testu trybu regulacja napięcia wzbudzenia) w trybie regulacji prądu wzbudzenia – regulacji ręcznej. Reakcja pętli regulacji prądu wzbudzenia (po otwarciu wyłącznika generatora) spowodowała przeregulowanie napięcia wzbudzenia, co wpłynęło negatywnie na dokładność wyników tego testu [37].

Test w laboratorium LINTE²

W celu zbadania zachowania modelu fizycznego układu regulacji napięcia podczas przerywania prądu stojana, przeprowadzono test z wykorzystaniem Jednostki Funkcjonalnej TG1 (opis JF w **Załączniku 9** [44-46]). W celu uniknięcia wyżej wymienionego mankamentu regulacji ręcznej, test przeprowadzono w trybie proporcjonalnego sterowania kątem wyzwalania tyrystorów: wartość napięcia wzbudzenia generatora TG1 (przy zasilaniu transformatora wzbudzenia z obcego źródła napięcia) dobrano tak, aby generator TG1 obciążać znamionową pojemnościową mocą bierną $Q_n = -60$ kvar przy mocy czynnej $P \approx 0$.



Rys. 5.33. Test przerwania prądu stojana generatora TG1 przeprowadzony w trybie proporcjonalnego sterowania kątem wyzwalania tyrystorów

Do wyznaczenia danych z przebiegu napięcia generatora po otwarciu wyłącznika generatora (rys. 5.33) założono, że znana jest stała czasowa generatora $T'_{do} = 1,93$ s.

Zgodnie z zaleceniami podanymi w [60], z rys. 5.33 odczytano następujące dane:

- wartość „pionowego” fragment przebiegu U_g : $A = 0,07$ jw,
- wartość wyznaczona ze stycznej do U_g w punkcie T'_{do} : $B = 0,16$ jw,
- maksymalna różnica pomiędzy U_g przed i po przerwaniu: $C = 0,60$ jw,
- przerywany prąd generatora: $I_0 = 0,45$ jw.

Dane A , B , C i I_0 podstawiono do zmodyfikowanych wyrażeń (3.7a÷3.7c). Otrzymane wyniki oraz dane producenta zestawiono w poniższej tabeli:

Tabela 5.5. Porównanie wyników przerwania prądu stojana z danymi producenta TG1

PARAMETR	TEST W LINTE^2	PRODUCENT	BŁĄD WZGLĘDNY
$X_{d(unsat)}$	$\frac{C}{I_0} = \frac{0,60}{0,45} = 1,33$ jw	1,9880 jw	33%
$X'_d(unsat)$	$\frac{B}{I_0} = \frac{0,16}{0,45} = 0,36$ jw	0,1828 jw	94%
$X''_d(unsat)$	$\frac{A}{I_0} = \frac{0,07}{0,45} = 0,16$ jw	0,1076 jw	45%

Z porównania rezultatów testu przerwania prądu stojana z danymi producenta (Tabela 5.5) wynika, że test umożliwia jedynie szacunkowe określenie reaktancji X_d oraz

reaktancji X_d'' . Uzyskana wartość reaktancji X_d' była prawie dwukrotnie większa od wartości podanej przez producenta, czego prawdopodobną przyczyną była graficzna metoda jej wyznaczania (błąd prowadzenia stycznej). W związku z powyższym test ten nie może zostać wykorzystany jako test odbiorczy jednostki wytwórczej.

5.9 Zrzut mocy czynnej

Test zrzutu mocy czynnej przeprowadza się celem pomiaru stałej bezwładności H , co opisano w rozdziale 3.5.1. Do testu generator musi zostać obciążony mocą czynną P (im bliżej mocy P_n , tym wynik pomiaru H będzie dokładniejszy). Zrzut mocy P poprzez otwarcie wyłącznika generatora wywołuje nadwyżkę momentu mechanicznego [48]:

$$M_d = \frac{P}{\omega_n} \quad (5.9)$$

Stałą bezwładności H opisuje wyrażenie [48]:

$$H = \frac{J\omega_n^2}{2S_n} \quad (5.10)$$

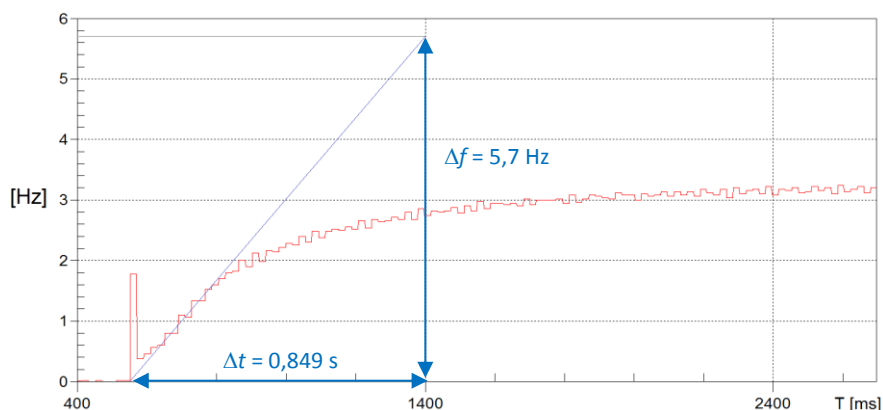
gdzie: $J = \frac{M_d}{\frac{\Delta\omega}{\Delta t}} = \frac{M_d}{\frac{\omega_n \Delta f / f_n}{\Delta t}}$ – moment bezwładności.

Podstawiając zależność (5.9) do (5.10) otrzymujemy wyrażenie pozwalające obliczyć H :

$$H = \frac{J\omega_n^2}{2S_n} = \frac{P}{2S_n} \cdot \frac{\Delta t}{\Delta f / f_n} \quad (5.11)$$

Przykład testu na obiekcie

Na rys. 5.34 przedstawiono przykład wyznaczenia stałej H na podstawie przyrostu częstotliwości po zrzucie mocy czynnej $\Delta P = 390$ MW. Rysunek i obliczenia pochodzą z wykonanego przez autora raportu z uruchomieniowego JWCD [42].



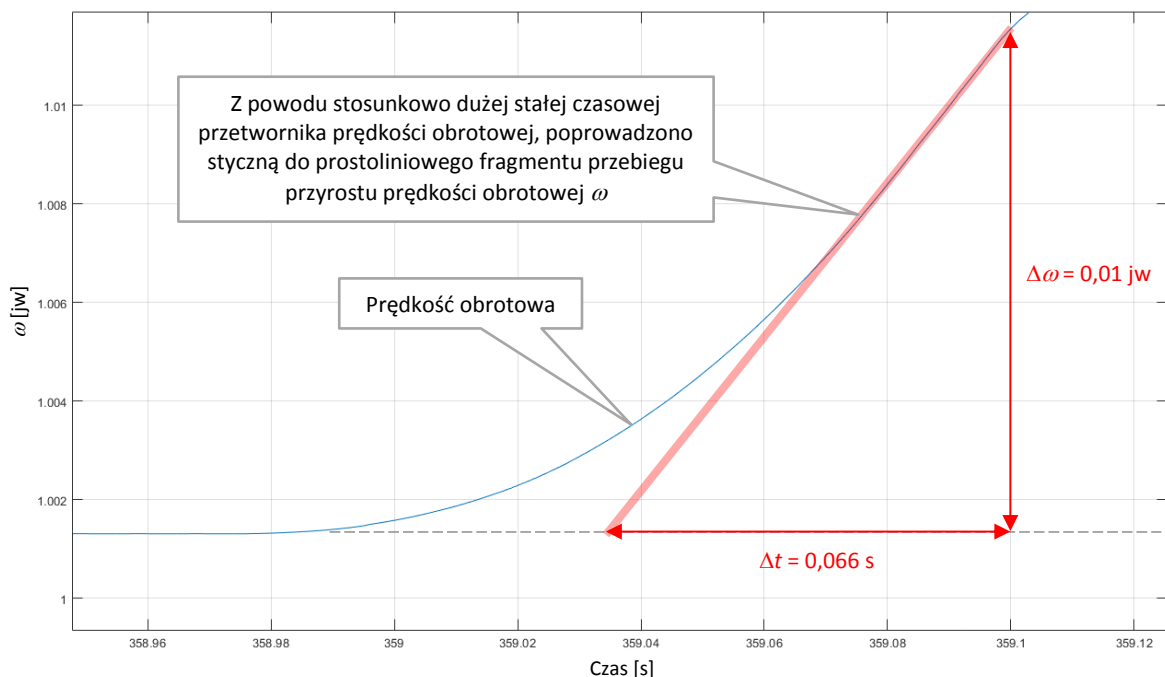
Rys. 5.34. Przyrost częstotliwości ponad 50 Hz po zrzucie mocy $P = 390$ MW, $S_n = 458,8$ MVA [42]

Po podstawieniu danych z rys. 5.34 do wyrażenia (5.10) obliczono wartość stałej H :

$$H = \frac{390}{2 \cdot 458,8} \cdot \frac{0,849}{5,7/50} = 3,165 \text{ s}$$

Test w laboratorium LINTE²

Test zrzutu mocy czynnej zrealizowano za pomocą Jednostki Funkcjonalnej TG1 (JF TG1, opis w **Załączniku 9**). W tym celu generator TG1 ($S_n = 100 \text{ kVA}$, pozostałe dane w **Załączniku 10**) obciążono mocą $P = 82 \text{ kW}$. Przyrost prędkości obrotowej turbozespołu TG1 po otwarciu wyłącznika generatora (Q13) przedstawia rys. 5.35.



Rys. 5.35. Przyrost prędkości obrotowej TG1 po otwarciu wyłącznika generatora Q13, wartość mocy czynnej przed zrzutem: $P = 82 \text{ kW}$

Po podstawieniu wartości P i S_n generatora TG1 oraz danych odczytanych z rys. 5.35 (Δt , $\Delta \omega$) do zależności (5.9), obliczono wartość stałej bezwładności H turbozespołu TG1:

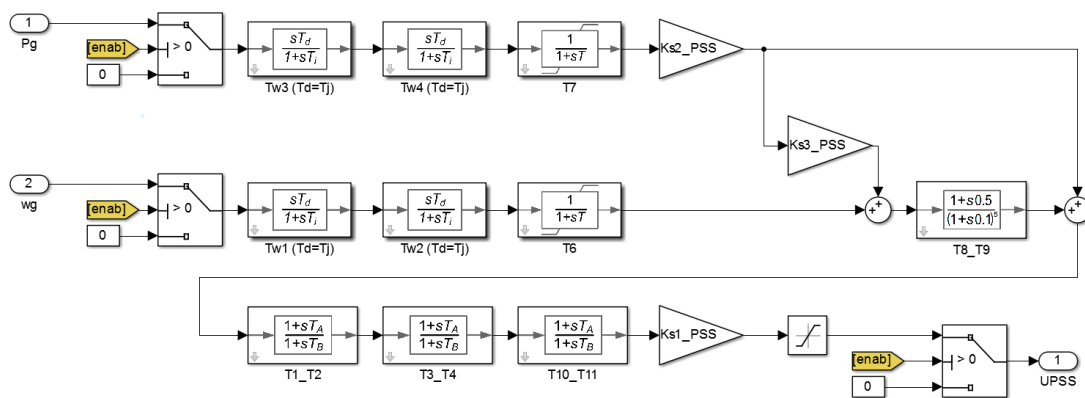
$$H = \frac{82}{2 \cdot 100} \cdot \frac{0,066}{0,01/1} = 2,706 \text{ s}$$

Błąd względny (przyjmując emulowaną w JF TG1 wartość stałej bezwładności $H = 3 \text{ s}$, jako wartość rzeczywistą) wyniósł 9,8%. Przykład pokazuje, że wartość stałej H otrzymana tą metodą może być obciążona znacznym błędem. Szczególnie duży wpływ ma tutaj graficzna metoda wyznaczania stycznej do przebiegu częstotliwości lub prędkości obrotowej.

Zatem źródłem najdokładniejszej wartości H są dane producenta, jednak w przypadku ich braku, również przybliżona wartość stałej bezwładności, może okazać się bardzo istotna dla modelowania jednostki wytwórczej.

5.10 Badania charakterystyk częstotliwościowych PSS

Na potrzeby niniejszej pracy w algorytmie Jednostki Funkcjonalnej TG1 (JF TG1, opis w **Załączniku 9**) zaimplementowano nowy stabilizator systemowy typu PSS2B, rys. 5.36 (lub PSS2A po wyzerowaniu nastaw członu T10_T11), zgodny pod względem struktury oraz nomenklatury parametrów ze standardem IEEE [6].

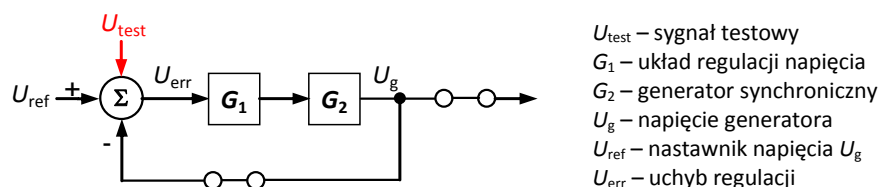


Rys. 5.36. Nowy algorytm stabilizatora systemowego JF TG1 – stabilizator typu PSS2B

Wstępne nastawy stabilizatora systemowego JF TG1 przedstawiono w tabeli 9.10.

5.10.1 Charakterystyka częstotliwościowo-fazowa bez PSS

Charakterystykę częstotliwościowo-fazową układu regulacji napięcia wraz z generatorem pracującym w sieci z wyłączonym PSS, uzyskuje się poprzez pomiar różnicy faz pomiędzy napięciem generatora U_g i sygnałem zakłócającym U_{test} , w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego U_{test} – rys. 5.37.



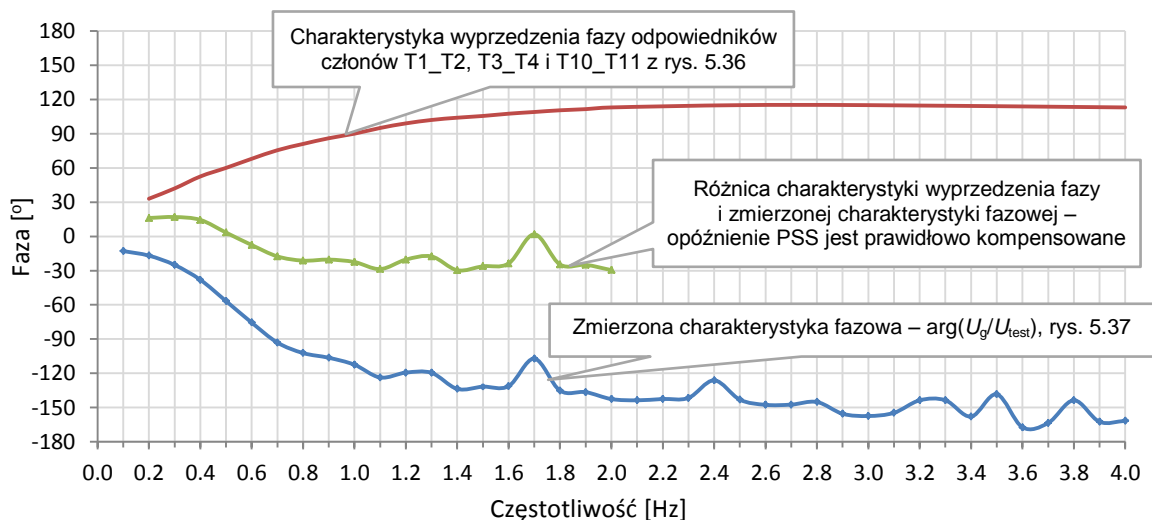
Rys. 5.37. Konfiguracja układu do pomiaru charakterystyk częstotliwościowych z wyłączonym PSS

Na podstawie otrzymanej charakterystyki dokonuje się weryfikacji nastaw członów wyprzedzenia fazy stabilizatora systemowego (transmitancja $P(s)$ na rys. 2.14),

kompensujących opóźnienie (przesunięcie fazowe) pomiędzy U_g i sygnałem U_{test} na rys. 5.37, co opisano w rozdziałach 2.6.1 i 2.6.2. Dla struktury PSS2A weryfikowane są stałe czasowe członów: $T1-T2$ i $T3-T4$ [6], a dla PSS2B stałe czasowe: $T1-T2$, $T3-T4$ oraz $T10-T11$ [6]. Zalecenia dotyczące warunków pomiaru charakterystyki częstotliwościowo-fazowej są rozbieżne; pomiar zaleca się przeprowadzić przy minimalnej mocy P [37] lub też $P \geq 0,8 P_n$ [40], co opisano w rozdziałach 3.5.1 oraz 3.5.2.

Przykład testu na obiekcie

Na rys. 5.38 przedstawiono przykład weryfikacji nastaw członów kompensacji fazowej stabilizatora typu PSS2B. Wykres pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogeneratorsa o mocy 210 MVA [57].



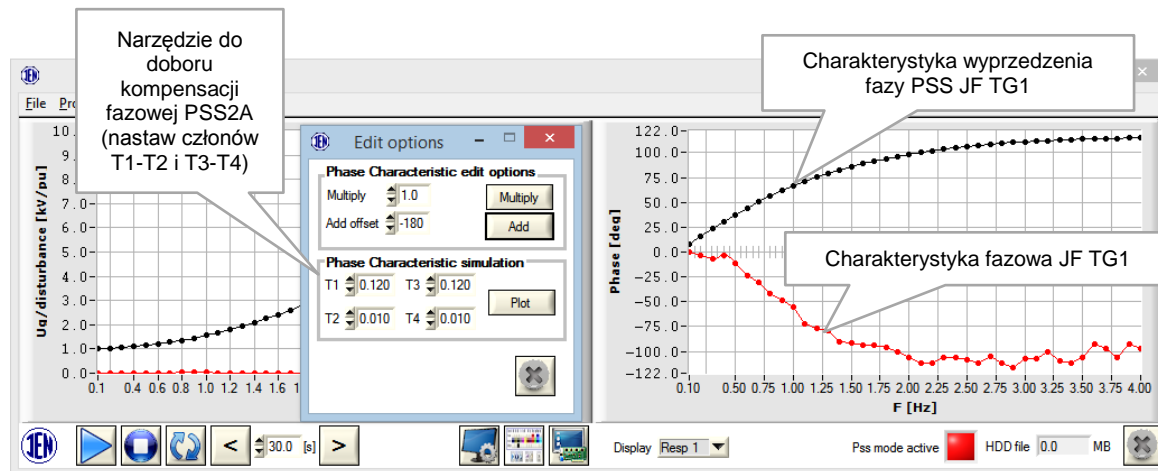
Rys. 5.38. Przykład weryfikacji charakterystyki częstotliwościowo-fazowej stabilizatora systemowego typu PSS2B, warunki pomiaru: $P = 10$ MW, $Q = 0$ Mvar [57]

Kompensacja fazowa badanego stabilizatora systemowego spełnia kryterium odbiorcze [71], co opisano w rozdziale 3.5.3: w przedziale częstotliwości $0,2 \div 2$ Hz różnica charakterystyki członów wyprzedzenia fazy PSS i zmierzonej charakterystyki fazowej napięcia generatora mieści się w przedziale $\pm 30^\circ$ – przebieg zielony na rys. 5.38.

Test w laboratorium LINTE^2

W celu pomiaru charakterystyki przesunięcia fazowego pomiędzy U_g i sygnałem U_{test} JF TG1, generator TG1 obciążono mocą czynną $P_n = 82$ kW. Następnie za pomocą systemu pomiarowego PSSDAQ [33, 58] (którego autor jest współtwórcą, opis w **Załączniku 9**), korzystając z dodatkowego wejścia analogowego PSS_test (rys. 4.3) dokonano pomiaru charakterystyki fazowej JF TG1 – rys. 5.39. Charakterystykę badano w

funkcji sinusoidalnego sygnału zakłócającego o amplitudzie 0,1 jw oraz częstotliwości od 0,1 Hz do 4 Hz, inkrementowanej z krokiem 0,1 Hz.

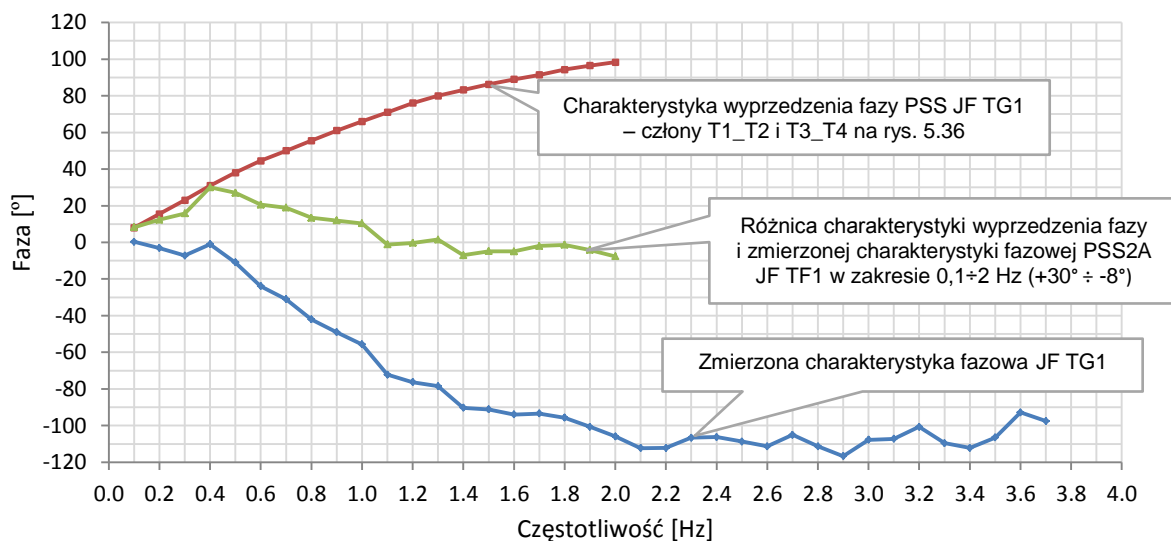


Rys. 5.39. Badanie charakterystyki fazowej układu regulacji napięcia wraz z generatorem TG1

Oprogramowanie systemu pomiarowego PSSDAQ umożliwiło dobór parametrów $T1$, $T2$, $T3$ i $T4$ (nastaw członów $T1_T2$ oraz $T3_T4$, rys. 5.36), które za pomocą narzędzia PSSDAQ (*Phase Characteristic simulation*) dostrojono do zmierzonej charakterystyki fazowej – $\arg(U_g/U_{test})$. Otrzymano następujące nastawy:

- $T1 = T3 = 0,120$ s
- $T2 = T4 = 0,010$ s
- $T10 = T11 = 0$ s (człon $T10_T11$ – wyłączony, skonfigurowano jako PSS2A).

Na rys. 5.40 przedstawiono weryfikację nastaw członów kompensacji fazowej stabilizatora systemowego JF TG1 typu PSS2A (nastaw członów $T1_T2$ oraz $T3_T4$)



Rys. 5.40. Weryfikacja charakterystyki częstotliwościowo-fazowej PSS JF TG1

Jak opisano w rozdziałach 3.5.2 oraz 3.5.3, różnica charakterystyki wyprzedzenia fazy stabilizatora systemowego (członów T1_T2 oraz T3_T4, rys. 5.36) i zmierzonej charakterystyki częstotliwościowo-fazowej napięcia generatora powinna mieścić się przedziale $\pm 30^\circ$:

- zgodnie z wymaganiami [40] (WECC, USA) – w zakresie $0,1 \div 1$ Hz,
- zgodnie z wymaganiami [71] (TNB, Malezja) – w zakresie $0,2 \div 2$ Hz.

Różnica charakterystyki członów kompensacji fazowej stabilizatora systemowego PSS2A JF TG1 i zmierzonej charakterystyki częstotliwościowo-fazowej napięcia TG1 (rys. 5.40) spełnia powyższe wymaganie dla obu zakresów częstotliwości.

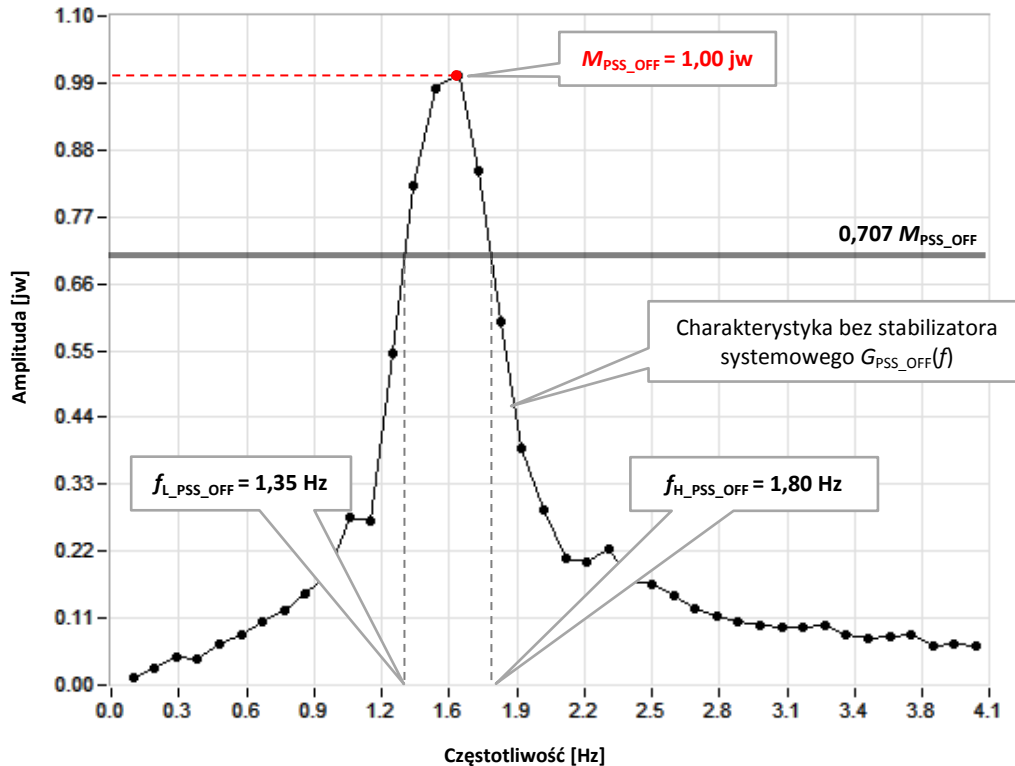
Przedstawiony na rys. 5.40 test kompensacji fazowej PSS pozwala wstępnie zweryfikować prawidłowość jej nastaw. Jednakże zdaniem autora wyżej wymieniony zapis ($\pm 30^\circ$) jest zbyt ogólny, dlatego też nie nadaje się na wymaganie odbiorcze jednostki wytwórczej. Test kompensacji może być jednak zaleceniem podczas strojenia PSS, podobnie jak opisane w rozdziale 3.5.2 zalecenie redukcji wzmocnienia stabilizatora systemowego (do $1/3$ wartości, przy której występują kołysania mocy). Właściwy wydaje się zapis, wymagający dostarczenia tej charakterystyki do OSP wraz z pozostałymi charakterystykami stabilizatora systemowego.

5.10.2 Charakterystyka częstotliwościowo-amplitudowa bez PSS

Charakterystykę częstotliwościowo-amplitudową generatora pracującego w sieci uzyskuje się poprzez pomiar amplitudy wahań mocy czynnej P w stosunku do amplitudy sygnału zakłócającego U_{test} w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego z wyłączonym stabilizatorem systemowym (rys. 5.37), przy mocy czynnej bliskiej mocy znamionowej. Charakterystyka stanowi przebieg referencyjny dla mierzonej w kolejnym teście charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej z załączonym stabilizatorem systemowym.

Przykład testu na obiekcie

Na rys. 5.41 przedstawiono przykład charakterystyki amplitudy wahań mocy czynnej P w stosunku do amplitudy sygnału zakłócającego U_{test} bez stabilizatora systemowego. Wykres pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogenerators JWCD o mocy 426 MVA [32].



Rys. 5.41. Wyznaczona przez autora charakterystyka częstotliwościowo-amplitudowa $G_{PSS_OFF}(f)$ (z wyłączonym stabilizatorem systemowym), warunki pomiaru: $P = 382$ MW, $Q = 0$ Mvar [32]

W celu wyznaczenia maksimum M_{PSS_OFF} , widocznej na rys. 5.41, charakterystyki wahań mocy czynnej należy skorzystać z zależności:

$$M_{PSS_OFF} = \max_f |G_{PSS_OFF}(f)| \quad (5.12)$$

Charakterystyka $G_{PSS_OFF}(f)$ ma kształt zbliżony do charakterystyki filtra środkowoprzepustowego, a zatem można ją opisać parametrami analogicznymi do parametrów filtra [72], takimi jak (rys. 5.41):

- $f_{L_PSS_OFF}$ – częstotliwość dolna, przy której amplituda wahań mocy czynnej $G_{PSS_OFF}(f)$ (z wyłączonym stabilizatorem) staje się większa od poziomu: $0,707 M_{PSS_OFF}$ (czyli poziomu mniejszego o -3 dB od M_{PSS_OFF}),
- $f_{H_PSS_OFF}$ – częstotliwość górna, przy której amplituda wahań mocy czynnej $G_{PSS_OFF}(f)$ (z wyłączonym stabilizatorem) staje się mniejsza od poziomu: $0,707 M_{PSS_OFF}$ (czyli poziomu mniejszego o -3 dB od M_{PSS_OFF}),
- $f_{0_PSS_OFF}$ – częstotliwość środkowa $G_{PSS_OFF}(f)$, wyznaczona z zależności:

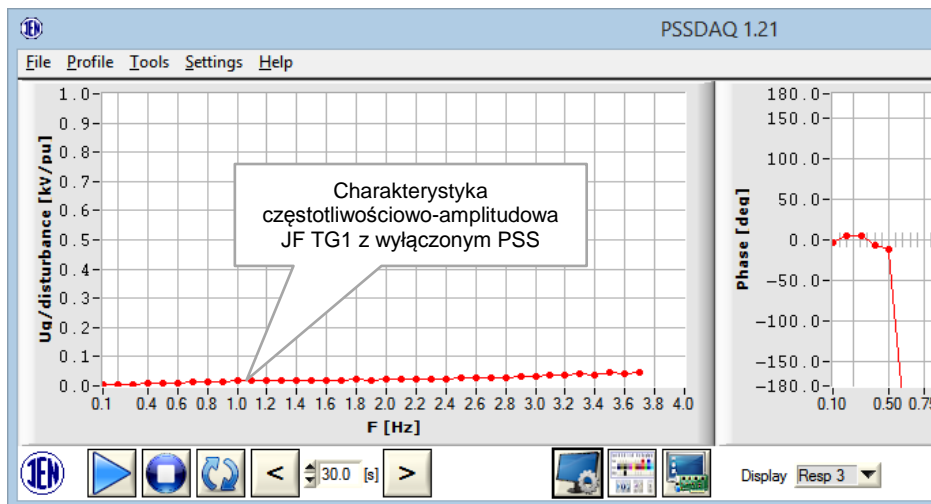
$$f_{0_PSS_OFF} = \sqrt{f_{L_PSS_OFF} \cdot f_{H_PSS_OFF}} \quad (5.13)$$

Zgodnie z powyższymi rozważaniami, z charakterystyki $G_{PSS_OFF}(f)$ (rys. 5.41) wyznaczono:

- $M_{PSS_OFF} = 1,00$,
- $f_{L_PSS_OFF} = 1,35$ Hz,
- $f_{L_PSS_OFF} = 1,80$ Hz,
- $f_{0_PSS_OFF} = 1,56$ Hz – obliczono z zależności (5.13).

Testy w laboratorium LINTE²

W celu pomiaru charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej wahań mocy czynnej P JF TG1, generator TG1 obciążono mocą $P_n = 82$ kW. Następnie za pomocą systemu pomiarowego PSSDAQ [33, 58], korzystając z dodatkowego wejścia analogowego PSS_test (rys. 4.3) dokonano pomiaru charakterystyki amplitudowej JF TG1 bez PSS (rys. 5.42).



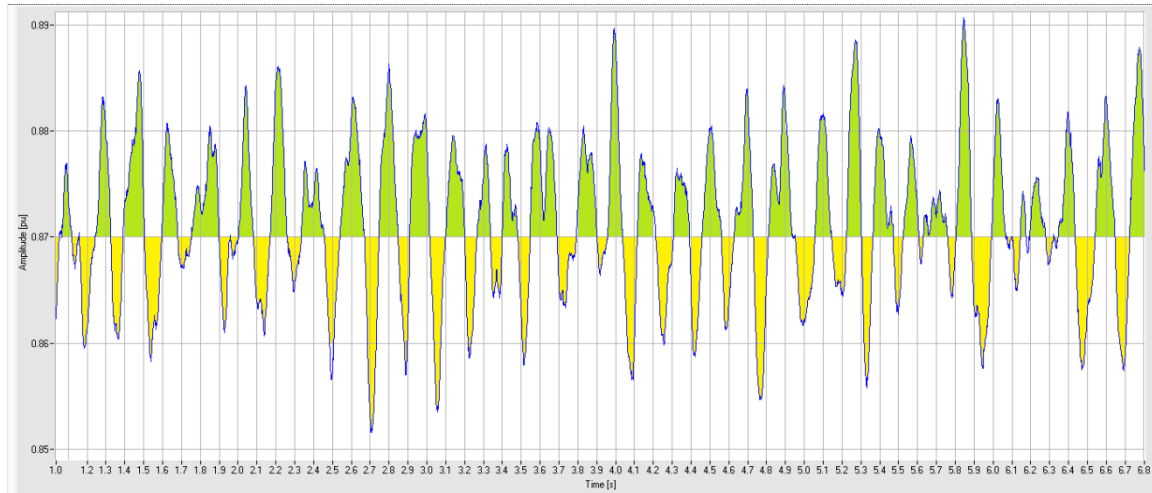
Rys. 5.42. Charakterystyka częstotliwościowo-amplitudowa wahań mocy P z wyłączonym stabilizatorem systemowym JF TG1, warunki pomiaru: $P = 82$ kW, $Q = 0$ kvar

Badanie charakterystyki wahań mocy czynnej generatora TG1 (rys. 5.42) wykazało, że stosunek amplitudy wahań mocy P do amplitudy sygnału zakłócającego PSS_test jest niewielki i nieznacznie rośnie wraz z częstotliwością.

Ponadto zarejestrowana częstotliwość kotłosań własnych mocy czynnej TG1 (rys. 5.43), o amplitudzie do 0,02 jw, wynosi około 5,5 Hz (rejestrowano za pomocą systemu pomiarowego PSSDAQ). Częstotliwość ta leży poza zakresem efektywnego działania stabilizatora, wynoszącym dla PSS2A oraz PSS2B od około 0,3 Hz do 3 Hz.

Jednostką napędową TG1 jest fizyczny model turbiny parowej, emulowany za pomocą silnika asynchronicznego klatkowego zasilanego z przemiennika częstotliwości.

Rzeczywista stała bezwładności JF TG1 jest zatem dużo mniejsza od wartości emulowanej ($H = 3$ s, tab. 9.12), stąd też przyczyną wysokiej częstotliwości kołysań własnych mocy P (5,5 Hz) może być algorytm sterujący przemiennikiem częstotliwości.



Rys. 5.43. Przebieg mocy czynnej generatora TG1, warunki pomiaru: $P = 87$ kW, $Q = 0$ kvar, kolorami oznaczono wahania mocy czynnej powyżej oraz poniżej wartości 0,87 pu (87 kW)

Przedstawione wyniki badań charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej (rys. 5.42) oraz mocy czynnej JF TG1 z wyłączonym PSS (rys. 5.43), świadczą zarówno o braku konieczności, jak i możliwości zastosowania PSS do zwiększenia tłumienia wahań mocy czynnej generatora synchronicznego TG1. Tak więc, stabilizator systemowy JF TG1 pozostawiono wyłączony i nie kontynuowano jego badań laboratoryjnych.

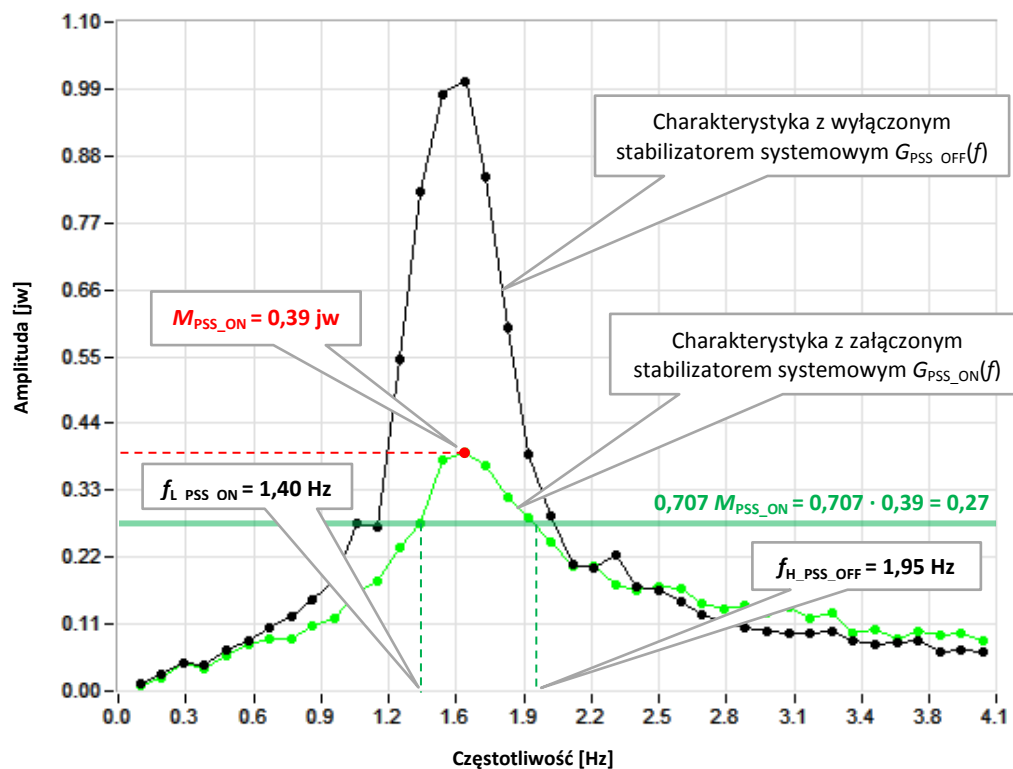
5.10.3 Charakterystyka częstotliwościowo-amplitudowa z PSS

Charakterystykę częstotliwościowo-amplitudową generatora pracującego w sieci uzyskuje się poprzez pomiar amplitudy wahań mocy czynnej P w stosunku do amplitudy sygnału zakłócającego U_{test} w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego z załączonym stabilizatorem systemowym (rys. 5.37), przy mocy czynnej bliskiej mocy znamionowej. Porównanie tej charakterystyki, z charakterystyką częstotliwościowo-amplitudową z wyłączonym PSS (opisano w rozdziale 5.10.2), umożliwia ocenę działania stabilizatora systemowego.

Przykłady testu na obiekcie

Na rys. 5.44 przedstawiono przykład charakterystyki amplitudy wahań mocy czynnej P w stosunku do amplitudy sygnału zakłócającego U_{test} bez stabilizatora systemowego (kolor czarny) oraz ze stabilizatorem PSS2A (kolor zielony). Wykres

pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogeneratora JWCD o mocy 426 MVA [32].



Rys. 5.44. Porównanie wyznaczonych przez autora charakterystyk częstotliwościowo-amplitudowych $G_{PSS_OFF}(f)$ (z wyłączonym PSS) oraz $G_{PSS_ON}(f)$ (z załączonym PSS), generator o mocy 426 MVA, warunki pomiaru: $P = 382$ MW, $Q = 0$ Mvar [32]

Analogicznie do rozważań z rozdziału 5.10.2, dla charakterystyki $G_{PSS_ON}(f)$:

$$M_{PSS_ON} = \max_f |G_{PSS_ON}(f)| \quad (5.14)$$

$$f_{0_PSS_ON} = \sqrt{f_{L_PSS_ON} \cdot f_{H_PSS_ON}} \quad (5.15)$$

Zgodnie z powyższymi rozważaniami, z charakterystyki $G_{PSS_ON}(f)$ (rys. 5.44) wyznaczono:

- $M_{PSS_ON} = 0,39$,
- $f_{L_PSS_ON} = 1,40$ Hz,
- $f_{H_PSS_ON} = 1,95$ Hz,
- $f_{0_PSS_ON} = 1,65$ Hz – obliczono z zależności (5.15).

Stabilizator systemowy, którego charakterystykę przedstawiono na rys. 5.44, spełnia poniższe kryterium opisowe: „Dla poprawnie dobranego stabilizatora systemowego charakterystyka układu z załączonym stabilizatorem systemowym, w zakresie częstotliwości odpowiadających modom kotłusań międzyobszarowych, tj. $0,15 \div 0,6$ Hz powinna wskazywać na tłumienie nie mniejsze niż charakterystyka układu bez

stabilizatora systemowego. Równocześnie powinna ona wskazywać wzrost tłumienia modów w zakresie częstotliwości kołysań własnych, tj. 1,0–2,0 Hz. Oznacza to, że charakterystyka układu ze stabilizatorem systemowym w tych przedziałach częstotliwości nie powinna przebiegać ponad charakterystyką układu bez stabilizatora (...)” ([13], rozdział 7.3).

