

Kooperacyjny układ sterowania turbozespołu elektrowni jądrowej:

zastosowanie rozproszonej regulacji predykcyjnej
i komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo

mgr inż. Paweł Sokółski

Rozprawa doktorska

Promotor: dr hab. inż. Dariusz Horla, prof. PP

Promotor pomocniczy: dr hab. inż. Bartosz Ceran, prof. PP



Wydział Automatyki, Robotyki i Elektrotechniki

Politechnika Poznańska

Poznań, 2 czerwca 2023 r.

Podziękowania

Chciałbym serdecznie podziękować mojemu tacie Wojciechowi, bez którego bym tej pracy nie zaczął oraz żonie Annie, bez której bym tej pracy nie skończył.

Spis treści

Streszczenie	1
Abstract	3
Lista skrótów i symboli	5
1 Wstęp	8
1.1 Wprowadzenie	8
1.2 Koncepcja i teza rozprawy	18
1.3 Zawartość rozprawy	20
2 Wykorzystane narzędzia i metody	24
2.1 Obiekt wirtualny	24
2.2 Rekurencyjna metoda najmniejszych kwadratów	25
2.3 Sterowanie predykcyjne	26
2.4 Sterowanie kooperacyjne	27
2.5 Komunikacja wyzwalana zdarzeniowo	28
3 Przegląd literatury i wkład rozprawy doktorskiej	29
3.1 Modele turbozespołu	29
3.2 Klasyczny układ regulacji turbiny	30
3.3 Klasyczny układ regulacji generatora	32
3.4 Nowoczesne systemy sterowania	32
3.5 Kooperacja układów sterowania	34
3.6 Systemy wyzwalane zdarzeniowo	35
4 Analiza strukturalna i dekompozycja funkcjonalna	38
4.1 Studia nad charakterystyką elementów systemu i ich interakcji	38

4.2	Dekompozycja systemu złożonego na obiekty składowe	41
4.2.1	Zawór sterujący	44
4.2.2	Układ wzbudzenia generatora	45
4.2.3	Generator	46
4.2.4	Dyspozycja mocy	47
4.2.5	System elektroenergetyczny	48
4.2.6	Wymiennik ciepła	49
4.2.7	System ciepłowniczy	50
4.3	Najważniejsze połączenia pomiędzy obiektami	51
4.3.1	Połączenie turbina - generator	51
4.3.2	Połączenie system elektroenergetyczny - generator	52
4.3.3	Połączenie system ciepłowniczy - turbina	53
4.3.4	Połączenie turbina - skraplacz - wytwornica pary	54
4.4	Turbozespół jako połączenie obiektów	55

5 Modele złożone i uproszczone elementów obiektu sterowania

– zespołu turbina parowa-generator synchroniczny		57
5.1	Modele złożone elementów zespołu turbina parowa-generator synchroniczny	58
5.1.1	Model matematyczny elementów turbiny parowej	58
5.1.2	Model matematyczny powiązania turbiny parowej z systemem ciepłowniczym	63
5.1.3	Model matematyczny powiązania turbiny parowej z generatorem synchronicznym	64
5.1.4	Model matematyczny generatora synchronicznego współpracującego z systemem elektroenergetycznym	65

5.1.5	Złożony model zespołu turbina parowa-generator synchroniczny współpracującego z systemem elektroenergetycznym – wirtualny obiekt sterowania	80
5.2	Modele uproszczone elementów zespołu turbina parowa-generator synchroniczny	81
5.2.1	Metody redukcji złożoności modelu	81
5.2.2	Struktury proponowanych modeli turbiny parowej i generatora synchronicznego	85
5.2.3	Bieżąca estymacja parametrów uproszczonego modelu liniowego turbogenerators	93
6	Struktury i algorytmy sterowania elementów systemu turbina-generator	105
6.1	Kryterium jakości sterowania	106
6.2	Klasyczne struktury sterowania	110
6.2.1	Warstwowa struktura sterowania	111
6.2.2	Regulator turbiny	116
6.2.3	Regulator generatora	118
6.3	Zaawansowane struktury sterowania	121
6.4	Adaptacyjna regulacja predykcyjna MPC	125
6.5	Analiza lokalnych algorytmów sterowania QDMC	137
7	Struktury i algorytmy sterowania kooperującego	146
7.1	Sterowanie kooperacyjne	146
7.2	Obiekt kooperacyjny	149
7.2.1	Modularność	150
7.2.2	Autonomia	153

7.2.3	Heterogeniczność	153
7.2.4	Zdolność do obliczeń	154
7.2.5	Interakcja ze środowiskiem	155
7.2.6	Komunikacja	156
7.2.7	Wspólny cel	160
7.2.8	Kooperacja	164
7.3	Obiekt kooperacyjny regulacji turbospołu	167
7.4	Symulacyjne badania testowe zaproponowanego algorytmu ko- operującego układu regulacji	173
7.4.1	Stabilizacja napięcia i nadążanie za trajekcją mocy czynnej	177
7.4.2	Zmiana obciążenia cieplnego	180
7.4.3	Zakłócenia od strony obiegu pierwotnego EJ	187
7.4.4	Zakłócenia od strony SEE	191
7.4.5	Wpływ zmiany horyzontu predykcji regulatorów QDMC na pracę układu	197
7.4.6	Wpływ braku kooperacji na pracę układu o przyjętej strukturze	201
7.4.7	Omówienie wyników symulacyjnych badań testowych .	205
8	Komunikacja wyzwalana zdarzeniowo	207
8.1	Ograniczenie nadmiarowej komunikacji poprzez wyzwalanie zda- rzeniowe	207
8.2	Komunikacja wyzwalana zdarzeniowo w układzie regulacji tur- bospołu	211
8.3	Symulacyjne badania testowe zaproponowanego algorytmu wy- zwalania zdarzeniowego	214

9 Podsumowanie i wnioski	230
9.1 Podsumowanie	230
9.2 Wnioski	235
9.3 Dalsze prace	236
Bibliografia	237
Spis rysunków	248
Spis tabel	258
A Turbina	260
B Generator	263
C Modele turbozespołu	265
D Publikacje	267

Streszczenie

Kooperacyjny układ sterowania turbozespołu elektrowni jądrowej: zastosowanie rozproszonej regulacji predykcyjnej i komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo

Celem niniejszej rozprawy jest rozwiązanie problemu naukowego zdefiniowanego jako kooperacyjne sterowanie dwoma podstawowymi obiektami obiegu wtórnego elektrowni jądrowej z reaktorem wodnym ciśnieniowym (PWR, ang. *Pressurized Water Reactor*) tj. turbiną parową i generatorem synchronicznym, w szerokim zakresie zmian punktu pracy, z wykorzystaniem komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo. Badania prowadzone były w oparciu o nieliniowe modele referencyjne stanowiące obiekt wirtualny na potrzeby weryfikacji proponowanych rozwiązań oraz modele uproszczone i zlinearyzowane na potrzeby syntezy układu regulacji. Przeanalizowano metody kooperacji poprzez wzajemną wymianę informacji pomiędzy lokalnymi układami regulacji oraz możliwość minimalizacji ilości przesyłanych informacji dzięki zastosowaniu zdarzeniowego wyzwalania komunikacji. Celem zastosowania takich rozwiązań jest minimalizacja wpływu innych podukładów na działanie rozpatrywanego układu regulacji (jak na przykład zmiana prędkości obrotowej wału turbogenerатора) występujących podczas pracy w warunkach zmiennego obciążenia tj. minimalizacja amplitudy i częstotliwości oscylacji mocy czynnej, częstotliwości oraz uchybu regulacji napięcia generatora, a także minimalizacja ilości danych przekazywanych przez sieć komunikacyjną. W celu oceny, czy proponowane rozwiązanie spełnia postawione zadanie, zastosowano całkowite wskaźniki jakości typu całka kwadratu uchybu i całka kwadratu uchybu z liniowo wzrastającą wagą pozwalające porównać jakość sterowania układów w różnych konfiguracjach i w różnych punktach pracy.