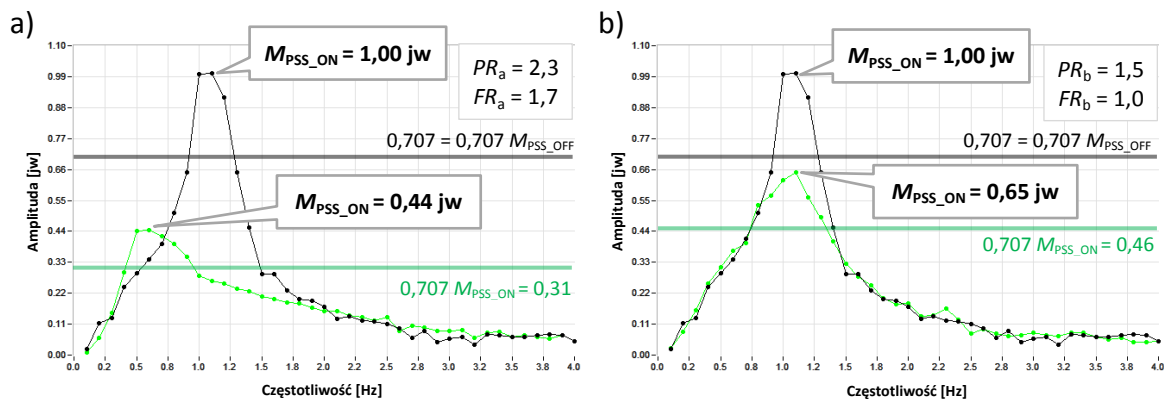
W literaturze brak jest jednak kryteriów dla charakterystyk częstotliwościowo-amplitudowych stabilizatora systemowego opartych o wskaźniki, bazujące na przykład na parametrach takich jak zdefiniowane w tym rozdziale: M_{PSS_OFF} , M_{PSS_ON} , $f_{0_PSS_OFF}$ oraz $f_{0_PSS_ON}$ – wyrażenia od (5.11) do (5.14). Stąd też, należałoby opracować zdefiniowany równaniem wskaźnik lub też wskaźniki dla PSS oraz określić ich kryteria.

5.10.4 Propozycja nowych wskaźników pośrednich PSS wraz z kryteriami

Z doświadczeń autora wynika, że charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowe PSS wykazują zazwyczaj jedną dominującą częstotliwość „rezonansową”. Zatem do oceny tłumienia stabilizatora systemowego, właściwy wydaje się wskaźnik tłumienia PR (ang. *Peak Ratio*), będący stosunkiem maksimum M_{PSS_OFF} do maksimum M_{PSS_ON} (oba parametry opisano w rozdziale 5.10.3). Zgodnie z wyrażeniami (5.12) i (5.14) otrzymujemy następującą zależność definiującą wskaźnik PR :

$$PR = \frac{M_{PSS_OFF}}{M_{PSS_ON}} = \frac{\max_f |G_{PSS_OFF}(f)|}{\max_f |G_{PSS_ON}(f)|} \quad (5.16)$$

Celem sprawdzenia właściwości wskaźnika PR , rozpatrzmy charakterystyki z rys. 5.45, wyznaczone przez autora podczas strojenia PSS [57] (generator o mocy 210 MVA).



Rys. 5.45. Wyznaczone przez autora charakterystyki stosunku amplitudy wahań P do amplitudy sygnału zakłócającego w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego z wyłączonym i załączonym PSS dla dwóch różnych zestawów nastaw PSS (a, b), warunki testu: $P = 140 \text{ MW}$, $Q = 0 \text{ Mvar}$ [57]

Obliczone wartości wskaźników PR (widoczne na rys. 5.45) spełniają następujące relacje:

$$PR_a > 1$$

$$PR_b > 1$$

$$PR_a > PR_b$$

Wskaźniki PR_a i PR_b są większe od jedności, zatem obie charakterystyki wykazują właściwe, wprowadzane przez PSS tłumienie. Ponieważ $PR_a > PR_b$, czyli lepsze tłumienie wykazuje charakterystyka stabilizatora przedstawiona na rys. 5.45a. Jednak ta charakterystyka nie spełnia *kryterium opisowego* [13], zatem niezbędny jest dodatkowy wskaźnik, który zweryfikowałby właściwości częstotliwościowe charakterystyk PSS.

Drugim proponowanym przez autora wskaźnikiem pośrednim (do oceny jakości PSS na podstawie charakterystyk częstotliwościowo-amplitudowych) jest wskaźnik FR (ang. *Frequency Ratio*), będący stosunkiem $f_{0_PSS_OFF}$ i $f_{0_PSS_ON}$ (oba parametry opisano w rozdziale 5.10.3). Zgodnie z wyrażeniami (5.13) i (5.15) otrzymujemy zależność:

$$FR = \frac{f_{0_PSS_OFF}}{f_{0_PSS_ON}} = \sqrt{\frac{f_{L_PSS_OFF} \cdot f_{H_PSS_OFF}}{f_{L_PSS_ON} \cdot f_{H_PSS_ON}}} \quad (5.17)$$

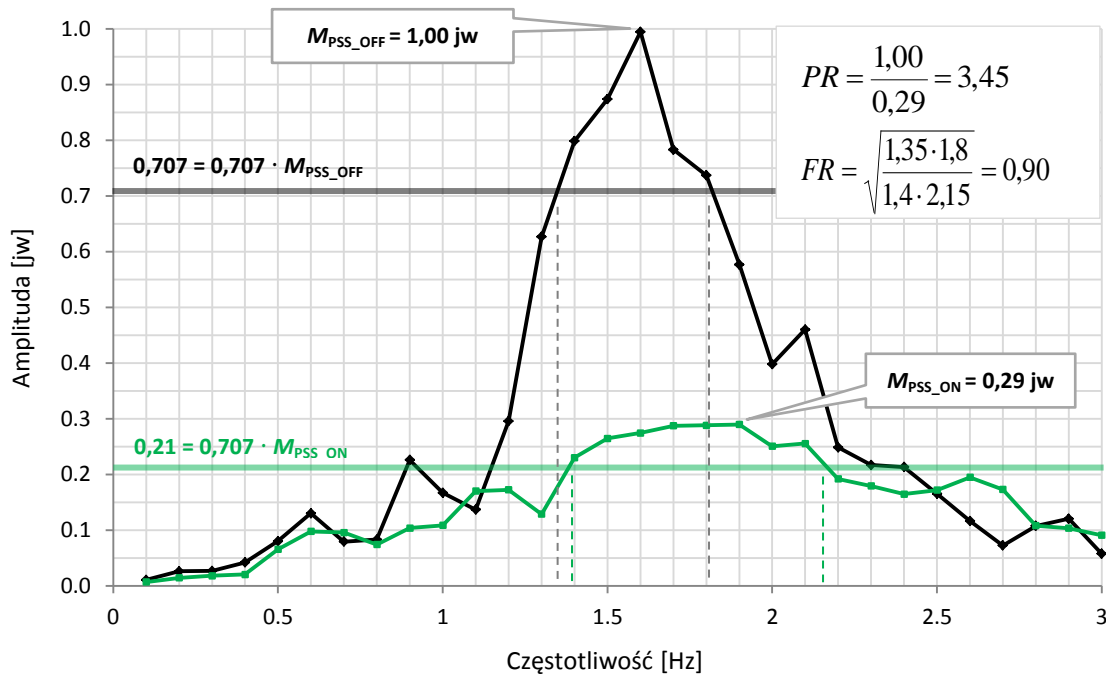
W celu sprawdzenia właściwości wskaźnika FR , ponownie rozpatrzmy charakterystyki z rys. 5.45, dla których wartości wskaźników FR wynoszą odpowiednio:

$$FR_a = \sqrt{\frac{0,9 \cdot 1,2}{0,4 \cdot 1,0}} = 1,7$$

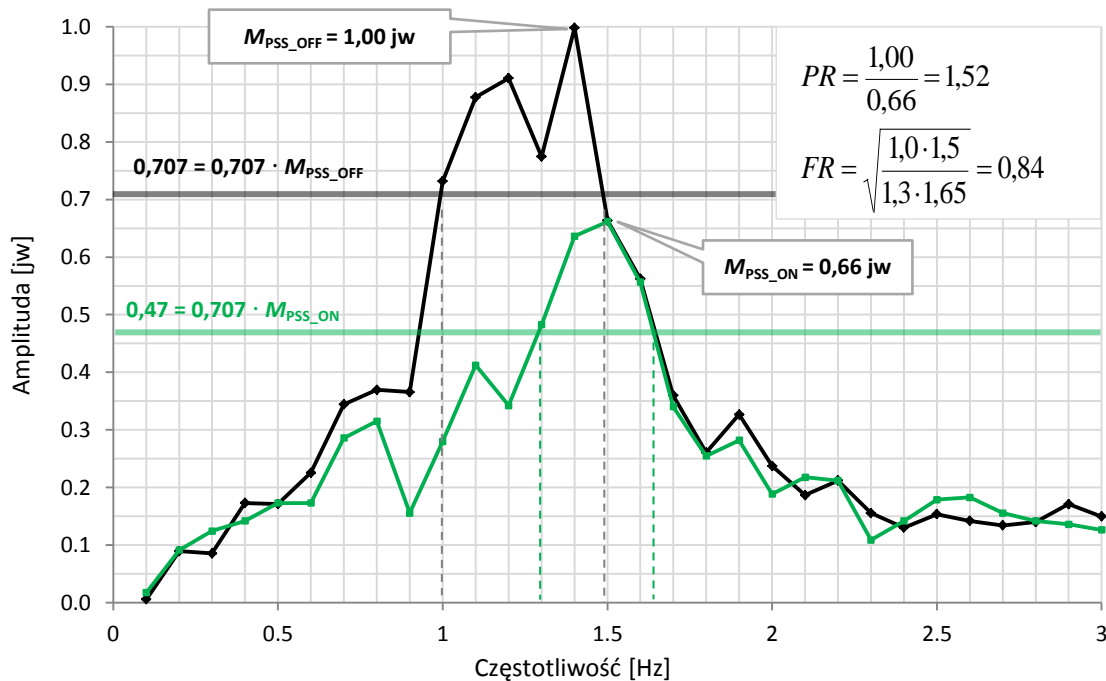
$$FR_b = \sqrt{\frac{0,9 \cdot 1,2}{0,8 \cdot 1,35}} = 1,0$$

Przedstawiona na rys. 5.45a charakterystyka stabilizatora systemowego, która nie spełnia *kryterium opisowego*, posiada współczynnik $FR_a > 1$, natomiast dla charakterystyki spełniającej *kryterium opisowe* (rys. 5.45b) współczynnik $FR_b = 1$. Zatem pomimo dużego tłumienia, jakie wykazuje charakterystyka z rys. 5.45a ($PR_a = 2,3$), przesunięcie częstotliwości środkowej tej charakterystyki w kierunku niższych częstotliwości ($FR_a > 1$) świadczy o niskiej jakości PSS. Charakterystyka z rys. 5.45b ma niższe tłumienie ($PR_b = 1,5$), ale nie przesuwa częstotliwości środkowej charakterystyki ($FR_b = 1,0$). Należy jednak zaznaczyć, że charakterystyka z rys. 5.45b ($FR_b = 1,0$) jest przypadkiem granicznym. Lepsze właściwości będzie posiadał PSS, który w zakresie częstotliwości odpowiadających modom kotłosań międzyobszarowych, będzie wprowadzał większe tłumienie [34]. Spełnienie tego wymagania zapewni przesunięcie częstotliwości środkowej charakterystyki z PSS w kierunku wyższych częstotliwości, czyli

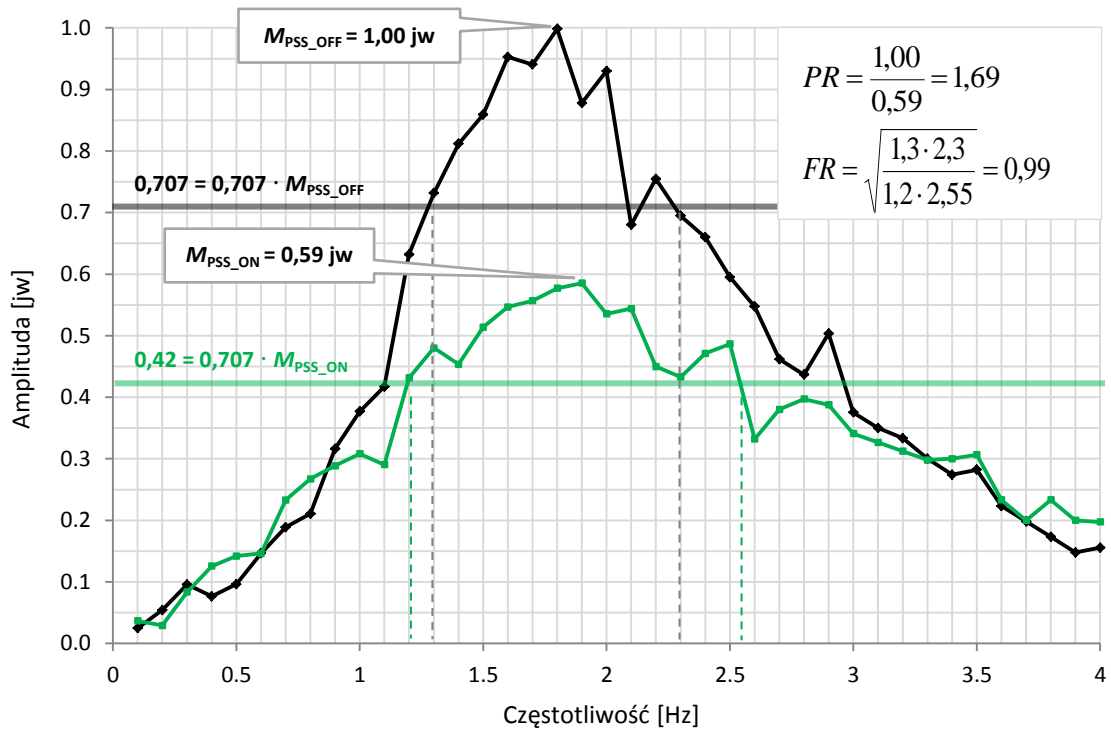
$FR < 1$. Warunek ten spełniają wykonane przez autora i zaprezentowane na kolejnych pięciu rysunkach, wyniki badania charakterystyk częstotliwościowo-amplitudowych PSS.



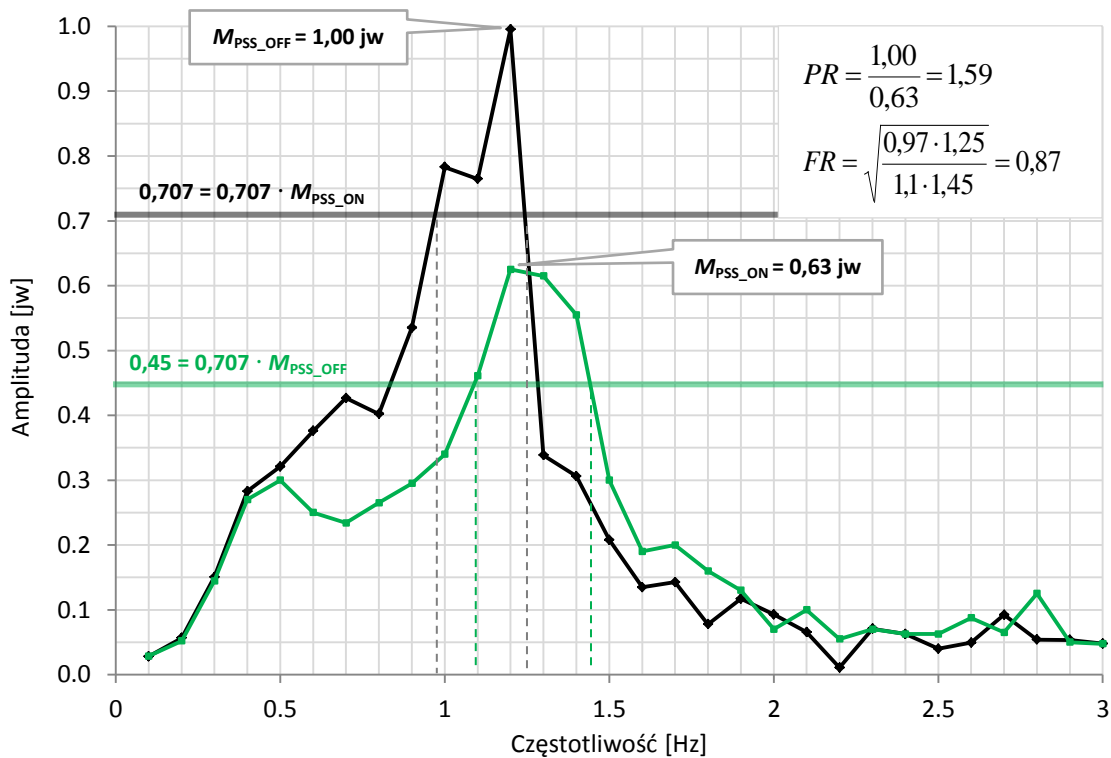
Rys. 5.46. Wyznaczone przez autora charakterystyki stosunku amplitudy wahań mocy czynnej P do amplitudy sygnału zakłócającego w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego z wyłączonym i załączonym PSS, generator o mocy $S_n = 459 \text{ MVA}$, warunki: $P = 370 \text{ MW}$, $Q = 5 \text{ Mvar}$ [42]



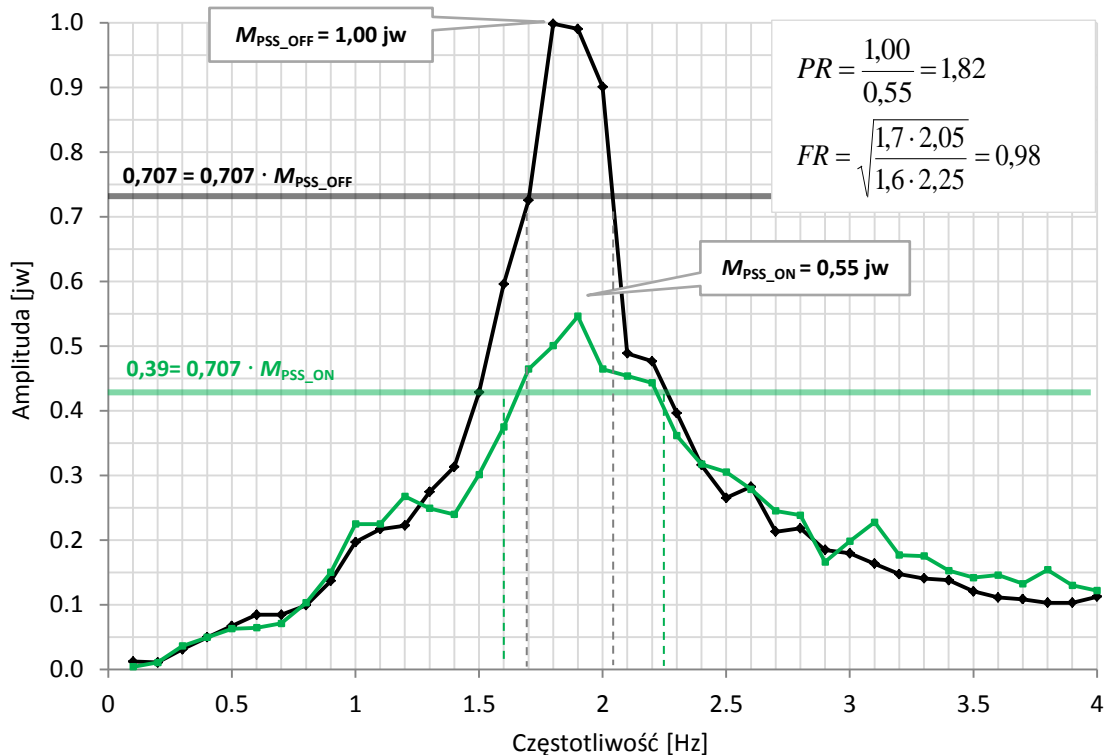
Rys. 5.47. Wyznaczone przez autora charakterystyki stosunku amplitudy wahań mocy czynnej P do amplitudy sygnału zakłócającego w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego z wyłączonym i załączonym PSS, generator o mocy $S_n = 209 \text{ MVA}$, warunki testu: $P = 140 \text{ MW}$, $Q = 0 \text{ Mvar}$ [16]



Rys. 5.48. Wyznaczone przez autora charakterystyki stosunku amplitudy wahań mocy czynnej P do amplitudy sygnału zakłócającego w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego z wyłączonym i załączonym PSS, generator o mocy $S_n = 472$ MVA, warunki testu: $P = 400$ MW, $Q = 4$ Mvar [62]



Rys. 5.49. Wyznaczone przez autora charakterystyki stosunku amplitudy wahań mocy czynnej P do amplitudy sygnału zakłócającego w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego z wyłączonym i załączonym PSS, generator o mocy $S_n = 271$ MVA, warunki testu: $P = 208$ MW, $Q = 0$ Mvar [19]



Rys. 5.50. Wyznaczone przez autora charakterystyki stosunku amplitudy wahań mocy czynnej P do amplitudy sygnału zakłócającego w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego z wyłączonym i załączonym PSS, generator o mocy $S_n = 902$ MVA, warunki testu: $P = 600$ MW, $Q = 0$ Mvar [86]

Wartości proponowanych przez autora wskaźników PR oraz FR , obliczone dla charakterystyk stabilizatorów systemowych przedstawionych na rys. 5.44, rys. 5.45b oraz rys. 5.46÷5.50, zamieszczono w tabeli 5.6.

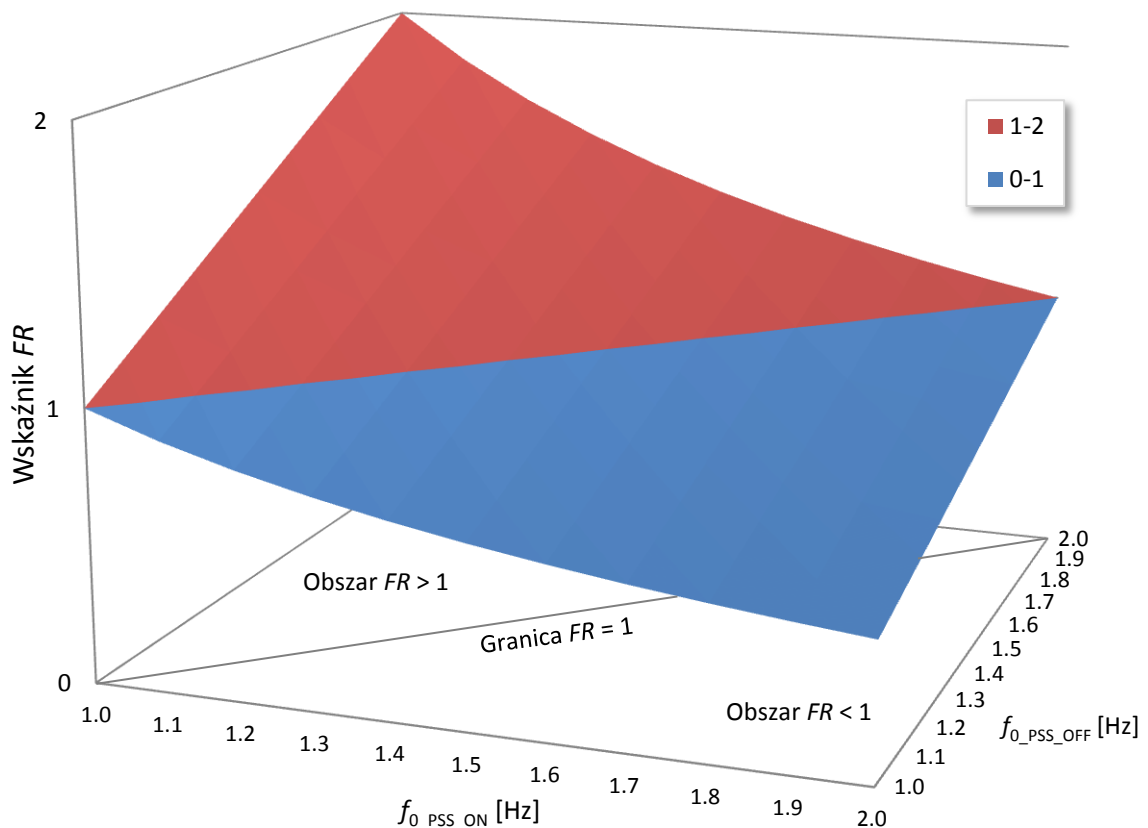
Tabela 5.6. Zestawienie wartości proponowanych wskaźników PR i FR do oceny jakości stabilizatorów systemowych typu PSS2A i PSS2B

PSS nr	ŹRÓDŁO	S_n [MVA]	LOKALIZACJA	TYP PSS	TYP UKŁADU WZBUDZENIA	$f_{0_PSS_OFF}$ [Hz]	$f_{0_PSS_ON}$ [Hz]	PR	FR
1	[32]	426	KSE, JWCD	PSS2A	STATYCZNY	1,56	1,65	2,56	0,95
2	[57]	210	MALEZJA	PSS2B	ELEKTROMASZ.	1,04	1,04	1,54	1,00
3	[42]	459	KSE, JWCD	PSS2A	STATYCZNY	1,56	1,73	3,45	0,90
4	[16]	209	KSE, JWCD	PSS2A	STATYCZNY	1,22	1,46	1,52	0,84
5	[62]	472	USA, AZ	PSS2A	STATYCZNY	1,73	1,75	1,69	0,99
6	[19]	271	KSE, JWCD	PSS2A	ELEKTROMASZ.	1,09	1,26	1,59	0,87
7	[86]	902	USA, IA	PSS2A	STATYCZNY	1,87	1,90	1,82	0,98

Stabilizatory systemowe, których dane przedstawiono w tabeli 5.6, są zgodne z cytowanym w tym rozdziale *kryterium opisowym* [13], a ponadto wartości ich wskaźników PR oraz FR , opisanych wyrażeniami (5.15) i (5.16), spełniają następujący układ nierówności:

$$\begin{cases} PR > 1 \\ FR \leq 1 \end{cases} \quad (5.18)$$

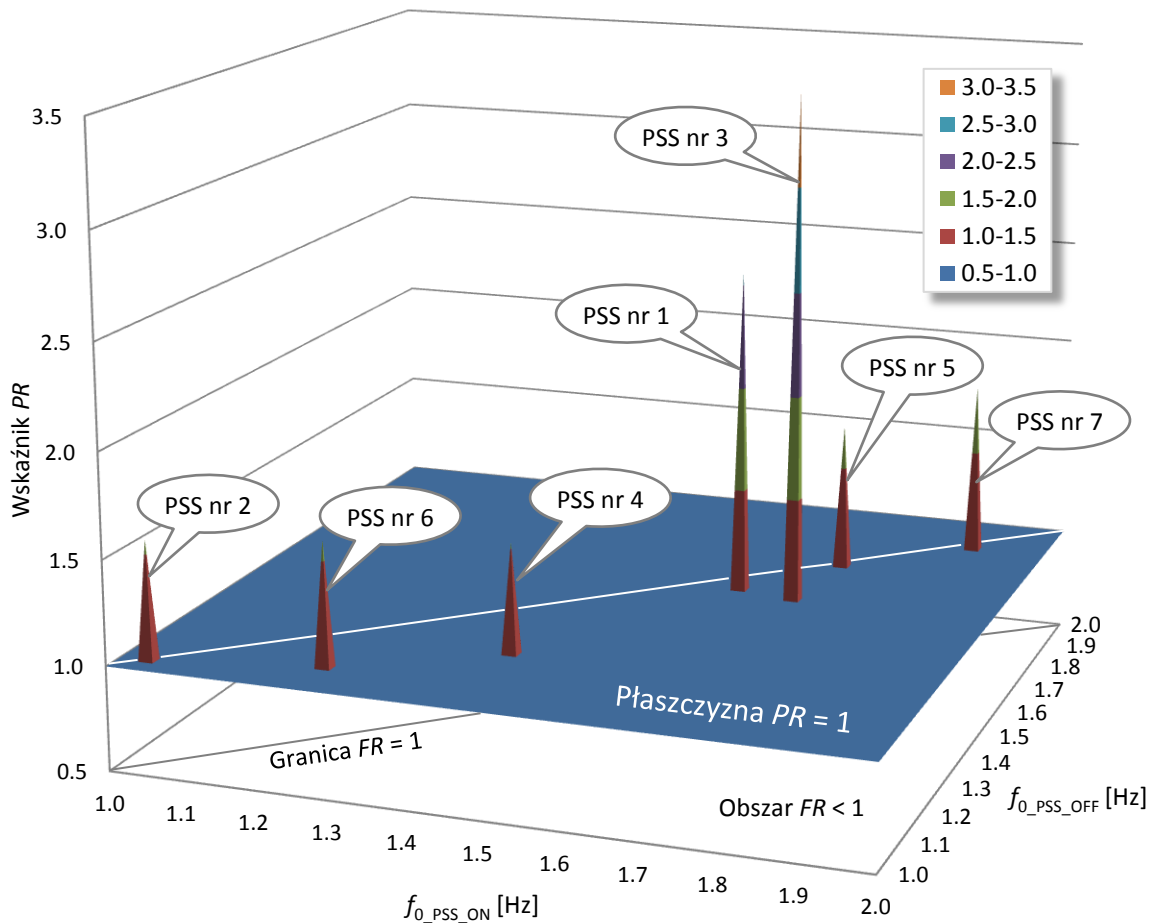
Pośredni wskaźnik FR do oceny jakości stabilizatora systemowego, opisany zależnością (5.17), może zostać przedstawiony w formie graficznej, jako funkcja opisanych wyrażeniami (5.13) i (5.15) częstotliwości $f_{0_PSS_ON}$ oraz $f_{0_PSS_OFF}$. Widok wskaźnika FR na płaszczyźnie $f_{0_PSS_ON}$ - $f_{0_PSS_OFF}$, dla obu częstotliwości z zakresu od 1 Hz do 2 Hz przedstawiono na rys. 5.51.



Rys. 5.51. Wskaźnik FR stabilizatorów systemowych przedstawiony na płaszczyźnie $f_{0_PSS_ON}$ - $f_{0_PSS_OFF}$

Wskaźniki FR spełniające układ nierówności (5.18), muszą być usytuowane na płaszczyźnie $f_{0_PSS_ON}$ - $f_{0_PSS_OFF}$ (rys. 5.51) na trójkątnym obszarze $FR < 1$ lub na jego granicy $FR = 1$. Zatem zgodnie z układem nierówności (5.18), wskaźniki PR prawidłowo

nastawionych stabilizatorów systemowych ($PR > 1$), powinny znajdować się na płaszczyźnie $f_{0_PSS_ON}$ - $f_{0_PSS_OFF}$ w wyżej wymienionym obszarze (trójkąt $FR < 1$ lub jego granica $FR = 1$). W celu sprawdzenia tej tezy, wskaźniki PR stabilizatorów systemowych PSS2A i PSS2B z tabeli 5.6 naniesiono na płaszczyznę $f_{0_PSS_ON}$ - $f_{0_PSS_OFF}$ – rys. 5.52.



Rys. 5.52. Wskaźniki PR przebadanych przez autora stabilizatorów systemowych (z tabeli 5.6) przedstawione na płaszczyźnie $f_{0_PSS_ON}$ - $f_{0_PSS_OFF}$

Wskaźniki PR stabilizatorów systemowych z tabeli 5.6 przedstawiono na płaszczyźnie $f_{0_PSS_ON}$ - $f_{0_PSS_OFF}$ (rys. 5.52) w postaci punktów, które „przebijają” poziomą płaszczyznę $PR = 1$ (wszystkie wskaźniki $PR \gg 1$) w trójkątnym obszarze $FR < 1$ lub na jego granicy $FR = 1$. Zatem graficzna prezentacja wyników testów siedmiu stabilizatorów systemowych potwierdza, że wszystkie prezentowane stabilizatory spełniają układ nierówności (5.18).

Na podstawie przedstawionych przykładów można stwierdzić, że charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowe stabilizatorów systemowych są zgodne z kryterium

opisowym [13], jeżeli spełniona jest zależność (5.18). Wątpliwości może budzić łagodne kryterium wskaźnika $PR > 1$, ponieważ przedstawione w tabeli 5.6 stabilizatory posiadają wskaźniki $PR > 1,5$. Zaostrzenie kryterium wskaźnika PR nie jest jednak możliwe, ze względu na przyjętą metodę oceny PSS – badanie tłumienia względnego. Dopiero szczegółowa analiza bezwzględnej wartości wahań mocy czynnej pozwoliłaby wykazać, jak bardzo funkcja PSS mogłaby zwiększyć tłumienie. Jednakże ten aspekt oceny stabilizatora systemowego nie będzie rozważany w ramach niniejszej rozprawy.

Zaprezentowana metoda oceny jakości stabilizatora systemowego na podstawie badania charakterystyk częstotliwościowych z wyłączonym i załączonym PSS, powinna zostać zastosowana jako test odbiorczy jednostki wytwórczej, dla którego wskaźnikami będą współczynniki PR oraz FR z kryterium danym wyrażeniem (5.18).

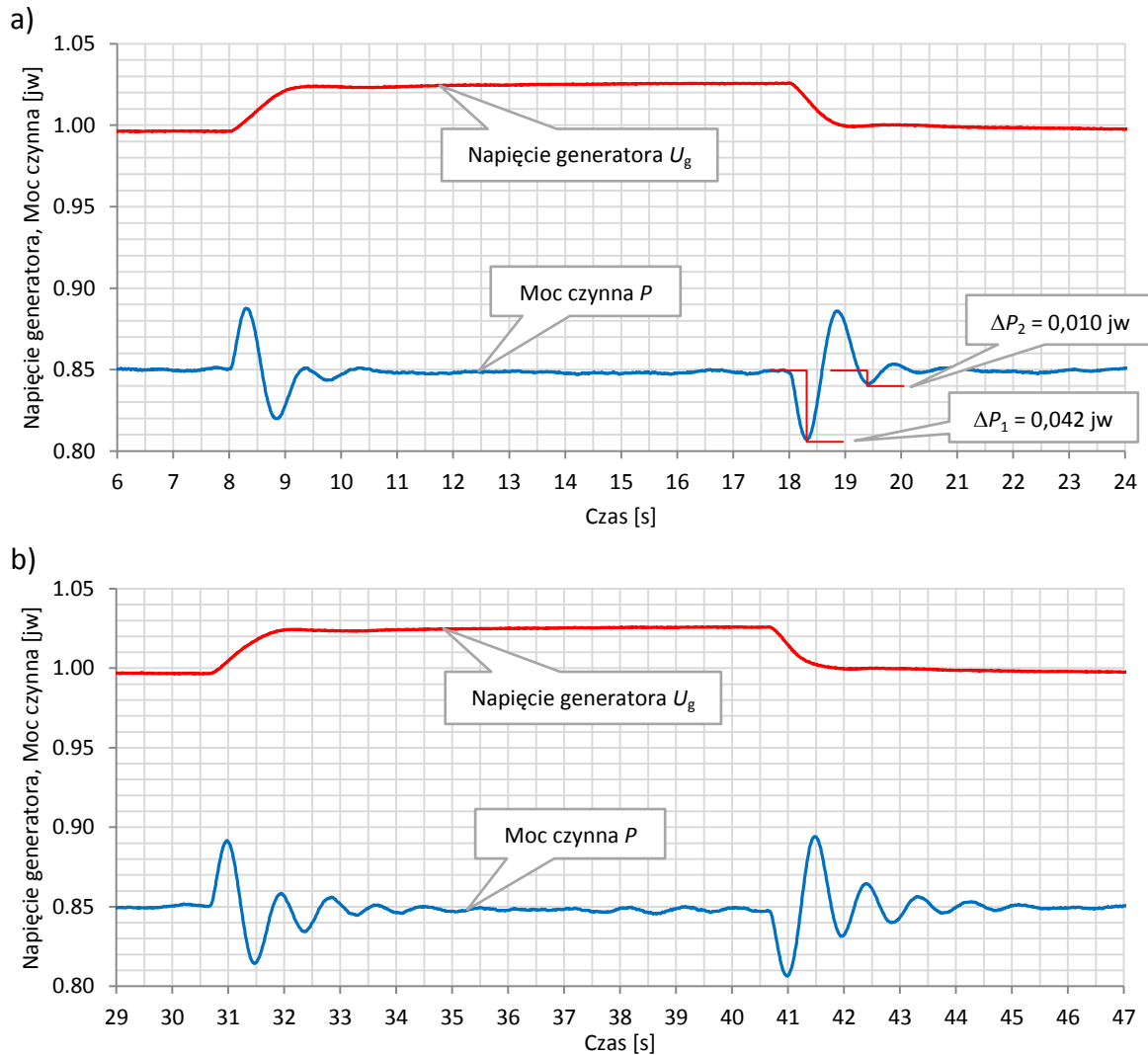
5.11 Skoki napięcia w sieci

Test skokowej zmiany wartości napięcia podczas pracy generatora w KSE, w trybie regulacji automatycznej, realizuje się poprzez skok wartości zadanej U_{ref} o $1\div 3\%$ lub za pomocą zewnętrznego sygnału U_{test} (rys. 5.37). Rejestracja przebiegów wybranych wielkości podczas testu służy wyznaczeniu parametrów do modelowania jednostki wytwórczej, a ponadto test umożliwia:

- sprawdzenie odpowiedzi pętli regulacji napięcia podczas pracy generatora w sieci,
- sprawdzenie funkcji kompensacji prądowej (jeśli jest załączona),
- sprawdzenie jakości działania stabilizatora systemowego poprzez:
 - pomiar współczynnika tłumienia DR , zgodnie z wyrażeniem (2.26) i rys. 2.16,
 - weryfikację zapasu wzmocnienia stabilizatora poprzez podwojenie na czas testu wartości głównego wzmocnienia PSS – parametru K_{S1} [6].

Przykłady testów na obiekcie

Na rys. 5.53 przedstawiono przykładową rejestrację przebiegów napięcia generatora i mocy czynnej po skokowej zmianie wartości zadanej U_{ref} o $\pm 3\%$ z załączonym oraz z wyłączonym stabilizatorem systemowym. Wykres pochodzi z wykonanego przez autora raportu uruchomieniowego układu regulacji napięcia turbogeneratora o mocy 210 MVA [57].



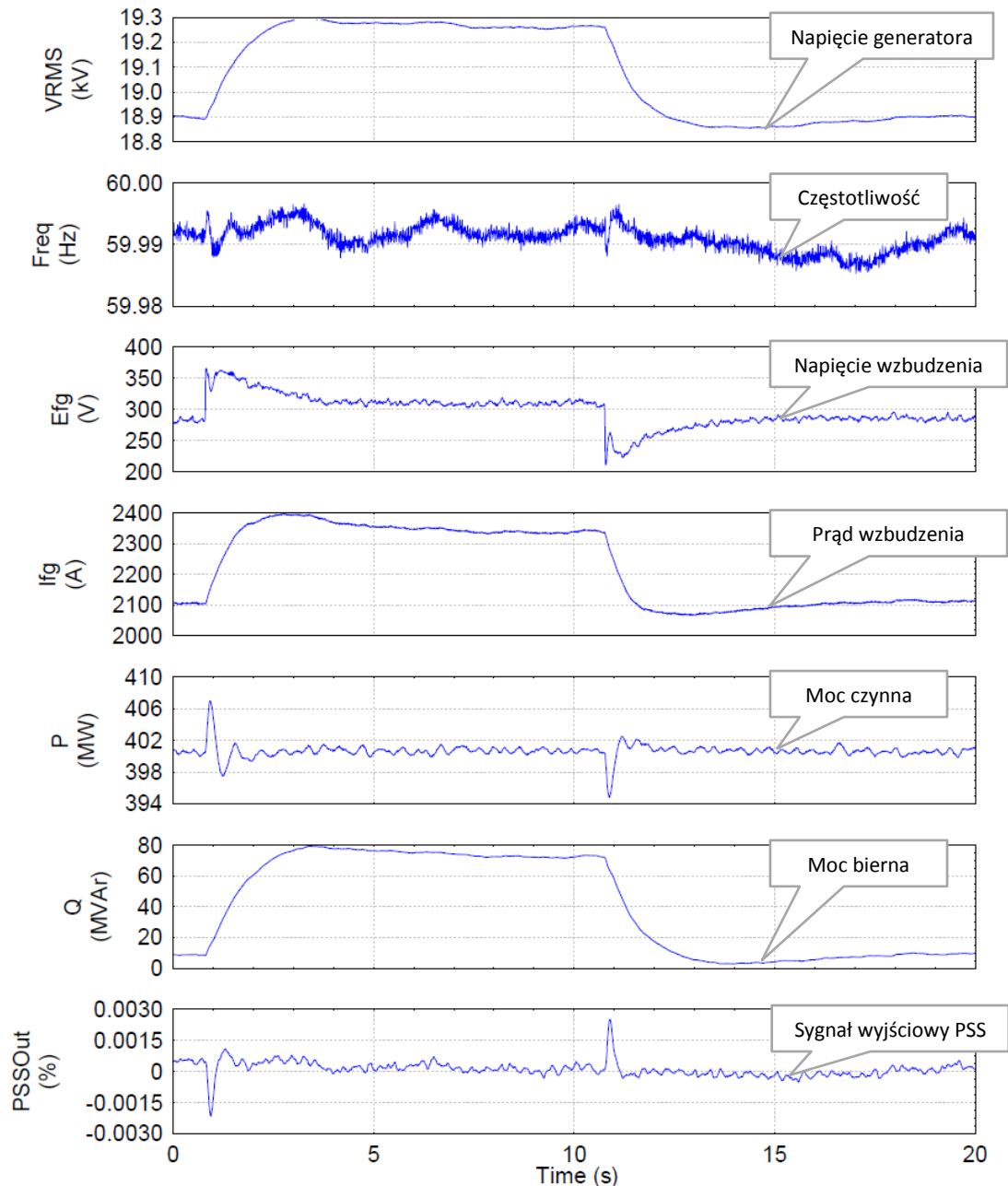
Rys. 5.53. Wykonany przez autora test skokowej zmiany U_{ref} o $\pm 3\%$, generator o mocy 210 MVA [57] (kompensacja prądowa wyłączona): a) test z załączonym PSS, b) test z wyłączonym PPS

Współczynnik tłumienia DR , obliczony z przebiegu mocy czynnej P przedstawionego na rys. 5.53a (z załączonym PSS) zgodnie z wyrażeniem (2.29), jest równy:

$$\delta = \ln \frac{0,042}{0,010} = 1,44 \Rightarrow DR = \frac{1,44}{6,45} = 0,22$$

Powyższa wartość współczynnika $DR = 22\%$ spełnia wymaganie przedstawione w [71]: $DR > 5\%$. Spotykane są również opisowe wymagania operatorów europejskich, mówiące o tłumieniu wszelkich oscylacji mocy czynnej przez stabilizator systemowy w ciągu dwóch cykli: „Any oscillations are damped out within 2 cycles” [63]. Cytowane wymaganie jest zdaniem autora zbyt nieprecyzyjne, ponieważ nie definiuje wartości sygnału testowego oraz poziomu dokładności, przy którym należy uznać, że oscylacje mocy czynnej wygasły.

Na rys. 5.54 przedstawiono przykład weryfikacji zapasu wzmocnienia stabilizatora systemowego. Test został wykonany przez autora podczas uruchomienia układu regulacji napięcia turbogeneratora o mocy 472 MVA [61, 62].



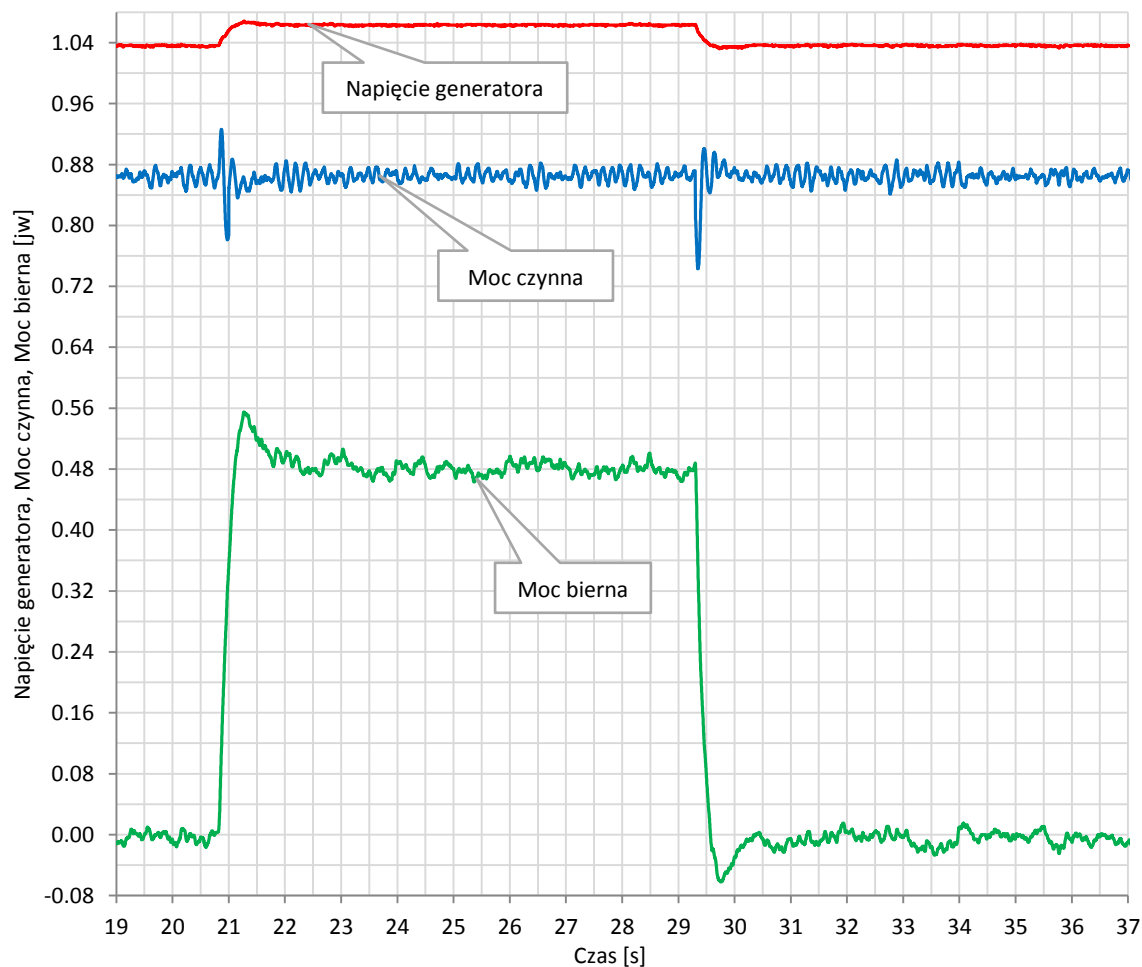
Rys. 5.54. Wykonany przez autora test skokowej zmiany U_{ref} o $\pm 2\%$ przy podwojonym wzmocnieniu K_{S1} stabilizatora systemowego PSS2A, generator o mocy 472 MVA [61, 62] (kompensacja prądowa wyłączona)

W celu weryfikacji zapasu wzmocnienia stabilizatora, przed przedstawionym na rys. 5.54 testem, przy wyłączonym stabilizatorze systemowym, wzmocnienie K_{S1} [6] zwiększono dwukrotnie (z wartości 45, ustawionej podczas uruchomienia PSS na wartość 90).

Następnie stabilizator załączono i wykonano skok U_{ref} o $\pm 2\%$. Z przebiegów widocznych na rys. 5.54 wynika, że podwojona wartość wzmocnienia K_{S1} nie wpłynęła negatywnie na pracę jednostki wytwórczej; nie wystąpiły oscylacje mocy czynnej ani żadne inne widoczne zakłócenia pracy układu regulacji napięcia. Przeprowadzony test potwierdził prawidłowy zapas wzmocnienia K_{S1} , które zgodnie z teorią powinno zostać ustawione podczas uruchomienia stabilizatora systemowego na $1/3$ [40] lub nawet $1/4$ [13] wartości wzmocnienia, przy którym występują oscylacje mocy czynnej.

Test w laboratorium LINTE²

Do testów wykorzystano Jednostkę Funkcjonalną TG1 (JF TG1, **Załącznik 10**). W tym celu w trybie regulacji automatycznej, za pomocą systemu pomiarowego PSSDAQ [58], dokonano rejestracji przebiegów wybranych wielkości po skokowej zmianie wartości zadanej U_{ref} TG1 o $\pm 3\%$ – rys. 5.55. Kompensacja prądowa i stabilizator systemowy JF TG1 były wyłączone.



Rys. 5.55. Skok wartości zadanej U_{ref} TG1 o $\pm 3\%$, warunki pomiaru: $P = 86$ kW, $Q = 0$ kvar

Przedstawione na rys. 5.55 wyniki testu dowodzą prawidłowości nastaw pętli regulacji napięcia podczas pracy generatora TG1 w sieci. Po zakłóceniu (wywołanym skokową zmianą wartości zadanej U_{ref} o $\pm 3\%$) wystąpiły kołysania mocy czynnej P generatora TG1 o charakterze zbliżonym do tych z rys. 5.53, jednak o dużo wyższej częstotliwości, wykraczającej poza zakres efektywnego działania stabilizatora systemowego. Ponadto kołysania zostały stłumione już po około 0,5 s; dla porówna, kołysania mocy czynnej przedstawione na rys. 5.53b trwały około 2,5 s (zakładając dokładność $\Delta e = \pm 1\%$ mocy czynnej P). Tak więc, potwierdzają się wnioski przedstawione w rozdziale 5.10.2: zastosowanie stabilizatora systemowego do zwiększenia tłumienia wahań mocy czynnej generatora synchronicznego TG1 jest niezasadne.

5.12 Podsumowanie rozdziału

Spośród przedstawionych w niniejszym rozdziale testów odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych, zgodnie z wnioskami z rozdziału 4.4, wybrano te, które z odpowiednią dokładnością umożliwiają:

- weryfikację częstotliwościowych wskaźników jakości regulacji,
- weryfikację jakości działania (nastaw) ograniczników,
- weryfikację jakości działania (nastaw) stabilizatora systemowego (PSS),
- identyfikację parametrów jednostki wytwórczej.

Listę spełniających powyższe kryteria testów odbiorczych przedstawiono w tabeli 5.7. Tabela ta stanowi uzupełnienie i uszczegółowienie tabeli 4.2 – koncepcji nowych wymagań odbiorczych. Tabela 5.7 zawiera również odwołania do rozdziałów, w których testy zostały szczegółowo opisane i przebadane, a ponadto tabela prezentuje potencjał każdego z testów do:

- identyfikacji parametrów jednostki wytwórczej,
- weryfikacji nastaw regulatora, ograniczników lub stabilizatora systemowego (PSS),
- oceny poprawności struktury i sterowania (układu regulacji).

Tabela 5.7. Lista nowych testów odbiorczych

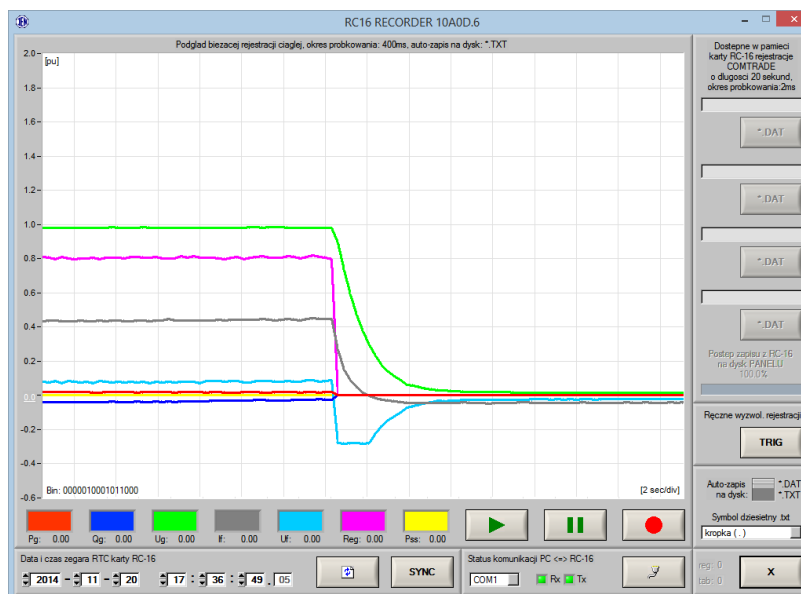
LP	NAZWA TESTU ODBIORCZEGO UKŁADU REGULACJI NAPIĘCIA GENERATORA SYNCHRONICZNEGO	Numer rozdziału z opisem testu	Potencjał testu do:		
			- identyfikacji parametrów jednostki wytwórczej	- weryfikacji nastaw regulatora, ogranicz. lub PSS	- oceny poprawności struktury i sterowania
1	Charakterystyka zwarcia	5.1	✓		
2	Charakterystyka biegu jałowego	5.1	✓		✓
3	Skoki napięcia na biegu jałowym	4.2	✓	✓	
4	Wzbudzenie generatora	4.1		✓	✓
5	Odwzbudzenie generatora	5.2			✓
6	Charakterystyki częstotliwościowe w układzie zamkniętym	5.6		✓	
7	Badanie ograniczników na biegu jałowym	5.7.1 5.7.4		✓	
8	Badanie ograniczników w sieci	5.7.2 5.7.3		✓	
9	Zrzut mocy biernej	4.3	✓	✓	
10	Zrzut mocy czynnej	5.9	✓		
11	Charakterystyki częstotliwościowe z wyłączonym PSS	5.10.1 5.10.2	✓	✓	
12	Charakterystyka częstotliwościowa z załączonym PSS	5.10.3		✓	
13	Skoki napięcia w sieci	5.11	✓	✓	
14	Weryfikacja zapasu wzmocnienia PSS	5.11		✓	

Na liście nowych testów odbiorczych (tabela 5.7) nie umieszczono następujących, przedstawionych w niniejszym rozdziale testów:

- Rozdział 5.3 – Testy filtra DC prostownika tyrystorowego: test należy połączyć z pomiarem charakterystyki biegu jałowego generatora (tabela 5.7, test 1).
- Rozdział 5.4 – Impuls napięcia na biegu jałowym: rezultat testu nie jest jednoznaczny, ponieważ zależy od nastaw stałych czasowych pętli regulacji. Stąd też, kontrolę wartości ograniczenia uchybu należy przeprowadzać na podstawie szczegółowej analizy nastaw regulatora wzbudzenia.

- Rozdział 5.5 – Pomiar stałej czasowej wzbudnicy: test można przeprowadzić na postoju generatora (podobnie jak np. pomiar rezystancji wirnika przeprowadzany z wykorzystaniem zasilacza z wyjściem napięciowym DC). Zatem wystarczy wymaganie OSP o dostarczenie tego parametru do modelowania jednostki.
- Rozdział 5.8 – Przerwanie prądu stojana: wyniki testu mogą być obarczone zbyt dużym błędem (wyniki przedstawia tabela 5.5), stąd też ich przydatność może być bardzo ograniczona.

Bagatelizowanym zagadnieniem podczas testów odbiorczych jest sposób ich rejestracji. Dane zarejestrowane w postaci obrazów (*.jpg, *.bmp) przeprowadzonych testów, mogą znacznie utrudnić proces porównania wyników testów z wynikami modelowania jednostki wytwórczej. Prawidłowym sposobem rejestracji testów odbiorczych są m.in. innymi pliki CSV (ang. *comma-separated values* [69]). Plik w formacie CSV przechowuje dane w postaci tekstowej: każda linia pliku CSV jest rekordem danych, a każdy rekord składa się z pól oddzielonych przecinkami. Innym właściwym formatem rejestracji testów odbiorczych jest standard COMTRADE [65], który posiada odpowiednik europejski (EN 60255-24:2001), na podstawie którego powstała polska norma [66]. Akwizycję danych podczas testów odbiorczych może ułatwić wbudowany w regulator wzbudzenia rejestrator COMTRADE [67], którego przykładem może być opracowany przez autora *RC16 RECORDER* [68] – rys. 5.56.



Rys. 5.56. Opracowany przez autora rejestrator *RC16 RECORDER* wbudowany w regulator wzbudzenia generatora o mocy 209 MVA [68]



Podczas przedstawionych w niniejszym rozdziale testów w laboratorium LINTE², rejestrowano wielkości przedstawione w tabeli 5.8. Częstotliwość próbkowania tych wielkości wynosiła 1000 próbek/s.

Tabela 5.8. Zestawienie wielkości rejestrowanych podczas testów JF TG1 w laboratorium LINTE2

LP	WIELKOŚĆ REJESTROWANA
1	Napięcie generatora (RMS)
2	Prąd generatora (RMS)
3	Moc czynna
4	Moc bierna
5	Prąd wzbudzenia
6	Napięcie wzbudzenia
7	Częstotliwość lub prędkość obrotowa
8	Sygnal wyjściowy pętli regulacji napięcia
9	Sygnal wyjściowy stabilizatora systemowego
10	Sygnal wyjściowy badanego ogranicznika
11	Prąd wzbudzenia wzbudnicy*
12	Napięcie wzbudzenia wzbudnicy*

* w przypadku elektromaszynowych układów wzbudzenia.

Podsumowując, podczas testów odbiorczych (lista w tabeli 5.7) należy rejestrować zestaw wielkości przedstawiony w tabeli 5.8, z rozdzielczością co najmniej 1000 próbek/s. Zebrane dane należy archiwizować w postaci plików CSV lub COMTRADE.

6 NOWE WYMAGANIA ODBIORCZE

6.1 Lista nowych wymagań odbiorczych dla układów regulacji napięcia

Pod pojęciem wymagania odbiorczego układu regulacji napięcia generatora synchronicznego należy rozumieć zestaw składający się z:

- nazwy testu odbiorczego,
- opisu testu odbiorczego,
- listy badanych podczas testu wskaźników (wskaźnika) lub celu testu,
- kryteriów, które muszą spełnić wskaźniki (wskaźnik), aby układ regulacji napięcia przeszedł test odbiorczy z wynikiem pozytywnym.

Dla każdego z nowych testów odbiorczych przedstawionych w tabeli 5.7 opracowano opis testu, zdefiniowano wskaźniki oraz kryteria (lub cel testu) i wraz z wynikami badań JF TG1 (lub przykładami *spoza LINTE*²) przedstawiono w poniższej tabeli – tabela 6.1.

Tabela 6.1. Lista nowych wymagań odbiorczych

TEST	OPIS TESTU ODBIORCZEGO	WSKAŹNIK LUB CEL TESTU	KRYTERIUM DLA WSKAŹNIKA	WYNIK BADANIA JF TG1 <i>lub przykład spoza LINTE</i> ²
1. Charakterystyka zwarcia	Przeprowadzić pomiar charakterystyki zwarcia generatora (charakterystyki prądu generatora w funkcji prądu wzbudzenia generatora lub prądu wzbudzenia wzbudnicy): od 0 do 1 jw prądu znamionowego generatora.	Cel: Zarchiwizować charakterystykę, ilość punktów pomiarowych ≥ 10 .		rys. 5.2
2. Charakterystyka biegu jałowego	Przeprowadzić pomiar charakterystyki biegu jałowego generatora synchronicznego (charakterystyki napięcia generatora w funkcji prądu wzbudzenia): A. od 0 jw do 1,1 jw napięcia znamionowego generatora, B. od 1,1 jw do 0 jw napięcia znamionowego generatora. Nie zezwala się na dołączanie do obwodu wzbudzenia generatora lub wzbudnicy dodatkowych filtrów. Wraz z pomiarem charakterystyki A lub B wykonać pomiar charakterystyki napięcia wzbudzenia generatora lub napięcia wzbudzenia wzbudnicy w funkcji sygnału wyjściowego pętli regulacji napięcia generatora.	Cel: Wyznaczyć $S_{1,0}$, wyrażenie (3.4).		$S_{1,0} = 0,277$
		Cel: Wyznaczyć $S_{1,2}$, wyrażenie (3.5).		$S_{1,2} = 1,524$
		Cel: Zarchiwizować charakterystykę A, ilość punktów pomiarowych ≥ 10 .		rys. 5.2
		Wskaźnik: Liczba niekontrolowanych skoków napięcia U_g podczas pomiaru charakterystyki A.	0	0 rys. 5.2
		Cel: Zarchiwizować charakterystykę B, ilość punktów pomiarowych ≥ 10 .		rys. 5.2
	Cel: Zarchiwizować charakterystykę, zweryfikować jej liniowość, ilość punktów pomiarowych ≥ 10 .		Liniowa rys. 2.9	

3. Skoki napięcia na biegu jałowym	Przeprowadzić skokowe zmiany napięcia U_g podczas biegu jałowego jednostki wytwórczej o $\pm 10\%$ <ul style="list-style-type: none"> skok z 0,9 jw na 1,0 jw oraz skok z 1,0 jw na 0,9 jw napięcia generatora U_g lub skok z 0,95 jw na 1,05 jw oraz skok z 1,05 jw na 0,95 jw napięcia generatora U_g. 	Wskaźnik: Czas regulacji t_r określony dla napięcia generatora U_g i dokładności: $\Delta e = \pm 1\%$, wyrażenie (2.3).	Układy statyczne: $\leq 0,3$ s	0,25 s rys. 4.9b
		Wskaźnik: Liczba przeregulowań napięcia U_g większych od $\Delta e = \pm 1\%$.	≤ 2	1 rys. 4.9b
		Wskaźnik: Przeregulowanie bezwzględne χ napięcia U_g , wyrażenie (2.6).	$\leq 40\%$	26% rys. 4.9b
		Wskaźnik: Współczynnik tłumienia względnego ξ , wyrażenia (2.12, 2.13).	0,25 ÷ 1 zalecane: 0,6 ÷ 1	1 rys. 4.9b
		Wskaźnik: Liczba przeregulowań napięcia U_g większych od $\Delta e = \pm 1\%$.	≤ 2	1 rys. 4.5
4. Wzbudzenie generatora	Wzbudzić generator od stanu $U_g = 0$ jw (generator niewzbudzony) do znamionowego napięcia generatora, $U_g = 1$ jw.	Wskaźnik: Przeregulowanie bezwzględne χ napięcia U_g , wyrażenie (2.6).	$\leq 15\%$	3,3% rys. 4.5
		Cel: Ocenić działanie pętli regulacji napięcia U_g podczas testu.		Prawidłowe rys. 4.5
5. Odwbudzenie (bieg jałowy)	Operacyjnie odwbudzić generator ze znamionowego napięcia generatora. W przypadku układów tyrystorowych: na przebiegu napięcia wzbudzenia zarejestrować pracę falownikową tyrystorów.	Wskaźnik (dla układów tyrystorowych): Maksymalny kąt opóźnienia zapłonu α_{max} , dla JF TG1 dany wyrażeniem (5.6).	142° ÷ 158°	143,86° rys. 5.5
6. Charakterystyki częstotliwościowe w układzie zamkniętym (bieg jałowy)	Przeprowadzić pomiar charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej Przeprowadzić pomiar charakterystyki częstotliwościowo-fazowej układu zamkniętego generatora w zakresie od 0,1 Hz do 5 Hz.	Wskaźnik: Maksimum M_p charakterystyki układu zamkniętego, wyrażenie (2.10).	≤ 4 dB ($\leq 1,6$)	1,36 dB rys. 5.18
		Wskaźnik: Pasmo przenoszenia f_B układu zamkniętego (na poziomie -3 dB).	0,3 ÷ 5 Hz	4,4 Hz rys. 5.18
	Obliczyć charakterystykę częstotliwościowo-amplitudową oraz częstotliwościowo-fazową układu otwartego, wyrażenie (5.8).	Wskaźnik: Zapas amplitudy GM układu otwartego, wyrażenie (2.8).	≥ 6 dB	23 dB rys. 5.19
Wskaźnik: Zapas fazy PM układu otwartego, wyrażenie (2.9).		$\geq 40^\circ$	60° rys. 5.19	

7. Badanie ograniczników na biegu jałowym	<p>Poprzez skokową zmianę wartości zadanej dokonać aktywacji działania ogranicznika:</p> <ul style="list-style-type: none"> • indukcji (U/f), • prądu wzbudzenia, • minimalnego prądu wzbudzenia (jeśli regulator jest w niego wyposażony i jest on załączony). 	<p>Wskaźnik: Liczba przeregulowań wielkości ograniczanej po aktywacji/dezaktywacji ogranicznika. Dokładność wielkości ograniczanej: $\Delta e = \pm 1\%$.</p>	≤ 2	<p>Ogranicznik indukcji: 1 rys. 5.31</p> <p>Ogranicznik prądu wzbudz.: 0 rys. 5.27</p>
Testy wymagające pracy generatora w systemie elektroenergetycznym				
8. Badanie ograniczników w sieci	<p>Poprzez skokową zmianę wartości zadanej dokonać aktywacji działania ogranicznika:</p> <ul style="list-style-type: none"> • niedowzbudzenia (P/Q) • maksymalnego prądu stojana. 	<p>Wskaźnik: Liczba przeregulowań N wielkości ograniczanej po aktywacji/dezaktywacji ogranicznika. Dokładność wielkości ograniczanej: $\Delta e = \pm 1\%$.</p>	≤ 2	<p>Ogranicznik niedowzbudzenia: 1 rys. 5.30</p> <p>Ogranicznik prądu stojana: 0 rys. 5.29</p>
9. Zrzut mocy biernej	<p>Przy mocy biernej równej Q_n, wyrażenie (4.3), i minimalnej mocy czynnej P otworzyć wyłącznik generatora.</p> <p>Generator po zrzucie powinien pozostać wzbudzony.</p>	<p>Wskaźnik: Czas regulacji t_r określony dla napięcia generatora U_g i dokładności: $\Delta e = \pm 1\%$, wyrażenie (2.3).</p>	<p>Układy statyczne: $\leq 0,5$ s</p>	<p>< 0,18 s rys. 4.16</p>
		<p>Wskaźnik: Liczba przeregulowań, dokładność $\Delta e = \pm 1\%$.</p>	<p>Układy elektrom.: $\leq 1,5$ s</p>	<p>Nie dotyczy</p>
		<p>Wskaźnik: Uchyb przejściowy e_1, wyrażenie (2.2).</p>	<p>≤ 2</p>	<p>1 rys. 4.16</p>
		<p>Wskaźnik: Uchyb ustalony e_w, wyrażenie (2.1).</p>	<p>$\leq 15\%$</p>	<p>5% rys. 4.16</p>
10. Zrzut mocy czynnej	<p>Przy maksymalnej możliwej do uzyskania w danych warunkach mocy czynnej P otworzyć wyłącznik generatora.</p>	<p>Cel: Wyznaczyć stałą bezwładności jednostki wytwórczej H, wyrażenie (5.10).</p>		<p>0,1% rys. 4.16</p> <p>2,624 s rys. 5.35</p>

Testy wymagające pracy generatora w systemie elektroenergetycznym z mocą $P > 0,8 P_n$

11. Charakterystyki częstotliwościowe z wyłączonym PSS	Przeprowadzić pomiar charakterystyki częstotliwościowo-fazowej bez PSS: różnicy faz pomiędzy napięciem generatora, a sygnałem zakłócającym, w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego w zakresie od 0,1 Hz do 5 Hz.	Cel: Wyznaczyć różnicę charakterystyki wyprzedzenia fazy PSS i zmierzonej charakterystyki częstotliwościowo-fazowej w zakresie 0,1÷2 Hz. Maksymalna zalecana różnica w wyżej wymienionym zakresie: $\pm 30^\circ$. Charakterystykę zarchiwizować.		-8° ÷ 30° rys. 5.40
	Przeprowadzić pomiar charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej bez PSS: stosunku amplitudy wahań mocy czynnej do amplitudy sygnału zakłócającego w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego w zakresie od 0,1 Hz do 5 Hz.	Cel: Zarchiwizować charakterystykę, jako odniesienie dla charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej z załączonym PSS.		Spoza LINTE ² rys. 5.41
		Cel: Wyznaczyć M_{PSS_OFF} , wyrażenie (5.11).		Spoza LINTE ² 1,00 jw
		Cel: Wyznaczyć $f_{0_PSS_OFF}$, wyrażenie (5.12).		Spoza LINTE ² 1,56 Hz
12. Charakterystyki częstotliwościowa z załączonym PSS	Przeprowadzić pomiar charakterystyki częstotliwościowo-amplitudowej z PSS: stosunku amplitudy wahań mocy czynnej do amplitudy sygnału zakłócającego w funkcji częstotliwości sygnału zakłócającego w zakresie od 0,1 Hz do 5 Hz.	Cel: Zarchiwizować charakterystykę wraz z charakterystyką z wyłączonym PSS (z testu 11).		Spoza LINTE ² rys. 5.44
		Cel: Wyznaczyć M_{PSS_ON} , wyrażenie (5.13).		Spoza LINTE ² 3,39 jw
		Cel: Wyznaczyć $f_{0_PSS_ON}$, wyrażenie (5.14).		Spoza LINTE ² 1,65 Hz
		Wskaźnik: Współczynnik PR, wyrażenie (5.15).	> 1	Spoza LINTE ² 2,56 rys. 5.44
		Wskaźnik: Współczynnik FR, wyrażenie (5.16).	≤ 1	Spoza LINTE ² 0,95 rys. 5.44
13. Skoki napięcia w sieci	Przeprowadzić skok wartości zadanej napięcia generatora o $\pm 2\%$ z wyłączonym PSS.	Cel: Ocenić działanie pętli regulacji napięcia U_g podczas pracy generatora w systemie elektroenergetycznym.		Prawidłowe rys. 5.55
	Przeprowadzić skok wartości zadanej napięcia generatora o $\pm 2\%$ z załączonym PSS.	Współczynnik tłumienia DR, wyrażenie (2.29).	> 5%	Spoza LINTE ² 22% rys. 5.53b
14. Weryfikacja zapasu wzmocnienia PSS	Przeprowadzić skok wartości zadanej napięcia generatora o $\pm 2\%$ z załączonym PSS i wzmocnieniem PSS zwiększonym dwukrotnie.	Cel: Ocenić, czy zapas wzmocnienia PSS jest wystarczający (czy wystąpiły zwiększone wahania mocy czynnej podczas testu).		Spoza LINTE ² Zapas wzmocnienia PSS prawidłowy rys. 5.54

6.2 Uwagi do nowych wymagań odbiorczych

Realizując testy zdefiniowane w nowych wymaganiach odbiorczych, przedstawione w tabeli 6.1, należy uwzględnić następujące uwagi:

1. Testy 1 ÷ 14 – realizować z uwzględnieniem ograniczeń obiektowych, lokalnych uwarunkowań oraz zaleceń personelu technicznego jednostki wytwórczej.
2. Test 1 – realizować podczas prób zabezpieczeń elektrycznych generatora.
3. Testy 2 ÷ 7 – realizować na biegu jałowym generatora, w kolejności od 2 do 7.
4. Testy 8 ÷ 14 – realizować w kolejności od 8 do 14 podczas pracy generatora w systemie elektroenergetycznym. Testy wymagają co najmniej trzech synchronizacji generatora z systemem elektroenergetycznym (przed testem numer 8 oraz po testach numer 9 i 10).
5. Test 2 – podczas jego realizacji: *Nie zezwala się na dołączanie do obwodu wzbudzenia generatora lub wzbudnicy dodatkowych filtrów.* Ograniczenie wprowadzono, ponieważ dodatkowe filtry zafałszowałyby wynik badania, podczas którego weryfikowana jest praca filtra DC prostownika tyrystorowego układu wzbudzenia. Ewentualne wady filtra powinien ujawnić wskaźnik: *Liczba niekontrolowanych skoków napięcia U_g podczas pomiaru charakterystyki A* z kryterium o wartości: 0.
6. Test 10 – realizować w przypadku braku danych producenta na temat wartości stałej bezwładności H jednostki wytwórczej. W celu ograniczenia niepożądanych naprężeń kotła, turbiny i innych elementów mechanicznych turbozespołu, dane do obliczeń H można pozyskać z historycznych rejestracji awaryjnych wyłączeń jednostki wytwórczej. Test można również połączyć z testem przejścia JWCD do *Pracy na Potrzeby Własne* – szczegółowy opis testu znajduje się w obecnie obowiązującej IRiESP [3].
7. Test 14 – w przypadku stabilizatorów systemowych typu PSS2A, PSS2B lub PSS2C zwiększyć należy, oznaczone zgodnie z normą [6], wzmocnienie K_{S1} .
8. Testy 3 ÷ 10 oraz 13 ÷ 14 – podczas ich realizacji należy rejestrować wielkości zestawione w tabeli 5.8 z rozdzielczością co najmniej 1000 próbek/s w postaci plików CSV lub COMTRADE (opisanych w rozdziale 5.12).

6.3 Podsumowanie rozdziału

Liczba nowych wymagań odbiorczych (14 testów z tabeli 6.1) jest prawie pięciokrotnie większa od liczby testów zdefiniowanych w obecnie obowiązującej IRiESP [3] (3 testy analizowane w rozdziale 4). Z doświadczeń autora wynika jednak, że liczba praktycznie realizowanych testów, weryfikujących przygotowanie JWCD do pracy, znacznie przekracza zakres IRiESP. Przykładem mogą być cytowane w pracy i wykonane przez autora raporty z uruchomień JWCD [14-19, 32, 42, 43]. Ponadto o liczbie praktycznie realizowanych testów układów regulacji napięcia JWCD świadczą programy prób tych jednostek [73, 74]. Na podstawie analizy wyżej wymienionych dokumentów stwierdzono, że w KSE nie przeprowadzono następujących testów (w porównaniu do listy nowych wymagań odbiorczych z tabeli 6.1):

- Testu 6 – pomiaru charakterystyk częstotliwościowych w układzie zamkniętym,
- Testu 14 – weryfikacji zapasu wzmocnienia PSS (stabilizatora systemowego).

Tak więc, gdyby nowe wymagania odbiorcze zostały wprowadzone w życie, to liczba praktycznie realizowanych testów nie zwiększyłaby się z 3 (IRiESP) do 14 (tabela 6.1), lecz zaledwie z 12 do 14. Proponowane przez autora rozszerzenie liczby testów jest zatem niewielkie (zaledwie dwa testy). Należy jednak podkreślić, że w wyniku realizacji Testu 6 (tabela 6.1), uzyskujemy aż cztery zdefiniowane przez normy IEEE wskaźniki (z dziesięciu wskaźników zebranych w tabeli 3.1). Zatem przeprowadzenie tego testu umożliwia uzyskanie aż 40% znormalizowanych wskaźników IEEE.

Pomimo niewielkiego rozszerzenia liczby testów, bardzo istotnymi elementami wprowadzonym przez autora do nowych wymagań odbiorczych są m.in.:

- określenie dokładności Δe (dla napięcia generatora podczas testów jakości jego regulacji oraz dla wielkości organicznych podczas testu ograniczników),
- sprecyzowanie dopuszczalnych wartości przeregulowań bezwzględnych χ ,
- zdefiniowanie wskaźników do oceny działania stabilizatora systemowego, w tym dwóch całkowicie nowych współczynników PR oraz FR – rozdział 5.10.4.

Przedstawiony w niniejszym rozdziale zestaw nowych wymagań odbiorczych pokazuje, że istotny wzrost jakości i skuteczności weryfikacji poprawności działania układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych, można osiągnąć poprzez nieznaczne rozszerzenie zakresu przeprowadzanych testów odbiorczych.

7 WNIOSKI

Przedstawione w niniejszej rozprawie rozważania wykazały, że opracowany przez autora zestaw nowych wymagań odbiorczych, powoduje istotny wzrost jakości i skuteczności metod weryfikacji poprawności działania układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych.

Zaproponowane w rozprawie modyfikacje wymagań odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych umożliwią identyfikację błędów ich struktur (np. zakresu sterowania prostownika tyrystorowego) oraz nastaw (m.in. stabilizatora systemowego). Ponadto opracowany zestaw wymagań odbiorczych precyzyjnie definiuje kryteria oraz wskaźniki, zarówno dla obecnie przeprowadzanych jak również nowych testów odbiorczych, co umożliwia łatwą ocenę wyników testów.

Liczba nowych testów odbiorczych jest tylko nieznacznie większa od liczby obecnie przeprowadzanych testów, zatem realizacja nowych testów odbiorczych nie wpłynie znacząco na wydłużenie czasu badań układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych. Ponadto proponowane wymagania odbiorcze wprowadzają standard, pozwalający ujednoczyć testy każdego układu regulacji napięcia generatora synchronicznego.

Szczegóły budowy układu regulacji napięcia generatora, w tym m.in. ograniczników oraz stabilizatora systemowego, przedstawiono w rozdziale 2. Ponadto w rozdziale omówiono wskaźniki do oceny jakości regulacji napięcia i komponenty wzmocnienia układu regulacji napięcia na przykładzie statycznego tyrystorowego układu wzbudzenia.

Przystawiona w rozdziale 3 analiza wymagań dla układów regulacji napięcia generatorów, umożliwiła autorowi zbadanie wzajemnych zależności wymagań światowych, europejskich i krajowych, jak również zapoznanie się z przykładami wymagań pozaeuropejskich, m.in. NERC [36].

Zaprezentowana w rozdziale 4 krytyczna analiza wymaganych przez obowiązującą IRiESP [3] testów odbiorczych, została dokonana na podstawie przeprowadzonych przez autora badań w laboratorium LINTE² oraz jego doświadczeń obiektowych. Krytyczna analiza wykazała niewystarczalność wymaganego przez IRiESP zakresu badań odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych.



W rozdziale 5 przedstawiono analizę testów odbiorczych niewymienionych w IRIESP, dokonaną przez autora na podstawie badań w laboratorium LINTE², jak również badań rzeczywistych jednostek wytwórczych. Na podstawie tej analizy autor opracował rozszerzoną listę wymagań odbiorczych układu regulacji napięcia generatora. Ponadto w rozdziale przedstawiono opracowane przez autora w ramach pracy badawczej:

- nowe fragmenty algorytmu Jednostki Funkcjonalnej TG1 (LINTE²): linearyzację charakterystyki prostownika tyrystorowego, funkcję *softstart*, ogranicznik prądu wzbudzenia oraz ogranicznik prądu generatora,
- dwa nowe wskaźniki do oceny jakości stabilizatora systemowego, które mogą znacząco ułatwić ocenę właściwości częstotliwościowych dwuwęściowych stabilizatorów systemowych typu PSS2A, PSS2B i PSS2C, zgodnych z normą [6].

Wyniki badań przedstawionych w rozdziałach 4 i 5 oraz wynikające z nich wnioski, pozwoliły autorowi opracować nowe wymagania odbiorcze, które przedstawiono w rozdziale 6 – tabela 6.1.

Przedstawione w rozprawie wyniki badań laboratoryjnych i symulacji pokazują, że postawione na wstępie niniejszej rozprawy tezy zostały udowodnione.

Opracowany przez autora model generatora z tyrystorowym układem wzbudzenia i regulatorem o strukturze ST1A (modelowano JF TG1 w laboratorium LINTE²), pozwolił przeprowadzić m.in. badania charakterystyk częstotliwościowych w układzie otwartym. Jest to godne podkreślenia, ponieważ wyznaczenie tej charakterystyki w układzie rzeczywistym nie jest możliwe, a większość komercyjnych narzędzi symulacyjnych nie oferuje tego typu badania. Przedstawione wyniki badań symulacyjnych świadczą o prawidłowości opracowanego modelu, który może być rozwijany w przyszłości.

Celowe wydaje się wykorzystanie opracowanych przez autora rozprawy nowych wymagań odbiorczych do aktualizacji zapisów IRIESP [3].

Instrukcje ruchu i eksploatacji największych krajowych Operatorów Sieci Dystrybucyjnej: Energa-Operatora [100], Enea Operator [101], Tauron Dystrybucja [102] oraz PGE Dystrybucja [103], powołują się na zapisy IRIESP [3]. Zatem modyfikacja IRIESP wpłynie zarówno na jednostki wytwórcze przyłączone do sieci przesyłowej, jak również na jednostki wytwórcze przyłączone do sieci dystrybucyjnej KSE.