W niniejszej rozprawie doktorskiej przedstawiono charakterystykę wybranych obiektów obiegu wtórnego elektrowni jądrowej typu PWR: turbiny parowej i generatora synchronicznego. Następnie zaprezentowano dwie grupy modeli wybranych obiektów obiegu wtórnego elektrowni jądrowej. Jedne zostaną wykorzystane, do opracowania metod syntezy układów automatycznego sterowania wykorzystujących metody sterowania kooperującego, a drugie zostaną wykorzystane do testowania proponowanych układów sterowania. W celu minimalizacji wpływu niedokładnego modelowania zjawisk nieliniowych przez model liniowy, zastosowano rekurencyjną metodę najmniejszych kwadratów, która uaktualnia estymaty parametrów modelu obiektu regulacji on-line w zależności od punktu pracy układu. Na bazie tych modeli opracowano układ kooperacyjnej regulacji predykcyjnej z wyzwaniem zdarzeniowym, a następnie przeprowadzono analizę jakościową opracowanych układów sterowania na podstawie wyników symulacyjnych badań testowych w oparciu o wspomniane wyżej wskaźniki całkowite.

Zastosowanie dodatkowego kanału komunikacyjnego pomiędzy układami regulacji pozwoliło na poprawę jakości sterowania (mierzone całkowitymi wskaźnikami jakości) w stosunku do klasycznie stosowanych w elektroenergetyce układów regulacji. Dodatkowo, zastosowanie komunikacji wyzwanej zdarzeniowo pozwoliło na znaczne ograniczenie ilości informacji przesyłanych przez sieć komunikacyjną podczas kooperacji układów.

Słowa kluczowe:

elektrownia jądrowa, turbospół, sterowanie predykcyjne, kooperacja, wyzwanie zdarzeniami

Abstract

Cooperative control system for a nuclear power plant turbine-generator set: application of distributed predictive control and event-triggered communication

The dissertation aims to solve a scientific problem defined as cooperative control of two basic objects of the secondary circuit of a nuclear power plant with a pressurized water reactor (PWR), i.e. a steam turbine and a synchronous generator, in a wide range of operating point changes, using event-triggered communication. The research was carried out on the basis of non-linear reference models which constituted a virtual object for the purpose of verifying the proposed solutions and simplified and linearized models for the purposes of the control system synthesis. Methods of cooperation through the mutual exchange of information between local control systems and the possibility of minimizing the amount of transmitted information through the use of event-driven communication were analyzed. The purpose of using such solutions is to minimize the impact of other subsystems on the operation of the considered control system (such as, for example, changing the rotational speed of the turbine-generator set's shaft) occurring during operation under variable load conditions, i.e. minimizing the amplitude and frequency of active power and frequency oscillations as well as the generator voltage control error and minimizing the amount of data transmitted over the communication network. In order to assess whether the proposed solution meets the task set, integral quality indices such as the integral of the squared error and the integral of the squared error with a linearly increasing weight were used to compare the control quality of the systems in different configurations and at different operating points.

The doctoral dissertation presents the characteristics of selected objects of the secondary circuit of a PWR nuclear power plant: a steam turbine and a synchronous generator. Then, two groups of models of selected secondary circuit objects of a nuclear power plant were presented. One will be used to develop methods for the synthesis of automatic control systems using cooperative control methods, and the other will be used to test the proposed control systems. In order to minimize the impact of inaccurate modeling of non-linear phenomena by the linear model, the recursive method of least squares was used, which updates the estimates of parameters of the on-line control object model depending on the operating point of the system. On the basis of these models, a cooperative predictive control system with event triggering was developed, and then a qualitative analysis of the developed control systems was carried out based on the results of simulation tests based on the above-mentioned integral indices.

The use of an additional communication channel between the control systems made it possible to improve the control quality (measured by integral quality indicators) in relation to the control systems classically used in the power industry. In addition, the use of event-triggered communication allowed for a significant reduction in the amount of information sent via the communication network during the cooperation of the systems.

Keywords:

nuclear power plant, turbine-generator set, model predictive control, cooperation, event-triggered

Lista skrótów i symboli

p - ciśnienia pary w przestrzeniach międzystopniowych

\dot{m} - przepływy masowe przez poszczególne stopnie

P_{mech} - moc mechaniczna

Θ - moment bezwładności turbiny

ω - prędkość kątowna wirnika

b - stała tłumienia

M_g - moment obrotowy generatora synchronicznego

Δh_j - spadek entalpii na n-tym stopniu

η_j - sprawność n-tego stopnia

T_{in} - temperatura na wlocie stopnia

T_{out} - temperatura na wylocie stopnia

τ_n - stałe czasowe zmiany ciśnienia poszczególnych stopni turbiny

Ψ - strumień magnetyczny

ARN G - automatyczna regulacja napięcia generatora

ARN T - automatyczna regulacja napięcia transformatora

ARNE - automatyczna regulacja napięcia elektrowni

ART - Automatyczna Regulacja Turbiny

ARX - model autoregresywny z zewnętrznym wejściem, ang. *AutoRegressive with exogenous input*

ARW - Automatyczna Regulacja Wzbudzenia

DMC - regulacja predykcyjna z macierzą dynamiki, ang. *Dynamic Matrix Control*

DMPC – rozproszona regulacja predykcyjna, ang. *Distributed MPC*

EJ – Elektrownia Jądrowa

ET wyzwalanie zdarzeniowe, ang. *Event Triggered*

G – generator

ISE – całka z kwadratu uchybu regulacji ang. *Integral of Squared Error*

ITSE – całka z kwadratu uchybu regulacji przemnożona przez czas, ang. *Integral of Time-weighted Squared Error*

MIMO – obiekt o wielu wejściach i wielu wyjściach, ang. *Multiple Input, Multiple Output*

MPC – regulacja predykcyjna oparta na modelu, ang. *Model Predictive Control*

NP – część niskoprężna turbiny

OD – odgazowywacz

OO – projektowanie obiektowe, ang. *Object Oriented*

OZE – Odnawialne Źródła Energii

PK – Pompa Kondensatu

PS – Pompy Skroplin

PSS – stabilizator systemowy, ang. *Power System Stabilizer*

PWR – reaktor wodny ciśnieniowy, ang. *Pressurized Water Reactor*

PWZ – pompa wody zasilającej

QDMC – algorytm DMC wykorzystujący programowanie kwadratowe on-line, ang. *Quadratic DMC*

RLS – rekurencyjna metoda najmniejszych kwadratów, ang. *Recursive Least Squares*

RM – regeneracja międzystopniowa

RN – wymienniki ciepła w układzie regeneracji niskoprężnej

RW – wymienniki ciepła w układzie regeneracji wysokoprężnej

SE – System Energetyczny

SEE – System Elektroenergetyczny

SEP – separator pary

SIK – System Infrastruktury Krytycznej

SISO – obiekt o jednym wejściu i jednym wyjściu, ang. *Single Input, Single Output*

SKR – skraplacz

ST – wyzwalenie samoczynne, ang. *Self Triggered*

TT – wyzwalenie czasem ang. *Time Triggered*

WP – część wysokoprężna turbiny

1 Wstęp

1.1 Wprowadzenie

Turbozespół elektrowni jądrowej z reaktorem wodnym ciśnieniowym składający się z turbiny parowej i generatora synchronicznego jest złożonym systemem wymagającym szczególnego podejścia. Elektrownie jądrowe (EJ) należą do systemów infrastruktury krytycznej (SIK), co nakłada dodatkowe wymagania odnośnie jakości i bezpieczeństwa pracy. W związku z tym, że turbina i generator usadowione są na wspólnym wale, wzajemnie oddziałują na siebie podczas pracy. Sposób ich oddziaływania wynika z wartości momentów mechanicznych: momentu napędowego turbiny i momentu roboczego generatora. Wypadkową wartością tych oddziaływań jest prędkość obrotowa wspólnego wału. Ta wzajemna zależność wewnątrz turbozespołu powoduje, że układy regulacji turbiny i generatora wpływają wzajemnie na swoją pracę. W stosowanych w elektroenergetyce układach sterowania wykorzystuje się najczęściej dwa niezależne układy regulacji turbiny i generatora. Ze względu na występowanie interakcji wewnętrznej pomiędzy częściami składowymi turbozespołu, w ramach niniejszej rozprawy zdecydowano się rozbudować układy regulacji o dodatkowy kanał komunikacyjny pozwalający uzyskać interakcję również na poziomie układu sterowania. Dodana możliwość kooperacji ma na celu kompensację wspomnianych wyżej interakcji wewnętrznych, aby poprawić jakość sterowania. Dodatkowo, oprócz optymalizacji pracy układu sterowania, w celu polepszenia jakości sterowania turbozespołem elektrowni, zwrócono uwagę na optymalizację pracy samego układu regulacji. Ponieważ omawiane rozwiązanie bazuje na wymianie informacji pomiędzy dwoma układami sterowania (kooperacja), zdecydowano się ograniczyć ilość przesyłanych informacji poprzez zastosowanie komunikacji wyzwalanej zdarzeniami. Dzięki

temu proponowane rozwiązanie nie tylko optymalizuje pracę układu regulacji pomagając zwiększyć jakość energii elektrycznej, ale również optymalizuje sam proces sterowania poprzez minimalizację ruchu generowanego w sieci komunikacyjnej. Jest to podejście odmienne od stosowanego powszechnie układu dwóch niezależnych regulatorów turbiny i generatora, które bazują na szeregu członów opóźniająco-przyspieszających z dodatkowymi ogranicznikami. Wykorzystywane w układach regulacji generatora stabilizatory systemowe (PSS, ang. *Power System Stabilizer*) dostarczają regulatorowi przetworzoną informację o zmianie prędkości obrotowej czy mocy czynnej, jest to jednak komunikacja pośrednia, poprzez analizę efektów pracy regulatora turbiny. W niniejszej rozprawie proponuje się zastosowanie bezpośredniej wymiany informacji pomiędzy układami sterowania z wykorzystaniem nowoczesnych sieci komunikacyjnych.

Celem rozprawy jest zaproponowanie metodyki syntezy odmiennego od klasycznego, kooperacyjnego, układu sterowania systemem złożonym w warunkach ograniczonego dostępu do systemu rzeczywistego i optymalizacja jego działania poprzez zastosowanie komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo. Kooperacyjne sterowanie rozumiane jest jako sterowanie oparte o współpracę lokalnych układów regulacji w celu realizacji wspólnego zadania sterowania. W celu określenia, czy proponowane rozwiązanie spełnia postawione przed nim zadania, zastosowano całkowite wskaźniki jakości umożliwiające porównanie wyników symulacji pracy układów z różnymi systemami sterowania i w różnych warunkach. W tym podejściu obliczana jest całka kwadratu uchybu sterowania (ISE, ang. *Integrated Squared Error*) oraz całka kwadratu uchybu sterowania przemnożona przez czas (ITSE, ang. *Integral Time Squared Error*). Wskaźnik ISE pozwala zagregować w postaci jednej całki wielkości uchybów obu układów z całego czasu symulacji. Drugi z wymienio-

nych wskaźników (ITSE) dodatkowo zawiera czas trwania symulacji i pozwala uwzględnić szybkość zanikania błędu, co jest pomocne w analizie zachowania układu sterowania na przestrzeni czasu. Celem opracowanego układu sterowania jest po pierwsze - minimalizacja wymienionych wyżej wskaźników całkowych, a po drugie - minimalizacja ilości komunikacji pomiędzy układami sterowania przy jednoczesnym zachowaniu jakości wyrażanej tymi wskaźnikami.

Motywacją wyboru obiektu sterowania, jakim jest turbozespół elektrowni jądrowej, jest przewidywana w niedalekiej przyszłości, spowodowana rozwojem rynku energii, możliwość pracy elektrowni jądrowej: po pierwsze - w układzie kogeneracji rozumianej jako wytwarzanie przez EJ zarówno energii elektrycznej jak i ciepła, a po drugie - ze zmiennym obciążeniem elektrycznym lub cieplnym. System elektroenergetyczny (SEE) w Polsce obecnie opiera się w większości na elektrowniach węglowych, których udział w całkowitej produkcji energii elektrycznej w 2020 roku wyniósł ponad 70% (46,97% węgiel kamienny i 24,93% węgiel brunatny) [4]. Zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r. [25] system wytwórczy ma przejść całkowitą transformację. Cele wyznaczone w krajowym planie energetyczno-klimatycznym [2] powodują konieczność ograniczenia wpływu sektora energetycznego na środowisko, zwłaszcza w zakresie emisji zanieczyszczeń i gazów cieplarnianych, a ponadto, zwiększenie udziału energii odnawialnej źródeł w całkowitej produkcji energii w sektorze energetycznym. Publikacja konkluzji dotyczących najlepszych dostępnych technik (BAT) [1] w 2017 roku była kamieniem milowym w ograniczaniu wpływu energetyki konwencjonalnej na środowisko poprzez wprowadzenie ścisłych limitów emisji dla dużych obiektów energetycznego spalania. Przyczyniło się to do szeroko zakrojonej modernizacji instalacji oczyszczania spalin w zakresie odpylania, odazotowania i odsiarczania spalin, wiążąc się

również ze znacznymi kosztami inwestycyjnymi dla przedsiębiorstw energetycznych.

W najbliższych latach Operator Systemu Przesyłowego (w Polsce PSE S.A.) przewiduje znaczną liczbę wyłączeń źródeł konwencjonalnych, nie tylko ze względu na koniec limitowego czasu pracy bloków energetycznych, ale również z powodu potencjalnego niedotrzymania wymagań emisyjnych zawartych w konkluzjach BAT [58].