Do osiągnięć należy zaliczyć:

1. Dokonanie analizy wymagań dla układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych – przeanalizowano wymagania norm, wymagania europejskie oraz krajowe, jak również przeanalizowano kilka wymagań pozaeuropejskich.
2. Przeprowadzenie krytycznej analizy wymaganych przez obowiązującą IRiESP [3] testów odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych. W ramach analizy przeprowadzono badania modelu fizycznego jednostki wytwórczej w laboratorium LINTE².
3. Wykonanie analizy niewymienionych w IRiESP [3] testów odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów. Analizę poparto badaniami modelu fizycznego jednostki wytwórczej w laboratorium LINTE², jak również badaniami rzeczywistych jednostek wytwórczych.
4. Opracowanie wskaźników do oceny jakości stabilizatora systemowego, które mogą znacząco ułatwić ocenę właściwości częstotliwościowych dwuwęściowych stabilizatorów systemowych typu PSS2A, PSS2B i PSS2C [6].
5. Zamodelowanie w *Matlab-Simulink* generatora synchronicznego z tyrystorowym układem wzbudzenia i regulatorem wzbudzenia. Opracowany model umożliwia m.in. badanie charakterystyk częstotliwościowych w układzie otwartym, czego nie oferuje większość komercyjnych narzędzi symulacyjnych.
6. Opracowanie nowych wymagań odbiorczych układów regulacji napięcia generatorów synchronicznych, które poprzez wzrost jakości i skuteczności metod weryfikacji poprawności ich działania, pozwolą zwiększyć bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

8 LITERATURA

- [1] Polskie Sieci Elektroenergetyczne: *Zasoby wytwórcze – wg stanu na 30.11.2018*, <https://www.pse.pl/dokumenty/>.
- [2] Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej: *ROZPORZĄDZENIE KOMISJI (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiające kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci*, 27.04.2016.
- [3] PSE S.A.: *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci Wersja 2.0*, zatwierdzona decyzją Prezesa URE nr DPK-4320-1(4)/2011/LK z 15 grudnia 2011, aktualizacja nr CK/6/2016 zatwierdzoną decyzją Prezesa URE nr DRR.WIR.4320.1.2016.LK z dnia 27 stycznia 2017 r.
- [4] IEEE Std 421.1: *IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines*, 2007.
- [5] IEEE Std 421.2: *IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems*, 2014.
- [6] IEEE Std 421.5: *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, 2016.
- [7] Izdebski M., Mazur M.: *Współpraca cyfrowych układów wzbudzenia i regulacji napięcia z systemami automatyki elektrowni*, publikacja w języku polskim w materiałach po VII Ogólnopolskiej Konferencji Zabezpieczenia Przekaznikowe w Energetyce Gdańsk 06-08.10.2004.
- [8] Izdebski M., Poniatowski M.: *Opracowanie układu detekcji przewodzenia tyrystora w mostku prostownikowym*, Praca Statutowa OG/212/09, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2009.
- [9] Izdebski M.: *Innowacyjny algorytm pomiaru temperatury uzwojenia wirnika generatora*, miesięcznik ENERGETYKA nr 2/2018.
- [10] Izdebski M., Mazur M., Żyśko M.: *Opracowanie układu do automatycznej kompensacji flikera w układach generatorów wolnoobrotowych napędzanych silnikiem Diesla*, Praca Statutowa OG/267/08, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2008.
- [11] Izdebski M., Kędra B.: *Diesel-generator sets in islanded grids*, publikacja w języku angielskim w materiałach po 5th International Conference on Deregulated Electricity Market issues in South-Eastern Europe DEMSEE 2010, Sitia, Grecja 23-24.09.2010.
- [12] Izdebski M. (i in.): *P100C-SX Instruction Manual EN*, rev. 21, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2017.
- [13] Machowski J., Lubośny Z.: *Stabilność systemu elektroenergetycznego*, WNT, Warszawa 2018.
- [14] Izdebski M., Piotrowski A.: *Modernizacja układów wzbudzenia generatorów 7-12 w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów*, publikacja w języku polskim

- w materiałach po XII Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej Elektrownie Ciepłowne, Sławków/Bełchatów, 27-29.05.2015.
- [15] Izdebski M., Zaranek W.: *Układ wzbudzenia i regulacji napięcia typu APS-0/U231_MODERNIZACJA do generatora TG-1 w Elektrowni Turów – Sprawozdanie z uruchomienia*, OG/290/13, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2013.
- [16] Izdebski M., Mazur. M., Sierak. S.: *Układ wzbudzenia i regulacji napięcia typu WGSY-38 generatora numer 4 w Elektrowni Wodnej Żarnowiec – Sprawozdanie z uruchomienia*, OG/154/08, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2011.
- [17] Izdebski M., Sierak. S.: *Układ wzbudzenia i regulacji napięcia typu WGSY-38 generatora numer 2 w Elektrowni Opole – Sprawozdanie z uruchomienia*, OG/269/11, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2011.
- [18] Izdebski M., Kaczorek J., Zaranek W.: *Układ wzbudzenia i regulacji napięcia RNGA-62c/P100C-SX generatora nr 6 El. Jaworzno III – Sprawozdanie z przeglądu*, OG/62/18, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2018.
- [19] Izdebski M., Mazur. M.: *Układ wzbudzenia i regulacji napięcia typu RNGA-63 generatora nr 3 w Zespole Elektrowni Ostrołęka – Sprawozdanie z uruchomienia*, OG/16/09, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2009.
- [20] Dębowski A.: *Automatyka. Podstawy teorii*, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2012.
- [21] Dębowski A.: *Automatyka. Technika regulacji*, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2012.
- [22] Izdebski M.: *Sprawozdanie z przeglądu układu wzbudzenia i regulacji napięcia WGSY-37 generatora nr 4 w Elektrowni Wodnej Włocławek*, OG/118/2015, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2015.
- [23] Praca zbiorowa: *Układ Automatycznej Regulacji Napięcia i Mocy Biernej Elektrowni ARNE*, karta katalogowa, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2011
- [24] Kundur P.: *Power system stability and control*, McGraw-Hill, Inc. 1994.
- [25] Machowski J.: *Regulacja i stabilność systemu elektroenergetycznego*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2007.
- [26] Madajewski K., Sobczak B.: *Wybrane aspekty stabilności napięciowej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego*, ENERGETYKA Zeszyt Tematyczny XVII – październik 2008.
- [27] Izdebski M. (i in.): *Opracowanie propozycji nastawiania kompensacji prądowej regulatorów napięcia generatorów w koordynacji z układami regulacji grupowej ARNE węzłów wytwórczych*, Praca Statutowa OG/122/13, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2013.
- [28] Łosiński M.: *Regulacja grupowa napięcia w systemie elektroenergetycznym – algorytmy i modelowanie*, Rozprawa Doktorska, Politechnika Gdańska, 2005.
- [29] Izdebski M., Żyśko M.: *Przegląd regulatorów napięcia RNGA-5 generatorów G2, G3, G4 oraz Regulatora Nadrzędnego w Elektrowni Wodnej we Włocławku – Sprawozdanie* OG/118/2015, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2015.
- [30] Praca zbiorowa: *Układ Wzbudzenia i Regulacji Napięcia Typu P100C – Dokumentacja Techniczno-Ruchowa*, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2007.



- [31] Klucznik J., Małkowski R., Szczeciński P. Zajczyk R.: *Praca regulatora generatora w warunkach sprzyjających powstaniu lawiny napięcia – wybrane problemy*, Acta Energetica 1/1, marzec 2009.
- [32] Izdebski M.: *Odtworzenie układu wzbudzenia generatora synchronicznego numer 3 w Elektrowni Opole – Sprawozdanie z uruchomienia*, OGC/177/17 Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2017.
- [33] Żyśko M., Izdebski M., Lubośny W., Mazur M., Zaranek W.: *Zaawansowany system do badania i analizy charakterystyk amplitudowo-fazowych generatorów synchronicznych na obszarze północnej polski*, Praca Statutowa OG/131/14, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2014.
- [34] IEEE Power & Energy Society: *IEEE Tutorial Course – Power System Stabilization via Excitation Control*, 28 June 2007.
- [35] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.: *Propozycja OSP wymogów ogólnego stosowania wynikających z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci*, <https://www.pse.pl/>.
- [36] <https://www.nerc.com/>.
- [37] North American Electric Reliability Corporation (NERC): *Reliability Guideline Power Plant Model Verification and Testing for Synchronous Machines*, July 2018.
- [38] North American Electric Reliability Corporation (NERC): *Modeling Notification – Use of GENTPJ Generator Model*, November 18, 2016.
- [39] Lubośny Z., Klucznik J., Dobrzyński K.: *Estymacja wybranych parametrów generatora synchronicznego z wykorzystaniem metody gradientowej*, Acta Energetica 1/18, 2014.
- [40] Western Electricity Coordinating Council: *WECC Power System Stabilizer Tuning Guidelines*, <https://www.wecc.biz/>, 2004.
- [41] Western Electricity Coordinating Council: *WECC Power System Stabilizer Design and Performance Criteria*, <https://www.wecc.biz/>, 2004.
- [42] Izdebski M., Lubośny W., Zaranek W.: *Cyfrowy regulator napięcia typu WGSY-300 generatora synchronicznego nr 12 w Elektrowni Bełchatów – Sprawozdanie z uruchomienia*, OG/26/15, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2015.
- [43] Izdebski M.: *Regulator napięcia typu WGSY-200 generatora synchronicznego HZ-1 w Elektrowni Wodnej Solina – Sprawozdanie z uruchomienia*, OGC/146/17, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2017.
- [44] Elektromontaż Gdańsk S.A.: *Dokumentacja techniczna LINTE², nazwa instalacji: Turbogenerator TG1*, nr od 5021DR60001 do 5021DR60003, 2014.
- [45] Elektromontaż Gdańsk S.A.: *Dokumentacja techniczna LINTE², nazwa instalacji: Rozdzielnica RKNN*, nr od 4010DR60000 do 4010DR600058, 2014.
- [46] Rink R.: *Opis techniczny – Turbogenerator TG1*, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 24.03.2014.
- [47] NORDEL (Association for electricity co-operation in the Nordic countries): *Nordic Grid Code 2007 (Nordic collection of rules)*, 15.01.2007.



- [48] Plamitzer A.: *Maszyny elektryczne*, Wydawnictwo WNT, Warszawa 1986.
- [49] Praca zbiorowa: *Zasady eksploatacji hydrogeneratorów*, Energopomiar-Elektryka, Gliwice 2009.
- [50] GE Power: *Modernizacja generatorów 50WT20H-100 na blokach 1-3 w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Turów – Charakterystyki Generatorsa Blok 2*, 2017.
- [51] Visintini R.: *Rectifiers*, Elettra Sincrotron Light Laboratory, Trieste, Italy 2006.
- [52] SEMICRON: *Data Sheet SKKT 106, SKKT 106B, SKKH 106*, 2004.
- [53] Ptaszyński B.: *Zgoda na wykorzystanie danych dotyczących PGE GiEK S.A. – Oddział Elektrownia Opole*, DLP/356/2017, Opole, 18 września 2017.
- [54] Lizer M., Wróblewska S.: *Analiza zakłócenia z dnia 16.04.2012 r. w stacji Dobrzeń 110 kV*, EAE/11/KB/2012, Instytut Energetyki, Warszawa 2012.
- [55] Izdebski M., Mazur M., Zaranek W., Żyśko M.: *Analiza zakłócenia z dnia 16.04.2012 r. związanego z wyłączeniem bloku nr 2 po likwidacji zwarcia po stronie 110 kV transformatora 400/110 kV AT2 w stacji Dobrzeń, w zakresie analizy pracy układów wzbudzenia WGSY-38 na blokach nr1 i 2*, OG/305/12, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2011.
- [56] Izdebski M.: *WGSY-200 Excitation System Commissioning Report*, Çan, Turcja, 2018.
- [57] Izdebski M.: *Site Acceptance Test Procedure and Report of Kuala Langat Power Plant Unit G13 – AVR Retrofit Project*, Malezja, 2019.
- [58] Praca zbiorowa: *PSSDAQ – Data recorder system for PSS tuning*, OG/129/12, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2012.
- [59] Izdebski M., Phan V.: *CTG2 Commissioning Report*, Lakewood Cogeneration LP, 123 Energy Way, Lakewood, NJ, USA, 2017.
- [60] De Mello F.P., Ribeiro J.R.: *Derivation of synchronous machine parameters from tests*, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-96, no. 4, July/August 1977.
- [61] Joffs B.: *WECC Re-Validation Springerville 2*, K2014_025 Kestrel Power Engineering, USA, 2014.
- [62] Izdebski M.: *Commissioning Report, Excitation type: P400, Unit 2, Tucson Electric Power, Springerville, AZ, USA*, 2014.
- [63] National Grid Electricity Transmission System Operator (NGESO): *Guidance Notes for Synchronous Generators*, United Kingdom, 01.2019.
- [64] DiGSILENT: *PowerFactory Seminar Power System Stability*, Gomaringen, Germany, 28th to 30th November 2016.
- [65] https://www.csvreader.com/csv_format.php
- [66] IEEE Std C37.111-1999: *IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems*, 1999.
- [67] PN-EN 60255-24: *Przekazniki energoelektryczne Część 24: Wspólny format wymiany danych o stanach zakłóceń w systemach elektroenergetycznych*, 2004.



- [68] Izdebski M., Zaranek W.: *Zastosowanie standardu COMTRADE do rejestracji zakłóceń w pracy układu wzbudzenia generatora synchronicznego*, Praca Statutowa OG/239/09, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2009.
- [69] Izdebski M.: *Modernizacja układów wzbudzenia hydrogeneratorów Hz 1–4 w Elektrowni Wodnej Żarnowiec*, OGC/408/14, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2015.
- [70] Małkowski R.: *Transformatory z regulacją przekładni pod obciążeniem w systemie elektroenergetycznym – zagadnienia wybrane*, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2019.
- [71] Suruhanjaya Tenaga Energy Commission: *Grid Code For Peninsular Malaysia*, Malaysia 13.06.2016.
- [72] Horowitz P., Hill W.: *Sztuka elektroniki*, Wydawnictwo W.K.Ł. 2018.
- [73] Praca zbiorowa: *Program prób elektrycznych turbozespołu nr 1 w PGE GiEK SA Oddział Elektrownia Opole*, Energotest 03.12.2012.
- [74] Praca zbiorowa: *Program prób elektrycznych bloku nr 4 w Elektrowni Połaniec*, Energotest 28.11.2014.
- [75] <https://mathworks.com/help/simulink/>.
- [76] Weber J.: *Description of Machine Models GENROU, GENSAL, GENTPF and GENTPJ*, PowerWorld Corporation, 3.12.2015.
- [77] Izdebski M., Mazur M., Żyśko M.: *Opracowanie modelu generatora synchronicznego do badania zachowania układów wzbudzenia i regulacji napięcia oraz stabilizatorów systemowych*, Praca Statutowa OG/181/11, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2011.
- [78] Barlik R., Nowak M.: *Technika tyrystorowa*, Warszawa 1983.
- [79] Izdebski M.: *Sprawozdanie z przeglądu statycznego regulatora napięcia WGSY-37 generatora G1 zainstalowanego w ESP Żydowo*, OG/164/18, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2018.
- [80] Izdebski M. *Innowacyjny algorytm pomiaru temperatury uzwojenia wirnika generatora*, miesięcznik ENERGETYKA, nr 2/2018.
- [81] Izdebski M., Poniatowski M.: *Opracowanie układu detekcji przewodzenia tyrystora w mostku prostownikowym*, Praca Statutowa OG/212/09, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2009.
- [82] Shukla M.: *Excitation transformer specification for supplier*, ALSTOM, 2016.
- [83] IEEE Std 519: *Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control on Electrical Power System*, 1993.
- [84] <http://www.elhand.pl/transformatory-przekształtnikowe>,
<http://www.elhand.pl/wplyw-czynnikow-zewnetrznych-na-obciazenie-transformatora>.
- [85] IEEE C57.18.10: *Standard Practices and Requirements for Semiconductor Power Rectifier Transformers*, 2003.
- [86] Izdebski M., Sierak S.: *P400AVR Excitation System Parameters*, LOUISA, USA, 2007.

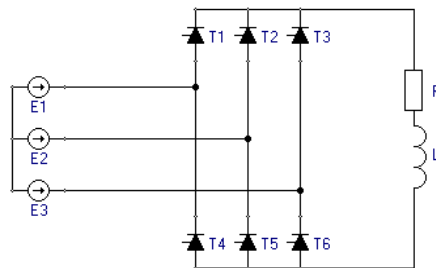


- [87] Wintrich A., Nicolai U., Tursky W., Reimann T.: *Application Manual Power Semiconductors*, SEMIKRON International GmbH, 2011.
- [88] Sierak S.: *WGSY-38, Układ wzbudzenia statycznego*, Dokumentacja techniczna regulatora OG/49/06, Instytut Energetyki O/Gdańsk, 2006.
- [89] Nowak M.: *Teoria Przekształtników, kurs elementarny*, <http://www.ee.pw.edu.pl/>, luty/marzec 2005.
- [90] Praca zbiorowa: *Field circuit breakers (excitation contactors) from 80 to 7500 A*, LENOIR ELEC, <https://www.lenoir-elec.com/en/products/switches/contactors/>.
- [91] Mazur M.: *Ograniczenie zbędnych wyłączeń jednostek wytwórczych w wyniku działania zabezpieczenia od przepięć w wirniku*, publikacja w j. polskim w materiałach po XII Międzynarodowej Konferencji Naukowo-Technicznej Elektrownie Ciepłe, Słok k/Bełchatowa, 27-29.05.2015.
- [92] Mazur M.: *Wpływ wymagań określonych w Kodeksie Sieci dla przyłączania Jednostek Wytwórczych (...)*, Zeszyty Naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej Nr 50, 2016.
- [93] Izdebski M.: *Opracowanie i wdrożenie zabezpieczenia do kontroli izolacji łożysk generatora*, miesięcznik ENERGETYKA nr 1/2016.
- [94] Przybysz J.: *Turbogeneratory – Zagadnienia eksploatacyjne*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1991.
- [95] IEEE Std C37.2: *Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations*, 1996.
- [96] ANSI C50.13: *Requirements for Cylindrical Rotor Synchronous Generators*, 1977
- [97] Praca zbiorowa: *Generator Over Excitation Capability and Excitation System Limiters*, Panel Session Summary for the IEEE/PES 2001 WPM, Columbus, OH, USA, 2001.
- [98] Praca zbiorowa: *Digital Directional Power Protection MIW Instructions*, GE, GEK-106308A.
- [99] Praca zbiorowa: *SYNCHROTECT® 5 – Operating Instructions*, Rev. D, ABB Switzerland Ltd, December 2011.
- [100] Energa Operator: *Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej*, data wejścia w życie: 01 stycznia 2014.
- [101] Enea-Operator: *Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej – tekst jednolity*, data wejścia w życie: 01 stycznia 2014.
- [102] Tauron Dystrybucja: *Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej*, data wejścia w życie: 01 stycznia 2014.
- [103] PGE Dystrybucja: *Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej*, data wejścia w życie: 01 stycznia 2014.

9 ZAŁĄCZNIKI

Załącznik 1 – Tyrystorowy prostownik układu wzbudzenia

W tyrystorowych układach wzbudzenia, prąd wzbudzenia (wzbudnicy lub generatora) jest dostarczany przez jeden lub kilka połączonych równolegle prostowników tyrystorowych. Typowym rozwiązaniem stosowanym w prostownikach układów wzbudzenia jest układ mostkowy o sześciu tyrystorach $T1 \div T6$ – mostek 6-pulsowy. Schemat prostownika tyrystorowego z obciążaniem indukcyjnym (uzwojenie wirnika generatora lub wzbudnicy) przedstawia rys. 9.1.

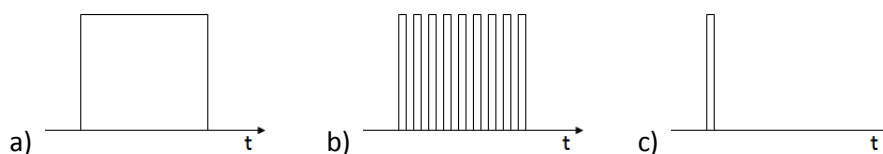


Rys. 9.1. Schemat 6-pulsowego prostownika tyrystorowego

Tyrystory są elementami półprzewodnikowymi sterowanymi prądowo i mogą być wyzwalane za pomocą [78]:

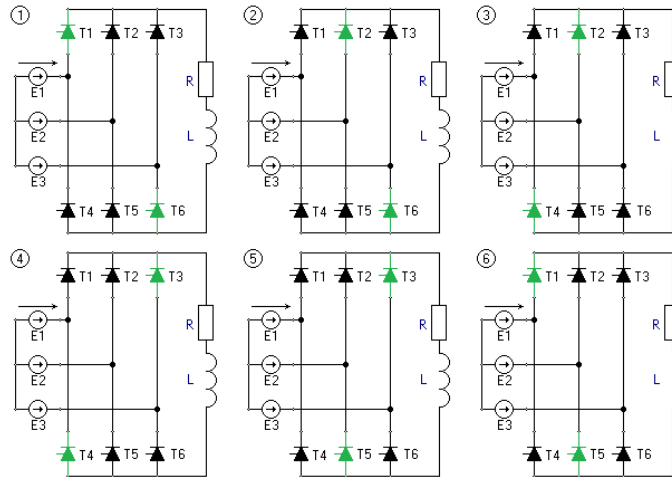
- impulsu trwającego przez cały okres przewodzenia tyrystora,
- grzebienia impulsów trwającego przez cały okres przewodzenia tyrystora,
- pojedynczego impulsu inicjującego przewodzenie tyrystora.

Wyżej wymienione metody wyzwalania pokazano na rys. 9.2.



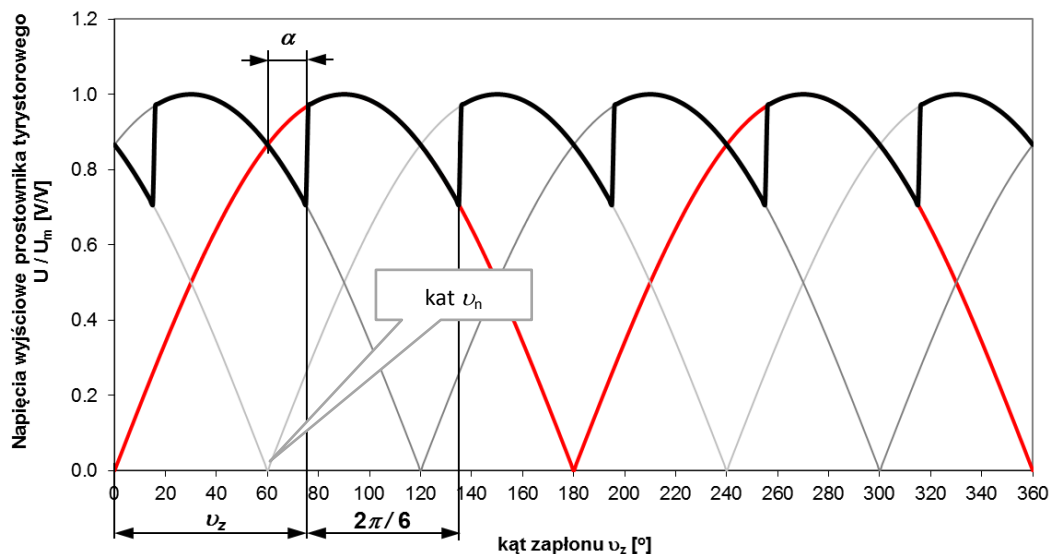
Rys. 9.2. Typy impulsów wyzwalających tyrystory prostownika

Prostownik tyrystorowy układu wzbudzenia jest układem przekształtnikowym o komutacji zewnętrznej [78]. Oznacza to, że przedział czasu, w którym musi nastąpić przekazanie przewodzenia prądu między tyrystorem kończącym pracę a tyrystorem przejmującym przewodzenie jest ściśle określony i uzależniony od źródła zasilającego. Przepływ prądu wyprostowanego wymaga odpowiedniej kolejności załączania poszczególnych tyrystorów $T1 \div T6$, co pokazano na rys. 9.3.



Rys. 9.3. Kolejność i zakres kątów załączania poszczególnych tyrystorów prostownika – kroki od (1) do (6), tyrystory przewodzące oznaczono kolorem zielonym

Tyrystory T1, T2 oraz T3 (rys. 9.3) przewodzą przy dodatnich półfalach napięć fazowych, natomiast tyrystory T4, T5 oraz T6 (rys. 9.3) przewodzą w czasie ujemnych półfal napięć fazowych. Charakterystyką sterowania prostownika tyrystorowego nazywa się zależność między wartością średnią napięcia wyjściowego prostownika U_{sr} (zależną od amplitudy międzyfazowego napięcia zasilania U_m), a kątem zapłonu ν_z lub kątem opóźnienia zapłonu α (oba kąty pokazano na rys. 9.4). W prostowniku 6-pulsowym o przewodzeniu ciągłym (przy pominięciu zjawiska komutacji) każdy z tyrystorów w ciągu jednego okresu napięcia przemiennego zasilającego układ przewodzi od kąta zapłonu ν_z począwszy, do chwili przejścia przewodzenia przez następny tyrystor przy kącie $\nu_z + 2\pi/6$, co dla przykładowego $\nu_z = 75^\circ$ pokazano na rys. 9.4.



Rys. 9.4. Związek między kątem zapłonu ν_z , a kątem opóźnienia zapłonu α

Ogólne równanie określające charakterystykę sterowania prostownika tyrystorowego q -pulsowego (gdzie: q – liczba pulsów w okresie napięcia zasilania, U_m – amplituda międzyfazowego napięcia zasilania), wyraża się wzorem:

$$U_{\text{sr}} = U_m \frac{q}{2\pi} \int_{\nu_z}^{\nu_z + \frac{2\pi}{q}} \sin(\nu) d\nu = U_m \cdot \frac{q}{\pi} \cdot \sin \frac{\pi}{q} \cdot \sin \left(\nu_z + \frac{\pi}{q} \right) \quad (9.1)$$

Związek między kątem zapłonu ν_z a kątem opóźnienia zapłonu α (rys. 9.4) wynika z następującego rozumowania: w prostowniku q -pulsowym ekstrema sąsiednich pulsacji są przesunięte w fazie o kąt $2\pi/q$. Zrównanie się napięć na anodach tyrystorów występuje w połowie kąta między ekstremami, to jest dla kąta π/q licząc od punktu szczytowego, a zatem, kąt komutacji naturalnej ν_n można określić jako:

$$\nu_n = \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\pi}{q} \right) \quad (9.2)$$

Kąt komutacji naturalnej ν_n wyznacza kąt opóźnienia zapłonu $\alpha = 0^\circ$. Ogólna zależność między kątem zapłonu ν_z , a kątem opóźnienia zapłonu α ma postać:

$$\nu_z = \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\pi}{q} \right) + \alpha \quad (9.3)$$

Zależność między kątem zapłonu ν_z , a kątem opóźnienia zapłonu α dla prostownika tyrystorowego 6-pulsowego opisuje zależność:

$$\nu_z = \left(\frac{\pi}{2} - \frac{\pi}{6} \right) + \alpha = \frac{\pi}{3} + \alpha \quad (9.4)$$

Po podstawieniu wyrażenia (9.3) do wyrażenia (9.1) otrzymuje się ogólną zależność sterowania q -pulsowego prostownika tyrystorowego przy przewodzeniu ciągłym:

$$U_{\text{sr}} = U_m \frac{q}{\pi} \sin \frac{\pi}{q} \cos \alpha \quad (9.5)$$

Zależność określająca charakterystykę sterowania prostownika tyrystorowego 6-pulsowego przy przewodzeniu ciągłym (obciążeniu obwodem wzbudzenia generatora lub wzbudnicy) w zakresie $0 \leq \alpha \leq \pi$ ma postać:

$$U_{\text{sr}} = U_m \cdot \frac{6}{\pi} \cdot \sin \frac{\pi}{6} \cdot \cos \alpha = 0,955 \cdot U_m \cos \alpha \quad (9.6)$$

Przy przewodzeniu nieciągłym, kąt przy którym przestaje przewodzić tyrystor nazywa się kątem gaśnięcia ν_g , a napięcie średnie wyprostowane oblicza się z zależności:

$$U_{\text{sr}} = U_m \frac{q}{2\pi} \int_{\nu_z}^{\nu_g} \sin(\nu) d\nu = U_m \frac{q}{2\pi} (\cos \nu_z - \cos \nu_g) = U_m \cdot \frac{q}{\pi} \cdot \sin \frac{\nu_z + \nu_g}{2} \cdot \sin \frac{\nu_z - \nu_g}{2} \quad (9.7)$$

Przy obciążeniu czysto rezystancyjnym ($L = 0$), kąt gaśnięcia wynosi $\nu_g = \pi$, która to wartość podstawiona do zależności (7) pozwala obliczyć napięcie średnie wyprostowane:

$$U_{\text{sr}} = U_m \frac{q}{2\pi} \int_{\nu_z}^{\pi} \sin(\nu) d\nu = U_m \frac{q}{2\pi} (1 + \cos \nu_z) \quad (9.8)$$

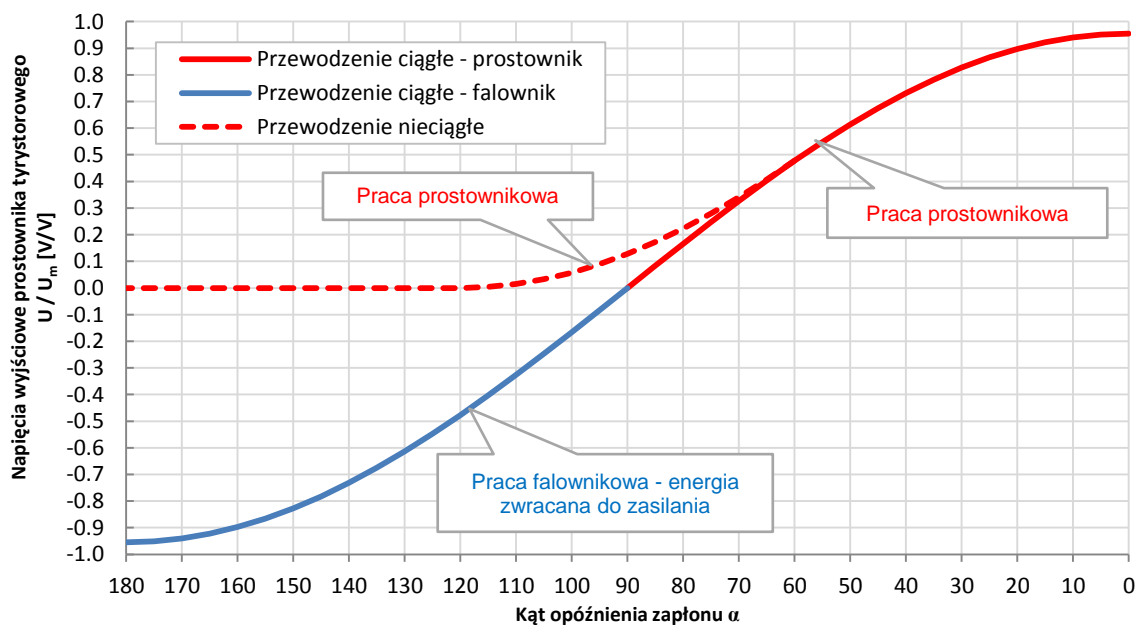
Zależność określająca charakterystykę sterowania prostownika tyrystorowego 6-pulsowego przy przewodzeniu nieciągłym dla kątów opóźnienia zapłonu w zakresie $0 \leq \alpha \leq \pi/3$ wyraża zależność (9.6), natomiast w zakresie $\pi/3 \leq \alpha \leq 2\pi/3$ ma ona postać:

$$U_{\text{sr}} = U_m \frac{6}{2\pi} (1 + \cos \nu_z) = 0,955 \cdot U_m (1 + \cos \nu_z) \quad (9.9)$$

Po podstawieniu wyrażenia (9.4) do (9.9) otrzymujemy zależność określającą charakterystykę sterowania prostownika tyrystorowego 6-pulsowego przy przewodzeniu nieciągłym w funkcji kąta opóźnienia zapłonu dla $\pi/3 \leq \alpha \leq 2\pi/3$:

$$U_{\text{sr}} = 0,955 \cdot U_m \left[1 + \cos \left(\frac{\pi}{3} + \alpha \right) \right] \quad (9.10)$$

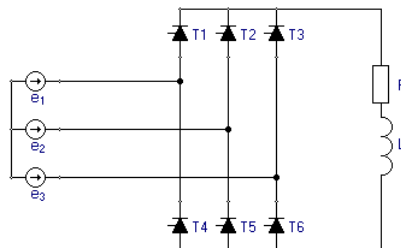
Charakterystyki sterowania prostownika tyrystorowego 6-pulsowego przy przewodzeniu ciągłym ($R \approx 0$) oraz nieciągłym ($L \approx 0$ lub z diodą zerową) przedstawiono na rys. 9.5.



Rys. 9.5. Teoretyczna charakterystyka sterowania prostownika tyrystorowego przy przewodzeniu nieciągłym oraz ciągłym z pominięciem komutacji

Jak pokazano na rys. 9.5, prostownik tyrystorowy umożliwia bardzo szybkie odwzbudzenie generatora dzięki przejściu do pracy falownikowej – rewersja napięcia wzbudzenia.

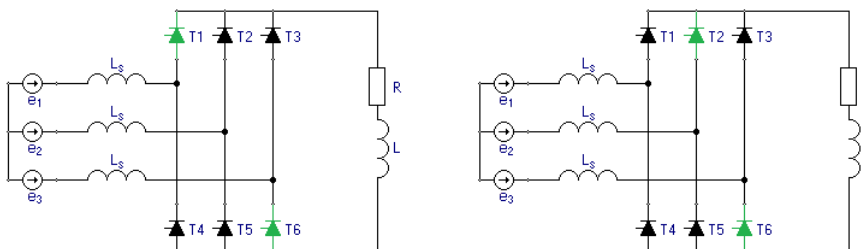
Powyższe rozważania nie uwzględniały zjawiska komutacji, które w rzeczywistych układach powoduje zniekształcenie napięć wyprostowanych. Zjawisko to polega na przekazywaniu prądu z przewodzącego tyrystora, zwanego ustępującym, do kolejnego (załączanego) tyrystora, nazywanego wstępującym, w obecności indukcyjności rozproszenia L_s , na którą składa się indukcyjność rozproszenia transformatora wzbudzenia oraz indukcyjność rozproszenia linii zasilających – rys. 9.6.



Rys. 9.6. Schemat prostownika tyrystorowego uwzględniający indukcyjności rozproszenia L_s

Procesy komutacyjne zachodzące w układzie mostkowym tyrystorów są wynikiem komutacji zachodzących między tyrystorami wchodzącymi w skład grupy katodowej bądź grupy anodowej tyrystorów. Z tego względu grupę katodową i anodową nazywa się jednostkami komutacyjnymi.

Na poniższym rysunku przedstawiono uproszczony schemat zastępczy prostownika tyrystorowego przed oraz po komutacji zachodzącej pomiędzy tyrystorami T1 i T2 – przewodzące tyrystory oznaczono kolorem zielonym.

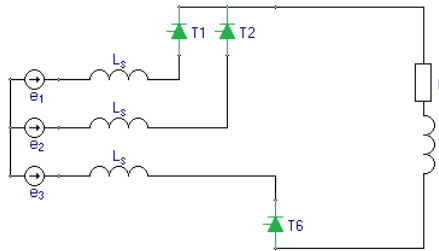


Rys. 9.7. Schemat prostownika tyrystorowego przed oraz po procesie komutacji pomiędzy tyrystorami T1 i T2

Przekazanie prądu z tyrystora T1 do tyrystora T2 trwa do chwili, w której prąd w fazie oddającej obciążenie zmaleje do zera, a prąd fazy przejmującej wzrośnie do wartości

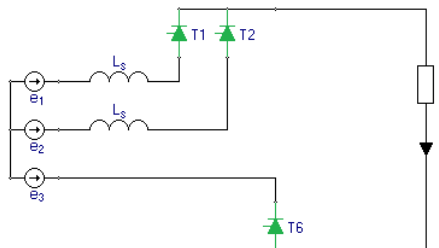
prądu obciążenia. Czas ten nazywamy czasem komutacji, a odpowiadający mu zakres kąta α , kątem komutacji oznaczanym symbolem μ . Wartość kąta komutacji μ zależy od prądu odbiornika, indukcyjności rozproszenia i wartości kąta opóźnienia zapłonu α .

Na rys. 9.8. przedstawiono schemat zastępczy prostownika tyrystorowego podczas komutacji zachodzącej pomiędzy tyrystorami T1 i T2 grupy katodowej:



Rys. 9.8. Schemat zastępczy prostownika tyrystorowego podczas komutacji pomiędzy T1 i T2 (nieprzewodzące tyrystory nie zostały pokazane)

Ponieważ podczas komutacji w gałęzi z elementami $E3-L_s-T6-L-R$ prąd I_d jest stały (z uwagi na obecność dużej indukcyjności L), stąd też schemat z rys. 9.8 można uprościć do postaci widocznej na rys. 9.9:



Rys. 9.9. Uproszczony schemat zastępczy prostownika tyrystorowego podczas komutacji między tyrystorami T1 i T2

Dla przedziału kąta komutacji μ , wykorzystując napięciowe (drugie) prawo Kirchhoffa, schemat z powyższego rysunku można opisać układem równań dla dwóch oczek zawierających przekazujące sobie obciążenie tyrystory T1 i T2:

$$\begin{cases} e_2 = RI_d + L_s \frac{di_{T2}}{dt} + e_3 \\ e_1 = RI_d + L_s \frac{di_{T1}}{dt} + e_3 \end{cases} \quad (9.11)$$

Po dodaniu stronami równań z układu (9.11) otrzymujemy następującą zależność:

$$e_1 + e_2 = 2RI_d + L_s \frac{di_{T1}}{dt} + L_s \frac{di_{T2}}{dt} + 2e_3 \quad (9.12)$$

Ponieważ prąd I_d jest stały, dlatego też prawdziwa jest następująca zależność:

$$\frac{dI_d}{dt} = \frac{d}{dt}(i_{T1} + i_{T2}) = 0 \quad (9.13)$$

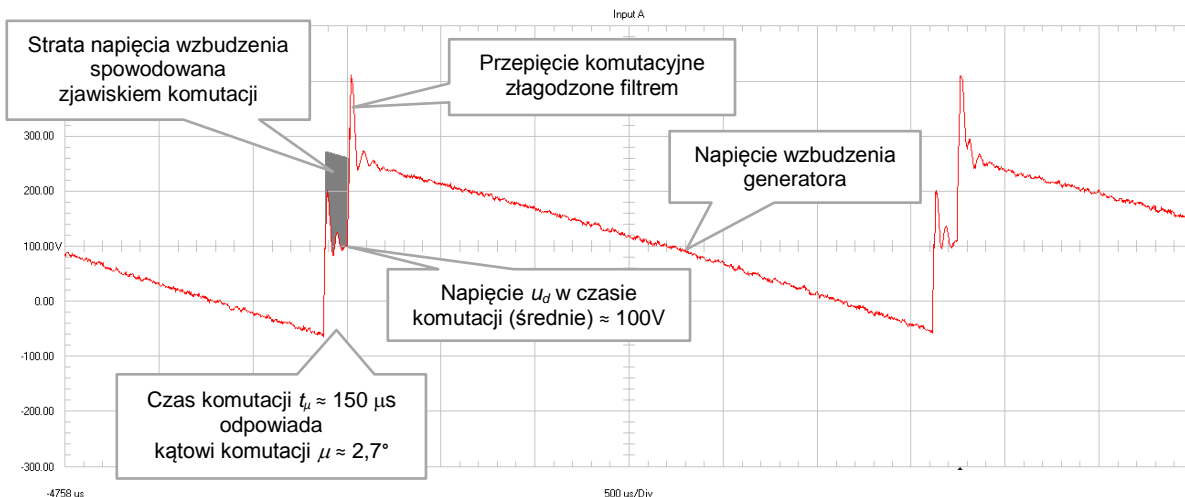
Stąd też:

$$e_1 + e_2 = 2RI_d + 2e_3 \quad (9.14)$$

Z zależności (9.14) otrzymujemy napięcie u_d panujące na obciążeniu prostownika tyrystorowego (rezystancji R) w czasie komutacji:

$$u_d = RI_d = \frac{e_1 + e_2}{2} - e_3 \quad (9.15)$$

Napięcie podczas komutacji (u_d) jest równe wartości średniej napięcia fazy przekazującej i fazy odbierającej obciążenie pomniejszone o wartość trzeciej z faz – wyrażenie (9.15). Kąt komutacji μ (wyrażamy również, przez czas komutacji t_μ) jest wprost proporcjonalny do wartości indukcyjności rozproszenia L_s i prądu obciążenia I_d . Strata napięcia wzbudzenia spowodowana zjawiskiem komutacji jest równa polu pomiędzy krzywą napięcia u_d , a krzywą napięcia fazy przejmującej obciążenie, co pokazano na zarejestrowanym przez autora pracy [79] przebiegu napięcia wzbudzenia – rys. 9.10 (widoczne na rysunku przebiegi komutacyjne omówiono w rozdziale dotyczącym transformatora wzbudzenia).



Rys. 9.10. Przebieg napięcia wzbudzenia generatora nr 1 Elektrowni Szczytowo-Pompowej Żydowo z zaznaczonym kolorem szarym zmniejszeniem napięcia wzbudzenia spowodowanym zjawiskiem komutacji

Wartość średnia pojedynczej straty napięcia w przypadku prostownika q -plusowego wynosi:

$$\Delta U_{\mu} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{\mu} (\Delta u) d\omega t \quad (9.16)$$

Równanie ogólne określające wartość średnią straty napięcia w ciągu całego okresu napięcia zasilania prostownika q -plusowego ma postać:

$$\Delta U_d = \frac{q}{2\pi} \omega L_S I_d \quad (9.17)$$

gdzie: L_S – indukcyjność rozproszenia transformatora wzbudzenia oraz linii zasilających
 I_d – prąd wzbudzenia.

Zatem dla 6-pulsowego prostownika tyrystorowego i częstotliwości $f = 50$ Hz strata napięcia wynosi:

$$\Delta U_d = \frac{6}{2\pi} \cdot 2\pi \cdot f \cdot L_S \cdot I_d = 300 L_S I_d \quad (9.18)$$

Stąd też, teoretyczna wartość napięcia wzbudzenia z uwzględnieniem zjawiska komutacji jest różnicą wyrażenia (9.6) oraz (9.18):

$$U_{sr} - \Delta U_d = 0,955 \cdot \cos \alpha - 300 L_S I_d \quad (9.19)$$

Wartość średnią napięcia wzbudzenia z uwzględnieniem zjawiska komutacji nieco dokładniej od wyrażenia (9.19) opisuje zależność, która w miejsce prądu I_d wykorzystuje liniowy współczynnik proporcjonalny do kąta opóźnienia zapłonu α , zaproponowany przez autora w pracy [80]:

dla kąta opóźnienia zapłonu $0^\circ < \alpha < 45^\circ$ i częstotliwości $f = 50$ Hz:

$$U_{sr} - \Delta U_d = 0,955 \cos \alpha - 300 L_S \left(\frac{\alpha}{\pi/4} \right) \quad (9.20a)$$

dla kąta opóźnienia zapłonu $45^\circ \leq \alpha < 135^\circ$ i częstotliwości $f = 50$ Hz:

$$U_{sr} - \Delta U_d = 0,955 \cos \alpha - 300 L_S \left(2 - \frac{\alpha}{\pi/4} \right) \quad (9.20b)$$

dla kąta opóźnienia zapłonu $135^\circ \leq \alpha < 180^\circ$ i częstotliwości $f = 50$ Hz:

$$U_{sr} - \Delta U_d = 0,955 \cos \alpha - 300 L_S \left(\frac{\alpha}{\pi/4} - 4 \right) \quad (9.20c)$$

Zależność (9.20) otrzymano na podstawie opracowanego przez autora w środowisku Matlab-Simulink modelu 6-pulsowego mostka tyrystorowego [80].

Ze zjawiska komutacji wynika kąt α_{max} , czyli kąt bezpiecznej pracy falownikowej prostownika tyrystorowego:

$$\alpha_{max} \leq 2\pi - \mu_{max} - \gamma \quad (9.21)$$

gdzie: μ_{max} – maksymalny kąt komutacji,

γ – kąt odpowiadający maksymalnemu czasowi wyłączenia tyrystorów.

Kąt γ opisuje nierówność:

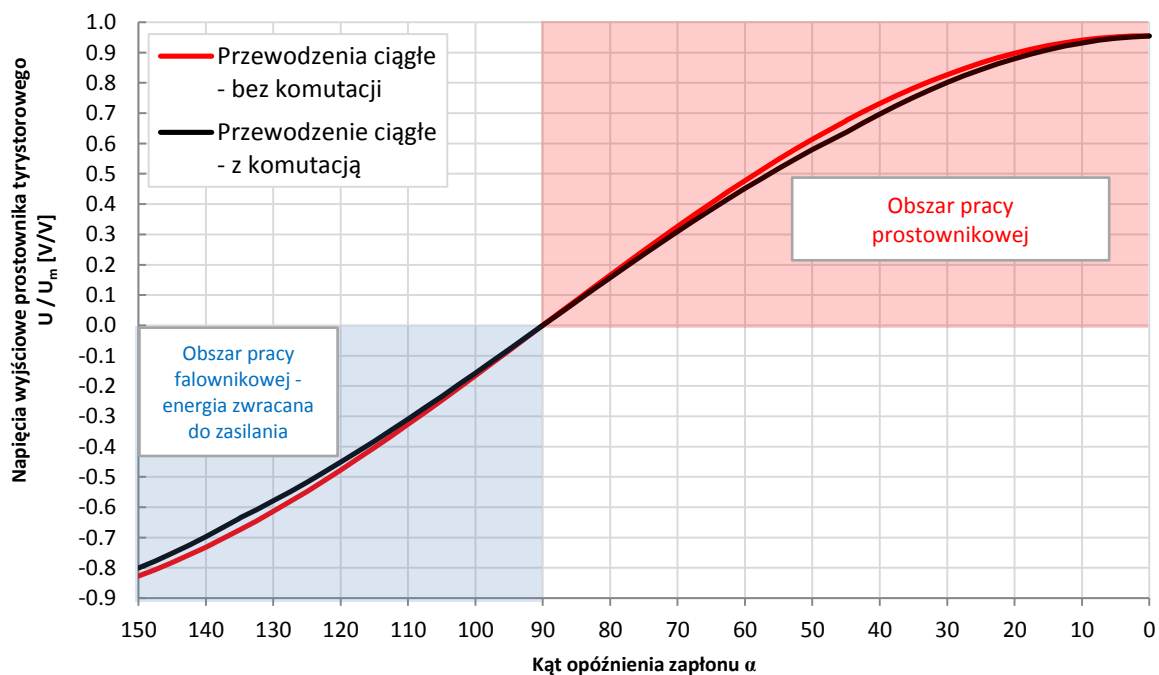
$$\gamma > 2\pi f t_q \quad (9.22)$$

gdzie: t_q – czas wyłączenia tyrystora.

Przyjmuje się, że w tyrystorowych układach wzbudzenia $\alpha_{max} = 150^\circ$, a zatem zakres sterowania zaimplementowany w sterowniku kąta α , powinien zwierać się w przedziale:

$$0^\circ < \alpha < 150^\circ \quad (9.23)$$

Nie zastosowanie się do tej zasady może prowadzić do wystąpienia zjawiska przewrotu falownikowego, podczas którego w wyniku nadmiernego prądu odbiornika kąt komutacji przekroczy maksymalną założoną wartość. Wówczas następuje zerwanie komutacji i gwałtowny wzrost prądu prostownika tyrystorowego. Na rys. 9.11 przedstawiono teoretyczne charakterystyki sterowania prostownika tyrystorowego 6-pulsowego przy przewodzeniu ciągłym ($R \approx 0$) bez uwzględnienia zjawiska komutacji oraz z uwzględnieniem komutacji dla indukcyjności rozproszenia $L_s = 130 \mu\text{H}$.



Rys. 9.11. Teoretyczna charakterystyka sterowania prostownika tyrystorowego przy przewodzeniu ciągłym bez uwzględnienia komutacji oraz z jej uwzględnieniem dla $L_s = 130 \mu\text{H}$



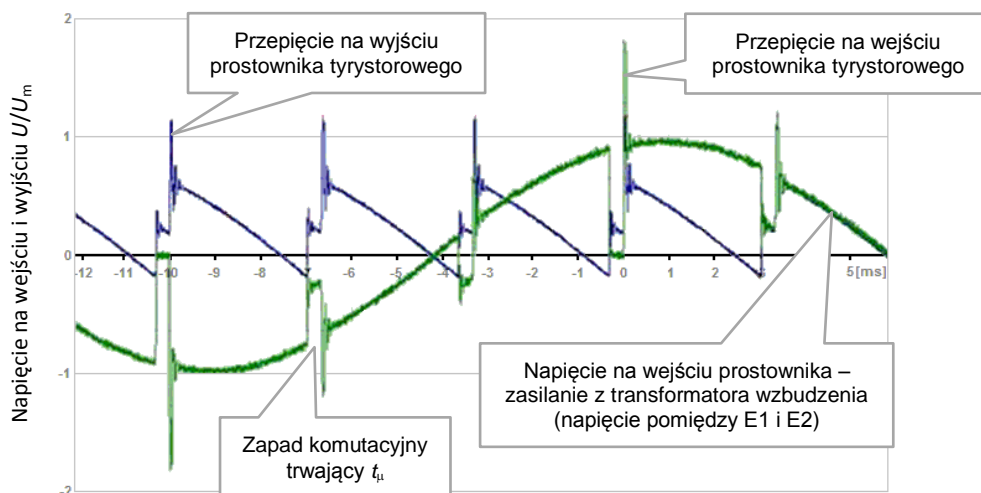
Przedstawione na rys. 9.11 maksymalne wartości komutacyjnych strat napięcia sięgają 4% dla kątów α o wartościach: 45° oraz 135° . Zatem zjawisko komutacji powoduje na tyle duże zmniejszenie napięcia wzbudzenia, że powinno być uwzględniane przy wszelkiego rodzaju obliczeniach i symulacjach.

Załącznik 2 – Transformator wzbudzenia

Transformator zasilający tyrystorowy prostownik układu wzbudzenia nazywany jest transformatorem wzbudzenia (TW). Musi on być szczególnie odporny na dwa niekorzystne zjawiska:

- krótkotrwałe udary prądu (zwarcia) o czasie trwania t_{μ} , będące wynikiem opisanego zjawiska komutacji (tak jak w przypadku komutacji pomiędzy tyrystorem $T1$, a tyrystorem $T2$ na rys. 9.8 – źródło napięciowe e_1 jest praktycznie zwarte ze źródłem napięciowym e_2 , a prąd w obwodzie jest ograniczany jedynie przez indukcyjność L_S),
- przebiegi komutacyjne, będące następstwem przerywania wyżej wymienionych udarów prądu.

Na rys. 9.12 pokazano przebiegi napięć na wejściu i wyjściu tyrystorowego prostownika układu wzbudzenia [82].



Rys. 9.12. Przebiegi napięć na wejściu i wyjściu tyrystorowego prostownika układu wzbudzenia [82]

Napięcie strony wtórnej transformatora wzbudzenia (różnica fazy $E2$ i fazy $E1$, rys. 9.9), stanowi napięcie na wejściu prostownika. Napięcie to cechują widoczne zapady (ang. *voltage notching*), będące wynikiem komutacyjnych udarów prądu. Wartość prądu komutacji i_k odpowiada narastaniu prądu i_{T2} w tyrystorze wstępującym ($T2$) i zmniejszaniu się i_{T1} w tyrystorze zstępującym ($T1$), a zatem prawdziwe są wyrażenia:

$$i_{T1} + i_{T2} = I_d = \text{const.} \quad (9.24)$$

$$i_{T2} = i_k \quad (9.25)$$

Z wyrażen (9.24) i (9.25) wynika, że:

$$i_{T1} = I_d - i_k \quad (9.26)$$

Po odjęciu stronami równań z układu (9.11) otrzymujemy zależność:

$$e_2 - e_1 = L_s \frac{di_{T2}}{dt} - L_s \frac{di_{T1}}{dt} \quad (9.27)$$

Podstawiając (9.25) i (9.26) do (9.27) oraz pamiętając, że: $\frac{dI_d}{dt} = 0$ otrzymujemy:

$$e_1 - e_2 = L_s \frac{di_k}{dt} - L_s \frac{dI_d}{dt} + L_s \frac{di_k}{dt} = 2L_s \frac{di_k}{dt} \quad (9.28)$$

Przy założeniu, że amplitudy napięć e_1 i e_2 są identyczne i wynoszą E , można zapisać:

$$2L_s \frac{di_k}{dt} = E \sin\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) - E \sin(\omega t) \quad (9.29)$$

Po przekształceniach wyrażenia (9.29) otrzymujemy

$$\frac{di_k}{dt} = \frac{\sqrt{3}E}{4L_s} (\cos \omega t - \sqrt{3} \sin \omega t) \quad (9.30)$$

Po scałkowaniu wyrażenia (9.30) otrzymujemy:

$$i_k = \frac{\sqrt{3}E}{4L_s} \left(\frac{1}{\omega} \sin \omega t - \frac{\sqrt{3}}{\omega} \cos \omega t \right) = \frac{\sqrt{3}E}{4L_s} (\sin \omega t - \sqrt{3} \cos \omega t) \quad (9.31)$$

Po przekształceniu wyrażenia (9.31) otrzymujemy zależność opisującą prądu komutacji:

$$i_k = \frac{\sqrt{3}E}{2\omega L_s} \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{6}\right) = \frac{U_m}{2\omega L_s} \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{6}\right) \quad (9.32)$$

Kształt prądów wtórnych transformatora wzbudzenia są zbliżone do przebiegów prostokątnych [81], a zatem cechuje je wysoka zawartość harmonicznnych [82]. Składowe harmoniczne napięć i prądów transformatora wzbudzenia powodują [83]:

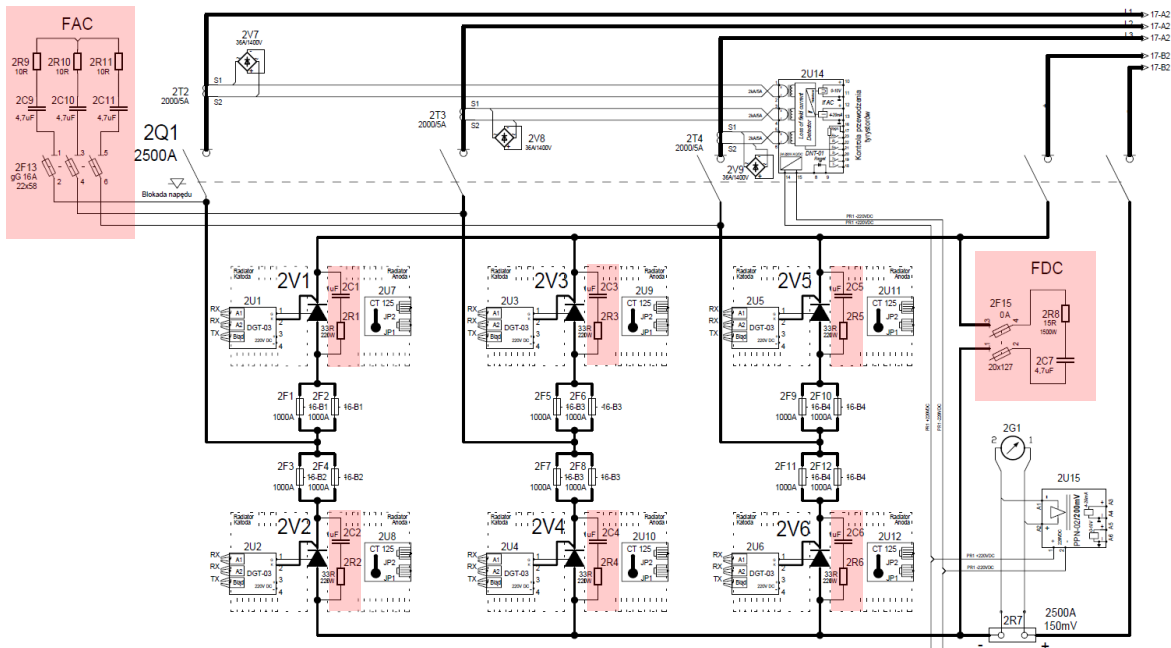
- wzrost strat w miedzi
- wzrost strat strumienia rozproszonego,
- wzrost strat w żelazie
- słyszalny hałas
- efekt ogólny: wzrost nagrzewania się transformatora.

W związku z powyższym transformatory wzbudzenia są większe, cięższe oraz droższe od typowych transformatorów zasilających [84]. Różnice te wynikają z celowego obniżenia indukcji w rdzeniu (ograniczenie strat wywołanych zawartością harmonicznnych w prądzie wtórnym). Wymagania dotyczące transformatorów wzbudzenia zawiera norma [85].

Załącznik 3 – Filtry prostownika tyrystorowego

Do prawidłowej, bezawaryjnej pracy prostownika tyrystorowego niezbędne są filtry [86, 87], które są zlokalizowane (rys. 9.13):

- na wejściu prostownika tyrystorowego – filtr AC,
- na każdym tyrystorze prostownika (*ang. snubber*),
- na wyjściu prostownika tyrystorowego – filtr DC.

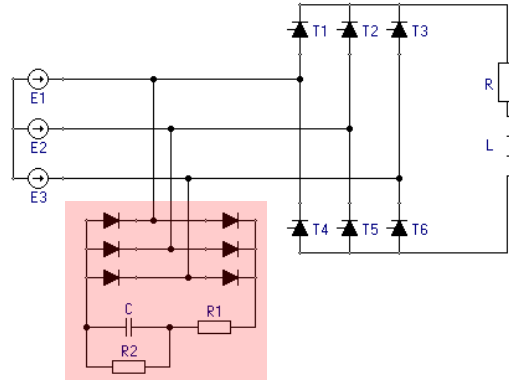


Rys. 9.13. Przykład filtrów tyrystorowego prostownika układu wzbudzenia [88]

Filtr na wejściu prostownika tyrystorowego

Filtr na wejściu prostownika tyrystorowego (tzw. filtr AC) stosuje się w celu zabezpieczenia tyrystorów przed przepięciami zewnętrznymi, które mogą pochodzić z zacisków generatora i przedostawać się przez transformator wzbudzenia. Przepięcia te mogą wystąpić, między innymi, na skutek zwarcń bądź przetężeń prądowych generatora synchronicznego lub (w przypadku układu z wyłącznikiem wzbudzenia w obwodzie zasilania tyrystorów) z powodu przerywania obwodu zasilania poprzez otwarcie wyłącznika wzbudzenia w czasie przewodzenia tyrystorów. Najprostszym rozwiązaniem filtra tłumiącego zewnętrzne przepięcia są trzy obwody RC dołączone między fazami zasilania przed prostownikiem tyrystorowym. Przykład tego rodzaju filtra pokazano na rys. 9.13 – oznaczenie FAC.

Obecnie często stosowane jest rozwiązanie, w którym zamiast trzech gałęzi RC stosowany jest trójfazowy prostownik diodowy obciążony tylko jednym obwodem R1-C (*ang. bucket circuit*) wraz z rezystorem rozładowczym R2, co pokazano na rys. 9.14.



Rys. 9.14. Filtr na wejściu prostownika tyrystorowego (oznaczono kolorem czerwonym)

Dobór wartości C oraz $R1$ filtru wyrażają poniższe zależności [18]:

$$C = \frac{0,05 \cdot I_{10}}{2\pi f (k_v^2 - 1) U_m} \quad (9.33)$$

gdzie: I_{10} – prąd magnesujący transformatora wzbudzenia

U_m – amplituda międzyfazowego napięcia zasilania prostownika

k_v – zakładany współczynnik przebiecia w stosunku do U_m

$$R1 = \sqrt{\frac{2L_s}{C}} \quad (9.34)$$

gdzie: L_s – indukcyjność rozproszenia.

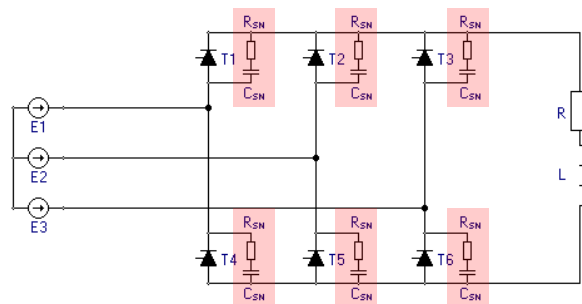
Wartość rezystora rozładowczego $R2$ dobiera się tak, aby:

$$R2 \cdot C > 100 \text{ ms} \quad (9.35)$$

Filtry na tyrystorach prostownika

Filtry umiejscowione na tyrystorach stosuje się w celu ich zabezpieczenia przed przepięciami wewnętrznymi – każda komutacja tyrystora, a dokładnie zanik prądu komutacyjnego o wartości zdefiniowanej zależnością (9.32), powoduje przepięcie (komutacyjne). To wysokie napięcie jest niebezpieczne dla tyrystora zstępującego (napięcie wsteczne). Ochrona tyrystora przed tymi przepięciami polega na łagodzeniu wzrostu tego napięcia poprzez szybkie przechwycenie energii przepięcia w kondensatorze, a następnie jej powolne rozproszenie w rezystorze. Najprostszym rozwiązaniem filtru tłumiącego jest dołączony równolegle do tyrystora obwód RC

(ang. *snubber*) i umiejscowiony w jego bezpośredniej bliskości (np. na radiatorze każdego tyrystora) – elementy filtru R_{SN} oraz C_{SN} pokazano na rys. 9.15.



Rys. 9.15. Filtry na tyrystorach prostownika

Dobór wartości C_{SN} oraz R_{SN} snubber'ów wyrażają poniższe zależności:

$$C_{SN} = \frac{Q_{rr}}{U_m} = \frac{Q_{rr}}{U_{sk} \sqrt{2}} \quad (9.36)$$

$$R_{SN} = \sqrt{\frac{k \cdot L_S}{C_{SN}}} \quad (9.37)$$

gdzie: U_m – amplituda międzyfazowego napięcia zasilania prostownika

U_{sk} – wartość skuteczna napięcia międzyfazowego

Q_{rr} – ładunek przejściowy tyrystora (ang. *reverse recovery*)

L_S – indukcyjność rozproszenia,

k – współczynnik zależny od przyjętych założeń 1÷2 [51], [87]

W przypadku braku parametru Q_{rr} w dokumentacji technicznej tyrystora, należy skorzystać z parametrów I_{rrm} oraz t_{rr} :

$$Q_{rr} = \frac{1}{2} \cdot I_{rrm} \cdot t_{rr} \quad (9.38)$$

gdzie: I_{rrm} – prąd tyrystora w stanie zaporowym (ang. *reverse recovery current*),

t_{rr} – czas odzyskiwania blokowania (ang. *reverse recovery time*).

Przykład filtra pokazano na rys. 9.13 – np. na tyrystorze 2V1, filtr: 2R1-2C1.

Filtr DC prostownika tyrystorowego

Z powodu znacznej indukcyjności uzwojenia wzbudzenia generatora synchronicznego dużej mocy (lub wzbudnicy generatora), w prądzie wzbudzenia (wyjściowym prostownika) nie występują żadne harmoniczne – prąd jest stały, a zatem nie zachodzi konieczność filtrowania prądu wyjściowego. Filtr na wyjściu prostownika

(tzw. filtr DC) w postaci obwodu RC jest jednak niezbędny. Po pierwsze, w celu zabezpieczenia uzwojenia wirnika generatora przed opisanymi powyżej przepięciami zewnętrznymi i wewnętrznymi, powstającymi również w momencie otwierania wyłącznika wzbudzenia. Drugim, równie istotnym zadaniem filtra jest zapewnienie ciągłości przewodzenia prostownika tyrystorowego – wartość prądu prostownika I_d (prąd I_d stanowi sumę prądu wzbudzenia i prądu filtra DC) nie może spaść poniżej wartości prądu podtrzymania I_H (*ang. holding current*) zastosowanych tyrystorów:

$$I_d > I_H \quad (9.39)$$

Powyższy warunek musi być spełniony dla zakładanego, zaniżonego poziomu napięcia zasilania prostowników tyrystorowych. Maksymalny prąd I_{RC} filtra RC składającego się z rezystora R_{DC} oraz nienaładowanego kondensatora C_{DC} ($t = 0$) wyraża ogólna zależność:

$$I_{RC} = \frac{U}{R_{DC}} e^{-\frac{t}{R_{DC}C_{DC}}} \Big|_{t=0} \Rightarrow I_{RC} = \frac{U}{R_{DC}} \quad (9.40)$$

A zatem spełnienie warunku (9.39) zależy od rezystora, którego dobór, opisany w [51] można wyrazić zależnością:

$$R_{DC} = k \cdot R \quad (9.41)$$

gdzie: R – rezystancja uzwojenia wzbudzenia generatora lub wzbudnicy,

k – współczynnik zależny od przyjętych założeń, według [51] $k \geq 2$.

Podstawowa częstotliwość tętnień f_r (*ang. fundamental ripple frequency*) napięcia wyjściowego prostownika tyrystorowego q -plusowego wynosi:

$$f_r = q \cdot f \quad (9.42)$$

Znajomość częstotliwości f_r umożliwia dobór pojemności kondensatora C_{DC} tak, aby:

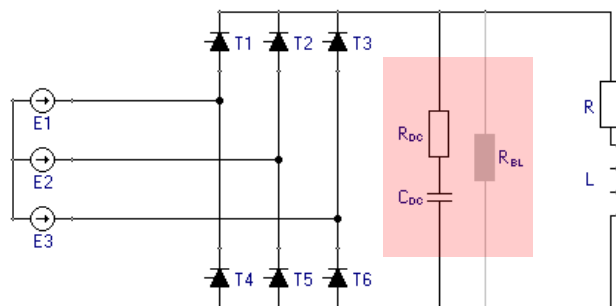
$$R_{DC} \cdot C_{DC} < \frac{1}{f_r} \Rightarrow C_{DC} < \frac{1}{R_{DC} \cdot f_r} \quad (9.43)$$

Kondensator C_{DC} stanowi również dominujący składnik impedancji Z tego filtra:

$$Z = \sqrt{R_{DC}^2 + \left(\frac{1}{2\pi \cdot f_r \cdot C_{DC}} \right)^2} \quad (9.44)$$

Stąd też, odpowiednio dobierając wartość pojemności C_{DC} można wpłynąć na moc rezystora R_{DC} . Przykład filtra pokazano na pokazano na rys. 9.13 – oznaczenie FDC.

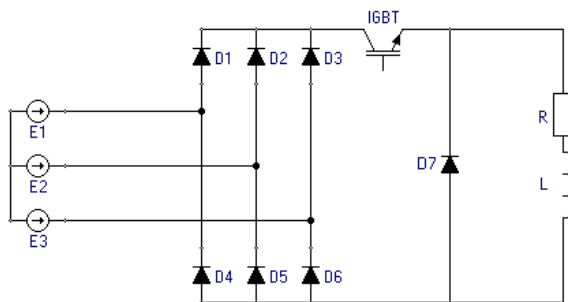
Jeśli jednak filtr nie jest w stanie zapewnić ciągłości przewodzenia prostownika lub też, jeśli filtr zostanie pominięty z powodów ekonomicznych, wówczas stosowany jest dodatkowy, połączony równolegle do obwodu wzbudzenia rezystor wstępnego obciążenia (*ang. base load resistor*). Rezystor ten zapewnia również ciągłość obwodu w przypadku prostownika wzbudzenia z zasilaniem złożonym (*ang. compound-source rectifier system*), czyli z zasilaniem napięciowym i prądowym (z przekładników prądowych, zazwyczaj w zerze generatora) – tzw. kompaudancja prądowa. Opcjonalny rezystor wstępnego obciążenia R_{BL} (kolor szary) wraz z filtrem $R_{DC}-C_{DC}$ przedstawiono na rys. 9.16.



Rys. 9.16. Filtr $R_{DC}-C_{DC}$ oraz rezystor R_{BL} na wyjściu prostownika tyrystorowego

Załącznik 4 – Tranzystorowy przekształtnik układu wzbudzenia

W elektromaszynowych układach wzbudzenia, jako źródło prądu wzbudzenia wzbudnicy (oprócz prostownika tyrystorowego) stosuje się energoelektroniczny przekształtnik typu AC/DC z tranzystorem IGBT, tzw. przetwornik zstępujący. Przekształca on napięcie przemienne na napięcie stałe, a następnie napięcie stałe na napięcie jednokierunkowe o regulowanej wartości średniej mniejszej lub co najwyżej równej wartości wyprostowanego napięcia stałego. Schemat przetwornika z obciążaniem indukcyjnym (uzwojenie wzbudzenia wzbudnicy) przedstawia rys. 9.17.



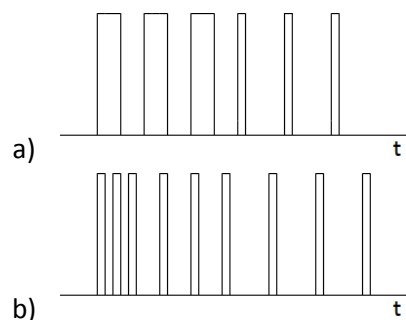
Rys. 9.17. Schemat przekształtnika z tranzystorem IGBT

Przetwornik z tranzystorem IGBT jest przekształtnikiem o komutacji wewnętrznej. Oznacza to, że przedziały czasu, w którym musi nastąpić załączenie lub wyłączenie tranzystora nie są ściśle określone i nie są uzależnione od źródła zasilającego.

Tranzystory IGBT są elementami półprzewodnikowymi sterowanymi napięciowo. W przetworniku zstępującym tranzystor IGBT może być sterowany dwoma rodzajami sygnałów napięciowych poprzez zmianę ich współczynnika wypełnienia D [20]:

- sygnałem o stałej częstotliwości ($f_s = const.$) i zmiennym czasie przewodzenia,
- sygnałem o stałym czasie przewodzenia ($t_{on} = const.$) i zmiennej częstotliwości.

Wyżej wymienione metody sterowania tranzystora IGBT pokazano na rys. 9.18.

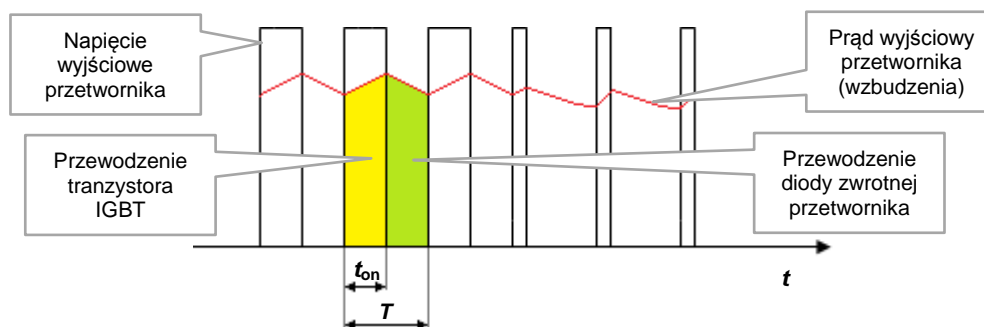


Rys. 9.18. Metody regulacji napięcia na wyjściu przetwornika: a) przy stałej częstotliwości i zmiennym czasie przewodzenia, b) przy zmiennej częstotliwości i stałym czasie przewodzenia

W układach wzbudzenia wykorzystuje się najczęściej sterowanie tranzystorem IGBT sygnałem o zmiennym czasie przewodzenia i stałej częstotliwości sygnału sterującego f_s (rys. 9.18a) wynoszącej zazwyczaj 1 kHz. Zatem okres T sygnału sterującego wynosi:

$$T = \frac{1}{f_s} = \frac{1}{1000 \text{ Hz}} = 1 \text{ ms} \quad (9.45)$$

Zstępujący przetwornik IGBT typu AC/DC (rys. 9.17) składa się z prostownika diodowego D1÷D6 (zasilanego najczęściej trójfazowo), tranzystora IGBT (pełniącego rolę sterowanego elementu przełączającego) oraz diody zwrotnej D7. Podczas pracy przetwornika tranzystor IGBT jest cyklicznie załączany i wyłączany. Gdy tranzystor IGBT jest załączony, wówczas prąd ze źródła zasilania płynie do obciążenia (uzwojenia wzbudzenia generatora), a dioda zwrotna D7 jest w tym czasie spolaryzowana zaporowo. Gdy tranzystor IGBT jest wyłączony, pod wpływem indukcyjności obwodu wzbudzenia prąd zamyka się przez diodę zwrotną D7. Przebieg prądu wzbudzenia z przekształtnika z tranzystorem IGBT przedstawiono na rys. 9.19.



Rys. 9.19. Przebieg prądu i napięcia wzbudzenia przetwornika IGBT

Charakterystyką sterowania przetwornika zstępującego z tranzystorem IGBT nazywa się zależność między wartością średnią napięcia wyjściowego przetwornika U_{sr} (zależną od amplitudy międzyfazowego napięcia zasilania U_m), a współczynnikiem wypełnienia D sygnału sterującego pracą tranzystora. Zależność określająca charakterystykę sterowania przetwornika przy przewodzeniu ciągłym i zasilaniu trójfazowym ma postać:

$$U_{sr} = 0,955 \cdot U_m \cdot D = 1,35 \cdot U_{sk} \cdot D \quad (9.46)$$

gdzie: U_m – amplituda fazowego napięcia zasilania przetwornika

U_{sk} – wartość skuteczna napięcia fazowego

D – współczynnik wypełnienia (przy czym $t_{on} \leq T$, rys. 9.19) definiowany jest ilorazem:



$$D = \frac{t_{on}}{T} \quad (9.47)$$

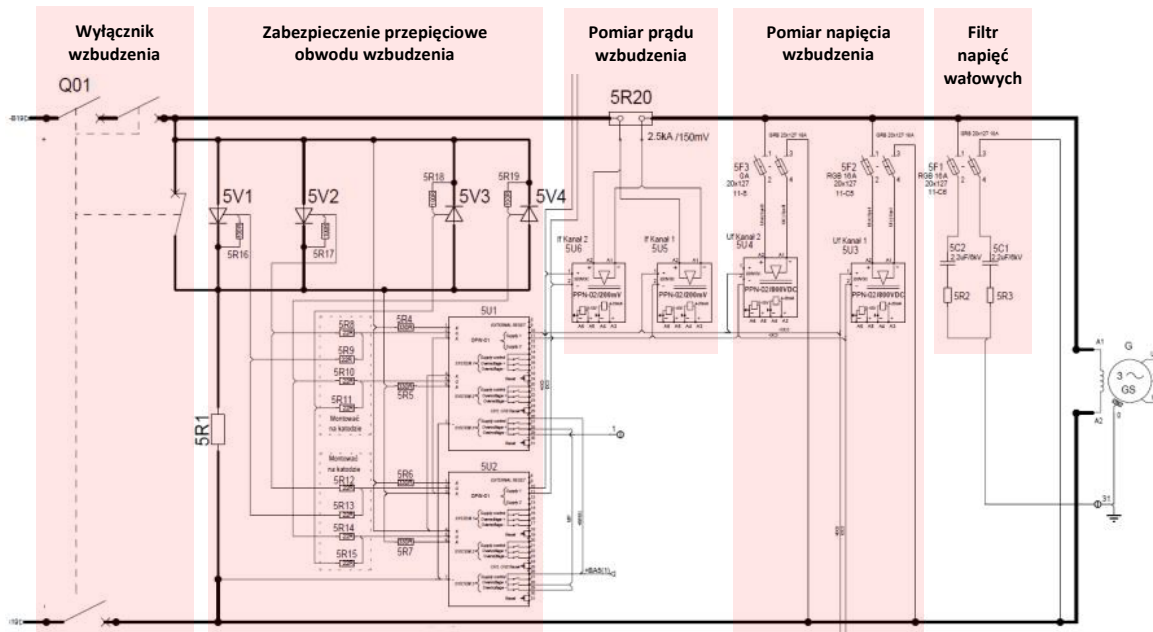
Na podstawie wyrażeń (9.45), (9.46) i (9.47) charakterystykę sterowania przetwornika możemy wyrazić jako:

$$U_{\text{sr}} = 1,35 \cdot U_{\text{sk}} \cdot t_{on} \cdot f_s \quad (9.48)$$

Wartość napięcia wejściowego przetwornika (napięcia wzbudzenia) jest wprost proporcjonalna do czasu załączenia t_{on} tranzystora IGBT, przy założeniu, że $t_{on} \leq T$. Wadą przetworników zstępujących z IGBT jest jednokierunkowość napięcia wzbudzenia, co uniemożliwia szybkie odwzbudzenie wzbudnicy poprzez rewersję napięcia wzbudzenia.

Załącznik 5 – Wyłącznik wzbudzenia i powiązane z nim układy

Wyłącznik wzbudzenia może być zamontowany po stronie obciążenia (wyłącznik DC) lub też po stronie zasilania prostownika tyrystorowego (wyłącznik AC). Z punktu widzenia parametrów układu wzbudzenia dużo korzystniejszym rozwiązaniem jest wyłącznik DC, na przykład [90], którego implementację zaprezentowano na rys. 9.20.



Rys. 9.20. Przykład wyłącznika wzbudzenia i powiązanych z nim układów, hydrogeneratora o mocy 209 MVA [88]

Wyłącznik wzbudzenia w obwodzie DC

Pokazany na rysunku rys. 9.20 wyłącznik wzbudzenia Q01 posiada trzy styki główne (dwa styki typu NO w biegunie dodatnim i jeden styk typu NO w biegunie ujemnym) oraz jeden styk pomocniczy (typu NC). Te cztery styki (wyposażone w komory łukowe oraz elektromagnesy powodujące wydmuch łuku do komór) są ze sobą sprzężone mechanicznie w taki sposób, że impuls otwierający wyłącznik powoduje najpierw zwarcie styku pomocniczego, a dopiero po czasie nakładania się (ang. *overlap time*) następuje otwarcie trzech styków głównych. Dzięki takiej konstrukcji energia zgromadzona w indukcyjności wirnika może zostać rozproszona (zamieniona na ciepło) w liniowym rezystorze rozładowczym 5R1 (na rys. 9.20), a skuteczność awaryjnego odwzbudzenia jest bardzo wysoka. Skuteczność ta może zostać jeszcze zwiększona w przypadku zastosowania nieliniowego rezystora rozładowczego, co opisano w [91].

Wyłącznik wzbudzenia w obwodzie AC

Wyłącznik wzbudzania w obwodzie zasilania prostowników tyrystorowych jest z punktu widzenia skuteczności awaryjnego odwzbudzenia rozwiązaniem o wiele mniej wydajnym. Jednak wyłączniki wzbudzenia w obwodzie AC cechują się o wiele mniejszymi od wyłączników DC gabarytami. Nie bez znaczenia pozostaje również aspekt ekonomiczny, który przekonuje użytkowników do stosowania tego typu rozwiązań.

Zabezpieczenie przepięciowe obwodu wzbudzenia

Do stłumienia przepięcia w obwodzie wzbudzenia generatora lub wzbudnicy służy układ przeciwprzepięciowy (*ang. crowbar circuit*), którego działanie polega na załączeniu równolegle do obwodu wzbudzenia rezystora rozładowczego. Może to być (ale nie musi) ten sam rezystor, który wykorzystuje opisany powyżej wyłącznik wzbudzenia DC.

Przykład układu przeciwprzepięciowego pokazano na rys. 9.20, na którym do styku pomocniczego NC wyłącznika wzbudzenia Q01 podłączone są przeciwsobnie dwie pary tyrystorów: 5V1-5V2 oraz 5V3-5V4. Tyrystory te są elementami wykonawczymi dwóch pracujących niezależnie (redundancja sprzętowa) układów przeciwprzepięciowych oznaczonych na rysunku: 5U1 oraz 5U2. Podczas pracy wzbudzenia, gdy styk pomocniczy wyłącznika wzbudzenia Q01 jest otwarty, układy 5U1 i 5U2 kontrolują napięcie wzbudzenia. W przypadku wzrostu napięcia powyżej ustawionego progu następuje wyzwolenie odpowiednich tyrystorów – zależnie od kierunku przepięcia. Wówczas równolegle do wirnika zostaje dołączony rezystor rozładowczy 5R1 (rys. 9.20), dzięki czemu wartość przepięcia zostaje zmniejszona. Działanie układu wzbudzenia po zadziałaniu zabezpieczeń przepięciowych jest zależne od biegunowości przepięcia, czasu trwania przepięcia oraz zastosowanego rezystora (liniowy lub nieliniowy) [92]. W najgorszym przypadku, kiedy przepięcie nie zostanie stłumione w nastawionym czasie, z układu wzbudzenia generowany jest sygnał awaryjnego wyłączenia generatora – następuje otwarcie wyłącznika generatora oraz wyłącznika wzbudzenia.

Pomiar prądu i napięcia wzbudzenia

Do pomiaru prądu wzbudzania (lub wzbudzenia wzbudnicy) wykorzystywane są przetworniki hallotronowe (np. firmy LEM lub ABB), zapewniające pełną izolację



galwaniczną od obwodu wzbudzenia lub boczniki z zapewniającymi izolację przetwornikami pomiarowymi. Przykład obwodu pomiarowego prądu wzbudzenia wykonanego na bazie bocznika z przetwornikami pokazano na pokazano na rys. 9.20 – bocznik 5R20 oraz przetworniki 5U5 i 5U6.

Do pomiaru napięcia wzbudzenia wykorzystywane są przetworniki zapewniające izolację galwaniczną od obwodu wzbudzenia. Przykład obwodu do pomiaru napięcia wzbudzenia pokazano na pokazano na rys. 9.20 – przetworniki 5U3 i 5U4.

Filtr napięć wałowych

W celu zmniejszenia wartości pasożytniczych napięć na wale generatora [93] (dzięki czemu chroniona jest izolacja łożysk turbozespołu [94]), stosuje się między innymi specjalne filtry napięć wałowych. Filtr ten składa się z dwóch połączonych równolegle do uzwojenia wzbudzenia układów RC, a punkt środkowy filtru (pomiędzy układami RC) jest uziemiany. Najkorzystniejsze dla pracy filtru jest jego uziemienie przewodem poprowadzonym ze szczotek uziemiających wał generatora – pomiędzy generatorem, a turbiną. Czasami funkcja filtru napięć wałowych bywa łączona z filtrem DC prostownika tyrystorowego (filtr DC opisano w **Załączniku 4**).

Przykład filtru napięć wałowych pokazano na pokazano na rys. 9.20 – są to elementy 5R1-5C3 oraz 5R2-5C2.

Załącznik 6 – Układ wzbudzenia początkowego

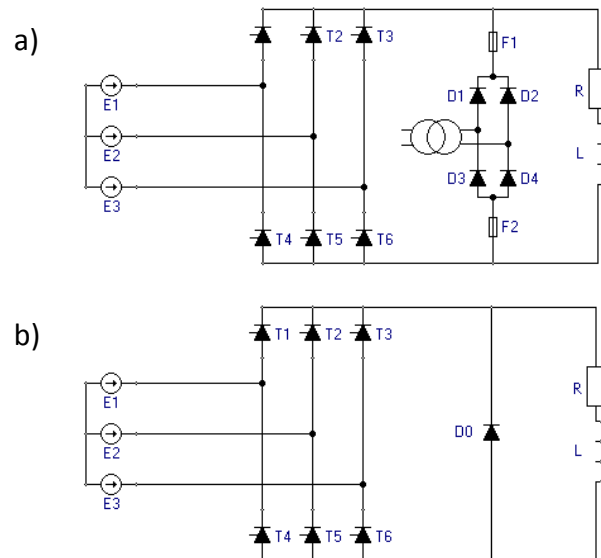
Układ wzbudzenia zasilany bocznikowo z zacisków generatora wymaga przed rozpoczęciem pracy chwilowego zasilania zewnętrznego źródła napięcia stałego (o wartości około 10% znamionowego napięcia wzbudzenia generatora), zwanym wzbudzeniem początkowym (ang. *field flashing*). Zasilanie to jest podawane na wirnik generatora i inicjuje przepływ prądu wzbudzenia początkowego. W efekcie na zaciskach generatora pojawia się napięcie wystarczające do zasilania prostowników tyrystorowych lub przetworników IGBT – rozpoczynają one pracę, a układ wzbudzenia początkowego zostaje wyłączony. Możemy wyróżnić następujące typy układów wzbudzenia początkowego:

- układy AC/DC zasilane trójfazowo,
- układy AC/DC zasilane jednofazowo,
- układy DC/DC.