W Prognozie Szczytowego Zapotrzebowania na Moc w latach 2016-2035 [25] szacuje się, że w latach 2016-2040 skumulowany wolumen likwidacji Centralnie Dysponowanych Jednostek Wytwórczych wyniesie nawet 15 GW. Konsekwencją tych działań byłaby znaczna redukcja CO_2 emisji ze spalania paliw, ale z drugiej strony prognoza ta - przedstawiona na tle rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną - wskazuje na poważne zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego systemu elektroenergetycznego ze względu na pogłębiający się deficyt mocy zainstalowanej w systemie i utratę jednostek dużej mocy pracujących stabilnie jako elektrownie podstawowe.

Jako przykład można tu wymienić poważną awarię w Elektrowni Bełchatów, która miała miejsce 17 maja 2021 roku. Elektrownia Bełchatów, oparta na spalaniu węgla brunatnego, pracuje obecnie w oparciu o 12 bloków energetycznych o łącznej mocy zainstalowanej 5,1 GW i jednocześnie odpowiada za pokrycie do 20% całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną w Krajowym Systemie zasilania. W dniu awarii, w wyniku błędnej operacji łączeniowej w elektrowni, w następstwie której doszło do zwarcia jednofazowego na linii 400 kV, 10 z 11 pracujących bloków energetycznych o łącznej mocy 3,9 GW zostało wyłączonych. Ze względu na znaczne straty mocy, skutki awarii zaobserwowano w systemach elektroenergetycznych Europy kontynentalnej, tj. zarejestrowano spadek częstotliwości w systemie

o wartości 158 mHz, co spowodowało dynamiczną odpowiedź układów automatycznej regulacji częstotliwości (rezerwa pierwotna) [3]. Dzięki dostępności wirującej rezerwy jednostek krajowych, elektrowni szczytowych oraz interwencyjnej wymiany transgranicznej możliwe było przywrócenie stabilnych parametrów systemu, bez konieczności wprowadzania awaryjnych ograniczeń i poziomów zasilania. Wnioski z awarii wskazują na zasadność ciągłego doskonalenia układów automatyki jednostek wytwórczych nie tylko w stanach awaryjnych, ale również w celu zapewnienia ich bezpiecznej pracy w warunkach normalnych, ze szczególnym uwzględnieniem szybkiej reakcji układów regulacji jednostek na nagłe zmiany obciążenia.

Wspomniane wyłączenia jednostek wytwórczych, planowane na kolejne lata, powodują konieczność zaplanowania nowej struktury systemu energetycznego, warunkującego:

- zastępowanie mocy wycofanych źródeł w systemie elektroenergetycznym,
- przejęcie roli źródeł pracujących jako elektrownie podstawowe,
- pokrywający spodziewany wzrost popytu,
- konsekwentne zmniejszanie w energetyce wpływu na środowisko.

Dlatego też, zgodnie z Polityką energetyczną Polski do 2040 r. [25], planowane jest wprowadzenie większej liczby elektrowni opartych na gazie ziemnym, ale przede wszystkim gwałtowny rozwój odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz wprowadzenie energetyki jądrowej. Zgodnie z opublikowanym w 2020 roku Programem Polskiej Energetyki Jądrowej [5], pierwszy blok energetyczny elektrowni jądrowej ma zostać oddany do użytku w 2033 r. Struktura wytwórcza jest istotna dla bilansowania systemu elektroenergetycznego, ze względu na dużą elastyczność pracy. Dynamiczny rozwój OZE ma dotyczyć

przede wszystkim fotowoltaiki i morskich farm wiatrowych. Spodziewany jest stopniowy wzrost mocy zainstalowanej – z 18% w 2015 r. do ok. 40% w 2030 r. i 50% w 2040 r. Z jednej strony rosnący udział OZE prowadzi do zmniejszenia emisji CO_2 z sektora energetycznego, ale ma też negatywne konsekwencje. Fotowoltaika czy farmy wiatrowe to niestabilne źródła w systemach elektroenergetycznych, charakteryzujące się dużymi wahaniami generowanej mocy, przy jednoczesnym priorytetowym dostępie do sieci. Takie nagłe zmiany w produkcji z OZE wiążą się z koniecznością opanowania częstych zmian napięcia i częstotliwości przez jednostki wytwórcze jednostek konwencjonalnych, gazowych czy jądrowych. Zachodzące zmiany w transformacji energetycznej wymuszają konieczność dostosowania układów automatyki jednostek wytwórczych do nowych wyzwań, które pojawią się w najbliższych latach w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

Tematyka eksploatacji elektrowni jądrowych omawiana w literaturze obejmuje w dużej mierze problematykę jądrowego cyklu paliwowego dla reaktorów PWR [45] lub reaktorów czwartej generacji (GT-MHR) [32] oraz kwestie bezpieczeństwa pracy reaktora. Niemniej jednak, z punktu widzenia bezpiecznej eksploatacji elektrowni jądrowej, problematyka pracy elektrowni jądrowych w systemie elektroenergetycznym w normalnych warunkach, a także reakcja układów sterowania na nagłe zmiany obciążenia w systemie, jest również istotna.

Generalnie, gdy bezpieczeństwo pracy elektrowni jądrowej jest zagrożone, np. w wyniku dynamicznie postępujących zmian częstotliwości i napięcia prowadzących do awarii w systemie elektroenergetycznym, z punktu widzenia obrony mocy wytwórczych i stabilnej pracy reaktora, elektrownia jądrowa zostanie wyłączona w trybie awaryjnym. Priorytetowym zadaniem jest zapewnienie pracy układów chłodzenia rdzenia reaktora w taki sposób, aby

reaktor i turbina mogły zostać bezpiecznie wyłączone podczas utraty wszystkich zewnętrznych źródeł zasilania, a także zapewnienie pracy wirników turbin, pracy układów smarowania i uszczelniania pomp olejowych. Dlatego też bloki elektrowni jądrowych wyposażane są w rezerwowe, awaryjne układy zasilania, najczęściej oparte na generatorach Diesla. W warunkach awarii systemowej z progresywnymi zmianami napięcia, w trybie automatycznym regulatora napięcia generatora głównego, generator będzie reagował na zmiany napięcia, zmieniając generację mocy biernej. Zabezpieczenie podnapięciowe gwarantuje bezpieczną pracę rozdzielni elektrowni jądrowej oraz poszczególnych elementów układu technologicznego (urządzeń pomocniczych), w celu zabezpieczenia pomp wody chłodzącej reaktor. Brak chłodzenia może bowiem spowodować uszkodzenie elementów paliwowych i uwolnienie materiału radioaktywnego do środowiska [72].

W pracy [23] w wyniku przeprowadzonych symulacji systemu z dużym udziałem OZE autorzy podkreślili zasadność instalowania systemów magazynowania energii dla poprawy stabilności systemu oraz wspomagania układów sterowania turbozespołami. W pracy [82] przedstawiono wpływ zakłóceń w systemie elektroenergetycznym z dużym udziałem OZE na pracę układów regulacji elektrowni jądrowej współpracującej z reaktorem PWR. W symulacjach wykorzystano właściwości urządzeń elastycznych systemów przesyłowych prądu przemiennego (FACTS), np. statycznego kompensatora synchronicznego (STATCOM) i statycznego kompensatora var (SVC), w celu poprawy stabilności pracy sieci, co pozwoliło na sprawną i szybką reakcję regulatorów turbin w elektrowni jądrowej na postępujące zmiany obciążenia. Układ regulacji oparty na Multiband Power System Stabilizer (MBPSS) w połączeniu z układami regulacji napięcia STATCOM charakteryzował się znacznie wyższą skutecznością regulacji i tłumienia oscylacji w porówna-

niu do regulacji opartej na generycznym układzie stabilizacji mocy (GPSS) w tandemie z SVC. Ponadto w [47] autorzy zwrócili uwagę, że rosnący udział OZE w mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym zmniejsza bezwładność obrotową dostępną dotychczas w jednostkach konwencjonalnych. Autorzy wskazywali na potrzebę zwiększenia elastyczności pracy elektrowni jądrowych jako szansę na poprawę stabilności systemu elektroenergetycznego w odpowiedzi na zakłócenia poprzez wykorzystanie ich bezwładności. W związku z przedstawioną powyżej sytuacją i planami rozwoju polskiej energetyki w nadchodzących latach konieczne jest również spojrzenie na aspekty techniczne związane z pracą układów wytwarzania energii elektrycznej w nowych warunkach. Zmiany reżimu pracy elektrowni pociągają za sobą również konieczność modyfikacji sposobu ich automatycznej regulacji. Żeby sprostać nowym wymogom i zapewnić zwiększenie wydajności oraz jakości pracy jądrowych bloków wytwórczych, w rozprawie zastosowano kooperujący układ sterowania z estymacją parametrów on-line. Ma to na celu umożliwienie optymalnej pracy EJ w warunkach zmiennego obciążenia. Dodatkowo, proponuje się optymalizację komunikacji pomiędzy układami regulacji, rezygnując z cyklicznego przesyłania informacji na rzecz wyzwalania zdarzeniowego (ET, ang. *Event-Triggered*). Jest to kolejny krok optymalizacji pracy układu sterowania turbozespołu. O ile zastosowanie sterowania kooperującego wpływa na poprawę całkowitych wskaźników jakości sterowania obiektem, o tyle zastosowanie technologii ET ma wpływ na optymalizację samego procesu sterowania. Dodanie możliwości wymiany informacji pomiędzy poszczególnymi regulatorami, związane z zastosowaniem sterowania kooperującego, wprowadza dodatkowe obciążenie sieci komunikacyjnej. W celu ograniczenia tego obciążenia proponuje się więc ograniczenie wymiany informacji tylko do tych momentów, w których jest ona niezbędna.

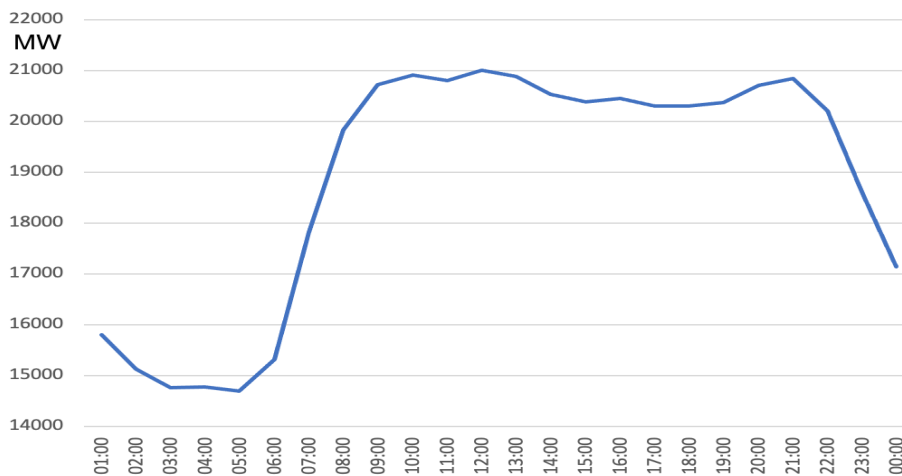
Do badania właściwości uzyskiwanych systemów wykorzystano testy symulacyjne oraz wybrane wskaźniki jakości sterowania. Przeprowadzono symulację i zweryfikowano dynamikę turbozespołu elektrowni jądrowej reprezentowanego różnymi modelami matematycznymi (prostymi i złożonymi) pracującymi w zmiennym otoczeniu (przy zmiennym zapotrzebowaniu na energię elektryczną lub ciepło). W większości przypadków stosowane powszechnie metody doboru regulatorów i ich parametrów bazują na liniowych modelach matematycznych danych podsystemów wyznaczonych dla danego punktu pracy, co może prowadzić do znacznych błędów pracy układu regulacji poza jego nominalnym punktem pracy. W związku z tym, w rozprawie proponuje się wykorzystanie układu nieliniowych modeli matematycznych zespołu turbina-generator, który uwzględnia zmiany zachodzące w analizowanym układzie podczas pracy turbozespołu. Zakładane są różne zakłócenia od strony turbiny (zmiana ciśnienia pary dostarczanej przez wytwornicę pary, zakłócenie momentu mechanicznego na wale), od strony systemu elektroenergetycznego (zmiana częstotliwości oraz napięcia sieci) oraz od strony systemu cieplnego (zwiększenie zapotrzebowania na ciepło). Ponadto, w rozprawie proponuje się podejście obiektowe, w którym analizowany obiekt jest podzielony na szereg podobiektów wraz z odpowiednimi powiązaniem między nimi. Ma to na celu usystematyzowanie podejścia do modelowania układu złożonego jakim jest turbogenerator.

W pracy, na potrzeby badań symulacyjnych, użyto dane generatora GTHW-600 oraz turbiny 4CK-465, które miały zostać wykorzystane w elektrowni jądrowej w Żarnowcu. Rozróżnienie pomiędzy modelem turbozespołu elektrowni klasycznej a elektrowni jądrowej, rozumiane jest w ramach niniejszej pracy, jako zastosowanie odmiennego zestawu parametrów modeli, zgodnie z warunkami pracy elektrowni jądrowych (inne parametry pary, generatora

oraz turbiny).

Istotne wydaje się również wykazanie, że bloki elektrowni jądrowych mogą pracować ze zmiennym punktem pracy poza podstawą obciążenia sieci, a proponowany tryb pracy może być w rzeczywistości zrealizowany. Wykazano [27], że gradient wzrostu obciążenia polskiego systemu elektroenergetycznego (rys. 1.1) jest mniejszy od maksymalnej szybkości podnoszenia mocy przykładowej elektrowni AP1000 (43 MW/min do 55 MW/min), co pozwalałoby elektrowni jądrowej tego typu na nadążanie za zmiennym zapotrzebowaniem na energię (technicznie wykonalna jest praca w granicach 50%-100%-50% przez 90% czasu trwania kampanii paliwowej).

Ekonomiczna opłacalność pracy elektrowni jądrowej przy zmiennym obciążeniu



Rys. 1.1: Dobowe obciążenie Polskiego Systemu Elektroenergetycznego (24.05.2023, środa) [57].