Do turbogeneratorów dużej mocy zazwyczaj stosowany jest pierwszy typ (AC/DC trójfazowy), ponieważ moc układu wzbudzenia początkowego jest w tym wypadku znaczna. W przypadku hydrogeneratorów stosowany jest najczęściej ostatni typ (DC/DC), ze względu na możliwość rozpoczęcia pracy układu wzbudzenia z baterii DC elektrowni (napięcie stałe 110V lub 220V). Dzięki takiemu rozwiązaniu możliwy jest do przeprowadzenia proces przywracania działania elektrowni (oraz części KSE) bez zewnętrznego zasilania, czyli tzw. *black start*. Najprostszym układem wzbudzenia początkowego DC/DC jest podanie napięcia, ze wspomnianej baterii DC, poprzez rezystor ograniczający prąd. Takie rozwiązanie nie zapewnia jednak izolacji galwanicznej i może prowadzić do pobudzenia zabezpieczeń generatora (doziemienie wirnika). Obecnie najczęściej stosowane są przetwornice DC/DC z zabezpieczeniem w postaci diody szeregowej na wyjściu.

Należy zwrócić uwagę na fakt, że zastosowanie na wyjściu układu wzbudzenia początkowego prostownika diodowego pełno-okresowego (jako przekształtnika w przypadku zasilania z transformatora lub jako zabezpieczenia w przypadku przetwornicy), powoduje efekt równoważny do załączania diody zerowej (ang. *freewheeling diode*) prostownika tyrystorowego (charakterystyka pracy nieciągłej

na rys. 9.5). Na rys. 9.21 pokazano równoważność układu wzbudzenia początkowego typu AC/DC zasilanego jednofazowo oraz diody zerowej D0.



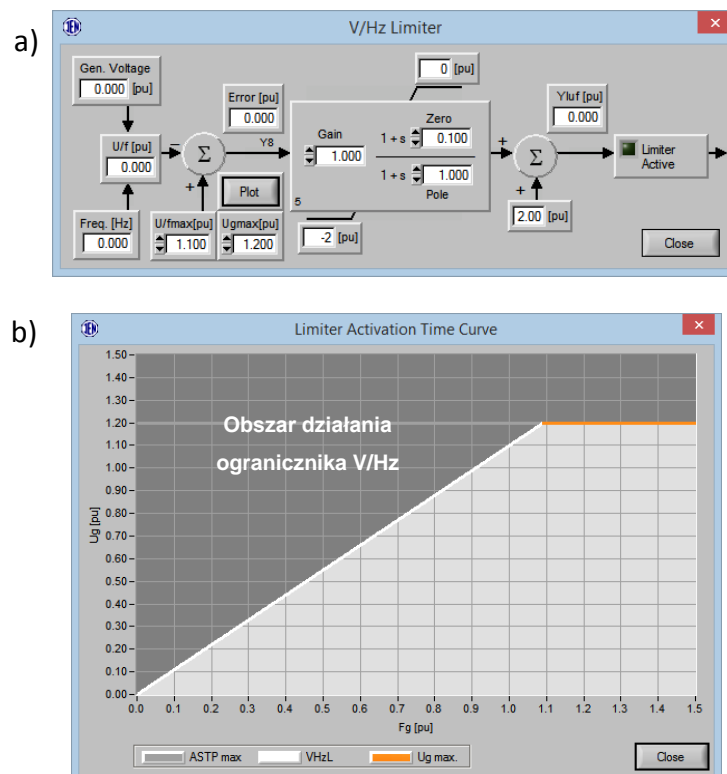
Rys. 9.21. Równoważność prostownika diodowego układu wzbudzenia początkowego typu AC/DC zasilanego jednofazowo (a) oraz rzeczywistej diody zerowej (b)

Efekt „chwilowej” diody zerowej musi być uwzględniany przez projektanta układu (dobór parametrów diod [10]), a jego przeoczenie może być przyczyną zadziałania zabezpieczeń nadprądowych F1, F2 (rys. 9.21a) układu wzbudzenia początkowego lub nawet uszkodzenia elementów prostownika diodowego D1-D4 (rys. 9.21a). Projektant powinien zapewnić również, aby po zakończeniu działania wzbudzenia początkowego nastąpiło odłączenie strony wtórnej prostownika diodowego (np. stycznikiem DC).

Załącznik 7 – Ograniczniki regulatora wzbudzenia

Ogranicznik indukcji – V/HzL

Ogranicznik indukcji – V/HzL (*ang. Volt per Hertz Limiter*) nazywany ogranicznikiem U/f (stosunku napięcia U_g do częstotliwości f) ma za zadanie zapobiegać uszkodzeniu rdzenia stojana generatora oraz rdzenia transformatora blokowego na skutek ich przegrzania. Może ono nastąpić na skutek zwiększenia ilorazu U_g do f w wyniku wzrostu strumienia magnesowania [25]. Przy zmniejszonej częstotliwości ogranicznik V/HzL utrzymuje iloraz napięcia generatora i częstotliwości na zadanym poziomie, natomiast przy częstotliwości znamionowej ogranicznik działa, jako ogranicznik nadnapięciowy. Charakterystyka działania ogranicznika $U_g = f(f_g)$ składa się z prostej o nachyleniu zależnym od parametru U_g/f_{max} , która może być dodatkowo ograniczana parametrem U_{gmax} . Przykład struktury ogranicznika V/HzL [12] wraz z opisaną charakterystyką przedstawia rys. 9.22.



Rys. 9.22. Przykład struktury ogranicznika V/Hz (a) oraz charakterystyki jego działania (b)

Charakterystyka ogranicznika V/HzL musi zostać uwzględniona w parametrach zabezpieczenia nadnapięciowego generatora (oznaczenie 59 zgodnie z normą IEEE [95]).

Ogranicznik przewzbudzenia – OEL

Ogranicznik przewzbudzenia – OEL lub OXL (*ang. Overexcitation Limiter*) nazywany również ogranicznikiem prądu wzbudzenia (lub maksymalnego prądu wzbudzenia) – FCL (*ang. Field Current Limiter*) ma dwa podstawowe zadania:

- zapobiegać przekroczeniu dopuszczalnego termicznego prądu wzbudzenia I_{fth} o wartości $1,0 \div 1,1$ jw, a po czasie zwłoki (odwrócona charakterystyka czasowo-zależna) sprowadzać prąd wzbudzenia do nastawionego progu termicznego I_{fth} .
- zapobiegać przekroczeniu krótkotrwałego dopuszczalnego prądu wzbudzenia I_{fmax} o wartości $1,6 \div 2,0$ jw (bezzwłocznie), a po czasie forsowania $T_{celling}$ (*ang. Celling Time*) wynoszącym od 10 do 20 sekund, sprowadzać prąd wzbudzenia do nastawionego progu termicznego I_{fth} .

Reakcja ogranicznika FCL na długotrwałe przekroczenie prądu wzbudzenia jest ściśle związana z budową uzwojenia wzbudzenia. Wymagania, które musi spełniać uzwojenie wzbudzenia definiuje norma ANSI [96], przedstawia tabela 9.1.

Tabela 9.1. Charakterystyka wymagań dla uzwojenia wzbudzenia wg normy ANSI C50.13

czas	[s]	10	30	60	120
prąd / napięcie wzbudzenia	[jw]	2,08	1,46	1,25	1,12

Ponadto norma IEEE [6] określa równanie opisujące czas t (w sekundach), po jakim powinien zadziałać człon zwłoczny ogranicznika FCL:

$$t [s] = \frac{A}{I_f^B - 1} \quad (9.49)$$

gdzie: $A = 33,37$, $B = 2$.

Charakterystykę otrzymaną za pomocą wyrażenia (9.49) przedstawiono w tabeli 9.2:

Tabela 9.2. Charakterystyka ogranicznika prądu wzbudzenia wg normy IEEE Std 421.5

czas zwłoki działania	[s]	10,2	29,8	60,0	132,7	145,4
prąd / napięcie wzbudzenia	[jw]	2,08	1,46	1,25	1,12	1,11

Czas t , po jakim powinien zadziałać człon zwłoczny ogranicznika FCL można również obliczyć ze zmodyfikowanego równania (9.49), przyjmując $B = 1$, jak na przykład w ograniczniku regulatora firmy *General Electric* [97]. Również ogranicznik FCL

regulatora P100C-SX [12] korzysta ze współczynnika $B = 1$, a zatem może on zostać skonfigurowany zgodnie z zależnością:

$$t [s] = \frac{A}{I_f^B - 1} \quad (9.50)$$

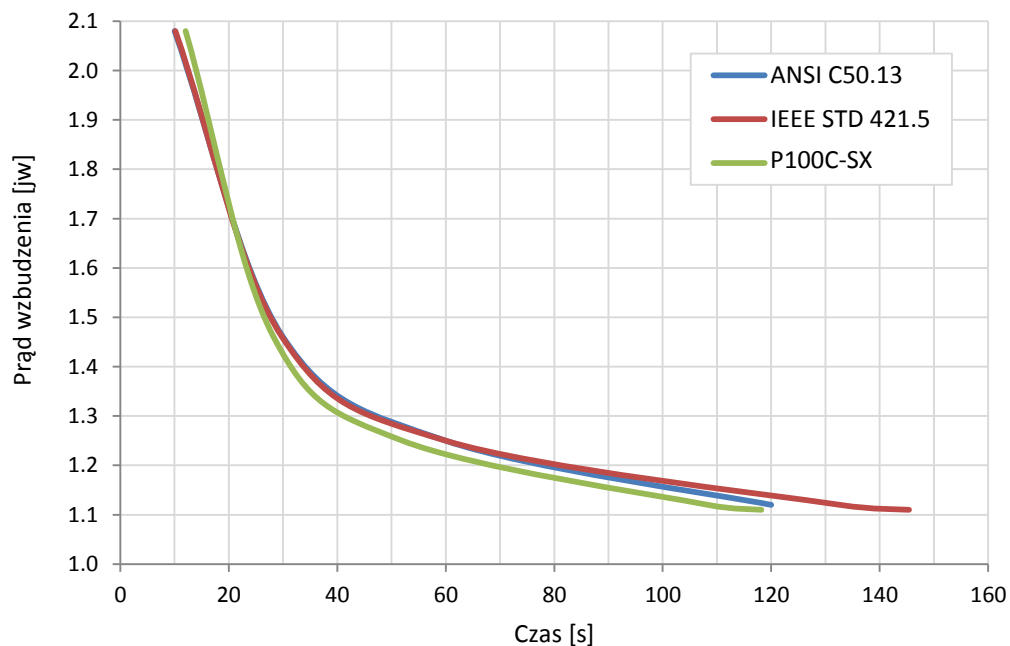
gdzie: $A = 13$, $B = 1$.

Charakterystykę ogranicznika FCL zaimplementowanego w regulatorze P100C-SX i otrzymaną za pomocą wyrażenia (9.50) zestawiono w tabeli 9.3.

Tabela 9.3. Charakterystyka ogranicznika prądu wzbudzenia zaimplementowanego w regulatorze P100C-SX ($A = 13$ oraz $B = 1$)

czas zwłoki działania	[s]	12,0	28,3	52,0	108,3	118,2
prąd / napięcie wzbudzenia	[jw]	2,08	1,46	1,25	1,12	1,11

Charakterystyki z tabel 9.1÷9.3 zebrano na wspólnym wykresie, przedstawionym na rys. 9.23.

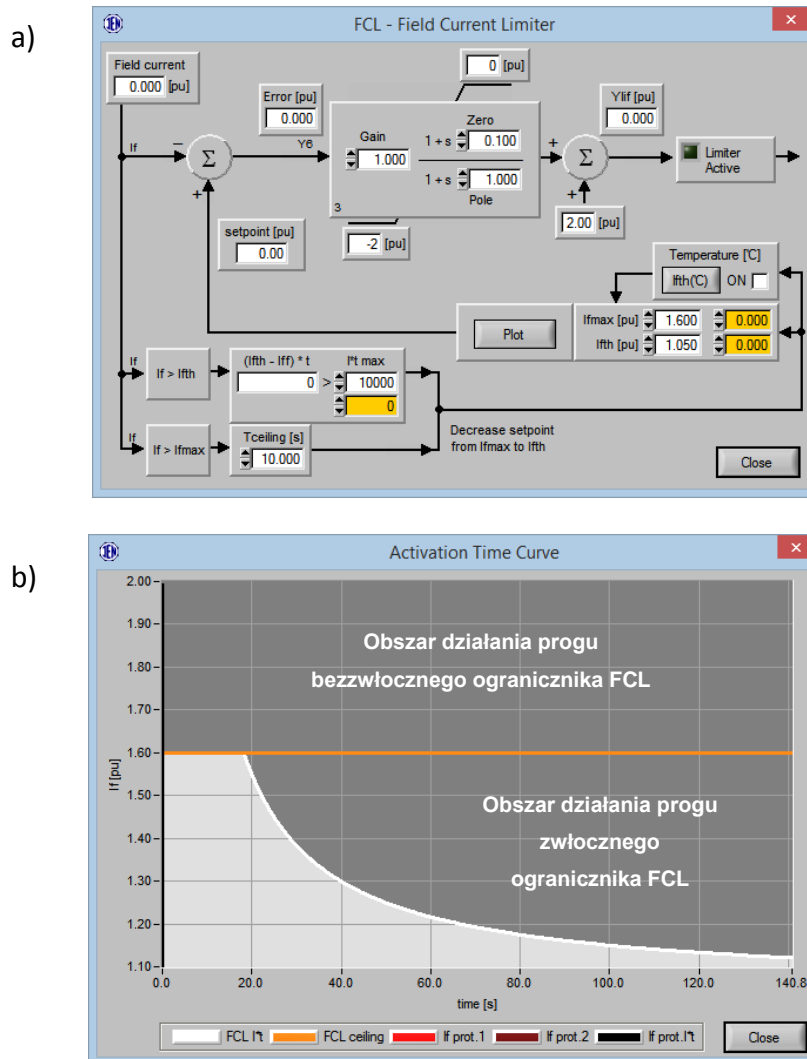


Rys. 9.23. Charakterystyka wymagań dla uzwojenia wzbudzenia wg ANSI C50.13 [96], charakterystyka ogranicznika FCL wg IEEE [6] oraz przykład implementacji charakterystyki ogranicznika FCL w regulatorze P100C-SX [12]

Jak wynika z przebiegu charakterystyk przedstawionych na rys. 9.23, zarówno wyrażenie (9.49) jak również (9.50), może wiernie odwzorować wymagania normy ANSI [96].

Charakterystyka ogranicznika FCL musi być uwzględniona w parametrach zabezpieczenia nadprądowego wzbudzenia (np. nadprądowego transformatora wzbudzenia) – zewnętrznego lub też wbudowanego w strukturę regulatora wzbudzenia.

Przykład struktury ogranicznika FCL [12] oraz jego czasowo-zależną charakterystykę działania przedstawia rys. 9.24.



Rys. 9.24. Przykład struktury ogranicznika FCL (a) oraz charakterystyki jego działania (b)

Ogranicznik niedowzbudzenia – UEL

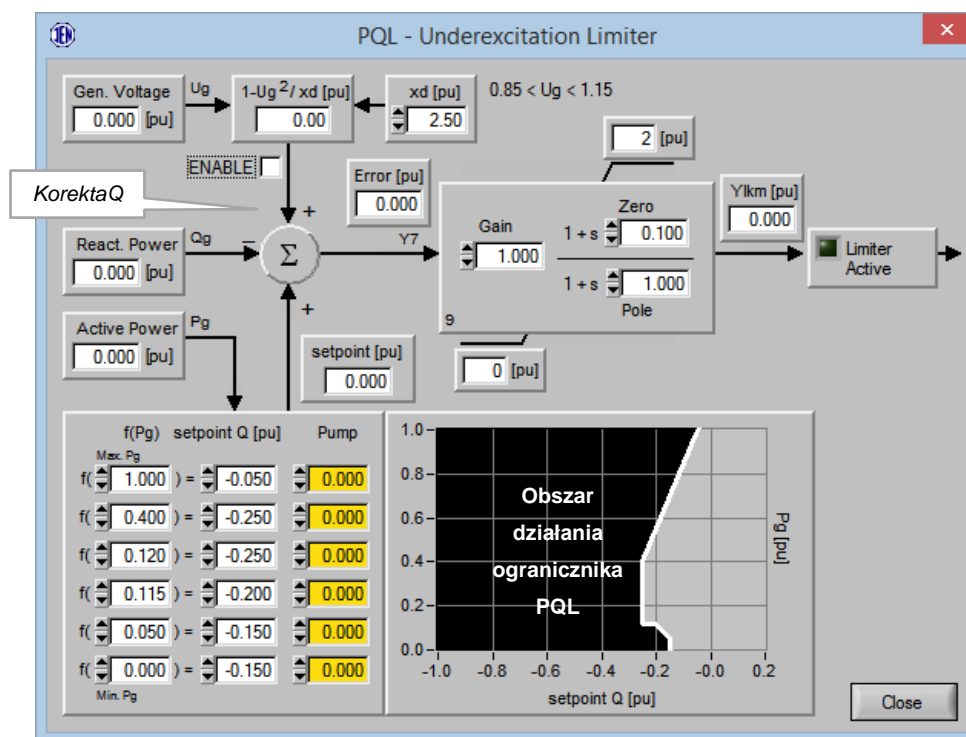
Ogranicznik niedowzbudzenia – UEL lub UXL (*ang. Underexcitation Limiter*) nazywany również ogranicznikiem krzywej P-Q – PQL (*ang. PQ Limiter*) ma dwa podstawowe zadania:

- zapobiegać zmniejszaniu prądu wzbudzenia w zakresie pojemnościowego obciążenia generatora (próg działania zadany krzywą $Q = f(P)$), co w przypadku

dużej mocy czynnej może doprowadzić do przekroczenia dopuszczalnego współczynnika $\text{tg} \delta_{\max}$ [70] i utraty synchronizmu.

- zapobiegać zmniejszaniu prądu wzbudzenia w zakresie pojemnościowego obciążenia generatora (próg działania zadany krzywą $Q = f(P)$), co w przypadku niewielkiej mocy czynnej może prowadzić do przegrzania skrajnych elementów stojana.

Przykład struktury ogranicznika PQL [12] wraz z jego charakterystyką (krzywa łamana) pokazano na rys. 9.25.



Rys. 9.25. Przykład struktury ogranicznika PQL wraz z charakterystyką jego działania

Charakterystyka działania ogranicznika może podążać za zmianami napięcia generatora i może być przesuwana sygnałem *KorektaQ* (rys. 9.25) w zależności od wartości napięcia generatora U_g oraz parametru x_d (rys. 9.25).

Charakterystyka ogranicznika PQL musi być uwzględniona w charakterystyce zabezpieczenia od utraty wzbudzenia generatora (*ang. Loss of Excitation Relay*, oznaczenie 40 zgodnie z normą [95]). Charakterystyka zabezpieczenie 40 jest zazwyczaj definiowana na płaszczyźnie impedancyjnej, stąd też krzywą ogranicznika $Q = f(P)$ należy przeliczyć zgodnie z zależnościami dla szeregowego dwójnika RL :

$$R = \frac{P}{I^2} = \frac{P}{S^2 / U_g^2} = \frac{P \cdot U_g^2}{P^2 + Q^2} \Big|_{U_g=1} \Rightarrow \frac{P}{P^2 + Q^2} \quad (9.51)$$

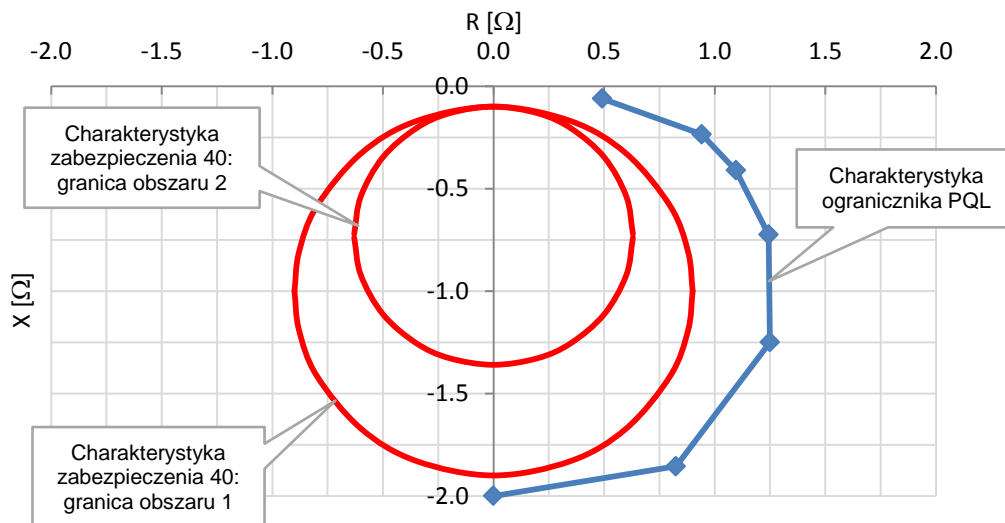
$$X = \frac{Q}{I^2} = \frac{Q}{S^2 / U_g^2} = \frac{Q \cdot U_g^2}{P^2 + Q^2} \Big|_{U_g=1} \Rightarrow \frac{Q}{P^2 + Q^2} \quad (9.52)$$

Przykładową charakterystykę $Q = f(P)$ ogranicznika PQL przedstawiono w tabeli 9.4.

Tabela 9.4. Przykładowa charakterystyka $Q = f(P)$ ogranicznika PQL

Moc czynna P	[jw]	1,0	0,8	0,6	0,4	0,2	0,0
Moc bierna Q	[jw]	-0,25	-0,30	-0,35	-0,40	-0,45	-0,50

Dane z tabeli 9.4 przeliczono na płaszczyznę impedancyjną zgodnie z zależnościami (9.51 i 9.52). Następnie, wraz z przykładową nastawą dwóch progów zabezpieczenia od utraty wzbudzenia (zgodnie z metodyką [98] dla $X_d = 1,8 \Omega$ oraz $X_d' = 0,2 \Omega$) przedstawiono na rys. 9.26.

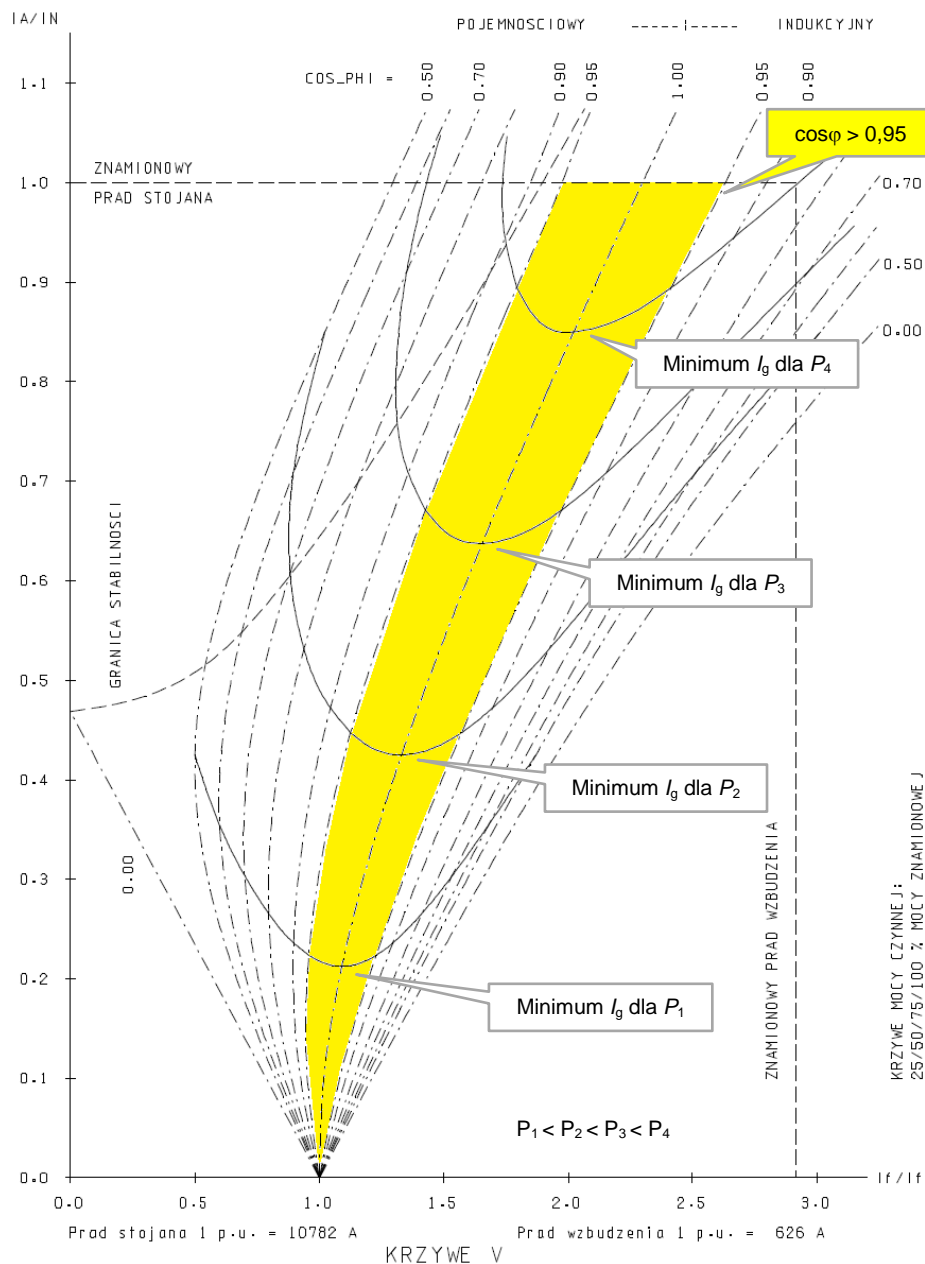


Rys. 9.26. Charakterystyka działania ogranicznika PQL wraz z charakterystyką zabezpieczenia od utraty wzbudzenia (40) na płaszczyźnie impedancyjnej

Ogranicznik prądu stojana – SCL

Ogranicznik prądu stojana – SCL (*ang. Stator Current Limiter*) ma jedno podstawowe zadanie: zapobiegać przekroczeniu długotrwale dopuszczalnego prądu stojana I_{gth} , zwykle o wartości $1,0 \div 1,1$ jw [25], a po czasie zwłoki (odwrócona charakterystyka czasowo-zależna) sprowadzać moc bierną generatora do wartości

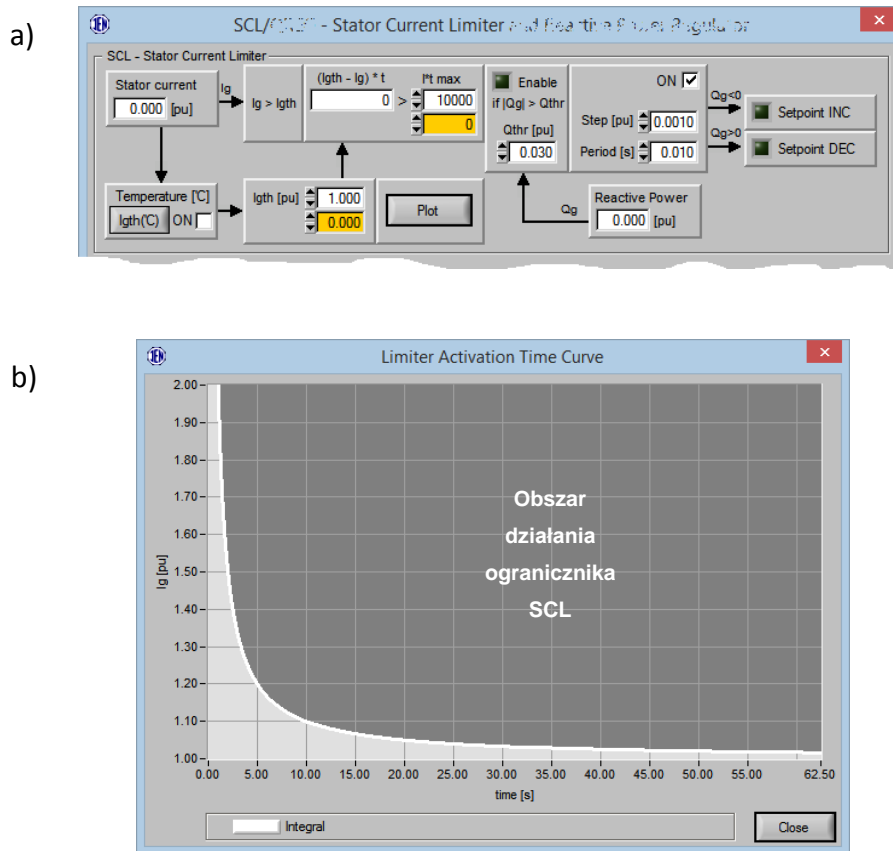
$Q = 0$ jw. Dzięki temu prąd stojana jest sprowadzany do najmniejszej możliwej wartości (z punktu widzenia regulatora napięcia generatora), co pokazano na rys. 9.29.



Rys. 9.27. Przykład krzywych V dla generatora o mocy 294 MVA [50]

Reakcja ogranicznika SCL na długotrwałe przekroczenie prądu stojana może być określona, podobnie jak dla ogranicznika prądu wzbudzenia, wyrażeniem (9.50), lecz zamiast prądu I_f należy podstawić wartość prądu stojana generatora I_g . Działanie ogranicznika SCL jest w pełni skuteczne (doprowadzenie do $I_g < I_{gth}$) tylko przy niewielkich przekroczeniach I_g . Dzieje się tak, ponieważ prąd stojana (zakładając $\cos \varphi > 0,95$) tylko w niewielkim stopniu zależy od wartości prądu wirnika (rys. 9.27).

Przykład struktury ogranicznika SCL regulatora typu P100C-SX [12] oraz jego czasowo-zależną charakterystykę działania pokazano na rys. 9.28.



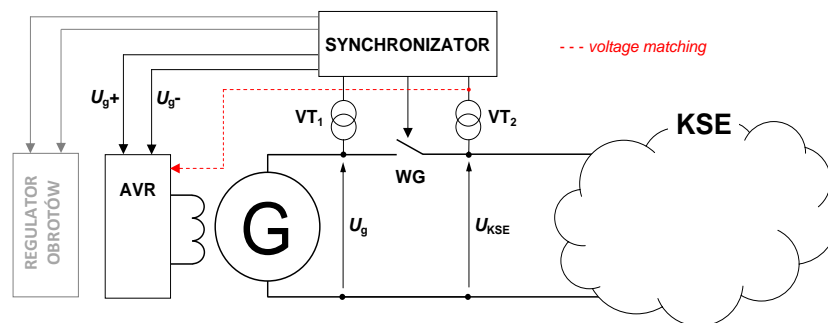
Rys. 9.28. Przykład: a) struktury ogranicznika SCL, b) charakterystyki jego działania

Załącznik 8 – Tryby pracy regulatora wzbudzenia

Po prawidłowym wzbudzeniu generatora do napięcia bliskiego napięciu znamionowemu następuje, wykonywana przez synchronizator automatyczny, synchronizacja generatora z KSE – rys. 9.29. Idealna synchronizacja generatora następuje po jednoczesnym spełnieniu:

- warunku zgodności amplitudy napięć: $U_g = U_{KSE}$,
- warunku zgodności częstotliwości napięć U_g i U_{KSE} : $f_g = f_{KSE}$,
- warunku zgodności faz napięć U_g i U_{KSE} : $\varphi_g = \varphi_{KSE}$.

Widoczne na rys. 9.29 dwa systemy przekładników napięciowych (VT_1 i VT_2), umożliwiają synchronizatorowi pomiar napięć U_g i U_{KSE} . Po spełnieniu warunków zgodności synchronizator zamyka wyłącznik generatora WG. Pierwszy z warunków synchronizator spełnia poprzez odpowiednie sterowanie regulatorem wzbudzenia (AVR na rys. 9.29), pozostałe dwa – poprzez sterowanie regulatorem obrotów.



Rys. 9.29. Schemat blokowy urządzeń niezbędnych do synchronizacji generatora G z KSE

W praktyce idealne spełnienie trzech warunków synchronizacji nie jest możliwe – można jedynie doprowadzić do minimalizacji różnic wymienionych wielkości, a zatem rzeczywiste warunki synchronizacji mają postać (zgodnie z rys. 9.29):

$$U_g - U_{KSE} < \Delta U \quad (9.53a)$$

$$f_g - f_{KSE} < \Delta f \quad (9.53b)$$

$$\varphi_g - \varphi_{KSE} < \Delta \varphi \quad (9.53c)$$

Spełnienie zależności (9.53a) wymaga prawidłowej reakcji AVR na sygnały binarne wysyłane przez SYNCHRONIZATOR (U_{g+} , U_{g-} na rys. 9.29). Współczesne automatyczne synchronizatory, na przykład [99], korzystają z dwóch trybów pracy wyjść binarnych sterujących AVR.



Pierwszy tryb pracy synchronizatora to różno-odległe impulsy o jednakowej długości (częstotliwość impulsów jest proporcjonalna do różnicy napięć system-generator), może być interpretowany przez AVR, jako sterowanie zboczem – narastające zbocze każdego impulsu koryguje napięcie generatora o sparametryzowany w AVR krok.

Drugi tryb pracy synchronizatora to równo-odległe impulsy o różnej długości (długość impulsu jest proporcjonalna do różnicy napięć system-generator), wymaga reakcji AVR na poziom – korekta napięcia generatora musi być proporcjonalna do czasu trwania impulsu.

Spełnienie warunku (9.53a) możliwe jest również poprzez podanie sygnału analogowego z przekładników VT_2 (rys. 9.29) do AVR. Jest to dodatkowa funkcja regulatora napięcia zwana dopasowywaniem napięcia (*ang. voltage matching*). Po synchronizacji generatora z KSE regulator wzbudzenia musi umożliwiać pracę w regulacji automatycznej (regulacji napięcia generatora) lub też w przypadku jej uszkodzenia – musi samoczynnie przełączyć się na regulację ręczną (regulację prądu wzbudzenia generatora lub prądu wzbudzenia wzbudnicy). W przypadku regulatorów dwukanałowych awaria regulacji automatycznej powoduje zmianę kanałów i kontynuację pracy w regulacji automatycznej. Zmiana trybu (automatyczna – ręczna) lub kanału regulacji może nastąpić również na żądanie operatora. Operator może również załączyć jeden z dwóch dodatkowych trybów regulacji automatycznej:

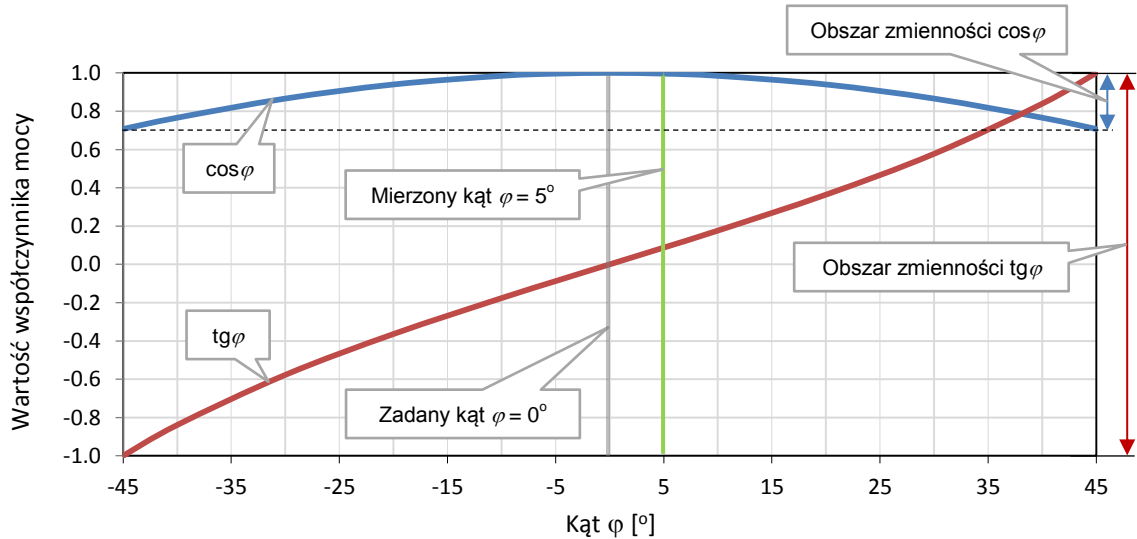
- tryb regulacji mocy biernej – regulator utrzymuje zadaną wartość mocy biernej.
- tryb regulacja współczynnika mocy – regulator utrzymuje zadany $\cos\varphi$ lub $\operatorname{tg}\varphi$.

Wyżej wymienione tryby są przez regulator wzbudzenia zazwyczaj realizowane w sposób krokowy – w zadanych odstępach czasu regulator samoczynnie modyfikuje (w obu kierunkach, z niewielkim krokiem) wartość zadaną napięcia generatora (nastawnika regulacji automatycznej) i w ten sposób utrzymuje zadaną przez operatora wartość mocy biernej lub współczynnika mocy. Regulacja współczynnika mocy $\operatorname{tg}\varphi$ bywa stosowana z powodu większej dokładności w stosunku do współczynnika $\cos\varphi$. Zakładając, że zakres kąta φ wynosi $\pm 45^\circ$, to wówczas otrzymujemy następujące obszary zmienności współczynników mocy:

$$\cos \varphi \Big|_{\varphi \in [-45^\circ, +45^\circ]} \in [0,707, +1,000] \xrightarrow{\text{obszar_zmiennosci}} 0,293 \quad (9.54)$$

$$\operatorname{tg} \varphi \Big|_{\varphi \in [-45^\circ, +45^\circ]} \in [-1,000, +1,000] \xrightarrow{\text{obszar_zmiennosci}} 2,000 \quad (9.55)$$

Obszary zmienności współczynników mocy, opisane wyrażeniami (9.54) i (9.55), pokazano na poniższym rysunku.



Rys. 9.30. Obszary zmienności współczynników mocy dla $-45^\circ \leq \varphi \leq 45^\circ$

Jeśli założymy, że dążymy do kąta $\varphi = 0^\circ$ (wartość zadana $\cos \varphi = 1$, co odpowiada wartości zadanej $\operatorname{tg} \varphi = 0$), a aktualny mierzony kąt $\varphi = +5^\circ$ (rys. 9.32), to wówczas otrzymujemy następujące wartości bezwzględne uchybu:

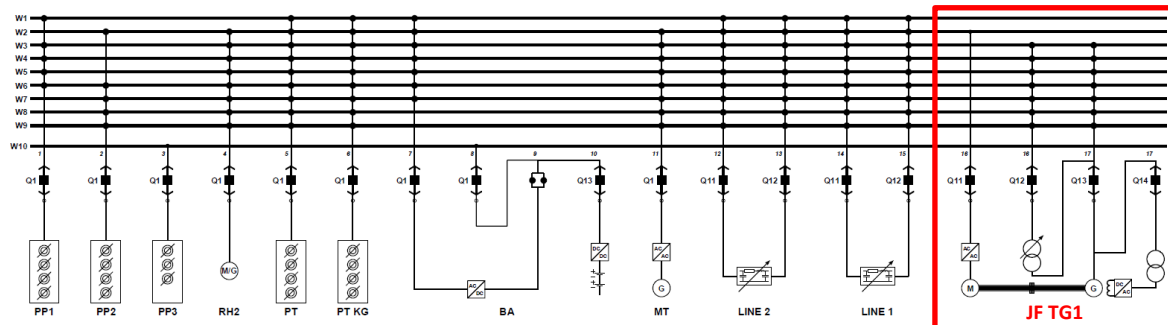
$$e_{\cos \varphi} = |\cos 0^\circ - \cos 5^\circ| = 0,0038 \quad \text{co stanowi } 1,3\% \text{ obszaru zmienności } \cos \varphi,$$

$$e_{\operatorname{tg} \varphi} = |\operatorname{tg} 0^\circ - \operatorname{tg} 5^\circ| = 0,0875 \quad \text{co stanowi } 4,4\% \text{ obszaru zmienności } \operatorname{tg} \varphi.$$

Powyższy przykład pokazuje, że regulacja współczynnika mocy dla niewielkich kątów φ osiąga większą dokładność (większe wartości bezwzględne uchybu odniesione do obszaru zmienności) dla regulacji współczynnika $\operatorname{tg} \varphi$.

Załącznik 9 – Przygotowanie stanowiska laboratoryjnego JF TG1

Do badań właściwości statycznych i dynamicznych regulatora wzbudzenia oraz układu wzbudzenia generatora synchronicznego wykorzystano model fizyczny jednostki wytwórczej w laboratorium LINTE² – Jednostkę Funkcjonalną TG1 [44-46]. Widok fragmentu rozdzielnic konfiguracyjnej laboratorium LINTE² z zaznaczoną Jednostką Funkcjonalną TG1 (JF TG1) przedstawiono na rys. 9.31.