żeniu nie jest przedmiotem niniejszej rozprawy (w związku z dużymi kosztami stałymi utrzymania EJ praca poniżej mocy znamionowej prowadzi do zwiększenia ceny jednostki wyprodukowanej energii). Główną motywacją realizacji kooperacyjnego układu regulacji z wyzwaniem zdarzeniowym jest

zastosowanie współczesnych metod sterowania i rozwiniętych technik komputerowych w celu poprawienia jakości działania systemów sterowania, a co za tym idzie, zwiększenia jakości energii elektrycznej generowanej przez elektrownie jądrowe.

1.2 Koncepcja i teza rozprawy

Niniejsza rozprawa ma na celu rozwiązanie problemu naukowego, jakim jest optymalizacja sterowania turbozespołem elektrowni jądrowej poprzez opracowanie metody wyzwalanego zdarzeniowo sterowania kooperującego systemu złożonego. Obiektem sterowania jest system turbina parowa - generator synchroniczny elektrowni jądrowej z reaktorem wodnym ciśnieniowym. Rozwiązanie powyższego problemu badawczego pociągało za sobą, w warunkach rozważanego obiektu aplikacji, opracowanie jego modelu, który będzie mógł pełnić rolę obiektu wirtualnego (symulacja typu "model in the loop"). Syn-teza systemu sterującego obiektem złożonego pracującego w warunkach zmiennego obciążenia z wyzwalaniem zdarzeniowym wymagała:

1. Opracowania zasad dekompozycji funkcjonalnej systemu złożonego.
2. Opracowania modeli elementów systemu dla potrzeb sterowania.
3. Opracowania struktur i algorytmów sterowania.
4. Opracowania struktur i algorytmów kooperacji elementów systemu.
5. Optymalizacji procesu komunikacji.
6. Przeprowadzenia testowych badań symulacyjnych zaproponowanych rozwiązań, a w tym analizy cech tych rozwiązań.

Zakres rozprawy

W zakres rozprawy wchodzi studia nad charakterystyką elementów systemu i ich interakcji, dekompozycja systemu złożonego, budowa modelu - obiektu wirtualnego oraz budowa modeli dla potrzeb syntezy sterowania. Z wykorzystaniem tych modeli opracowano struktury i algorytmy sterowania oraz kooperacji, a także mechanizm zdarzeniowego wyzwalania komunikacji. Poprawność działania proponowanych algorytmów zweryfikowano poprzez przeprowadzenie symulacyjnych badań testowych.

Cel rozprawy

Celem rozprawy jest zaproponowanie metodyki syntezy kooperacyjnego, wyzwalanego zdarzeniami, systemu sterowania systemem złożonym w warunkach ograniczonego dostępu do obiektu rzeczywistego, gwarantującej wystarczająco dobre wartości wskaźników jakości sterowania, zdolność do działania w szerokim zakresie zmian punktu pracy systemu oraz minimalizację obciążenia sieci komunikacyjnej.

Teza rozprawy

Zastosowanie technik kooperacyjnego sterowania automatycznego w systemie turbina parowa-generator synchroniczny - pracującym ze zmiennym obciążeniem w określonym zakresie i podlegającym zewnętrznym zakłóceniom - poprawia stabilność pracy systemu w porównaniu do przypadku bez kooperacji. Wraz z wykorzystaniem wyzwalania zdarzeniowego wpływa to na znaczne zmniejszenie obciążenia łącza komunikacyjnego i optymalizuje pracę układu w stosunku do podstawowego schematu regulacji.

1.3 Zawartość rozprawy

Rozdział 1. - Wprowadzenie

W rozdziale pierwszym omówiono tezę i zakres rozprawy. Przedstawiona zostaje w nim motywacja realizacji pracy, omówiono wykorzystane technologie oraz przedstawiono strukturę pracy. Rozdział ten stanowi wprowadzenie do tematyki rozprawy z przedstawieniem tła, jakim jest rozwój energetyki i zmieniająca się struktura systemu elektroenergetycznego (zmiany rodzaju źródeł wytwarzania i deregulacji rynku). Nakreślony zostaje schemat pracy i kolejność przeprowadzonych badań.

Rozdział 2. - Wykorzystane narzędzia i metody

Rozdział drugi omawia po krótko wykorzystane w rozprawie narzędzia i metody takie jak praca z obiektem wirtualnym, sterowanie predykcyjne, rekurencyjna metoda najmniejszych kwadratów, sterowanie kooperacyjne i komunikacja wyzwalana zdarzeniowo. Wprowadzone w tym rozdziale pojęcia stanowią bazę do dalszych badań opisywanych w kolejnych rozdziałach rozprawy.

Rozdział 3. - Przegląd literatury i wkład rozprawy doktorskiej

Rozdział trzeci zawiera przegląd literatury w zakresie stosowanych w rozprawie rozwiązań. Podzielony jest na sekcje przedstawiające stan wiedzy z zakresu klasycznych układów regulacji turbiny i generatora, kooperacyjnych systemów sterowania i komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo. Rozdział ten przedstawia też różnice pomiędzy badaniami opisanymi w niniejszej rozprawie a badaniami opisanymi w literaturze.

Rozdział 4. - Analiza strukturalna i dekompozycja funkcjonalna

Rozdział czwarty opisuje budowę bloku elektrowni jądrowej, jej podział na obieg pierwotny i wtórny oraz dalej - na poszczególne elementy składowe. Przedstawione zostają granice analizowanego systemu oraz sieć wewnętrznych interakcji. Opis ten stanowi podstawę do dekompozycji rozpatrywanego układu na jego główne części składowe, tj. turbinę i generator, co stanowi podstawę analiz przeprowadzanych w kolejnych rozdziałach. Rozdział ten przedstawia umiejscowienie proponowanego rozwiązania w całej strukturze elektrowni jądrowej oraz nakreśla specyfikę omawianej aplikacji. Rozdział ten stanowi również wstęp do obiektowego podejścia do opisu modelu układu złożonego.

Rozdział 5. - Modele złożone i uproszczone obiektu sterowania

Rozdział piąty opisuje dwa rodzaje modeli matematycznych turbiny i generatora: pierwsze - nieliniowe, będące podstawą wirtualnych modeli odniesienia oraz drugie - uproszczone, wykorzystywane dla potrzeb syntezy układów sterowania. W rozdziale tym przedstawione zostają źródła nieliniowości omawianych modeli oraz przyjęte uproszczenia. Rozdział kończy przedstawienie uproszczonego, liniowego modelu dyskretnego zespołu turbina-generator, który wykorzystywany jest w dalszej części rozprawy jako punkt wyjścia dla proponowanego układu regulacji predykcyjnej.

Rozdział 6. - Struktury i algorytmy sterowania elementów systemu

W rozdziale szóstym przedstawiono poszczególne techniki sterowania wykorzystane do regulacji mocy czynnej i napięcia zespołu turbina-generator. Rozdział ten przedstawia skrótowe przedstawienie obecnie stosowanych al-

gorytmów opracowane na podstawie norm i literatury. Układy te stanowią punkt wyjścia są tłem dla proponowanych zaawansowanych technik sterowania wykorzystujących technologie rozmyte i układy regulacji predykcyjnej. W rozdziale przedstawione są algorytmy, które stanowią podstawę algorytmu rozproszonej, kooperacyjnej, regulacji predykcyjnej proponowanej w rozprawie.