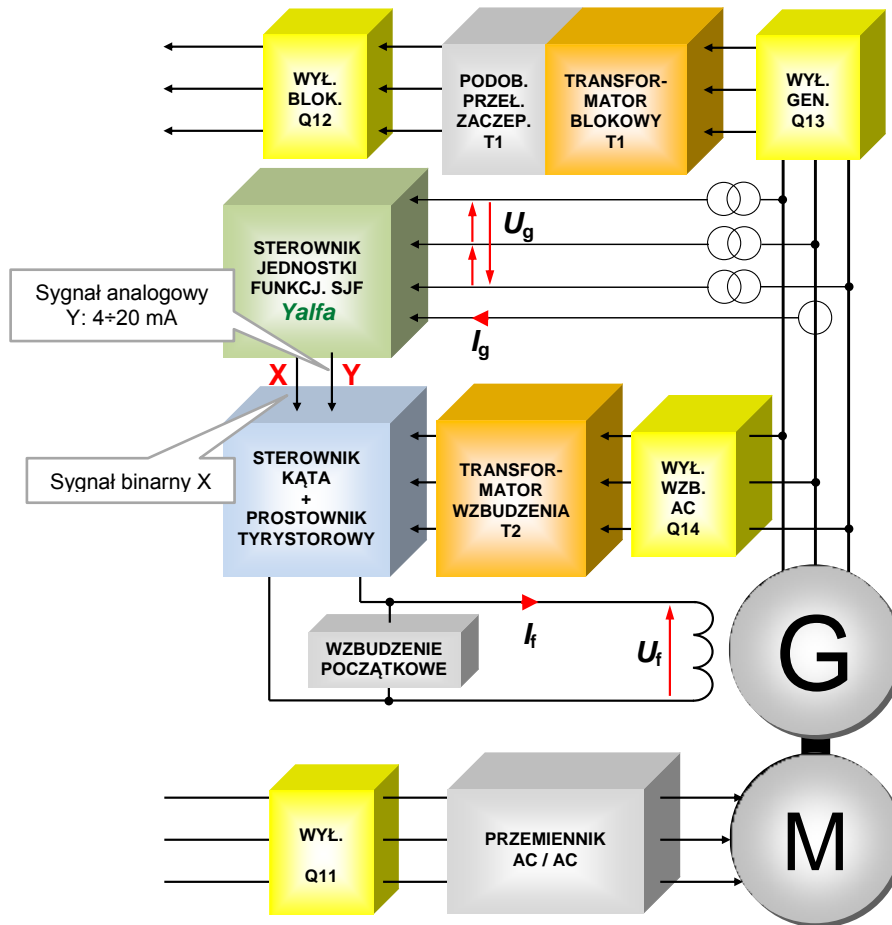


Rys. 9.31. Widok fragmentu rozdzielnic LINTE² z zaznaczoną Jednostką Funkcjonalną TG1

Główne elementy JF TG1 (rys.9.31) to: generator synchroniczny wraz z układem regulacji napięcia, transformator blokowy oraz emulator turbiny parowej (silnik asynchroniczny klatkowy zasilany z przemiennika AC/AC). Jednostka Funkcjonalna TG1 posiada statyczny tyrystorowy układ wzbudzenia generatora o zasilaniu bocznikowym. Oznacza to, że energia niezbędna do pracy układu wzbudzenia jest pobierana z zacisków generatora G (rys. 9.31) i poprzez wyłącznik wzbudzenia Q14 trafia do transformatora wzbudzenia T2. Uzwojenia strony wtórnej transformatora wzbudzenia zasilają 6-pulsowy prostownik tyrystorowy, wyposażony w analogowy sterownik kąta opóźnienia zapłonu. Jest to opracowany przez Instytut Energetyki Oddział Gdańsk sterownik typu GCU-05, stosowany seryjnie w regulatorach typu P100C [45]. Dwa niezbędne do sterowania pracą sterownika GCU-05 sygnały (rys. 9.31) to:

- X – sygnał binarny, stan „1” powoduje odblokowanie impulsów zapłonowych prostownika tyrystorowego,
- Y – sygnał analogowy 0÷20 mA sterujący kątem opóźnienia zapłonu tyrystorów.

Sygnały X oraz Y są kształtowane w Sterowniku Jednostki Funkcjonalnej TG1, który zasilony w niezbędne pomiary oraz wyposażony w strukturę IEEE ST1A pełni rolę regulatora wzbudzenia generatora. Schemat blokowy jednostki funkcjonalnej TG1 przedstawiono na rys. 9.32.



Rys. 9.32. Schemat blokowy Jednostki Funkcjonalnej TG1 w laboratorium LINTE²

Przed przystąpieniem do testów z wykorzystaniem JF TG1 sprawdzono:

- zgodność połączeń elektrycznych JF TG1 ze schematem elektrycznym,
- prawidłowość doboru wartości elementów filtra AC oraz filtra DC.

Do obliczeń weryfikujących wartości elementów filtra AC (o strukturze pokazanej na rys. 9.14) przyjęto:

- $I_{10} = 0,2$ A (zmierzony prąd magnesujący transformatora wzbudzenia T2),
- $U_m = 80$ V (amplituda międzyfazowego napięcia zasilania prostownika),
- $k_v = 1,5$ (wynikający z przyjętych założeń współczynnik przepięcia).

Dla powyższych wartości, zgodnie z wyrażeniami (9.33), (9.34) i (9.35) obliczono wartości elementów filtra:

$$C = \frac{0,05 \cdot I_{10}}{2\pi f (k_v^2 - 1) U_m} = \frac{0,05 \cdot 0,2}{2\pi \cdot 50 \cdot 1,25 \cdot 80} = 0,32 \mu\text{F} \Rightarrow 0,33 \mu\text{F}$$

$$R1 = \sqrt{\frac{2L_s}{C}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 100}{0,33}} = 24,6 \Omega \Rightarrow 27 \Omega$$

$$R_2 > \frac{100 \text{ ms}}{C} = \frac{100}{0,33} = 303,03 \text{ k}\Omega \Rightarrow 330 \text{ k}\Omega$$

Do obliczeń weryfikujących wartości elementów dodatkowego filtra DC przyjęto:

- $R = U_{fn}/I_{fn} = 2,22 \Omega$ – rezystancja uzwojenia wirnika obliczona z danych producenta (podano w **Załączniku 10**),
- $k = 12$ – założona wartość współczynnika – wyrażenie (9.42),
- $f_r = 300 \text{ Hz}$ – podstawowa częstotliwość tętnień.

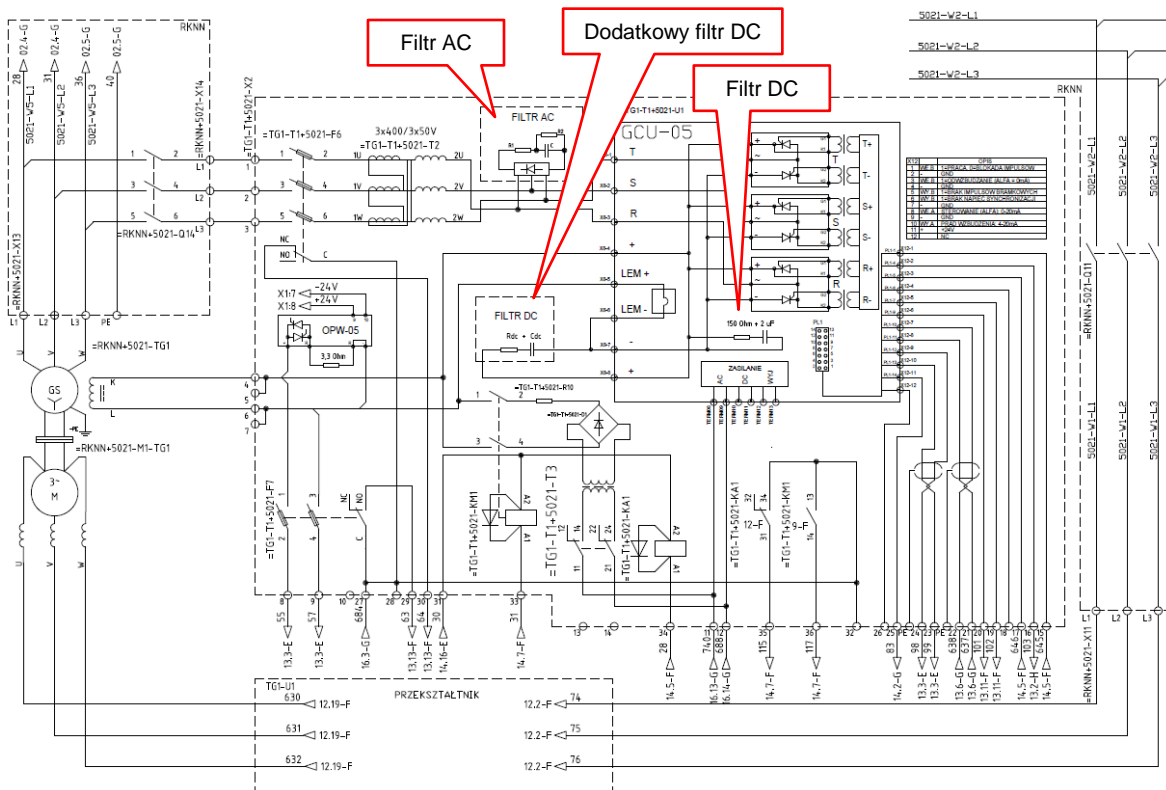
Dla powyższych wartości, zgodnie z zależnościami (9.42) i (9.43) obliczono wartości elementów dodatkowego filtra DC prostownika:

$$R_{DC} = k \cdot R = 12 \cdot 2,22 \Omega = 27 \Omega$$

$$C_{DC} < \frac{1}{R_{DC} \cdot f_r} = \frac{1}{27 \cdot 300} = 123 \mu\text{F}$$

Zgodnie z powyższą zależnością ($C_{DC} < 123 \mu\text{F}$) oraz uwzględniając moc rezystora R_{DC} , przyjęto wartość $C_{DC} = 10 \mu\text{F}$.

Wartości elementów filtra AC oraz filtra DC skorygowano zgodnie z powyższymi obliczeniami w Jednostce Funkcjonalnej TG1 jak również w JF TG2.



Rys. 9.33. Fragment schematu Jednostki Funkcjonalnej TG1

Pomiar charakterystyki $\alpha = f(Y)$

Wyznaczono charakterystykę kąta opóźnienia zapłonu α sterownika wyzwalania tyrystorów JF TG1 w funkcji sygnału sterującego Y , czyli charakterystykę sterownika kąta wyzwalania tyrystorów.

Warunki pomiaru:

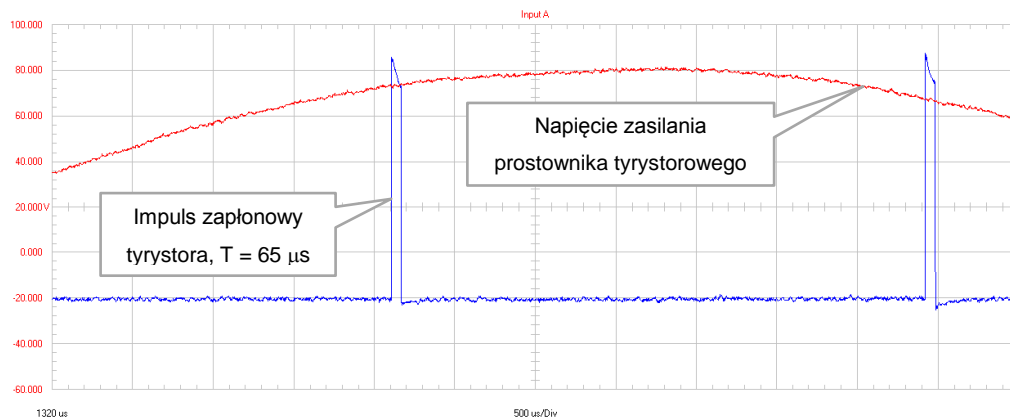
- obroty / stan generatora: generator na postoju
- zasilanie wzbudzenia: z obcego źródła napięcia 3x400 VAC
- sygnał Y : z zewnętrznego zadajnika 0÷20 mA
- sygnał X : wymuszono stan „1” – impulsy odblokowane
- obwód wzbudzenia: odłączony (mostek tyrystorowy bez obciążenia).

Za pomocą oscyloskopu mierzono czas T_p od przejścia przez zero napięcia zasilania prostownika (między fazą A i fazą B) do momentu wystąpienia impulsu wyzwalającego tyrystor R_+ . Następnie czas T_p przeliczano na kąt α zgodnie z zależnością:

$$\alpha = \frac{T_p \cdot 360^\circ}{T_{50\text{Hz}}} - \nu_n \quad (9.56)$$

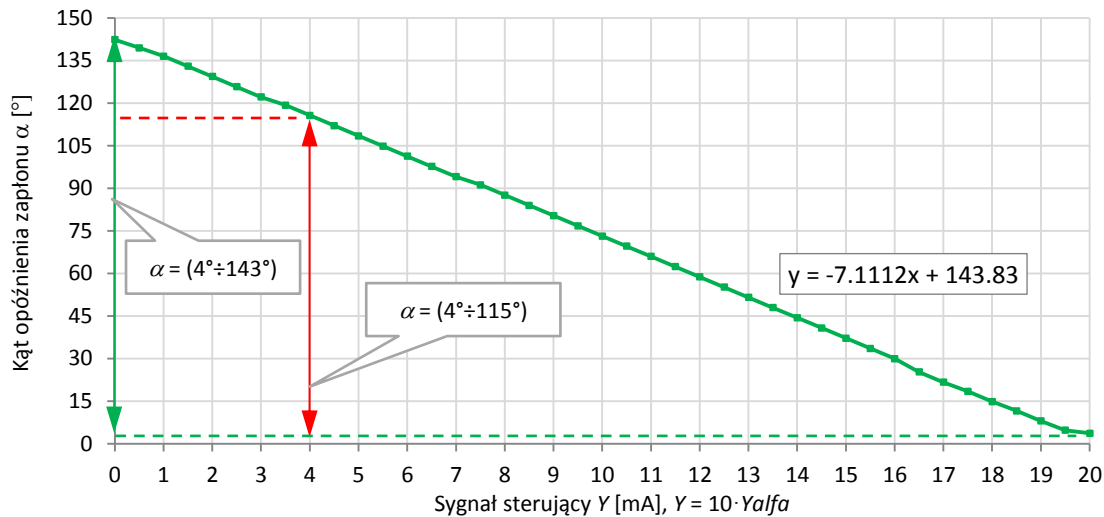
gdzie: ν_n – kąt komutacji naturalnej 6-pulsowego prostownika równy $\pi/3 = 60^\circ$.

Kształt impulsu wyzwalającego tyrystor (o czasie trwania 65 μs) na tle napięcia zasilania mostka tyrystorowego TG1 przedstawiono na poniższym rysunku.



Rys. 9.34. Impulsy wyzwalające tyrystor R_+ oraz napięcie zasilania mostka tyrystorowego TG1

Wyniki pomiaru charakterystyki kąta opóźnienia zapłonu α w funkcji sygnału sterującego Y (0÷20 mA) przedstawiono na rys. 9.35.



Rys. 9.35. Charakterystyka sterownika kąta wyzwalania tyrystorów $\alpha = f(Y)$ JF TG1

Zmierzona charakterystyka sterownika kąta wyzwalania tyrystorów TG1 (rys. 9.35) jest liniowa i z dużą dokładnością (za wyjątkiem skrajnych wartości Y) opisuje ją zależność:

$$\alpha = -7,11 \cdot Y + 143,83 \quad (9.57)$$

gdzie: $Y = (0 \text{ mA} \div 20 \text{ mA})$.

Sygnal sterujący pracą prostownika tyrystorowego TG1 – sygnał *Yalfa* ($0 \div 2$ jw) – trafia do przetwornika cyfrowo-analogowego, gdzie zostaje zamieniony na sygnał napięciowy, a następnie do SEPARATORA sygnałów analogowych TG1+5021-U21 (konwersja V/mA). Sygnal wyjściowy z separatora jest sygnałem sterującym Y . Pomiar konwersji sygnału *Yalfa* wykazał, że zakres sygnału Y może być modyfikowany w zależności od pozycji zworki SEPARATORA:

- pozycja „4-20” to $Y = (4 \text{ mA} \div 20 \text{ mA})$ i zakres kąta: $\alpha = (3,7^\circ \div 115,3^\circ)$,
- pozycja „0-20” to $Y = (0 \text{ mA} \div 20 \text{ mA})$ i zakres kąta: $\alpha = (3,7^\circ \div 142,6^\circ)$.

Zmierzona charakterystyka konwersji sygnału *Yalfa* na sygnał Y jest liniowa i posiada niewielki offset o wartości 0,06 mA:

$$Y[\text{mA}] = 10 \cdot Yalfa + 0,06 \quad (9.58)$$

Po podstawieniu wyrażenia (9.58) z pominięciem offsetu, do wyrażenia (9.57) otrzymujemy dla $Yalfa = (0 \div 2)$:

$$\alpha = -71,11 \cdot Yalfa + 143,83 \quad (9.59)$$

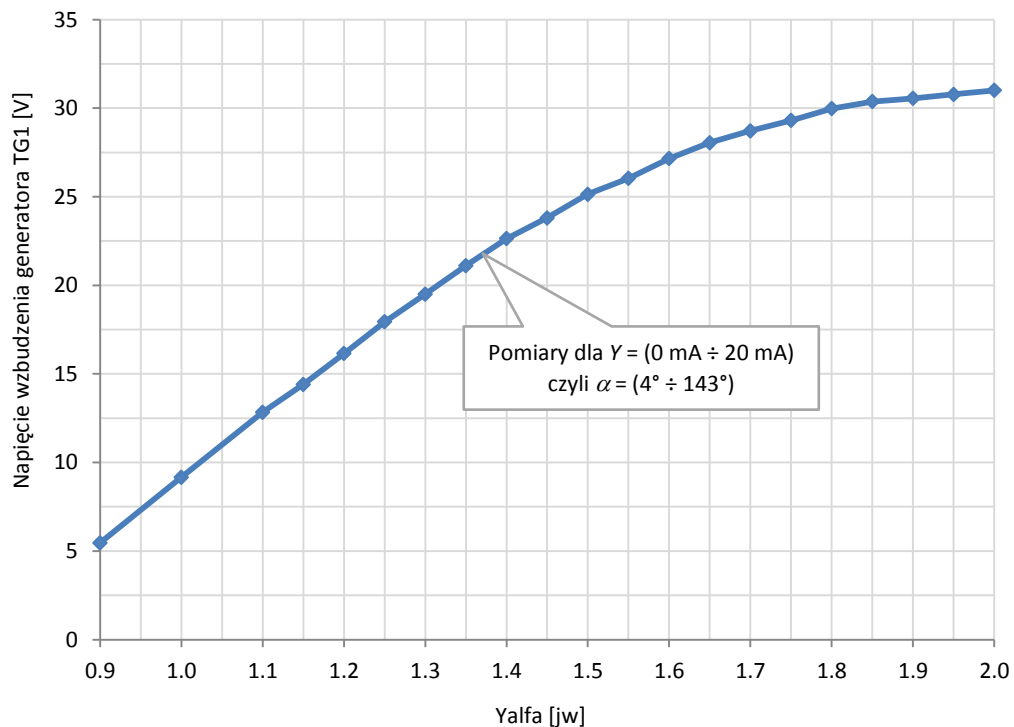
Pomiar charakterystyki $U_f = f(Y_{alfa})$

Wyznaczono charakterystykę napięcia wzbudzenia w funkcji sygnału sterującego Y_{alfa} , czyli charakterystykę sterowania prostownika tyrystorowego JF TG1.

Warunki pomiaru:

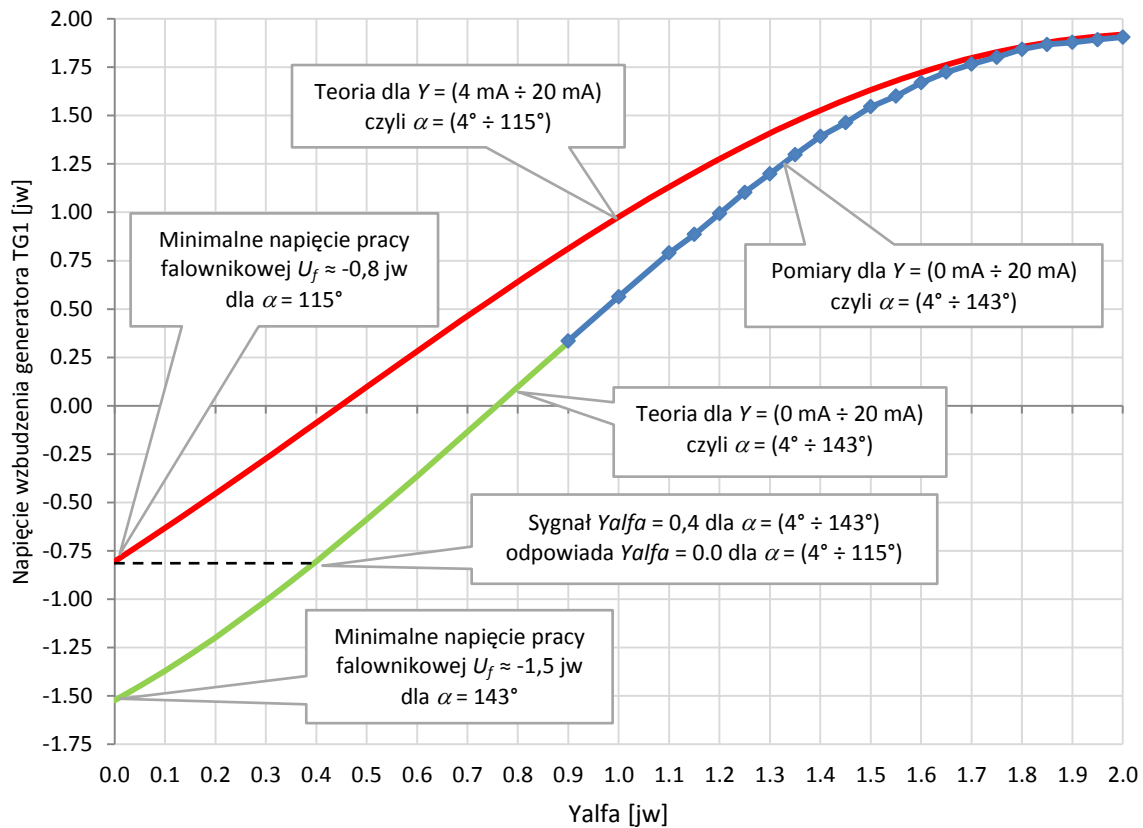
- obroty / stan generatora: znamionowe / bieg jałowy oraz $P \approx 0,2$ jw
- zasilanie wzbudzenia: z obcego źródła, obniżone do 3×170 VAC
- sygnał Y: z JF TG1, po konwersji Y_{alfa} na $0 \div 20$ mA
- sygnał X: z JF TG1

Obniżone zasilanie umożliwiło zbadanie charakterystyki do wartości $Y_{alfa} = 2$ jw. Wyniki pomiaru $U_f = f(Y_{alfa})$ przedstawiono na rys. 9.36.



Rys. 9.36. Zamierzony fragment charakterystyki sterowania prostownika tyrystorowego TG1 przy zasilaniu transformatora wzbudzenia napięciem obniżonym do 3×170 V

Charakterystykę przedstawioną na rys. 9.36 przeliczono na zasilanie ze źródła 3×400 V i w jednostkach względnych (jw) wraz z teoretycznymi przebiegami dla $\alpha = (4^\circ \div 143^\circ)$ oraz $\alpha = (4^\circ \div 115^\circ)$ przedstawiono na rys. 9.37.



Rys. 9.37. Zamierzona i teoretyczne charakterystyki sterowania prostownika tyrystorowego TG1 przy zasilaniu transformatora wzbudzenia napięciem 3 x 400 V

Zmierzona charakterystyka $U_f = f(Y_{alfa})$, rys. 9.36, jest nieliniowa. W celu jej linearyzacji należy zmodyfikować charakterystykę sterownika kąta wyzwalania tyrystorów (rys. 9.35), tj. wprowadzić odpowiednią korektę do zależności (9.59) $\alpha = f(Y_{alfa})$.

Tabela 9.5. Wyniki pomiaru $U_f = f(\gamma_{alfa})$

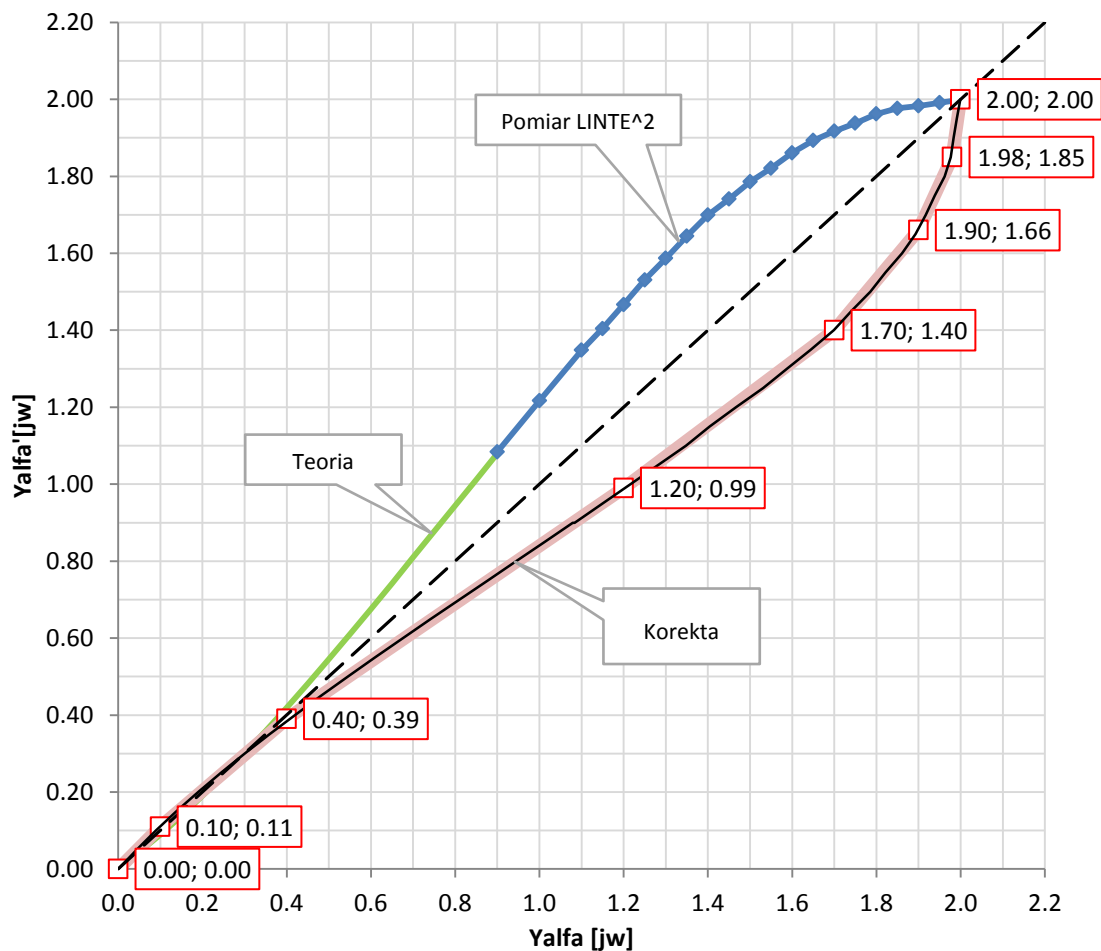
γ_{alfa} [jw]	I_f [jw]	I_f [A]	U_f [jw]
zadane	pomiar	obliczone	obliczone
0.900	0.122	2.342	0.336
1.000	0.205	3.936	0.564
1.100	0.287	5.510	0.789
1.150	0.322	6.182	0.886
1.200	0.361	6.931	0.993
1.250	0.401	7.699	1.103
1.300	0.436	8.371	1.199
1.350	0.472	9.062	1.298
1.400	0.506	9.715	1.392
1.450	0.532	10.214	1.463
1.500	0.562	10.790	1.546
1.550	0.582	11.174	1.601
1.600	0.607	11.654	1.669
1.650	0.627	12.038	1.724
1.700	0.642	12.326	1.766
1.750	0.655	12.576	1.801
1.800	0.670	12.864	1.843
1.850	0.679	13.037	1.867
1.900	0.683	13.114	1.878
1.950	0.688	13.210	1.892
2.000	0.693	13.306	1.906

 Tabela 9.6. Wyniki obliczeń $U_f = f(\gamma_{alfa})$

γ_{alfa} [jw]	γ_{alfa} [jw]	α [°]	U_f [jw]
zadane	zadane	obliczone	obliczone
0.000	-	142.600	-1.522
0.050	-	138.800	-1.447
0.100	-	135.400	-1.370
0.150	-	131.950	-1.286
0.200	-	128.500	-1.198
0.250	-	125.050	-1.105
0.300	-	121.600	-1.008
0.350	-	118.150	-0.908
0.400	0.000	114.700	-0.804
0.450	0.063	111.250	-0.697
0.500	0.125	107.800	-0.588
0.550	0.188	104.350	-0.477
0.600	0.250	100.900	-0.364
0.650	0.313	97.450	-0.249
0.700	0.375	94.000	-0.134
0.750	0.438	90.550	-0.018
0.800	0.500	87.100	0.097
0.850	0.563	83.650	0.213
0.900	0.625	80.200	0.327
0.950	0.688	76.750	0.441
1.000	0.750	73.300	0.553
1.050	0.813	69.850	0.663
1.100	0.875	66.400	0.770
1.150	0.938	62.950	0.875
1.200	1.000	59.500	0.976
1.250	1.063	56.050	1.074
1.300	1.125	52.600	1.168
1.350	1.188	49.150	1.258
1.400	1.250	45.700	1.344
1.450	1.313	42.250	1.424
1.500	1.375	38.800	1.499
1.550	1.438	35.350	1.569
1.600	1.500	31.900	1.633
1.650	1.563	28.450	1.691
1.700	1.625	25.000	1.744
1.750	1.688	21.550	1.789
1.800	1.750	18.100	1.829
1.850	1.813	14.650	1.861
1.900	1.875	11.200	1.887
1.950	1.938	7.750	1.906
2.000	2.000	4.300	1.918

Linearyzacja charakterystyki prostownika tyrystorowego

Linearyzację charakterystyki sterowania prostownika tyrystorowego $U_f = f(\alpha)$, zrealizowano poprzez dodanie na wyjściu regulatora członu o charakterystyce korygującej w formie wielosegmentowej krzywej łamanej – *Korekta* na rys. 9.38. W celu doboru parametrów krzywej łamanej, ze zmierzonej i teoretycznej charakterystyki sterowania prostownika tyrystorowego JF TG1 (przebieg niebieski i zielony na rys. 9.38), obliczono teoretyczne napięcie na wyjściu prostownika (α' , tabela 9.7). Następnie wykreślono *charakterystykę symetryczną* względem prostej: $y = x$ (tabela 9.8), którą aproksymowano za pomocą siedmiu prostoliniowych segmentów.



Rys. 9.38. Aproksymacja krzywej Korekty za pomocą 7 prostoliniowych segmentów

Współrzędne punktów końcowych poszczególnych segmentów krzywej *Korekty* (tabela 9.9), wprowadzono do algorytmu pętli regulacji napięcia JF TG1 za pomocą funkcji *Lookup Table* środowiska *Matalab-Simulink* [75] – rys. 4.3.

Tabela 9.7. $U_f = f(\text{Yalfa})$

Yalfa [jw] zadane	Uf [jw] obl/pom	Yalfa'[jw] obliczone
0.000	-1.522	0.001
0.050	-1.447	0.044
0.100	-1.370	0.089
0.150	-1.286	0.138
0.200	-1.198	0.190
0.250	-1.105	0.244
0.300	-1.008	0.300
0.350	-0.908	0.359
0.400	-0.804	0.419
0.450	-0.697	0.482
0.500	-0.588	0.545
0.550	-0.477	0.610
0.600	-0.364	0.676
0.650	-0.249	0.743
0.700	-0.134	0.810
0.750	-0.018	0.877
0.800	0.097	0.945
0.850	0.213	1.012
0.900	0.327	1.079
0.900	0.336	1.084
1.000	0.564	1.217
1.100	0.789	1.348
1.150	0.886	1.404
1.200	0.993	1.467
1.250	1.103	1.531
1.300	1.199	1.587
1.350	1.298	1.645
1.400	1.392	1.699
1.450	1.463	1.741
1.500	1.540	1.786
1.550	1.601	1.821
1.600	1.669	1.861
1.650	1.724	1.893
1.700	1.766	1.917
1.750	1.801	1.938
1.800	1.843	1.962
1.850	1.867	1.977
1.900	1.878	1.983
1.950	1.892	1.991
2.000	1.906	1.999

 Tabela 9.8. Charakterystyka
symetryczna do $U_f = f(\text{Yalfa})$

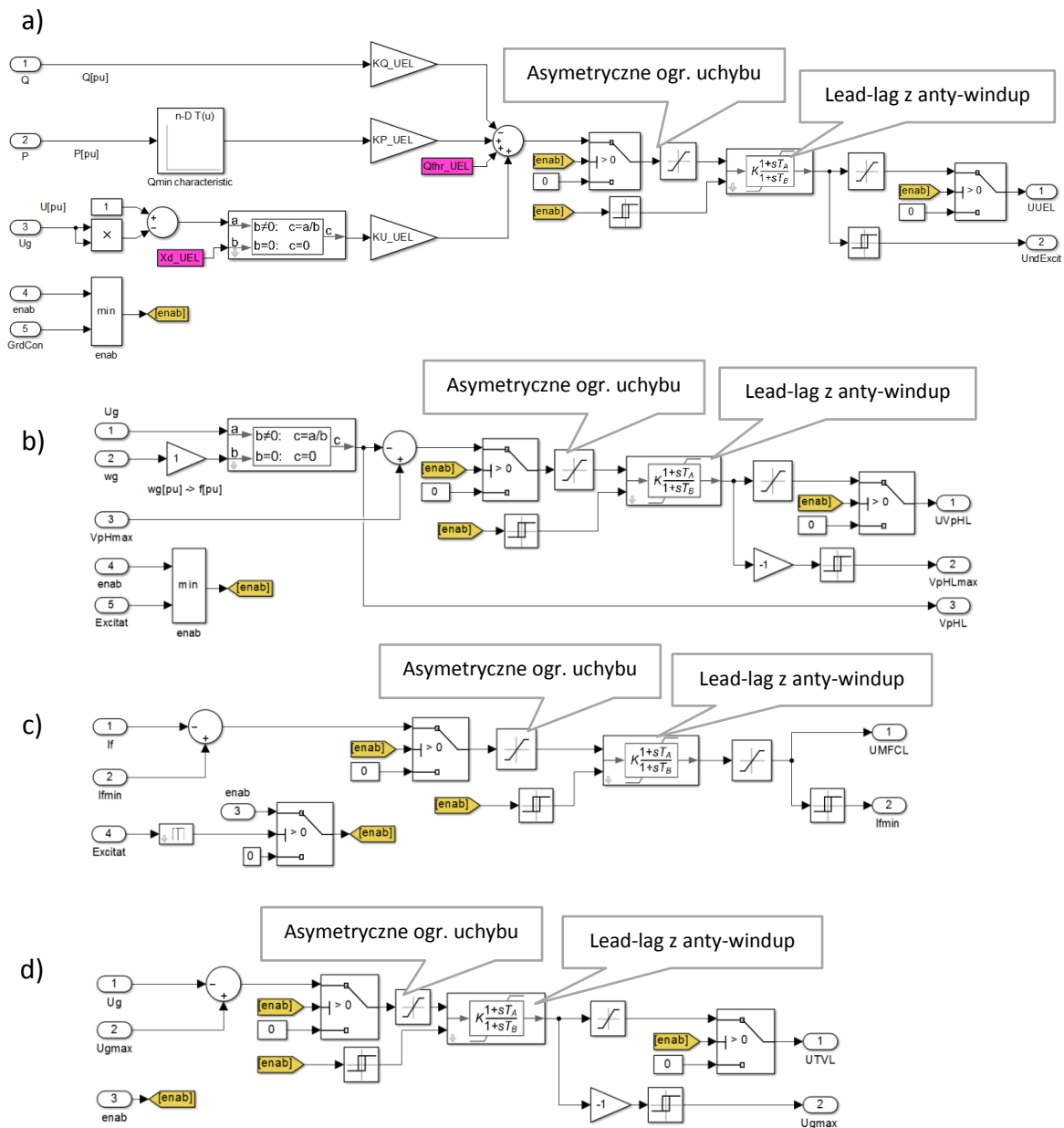
Ch-ka Symetryczna	
x [jw]	y [jw]
0.001	0.000
0.044	0.050
0.089	0.100
0.138	0.150
0.190	0.200
0.244	0.250
0.300	0.300
0.359	0.350
0.419	0.400
0.482	0.450
0.545	0.500
0.610	0.550
0.676	0.600
0.743	0.650
0.810	0.700
0.877	0.750
0.945	0.800
1.012	0.850
1.079	0.900
1.084	0.900
1.217	1.000
1.348	1.100
1.404	1.150
1.467	1.200
1.531	1.250
1.587	1.300
1.645	1.350
1.699	1.400
1.741	1.450
1.786	1.500
1.821	1.550
1.861	1.600
1.893	1.650
1.917	1.700
1.938	1.750
1.962	1.800
1.977	1.850
1.983	1.900
1.991	1.950
1.999	2.000

Tabela 9.9. Korekta

Korekta	
x [jw]	y [jw]
0.00	0.00
0.10	0.11
0.40	0.39
1.20	0.99
1.70	1.40
1.90	1.66
1.98	1.85
2.00	2.00

Modyfikacja algorytmów ograniczników JF TG1

Na potrzeby niniejszej rozprawy algorytmy czterech ograniczników regulatora wzbudzenia JF TG1, to jest: niedowzbudzenia, indukcji, minimalnego prądu wzbudzenia i ogranicznika nadnapięciowego zmodyfikowano, wyposażając je w asymetryczne ograniczenia uchybu oraz człony *lead-lag* z funkcją *anty-windup* [20, 21]. Widok zmodyfikowanych ograniczników JF TG1 przedstawiono na rys. 9.39.



Rys. 9.39. Zmodyfikowane algorytmy ograniczników regulatora wzbudzenia JF TG1:
a) niedowzbudzenia, b) indukcji, c) minimalnego prądu wzbudzenia,
d) nadnapięciowego

Modyfikacja algorytmu stabilizatora systemowego JF TG1

Algorytm stabilizatora systemowego JF TG1 zmodyfikowano tak, aby był on zgodny ze standardem IEEE PSS2B pod względem struktury oraz nomenklatury parametrów. Filtr $T8_T9$ stabilizatora (ang. *ramping filter*, rys. 5.36) zaimplementowano bez możliwości zmiany parametrów, ze stałymi czasowymi $T8 = 0,5$ sekundy oraz $T9 = 0,1$ sekundy. Transmitancję filtra $T8_T9$ wyraża zależność:

$$H(s) = \frac{0,5s + 1}{(0,1s + 1)^5} = H_1(s) \cdot H_2(s) \cdot H_2(s) \cdot H_2(s) \cdot H_2(s) \quad (9.60)$$

Przekształcania transmitancji czasu ciągłego w przestrzeni Laplace'a $H_1(s)$ i $H_2(s)$, będących czynnikami wyrażenia (9.60), na transmitancje czasu dyskretnego $H_1(z)$ i $H_2(z)$ dokonano w środowisku *Matlab* za pomocą komendy *c2d* (ang. *continuous to discrete*):

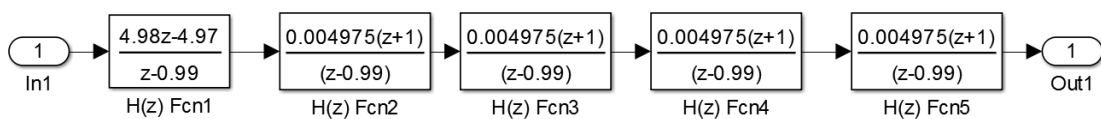
```
> H1s=tf([0.5 1], [0.1 1]);
>> H1s
H1s =
    0.5 s + 1
-----
    0.1 s + 1

>> H1z=c2d(H1s, 0.001, 'tustin');
>> H1z
H1z =
    4.98 z - 4.97
-----
         z - 0.99
Sample time: 0.001 seconds
```

```
>> H2s=tf([1], [0.1 1]);
>> H2s
H2s =
         1
-----
    0.1 s + 1

>> H2z=c2d(H2s, 0.001, 'tustin');
>> H2z
H2z =
    0.004975 z + 0.004975
-----
         z - 0.99
Sample time: 0.001 seconds
```

Widok wnętrza procedury $T8_T9$ stabilizatora systemowego, składającej się z jednej transmitancji $H_1(z)$ i czterech transmitancji $H_2(z)$, przedstawiono na rys. 9.40.

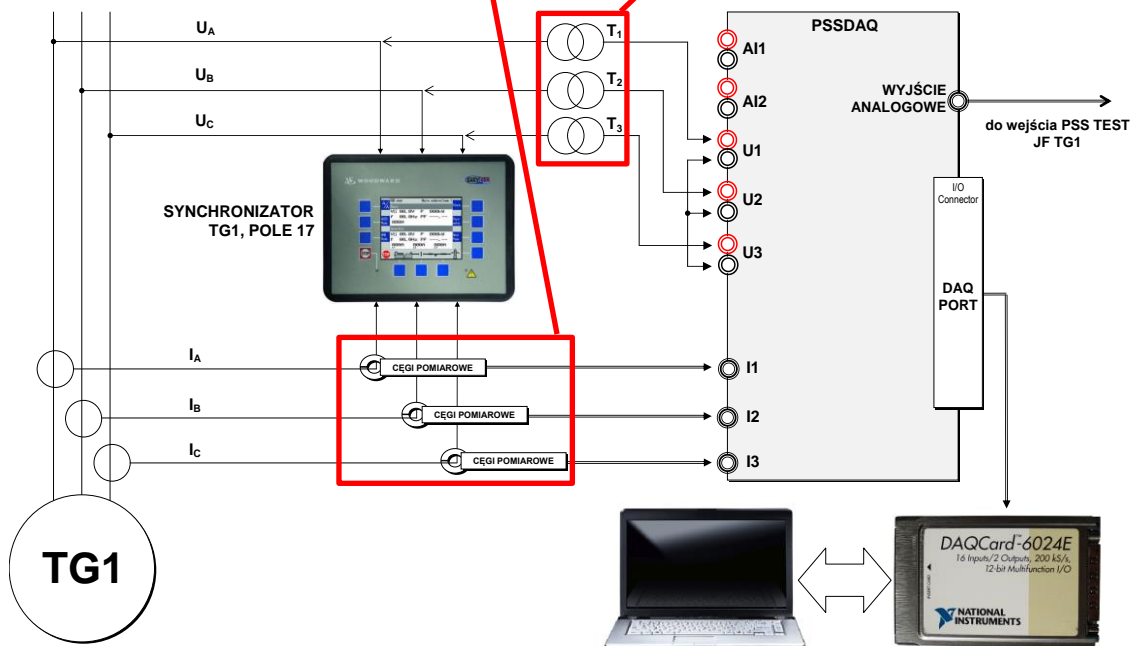
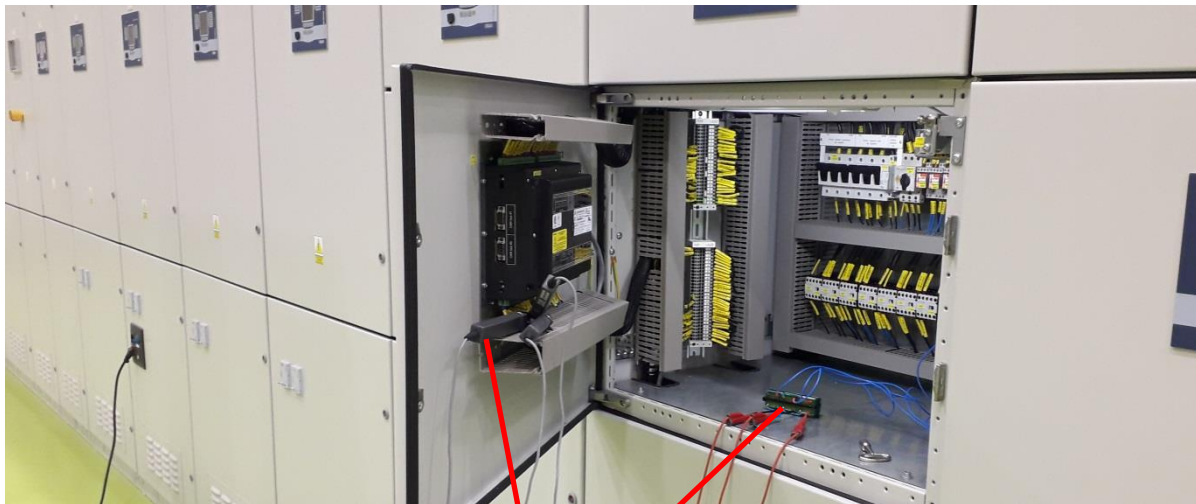


Rys. 9.40. Widok wnętrza filtra $T8_T9$ stabilizatora systemowego JF TG1

W algorytmie pętli głównej regulatora napięcia JF TG1 dodano analogowe wejście do badań stabilizatora systemowego *PSS_test* (rys. 4.3), które zrealizowano na karcie separatora wejść analogowych TG1+5021-U25-X10:1,2 [45]. Konfiguracja wejścia *PSS_test*: **5 V odpowiada 1 jw** w algorytmie JF TG1.

Badania stabilizatora systemowego z wykorzystaniem PSSDAQ

Do badań stabilizatora systemowego JF TG1 wykorzystano, opracowany w kierowanym przez autora zespole inżynierów Instytutu Energetyki Oddział Gdańsk, system pomiarowy PSSDAQ [58]. System ten składa się z separatora sygnałów analogowych, karty pomiarowej PCMCIA oraz dedykowanego oprogramowania. Widok systemu pomiarowego PSSDAQ podczas badań w laboratorium LINTE² (wraz ze schematem układu pomiarowego) przedstawiono na rys. 9.41. Przekładnia transformatorów pomiarowych $T_1 \div T_3$ jest równa: 400 V / 89 V. Wstępne nastawy stabilizatora dobrane na podstawie przeprowadzonych badań zestawiono w tabeli 9.10.



Rys. 9.41. Schemat połączeń systemu pomiarowego PSSDAQ podczas badań JF TG1 w LINTE²

Tabela 9.10. Wstępne nastawy stabilizatora systemowego JF TG1 dobrane na podstawie badań przeprowadzonych w LINTE²

<u>PARAMETR PSS</u>	<u>WARTOŚĆ</u>	<u>OPIS / UWAGI</u>
T_{w1}	10s	wartość typowa
T_{w2}	10s	wartość typowa
T_{w3}	10s	wartość typowa
T_{w4}	0s	człon wyłączony, $H(s) = 1$
T_1	0,12s	z charakterystyki fazowej U_g
T_2	0,01s	z charakterystyki fazowej U_g
T_3	0,12s	z charakterystyki fazowej U_g
T_4	0,01s	z charakterystyki fazowej U_g
T_6	0s	człon wyłączony, $H(s) = 1$
T_7	10s	wartość typowa
T_8	0,5s	wartość typowa
T_9	0,1s	wartość typowa
T_{10}	0s	człon wyłączony, $H(s) = 1$
T_{11}	0s	człon wyłączony, $H(s) = 1$
K_{s1}	10	wartość wstępna
K_{s2}	1,7	$\approx T_7 / 2H$, obliczono z pomiaru H
K_{s3}	1	wartość typowa

Załącznik 10 – Parametry podzespołów JF TG1

W poniższych tabelach przedstawiono parametry głównych podzespołów JF TG1.

Tabela 9.11. Parametry sterownika i algorytmu JF TG1

Typ sterownika	Target PC
Oprogramowanie sterujące	Real-Time xPC Target
Środowisko programistyczne	MATLAB
Okres odświeżania wyjść analogowych i binarnych	T_{OUT} 1 ms
Okres próbkowania wejść analogowych i binarnych	T_{IN} 1 ms
Nastawa wzmocnienia korektora ST1A	K 111,9
Nastawy parametrów „lead” korektorów ST1A	T_C 0,15 s ($T_{C1} = 0$ s)
Nastawy parametrów „lag” korektorów ST1A	T_B 1,50 s ($T_{B1} = 0$ s)
Emulowana programowo stała bezwładności	H 3 s

Tabela 9.12. Parametry transformatora wzbudzenia T2

Typ / numer seryjny / rok produkcji	ET3S-2,0 / 24832 / 2014		
Moc znamionowa	S	2	kVA
Napięcie znamionowe strony pierwotnej	U_1	3x400	V
Napięcie znamionowe strony wtórnej (57 V)	U_2	3x70-60-50V	V
Prąd znamionowy strony pierwotnej	I_1	2,96-2,53-2,1	A
Prąd znamionowy strony wtórnej	I_2	16.5	A
Napięcie zwarcia	U_k	2.93	%
Grupa połączeń	$Yd5$	–	–

Tabela 9.13. Parametry sterownika kąta α i prostownika tyrystorowego

Typ sterownika kąta α (karta wyzwalania)	GCU-05.1
Rodzaj sterownika kąta α	analogowy
Zakres sygnału sterującego kątem α	0 ÷ 20 mA
Zakres sterowania kąta α	143° ÷ 4°
Typ mostka tyrystorowego	6-pulsowy
Typ modułów tyrystorowych (3 x 2 tyrystory)	SKKT 106/18B

Tabela 9.14. Parametry transformatora blokowego T1

Typ / numer seryjny / rok produkcji	ET3S-100 / 21741 / 2014		
Moc znamionowa	S	100	kVA
Napięcie znamionowe strony pierwotnej	U_1	3x400	V
Napięcie znamionowe strony wtórnej	U_2	3x400±15% (±10st)	
Prąd znamionowy strony pierwotnej	I_1	3x144	A
Prąd znamionowy strony wtórnej	I_2	3x144	A
Napięcie zwarcia	U_k	4,94	%
Grupa połączeń	$Dy5$	–	–
Typ przełącznik zaczepów	tyrystorowy, podobciążeniowy		

Tabela 9.15. Parametry generatora synchronicznego TG1:
A. Dostarczone przez producenta – EMIT S.A., B. Zmierzone w LINTE^2

A

Typ / numer seryjny / rok produkcji	Ghs315S4 / 5347 / 2014		
Znamionowa moc pozorna	S_n	100	kVA
Znamionowe napięcie stojana	U_{gn}	400	V
Znamionowy prąd stojana	I_{gn}	144	A
Znamionowy współczynnik mocy	$\cos \varphi_n$	0.8	–
Znamionowa częstotliwość	f_n	50	Hz
Znamionowa prędkość	ω_n	1500	obr/min
Znamionowy prąd wzbudzenia	I_{fn}	18	A
Znamionowe napięcie wzbudzenia	U_{fn}	40	V
Reaktancja synchroniczna podłużna (nienasycona)	$X_d(unsat)$	1,9880	jw
Reaktancja synchroniczna podłużna (nasycona)	$X_d(sat)$	1,5500	jw
Reaktancja przejściowa podłużna (nienasycona)	$X_d'(unsat)$	0,1828	jw
Reaktancja przejściowa podłużna (nasycona)	$X_d'(sat)$	0,1558	jw
Reaktancja podprzejściowa podłużna (nienasycona)	$X_d''(unsat)$	0,1076	jw
Reaktancja podprzejściowa podłużna (nasycona)	$X_d''(sat)$	0,1033	jw
Reaktancja synchroniczna poprzeczna (nienasycona)	$X_q(unsat)$	1,1420	jw
Reaktancja synchroniczna poprzeczna (nasycona)	$X_q(sat)$	0,8965	jw
Reaktancja przejściowa poprzeczna (nienasycona)	$X_q'(unsat)$	1,1420	jw
Reaktancja przejściowa poprzeczna (nasycona)	$X_q'(sat)$	0,8965	jw
Reaktancja podprzejściowa poprzeczna (nienasycona)	$X_q''(unsat)$	0,1801	jw
Reaktancja podprzejściowa poprzeczna (nasycona)	$X_q''(sat)$	0,1765	jw
Stała czasowa przejściowa podłużna stanu jałowego	T_{do}'	1,9300	s
Stała czasowa podprzejściowa podłużna stanu jałowego	T_{do}''	0,0557	s
Stała czasowa przejściowa podłużna stanu zwarcia	T_d'	0,1940	s
Stała czasowa podprzejściowa podłużna stanu zwarcia	T_d''	0,0370	s
Stała czasowa podprzejściowa poprzeczna stanu zwarcia	T_q''	0,1549	s
Stała czasowa zwarciova uzwojenia twornika	T_a	0,0171	s

B

Prąd wzbudzenia biegu jałowego	I_{fo}	6,32	A
Napięcie wzbudzenia biegu jałowego	U_{fo}	14,7	V
Znamionowe napięcie wzbudzenia	U_{fn}	42,0	V
Współczynnik nasycenia	$S_{1.0}$	0,277	–
Współczynnik nasycenia	$S_{1.2}$	1,524	–

Załącznik 11 – Wyniki pomiarów charakterystyk JF TG1

W poniższych tabelach przedstawiono rezultaty pomiarów:

- charakterystyki zwarcia TG1, wyznaczonej w LINTE² (tab. 9.16),
- charakterystyki biegu jałowego TG1, wyznaczonej w LINTE² (tab. 9.17),
- charakterystyk częstotliwościowych, wyznaczonych w LINTE² (tab. 9.18),
- charakterystyk częstotliwościowych, wyznaczonych za pomocą modelu JF TG1 (tab. 9.19), który przedstawiono na rys. 9.42.

Tabela 9.16. Wyniki pomiarów charakterystyki zwarcia generatora TG1

Y [mA]	$I_{g,pom}$ [A]	I_g [A]	U_f [V]	I_f [mV]	I_f [A]
zadajnik	pomiar	obliczone	pomiar	bocznik	obliczone
4.00	0.80	0.80	0.55	0.06	0.01
5.00	1.40	1.40	0.82	0.33	0.06
6.00	2.30	2.30	0.95	0.78	0.13
6.20	2.50	2.50	0.99	0.82	0.14
6.40	2.70	2.70	1.00	0.91	0.15
6.60	2.90	2.90	1.05	1.04	0.17
6.80	3.20	3.20	1.10	1.13	0.19
7.00	3.50	3.50	1.15	1.26	0.21
7.20	3.70	3.70	1.20	1.40	0.23
7.40	4.10	4.10	1.25	1.55	0.26
7.60	4.60	4.60	1.30	1.80	0.30
7.80	5.40	5.40	1.50	2.08	0.35
8.00	15.60	15.60	3.36	6.85	1.14
8.05	18.20	18.20	3.78	7.99	1.33
8.10	21.00	21.00	4.23	9.21	1.54
8.15	23.80	23.80	4.66	10.40	1.73
8.20	26.60	26.60	5.18	11.75	1.96
8.30	32.00	32.00	6.09	14.22	2.37
8.50	43.10	43.10	7.84	19.30	3.22
8.60	48.80	48.80	8.84	21.75	3.63
8.70	54.70	54.70	9.81	24.56	4.09
8.80	59.40	59.40	10.66	27.04	4.51
8.90	64.90	64.90	11.52	29.48	4.91
9.00	70.60	70.60	12.45	31.92	5.32
9.10	76.10	76.10	13.39	34.52	5.75
9.20	81.40	81.40	14.28	37.02	6.17
9.30	87.70	87.70	15.17	39.48	6.58
9.40	93.30	93.30	16.04	42.06	7.01
9.50	98.70	98.70	16.94	44.44	7.41
9.60	104.10	104.11	17.90	47.12	7.85
9.70	109.70	109.71	18.76	49.49	8.25
9.80	114.90	114.91	19.67	51.95	8.66
9.90	120.40	120.41	20.51	54.33	9.06
10.00	126.20	126.21	21.44	56.93	9.49
10.10	131.50	131.51	22.36	59.42	9.90
10.20	136.40	136.41	23.22	61.78	10.30
10.30	142.10	142.11	24.04	64.13	10.69
10.33	144.10	144.11	24.36	65.03	10.84

Tabela 9.17. Wyniki pomiarów charakterystyki biegu jałowego generatora TG1

Y [mA]	$U_{g,50.6Hz}$ [V]	$U_{g,50Hz}$ [V]	$U_{g,50Hz}$ [jw]	U_f [V]	I_f [mV]	I_f [A]
zadane	pomiar X2:1-3	obliczone	obliczone	pomiar	pomiar	obliczone
5.80	10.69	10.56	0.03	0.92	0.66	0.11
6.00	11.68	11.54	0.03	0.93	0.76	0.13
6.20	12.90	12.75	0.03	0.94	0.85	0.14
6.40	14.20	14.03	0.04	0.95	0.95	0.16
6.60	15.48	15.30	0.04	1.02	1.07	0.18
6.80	16.86	16.66	0.04	1.05	1.18	0.20
7.20	20.19	19.95	0.05	1.15	1.45	0.24
7.40	21.80	21.54	0.05	1.22	1.58	0.26
7.60	23.81	23.53	0.06	1.28	1.75	0.29
7.70	25.01	24.71	0.06	1.34	1.99	0.33
7.80	28.55	28.21	0.07	1.44	2.12	0.35
8.00	95.50	94.37	0.24	3.32	6.86	1.14
8.20	160.70	158.79	0.40	5.12	11.51	1.92
8.40	224.80	222.13	0.56	6.96	16.63	2.77
8.60	289.60	286.17	0.72	8.72	21.97	3.66
8.80	342.60	338.54	0.85	10.58	26.99	4.50
9.00	374.00	369.57	0.92	12.40	31.54	5.26
9.05	381.00	376.48	0.94	12.85	32.90	5.48
9.10	388.30	383.70	0.96	13.37	34.26	5.71
9.15	393.70	389.03	0.97	13.80	35.43	5.91
9.20	398.60	393.87	0.98	14.26	36.52	6.09
9.22	400.60	395.85	0.99	14.40	37.11	6.19
9.30	404.70	399.90	1.00	14.70	37.90	6.32
9.44	420.00	415.02	1.04	16.37	42.34	7.06
9.50	424.80	419.76	1.05	16.94	43.81	7.30
9.60	432.60	427.47	1.07	17.85	46.39	7.73
9.70	438.80	433.60	1.08	18.73	48.76	8.13
9.80	445.40	440.12	1.10	19.58	51.23	8.54
9.90	450.80	445.45	1.11	20.46	53.71	8.95
10.00	456.50	451.09	1.13	21.45	56.22	9.37
10.10	461.40	455.93	1.14	22.35	58.55	9.76
10.20	466.10	460.57	1.15	23.22	60.95	10.16
10.30	470.30	464.72	1.16	24.01	63.11	10.52
10.40	472.10	466.50	1.17	24.57	64.83	10.81
10.50	478.80	473.12	1.18	25.85	80.00	13.33
10.60	485.75	479.90	1.20	29.08	89.96	14.99
10.40	475.10	469.47	1.17	24.01	69.11	11.52
10.20	466.50	460.97	1.15	23.25	60.98	10.16
10.00	457.20	451.78	1.13	21.44	56.31	9.39
9.80	446.20	440.91	1.10	19.62	51.22	8.54
9.60	434.30	429.15	1.07	17.90	46.73	7.79
9.40	418.40	413.44	1.03	16.06	41.68	6.95
9.20	400.50	395.75	0.99	14.26	36.87	6.15
9.00	375.60	371.15	0.93	12.41	31.88	5.31
8.80	342.60	338.54	0.85	10.58	26.99	4.50
8.60	289.60	286.17	0.72	8.72	21.97	3.66
8.40	226.00	223.32	0.56	6.90	16.74	2.79
8.20	162.50	160.57	0.40	5.08	11.82	1.97
8.00	95.80	94.66	0.24	3.24	6.91	1.15
7.90	63.80	63.04	0.16	2.34	4.69	0.78
7.80	9.31	9.20	0.02	0.51	0.46	0.08
7.60	9.06	8.95	0.02	0.49	0.42	0.07
4.00	4.19	4.14	0.01	0.15	0.02	0.00

Tabela 9.18. Wyniki pomiarów charakterystyk częstotliwościowych JF TG1 w LINTE², w pętli zamkniętej (CL – ang. *closed loop*) oraz, obliczonych na ich podstawie, charakterystyk pętli otwartej (OL – ang. *open loop*)

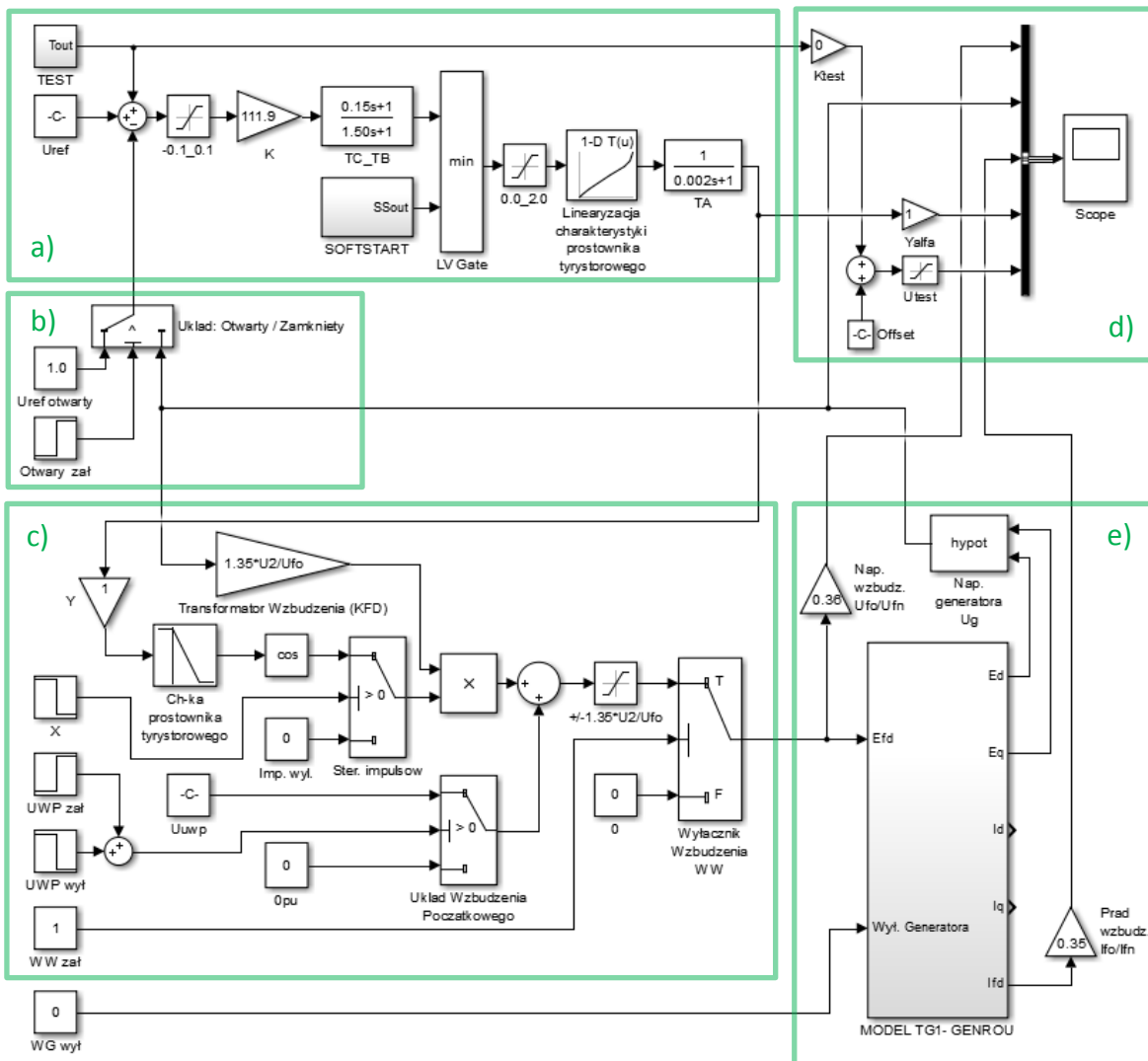
Częstot. [Hz]	CL Amp. [V/V]	CL Amp. [dB]	CL Faza pomiar [°]	CL Faza przelicz. [°]	OL Amp. [dB]	OL Faza [°]
0.1	0.397	-0.073	179.600	-0.400	39.171	-39.787
0.2	0.397	-0.057	179.300	-0.700	37.144	-62.268
0.3	0.398	-0.039	179.194	-0.806	34.868	-76.166
0.4	0.400	-0.008	178.649	-1.351	32.538	-88.471
0.5	0.403	0.057	177.567	-2.433	27.364	-100.066
0.6	0.416	0.335	176.371	-3.629	22.766	-123.140
0.7	0.418	0.386	175.345	-4.655	20.861	-121.006
0.8	0.427	0.562	173.608	-6.392	18.073	-123.293
0.9	0.434	0.717	172.247	-7.753	16.361	-125.223
1.0	0.439	0.806	170.193	-9.807	14.623	-123.290
1.1	0.441	0.853	167.599	-12.401	12.920	-120.504
1.2	0.454	1.095	167.122	-12.878	12.337	-125.595
1.3	0.455	1.123	163.443	-16.557	10.576	-122.202
1.4	0.451	1.043	161.845	-18.155	9.953	-119.643
1.5	0.462	1.244	159.006	-20.994	8.766	-121.599
1.6	0.468	1.365	156.396	-23.604	7.848	-122.372
1.7	0.465	1.317	153.759	-26.241	7.057	-121.104
1.8	0.464	1.298	151.274	-28.726	6.359	-120.601
1.9	0.456	1.131	150.164	-29.836	6.062	-118.634
2.0	0.468	1.360	147.518	-32.482	5.398	-121.259
2.2	0.459	1.197	141.448	-38.552	4.019	-120.402
2.4	0.447	0.964	137.656	-42.344	3.206	-119.321
2.6	0.431	0.640	132.795	-47.205	2.213	-118.418
2.8	0.420	0.426	125.448	-54.552	0.957	-119.996
3.0	0.399	-0.031	122.073	-57.927	0.262	-118.779
3.2	0.386	-0.308	117.001	-62.999	-0.541	-119.844
3.4	0.364	-0.823	112.287	-67.713	-1.382	-119.822
3.6	0.350	-1.167	106.910	-73.090	-2.156	-121.375
3.8	0.335	-1.547	107.518	-72.482	-2.326	-119.332
4.0	0.312	-2.167	100.493	-79.507	-3.384	-121.268
4.5	0.276	-3.229	94.884	-85.116	-4.558	-121.239
5.0	0.249	-4.105	88.372	-91.628	-5.640	-123.106
5.5	0.222	-5.101	79.490	-100.510	-6.895	-126.902
6.0	0.213	-5.480	73.310	-106.690	-7.490	-130.542
6.5	0.187	-6.611	71.178	-108.822	-8.429	-129.841
7.0	0.174	-7.243	71.263	-108.737	-8.909	-128.586
8.0	0.147	-8.706	57.362	-122.638	-10.555	-137.105
9.0	0.127	-9.946	55.533	-124.467	-11.594	-137.000
10.0	0.115	-10.806	46.827	-133.173	-12.501	-143.131

Tabela 9.19. Wyniki badań symulacyjnych charakterystyk częstotliwościowych JF TG1 w pętli zamkniętej (CL – ang. *closed loop*) oraz w pętli otwartej (OL – ang. *open loop*)

Częstot. [Hz]	CL Amp. [jw]	CL Amp. [dB]	CL Delay [s]	CL Faza [°]	OL Amp. min [jw]	OL Amp. max [jw]	OL Amp. [jw]	Utest [jw]	OL Amp. [dB]	OL delay [s]	OL Faza [°]
0.1	1.000	0.000	0.000	0.00	0.540	0.850	0.310	0.001	49.827	2.500	-90.00
0.2	1.000	0.000	0.000	0.00	0.841	1.020	0.179	0.001	45.057	1.900	-136.80
0.3	1.000	0.000	0.000	0.00	0.995	1.080	0.085	0.001	38.588	1.300	-140.40
0.4	1.021	0.181	0.006	-0.86	1.045	1.105	0.060	0.001	35.563	1.000	-144.00
0.5	1.035	0.299	0.008	-1.44	1.055	1.095	0.040	0.001	32.041	0.800	-144.00
0.6	1.054	0.457	0.012	-2.59	1.035	1.063	0.028	0.001	28.943	0.650	-140.40
0.7	1.072	0.604	0.014	-3.53	1.002	1.022	0.020	0.001	26.021	0.550	-138.60
0.8	1.091	0.756	0.016	-4.61	0.972	0.988	0.016	0.001	24.082	0.470	-135.36
0.9	1.110	0.906	0.018	-5.83	0.954	0.967	0.013	0.001	22.279	0.420	-136.08
1.0	1.130	1.062	0.021	-7.56	0.951	0.962	0.011	0.001	20.828	0.370	-133.20
1.1	1.148	1.199	0.023	-9.11	0.962	0.971	0.009	0.001	19.085	0.340	-134.64
1.2	1.167	1.341	0.025	-10.80	0.981	0.989	0.008	0.001	18.062	0.310	-133.92
1.3	1.186	1.482	0.027	-12.64	0.981	0.989	0.008	0.001	18.062	0.290	-135.72
1.4	1.205	1.620	0.029	-14.62	1.015	1.022	0.007	0.001	16.902	0.270	-136.08
1.5	1.221	1.734	0.031	-16.74	1.020	1.026	0.006	0.001	15.563	0.250	-135.00
1.6	1.236	1.840	0.032	-18.43	1.013	1.019	0.006	0.001	15.563	0.230	-132.48
1.7	1.247	1.917	0.032	-19.58	1.004	1.014	0.010	0.002	13.979	0.215	-131.58
1.8	1.252	1.952	0.033	-21.38	0.976	0.985	0.009	0.002	13.064	0.200	-129.60
1.9	1.255	1.973	0.037	-25.31	0.957	0.965	0.008	0.002	12.041	0.190	-129.96
2.0	1.255	1.973	0.038	-27.36	0.951	0.959	0.008	0.002	12.041	0.180	-129.60
2.2	1.237	1.847	0.040	-31.68	0.980	0.987	0.007	0.002	10.881	0.160	-126.72
2.4	1.230	1.798	0.043	-37.15	0.918	0.924	0.006	0.002	9.542	0.145	-125.28
2.6	1.201	1.591	0.043	-40.25	1.017	1.023	0.006	0.002	9.542	0.130	-121.68
2.8	1.156	1.259	0.045	-45.36	0.983	0.988	0.005	0.002	7.959	0.120	-120.96
3.0	1.096	0.796	0.048	-51.84	0.965	0.970	0.005	0.002	7.959	0.112	-120.96
3.2	1.028	0.240	0.050	-57.60	0.984	0.988	0.004	0.002	6.021	0.105	-120.96
3.4	0.960	-0.355	0.050	-61.20	1.015	1.036	0.021	0.010	6.444	0.100	-122.40
3.6	0.896	-0.954	0.050	-64.80	1.028	1.048	0.020	0.010	6.021	0.095	-123.12
3.8	0.836	-1.556	0.049	-67.03	0.897	0.914	0.017	0.010	4.609	0.090	-123.12
4.0	0.783	-2.125	0.049	-70.56	0.700	0.730	0.030	0.020	3.522	0.085	-122.40
4.5	0.671	-3.466	0.047	-76.14	0.030	0.055	0.025	0.020	1.938	0.075	-121.50
5.0	0.583	-4.687	0.044	-79.20	0.745	0.764	0.019	0.020	-0.446	0.066	-118.80
5.5	0.515	-5.764	0.041	-81.18	1.021	1.040	0.019	0.020	-0.446	0.060	-118.80
6.0	0.459	-6.764	0.038	-82.08	0.770	0.787	0.017	0.020	-1.412	0.055	-118.80
6.5	0.414	-7.660	0.036	-84.24	1.005	1.020	0.015	0.020	-2.499	0.052	-121.68
7.0	0.376	-8.496	0.034	-85.68	0.792	0.804	0.012	0.020	-4.437	0.049	-123.48
8.0	0.317	-9.979	0.030	-86.40	0.503	0.522	0.019	0.050	-8.404	0.042	-120.96
9.0	0.273	-11.277	0.027	-87.48	0.525	0.542	0.017	0.050	-9.370	0.037	-119.88
10.0	0.239	-12.432	0.025	-90.00	0.546	0.560	0.014	0.050	-11.057	0.033	-118.80
20.0					0.657	0.664	0.007	0.050	-17.077	0.018	-129.60
30.0					0.732	0.738	0.006	0.100	-24.437	0.013	-140.40
40.0					0.160	0.163	0.003	0.100	-30.458	0.010	-144.00
50.0					0.188	0.190	0.002	0.100	-33.152	0.009	-153.00

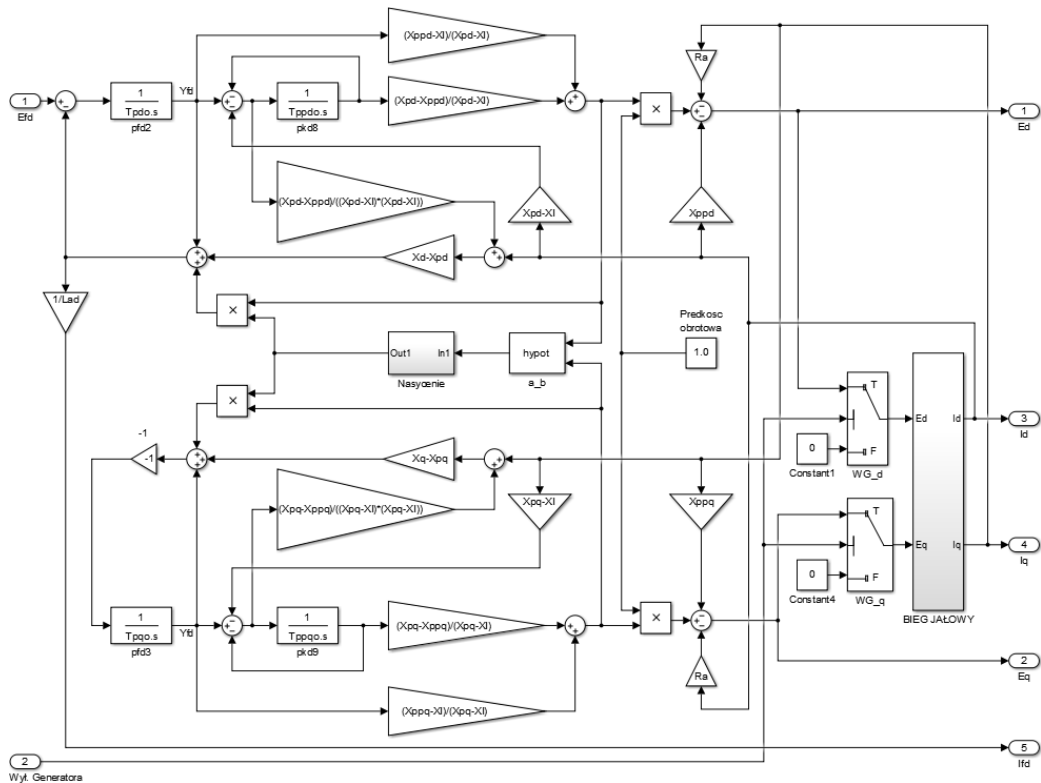
Załącznik 12 – Model matematyczny JF TG1

W środowisku *Matlab-Simulink* [75] opracowano model matematyczny JF TG1 (rys. 9.42), którego kluczowym elementem jest model generatora synchronicznego TG1 typu GENROU [76, 77] (rys. 9.43). Opracowany model umożliwił przeprowadzenie wybranych badań symulacyjnych Jednostki Funkcjonalnej TG1. Parametry modelu uzyskano na podstawie danych przedstawionych w **Załączniku 10**, tab. 9.11 ÷ 9.15.



Rys. 9.42. Opracowany w środowisku Matlab-Simulink model JF TG1:

- model regulatora wzbudzenia o strukturze ST1A [6],
- przełącznik umożliwiający przejście z układu zamkniętego do otwartego,
- model statycznego tyrystorowego układu wzbudzenia z zasilaniem bocznikowym,
- elementy do akwizycji wyników badań symulacyjnych, m.in. oscyloskop,
- model generatora TG1 na biegu jałowym – GENROU z nasyceniem [76, 77]

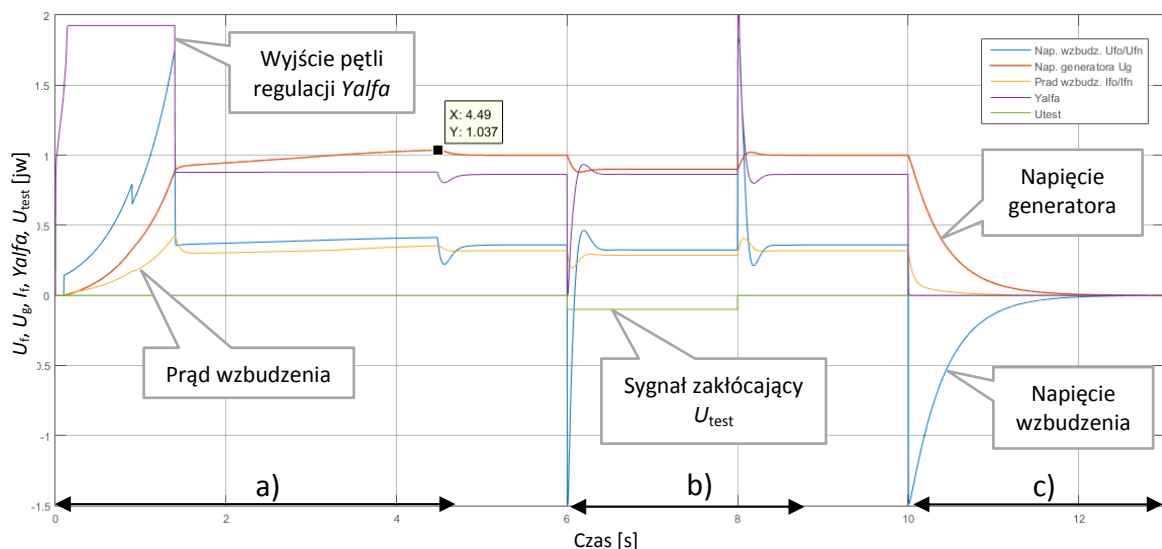


Rys. 9.43. Opracowany w środowisku Matlab-Simulink model generatora synchronicznego TG1, typ modelu: GENROU z nasyceniem [76, 77]

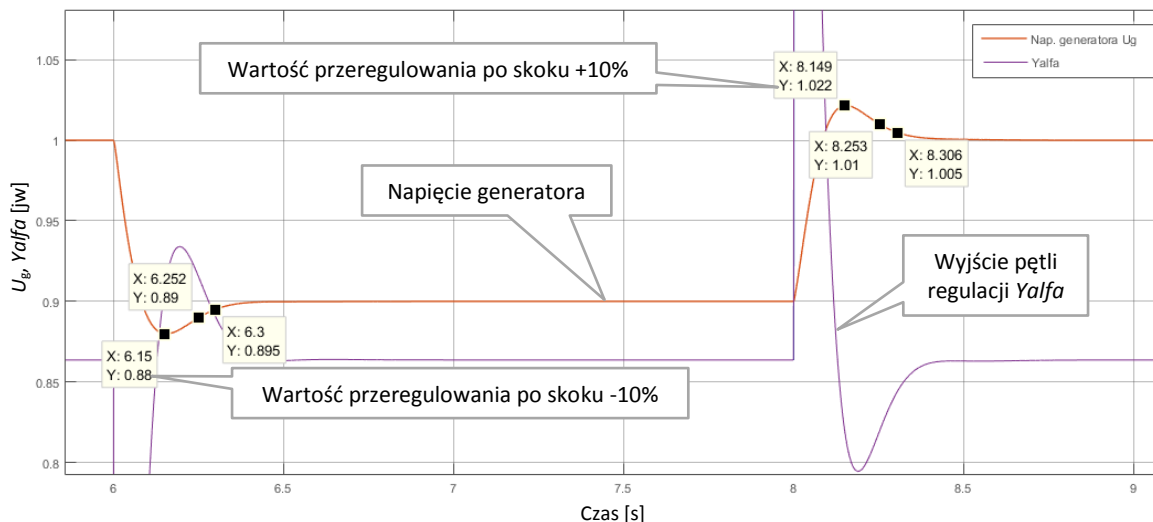
W celu weryfikacji poprawności działania opracowanego modelu, przeprowadzono symulacje następujących testów JF TG1 w dziedzinie czasu:

- wzbudzenia generatora do napięcia znamionowego U_{gn} ,
- skoku wartości zadanej napięcia generatora U_{ref} o $\pm 10\%$,
- odwzbudzenia generatora z napięcia znamionowego U_{gn} .

Przebieg wyżej wymienionych testów przedstawiono na rys. 9.44 oraz rys. 9.45.



Rys. 9.44. Badania symulacyjne JF TG1 w dziedzinie czasu: a) wzbudzenie generatora, b) skok wartości zadanej o $\pm 10\%$, c) odwzbudzenie (widoczna praca falowników prostownika)



Rys. 9.45. Powiększony fragment badania symulacyjnego JF TG1 w dziedzinie czasu – skoku wartości zadanej o $\pm 10\%$, kursorami zaznaczono przeregulowania oraz czasy regulacji napięcia generatora z dokładnością $\Delta e = \pm 0,5\%$ i $\Delta e = \pm 1\%$

Z przebiegów otrzymanych podczas badań symulacyjnych (rys. 9.44 oraz rys. 9.45) wyznaczono wskaźniki, które porównano ze wskaźnikami uzyskanymi z badań laboratoryjnych JF TG1. Wyniki przedstawiono w tabeli 9.20.

Tabela 9.20. Porównanie wskaźników bezpośrednich (w dziedzinie czasu) otrzymanych z symulacji JF TG1 z wynikami badań w LINTE²

NAZWA TESTU	WSKAŹNIK	BADANIA W LINTE ²	MODEL MATLAB
Skoki napięcia na biegu jałowym	Czas regulacji t_r , układy statyczne (dokładność $\Delta e = 1\%$)	0,25 s	0,25 s
	Ilość przeregulowań (dokładność $\Delta e = 1\%$)	1	1
	Przeregulowanie bezwzględne χ	26%	22%
Wzbudzenie generatora	Ilość przeregulowań (dokładność $\Delta e = 1\%$)	1	1
	Przeregulowanie bezwzględne χ	3,3%	3,7%
	Stabilna praca pętli regulacji podczas testu	Tak	Tak
Odwzbudzenie	W przypadku układów tyrystorowych: maksymalny kąt opóźnienia zapłonu α_{max}	143°	143°

Wartości wskaźników, jakie otrzymano w wyniku badań symulacyjnych JF TG1 na biegu jałowym (tabela 9.20), są zbliżone z wartościami zmierzonymi w laboratorium LINTE². Weryfikacja modelu JF TG1 zakończyła się wynikiem pozytywnym.