Rozdział 7. - Struktury i algorytmy sterowania kooperującego

W rozdziale siódmym przedstawione jest proponowane rozwiązanie problemu sterowania zespołu turbina-generator w postaci rozproszonej, kooperacyjnej, regulacji predykcyjnej. Przedstawione zostały trzy podejścia do kooperacji układów sterowania elementów systemu, bazujące na wcześniej przedstawionych modelach i technikach sterowania. Na podstawie analizy wad i zalet przedstawiona zostaje motywacja wyboru algorytmu do dalszych rozważań. Rozdział kończy dyskusja na temat stabilności i krzepkości proponowanego rozwiązania.

Rozdział 8. - Komunikacja wyzwalana zdarzeniowo

Rozdział ósmy przedstawia ideę komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo. Opisano w nim ideę technologii event- i self-triggered oraz to, w jaki sposób technologie te mogą być wykorzystane w rozpatrywanym problemie. Rozdział zawiera informację o wybranym warunku wyzwalania komunikacji oraz wyniki symulacyjnych badań testowych obrazujących działanie mechanizm event-triggered zastosowanego w kooperującym układzie regulacji turbozespołu.

Rozdział 9. - Podsumowanie i wnioski

Rozdział dziewiąty zawiera podsumowanie przeprowadzonych prac polegających na dekompozycji funkcjonalnej obiektu sterowania, wykonaniu modeli na potrzeby syntezy układu sterowania oraz ich weryfikacji, a także opracowanie struktur i algorytmów rozproszonego sterowania predykcyjnego z komunikacją wyzwalaną zdarzeniowo. Rozdział ten omawia korzyści stosowania proponowanych rozwiązań w postaci optymalizacji pracy układu regulacji i wskazuje pole do dalszych prac dotyczących sterowania turbozespołu. W rozdziale tym przedstawiono ponownie ścieżkę prowadzącą do otrzymania proponowanego rozwiązania oraz udowodnienia tezy rozprawy.

Przebieg prowadzonych badań i wyniki końcowe dowodzące słuszność tezy rozprawy opublikowano w szeregu wcześniejszych prac (załącznik D).

2 Wykorzystane narzędzia i metody

2.1 Obiekt wirtualny

Na potrzeby realizacji badań wchodzących w zakres rozprawy wykorzystano szereg narzędzi matematycznych i metod obliczeniowych, w skład których wchodzi zarówno złożone algorytmy sterowania, jak i technologie adaptacji modeli matematycznych. W związku z tym, że elektrownie będące częścią SEE są systemami infrastruktury krytycznej, problematyczne jest prowadzenie badań eksperymentalnych z wykorzystaniem obiektu rzeczywistego. Dodatkowo, sytuację utrudnia fakt, że w Polsce nie pracuje obecnie ani jedna elektrownia jądrowa współpracująca z SEE, która mogłaby stanowić źródło danych pomiarowych na potrzeby analizy, a dane z obiektów pracujących w innych krajach są trudno dostępne. Z uwagi na tak zdefiniowany ograniczony dostęp do obiektu rzeczywistego, na potrzeby niniejszej rozprawy zdecydowano się opracować obiekt wirtualny w postaci złożonych nieliniowych modeli turbiny i generatora, które uwzględniają możliwie jak największą ilość szczegółów pracy turbozespołu (nieliniowy charakter elementów składowych, współpracę z SEE, kogeneracja). W celu odniesienia otrzymywanych wyników do rzeczywistego zachowania bloku jądrowego, przy budowie modeli wykorzystano dostępne dane z pierwszego polskiego programu jądrowego w Żarnowcu. W oparciu o te dane opracowano obiekt wirtualny w postaci modelu symulacyjnego turbiny 4CK-465 oraz generatora GTHW-600 pracujących z siecią sztywną SEE. Opracowany model przedstawiono w rozdziale 5.

2.2 Rekurencyjna metoda najmniejszych kwadratów

W celu zapewnienia poprawnego działania układu regulacji predykcyjnej działającego w oparciu o model procesu, konieczne jest wykorzystanie dokładnego modelu obiektu, tak aby otrzymać możliwie wysokiej jakości regulacji (mierzonej wybranymi wskaźnikami jakości). W niniejszej rozprawie proponuje się mechanizm adaptacji parametrów modelu liniowego w celu dostosowywania się układu do zmiany parametrów układu (punkt pracy, zmiany wynikające z eksploatacji). Aby zapewnić takie zachowanie systemu, które uwzględni wszelkie zachodzące zmiany, zdecydowano się na zastosowanie algorytmu rekurencyjnej metody najmniejszych kwadratów (RLS, ang. *Recursive Least Squares*). W postaci rekurencyjnej RLS obliczenia są przeprowadzane ponownie co pewien przyjęty czas, uaktualniając wartości parametrów tak, by lepiej odpowiadały rzeczywistości. W odróżnieniu od wersji wsadowej metody najmniejszych kwadratów, estymacja przeprowadzana jest w sposób ciągły, a nie jednokrotnie na podstawie zebranych wcześniej danych. Opis rekurencyjnej metody najmniejszych kwadratów można znaleźć w rozdziale 5.2.3.

Dzięki zastosowaniu estymacji parametrów modelu on-line możliwe jest skompensowanie niedokładności wynikających z zastosowania modelu liniowego dla obiektu nieliniowego. Takie podejście powoduje, że model jest aktualny niezależnie od punktu pracy obiektu. Pozwala to wykorzystać uproszczony model liniowy z estymacją on-line w zaawansowanych algorytmach sterowania tj. sterowanie predykcyjne.

2.3 Sterowanie predykcyjne

Na potrzeby realizacji sterowania kooperacyjnego zdecydowano się wykorzystać metody sterowania predykcyjnego opartego o model obiektu (MPC, ang. *Model Predictive Control*). W celu znalezienia optymalnej wartości sygnału sterującego, algorytmy tego typu wykorzystują model matematyczny obiektu do określenia jego zachowania w przyszłych chwilach. Optymalne sterowanie w takim przypadku oznacza takie, które minimalizuje określoną funkcję celu obliczaną w rozważanym horyzoncie czasu. W ramach rozprawy zastosowano algorytm predykcyjny macierzy dynamicznej (DMC, ang. *Dynamic Matrix Control*). Algorytm ten, na podstawie odpowiedzi skokowej (model nieparametryczny obliczany na podstawie parametrycznego modelu liniowego), przewiduje przyszłe zachowanie obiektu. Wynikiem działania regulatora DMC jest taka zmiana sterowania, która minimalizuje błąd kwadratowy nadążania wyjścia obiektu za trajektorią zadaną oraz (z uwzględnieniem odpowiednich wag) wielkość tej zmiany (minimalizacja kosztu energetycznego sterowania). W rozprawie w szczególności analizowany jest regulator stanowiący wersję regulatora DMC działającą w oparciu o algorytm rozwiązywania zadania optymalizacji on-line (QDMC, ang. *Quadratic DMC*), z uwzględnieniem występujących w obiekcie ograniczeń (ograniczenia wynikające z możliwości stopnia otwarcia zaworu sterującego oraz zakresu pracy układu wzbudzenia). Zagadnienia te omawia szczegółowo rozdział 6. Ponieważ w obiekcie istnieją interakcje wewnętrzne związane z faktem, że turbina i generator osadzone są na wspólnym wale, zdecydowano się umożliwić interakcję również na poziomie układu sterowania. Założono, że komunikacja na poziomie regulatorów turbiny i generatora może pomóc równoważyć wewnętrzne wzajemne oddziaływanie. W tym celu zastosowano parę kooperujących regulatorów MPC typu QDMC.

2.4 Sterowanie kooperacyjne

Teza rozprawy zakłada wykorzystanie mechanizmu kooperacji lokalnych układów regulacji w celu realizacji wspólnego celu, jakim jest sterowanie obiektem złożonym. Kooperacja sterowania rozumiana jest jako współdziałanie poszczególnych układów w celu osiągnięcia wspólnego celu. Założonym celem jest polepszenie nadążania za trajektorią zadaną mocy czynnej oddawanej do SEE oraz minimalizacja zakłóceń częstotliwości i amplitudy napięcia (zapewnienie jakości). W ramach rozprawy rozważany jest regulator rozproszony (w odróżnieniu od scentralizowanego układu regulacji), w którym działają dwa niezależne układy wymieniające między sobą informacje. W przypadku rozwiązania proponowanego w niniejszej rozprawie, dwa oddzielne układy regulacji turbiny i generatora wymieniają pomiędzy sobą informację o wypracowanych przez siebie rozwiązaniach (wartościach sygnału sterującego) w celu kooperacji i realizacji wspólnego zadania, a w konsekwencji - polepszenia wskaźników jakości sterowania oraz zapewnienia stabilności układu. Koncepcję sterowania kooperacyjnego szerzej opisuje rozdział 7. Takie podejście powoduje zwiększenie ilości informacji wymienianych poprzez sieć komunikacyjną. Obecnie prowadzi się badania nad redukcją ilości informacji przesyłanych pomiędzy komponentami układu sterowania np. w kanałach sensor-regulator czy regulator-aktuator. W tym kontekście zasadne wydaje się ograniczenie również ilości informacji przesyłanych przez dodatkowy kanał komunikacji związany z kooperacją. W tym celu zdecydowano się wykorzystać technologię zdarzeniowego wyzwania komunikacji.

2.5 Komunikacja wyzwalana zdarzeniowo

W związku z postępującą cyfryzacją systemy sterowania wymieniają coraz więcej informacji ze swoim otoczeniem. Komunikacja pomiędzy poszczególnymi urządzeniami oraz natychmiastowa dostępność aktualnych informacji pozwala na optymalizację pracy urządzeń. Rozwój ten prowadzi do zwiększonego obciążenia sieci komunikacyjnych. Z kolei duże obciążenia mogą prowadzić do problemów z transmisją lub opóźnień (a nawet zwiększonego zużycia energii przez urządzenia sieciowe). W rozprawie analizowany jest układ kooperujących ze sobą regulatorów predykcyjnych, które wymieniają między sobą informacje. Sam proces wymiany informacji może też zostać zoptymalizowany, aby zmniejszyć wspomniane powyżej obciążenia sieci komunikacyjnej. W tym celu proponuje się zdarzeniowe wyzwalanie komunikacji, które w odróżnieniu od cyklicznego podejmowania akcji wyzwalanego czasem, np. wymiany informacji, polega na podejmowaniu akcji tylko w określonych momentach. Technologię ET wykorzystuje się w zdarzeniowym wyzwalaniu pomiarów i sterowania. W rozwiązaniu opisywanym w rozprawie proponuje się zdarzeniowe wyzwalanie komunikacji pomiędzy regulatorami. Jako warunek wyzwalania wybrano zmianę wartości sygnału sterującego powyżej określonego progu. Oprócz systemów z wyzwalaniem zdarzeniowym ET literaturze spotyka się również systemy z samoczynnym wyzwalaniem (ST, ang. *Self-triggered*). Systemy samoczynnie wyzwalane różnią się od systemów wyzwalanych zdarzeniem źródłem zdarzenia wyzwalającego. Idea tego typu systemów jest analogiczna do systemów z wyzwalaniem zdarzeniami, z tą jednak różnicą, że zdarzenie nie pochodzi spoza systemu (np. zmiana wartości pomiaru, zmiana wartości sygnału sterującego), ale z modelu obiektu. Na jego podstawie oblicza się, w którym momencie należy wyzwoić akcję. Komunikację wyzwalaną zdarzeniowo opisuje szerzej rozdział 8.

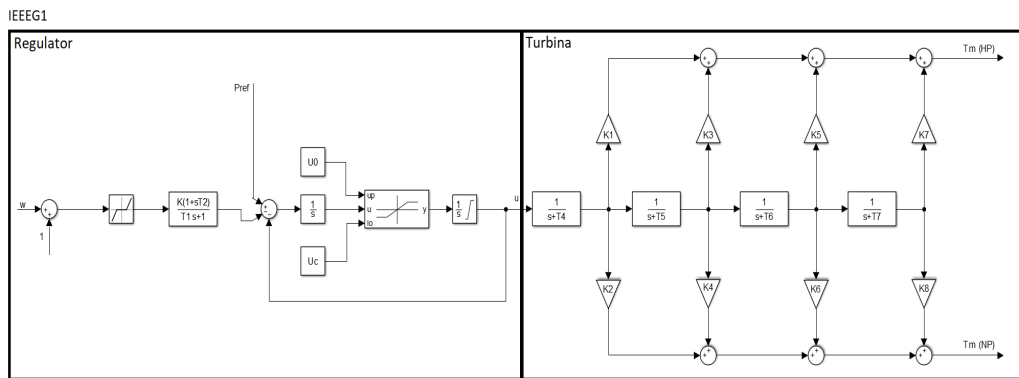
3 Przegląd literatury i wkład rozprawy doktorskiej

3.1 Modele turbozespołu

W szeroko dostępnej literaturze można znaleźć obecnie stosowane modele matematyczne turbiny i generatora oraz współcześnie stosowane układy regulacji. Modele matematyczne obu wspomnianych elementów można podzielić na modele proste wykorzystywane do badań symulacyjnych i syntezy układów sterowania (np. modele turbin na potrzeby układu sterowania turbiny [50], modele turbin na potrzeby badań nad SEE [35], modele układów sterowania wzbudzenia [6]) oraz modele złożone na potrzeby analizy zjawisk fizycznych (model turbiny [18], generatora [26]). W rozprawie przedstawione są zarówno złożone modele nieliniowe na potrzeby budowy modelu odniesienia (obiekt wirtualny), jak i liniowe modele uproszczone wykorzystywane do syntezy układów regulacji. Standardowe rozwiązania bazują na liniowych uproszczonych modelach poprawnych jedynie w konkretnym punkcie pracy. Powszechnie stosowane układy regulacji, pomimo wykorzystania wielu dodatkowych członów ograniczeń i kompensacyjnych niektórych zjawisk fizycznych, opierają się co do zasady o regulację proporcjonalno-całkującą. Dodatkowe moduły tj. stabilizator systemowy dla układu wzbudzenia generatora synchronicznego również stanowią szereg modułów liniowych o parametrach dobranych dla danego punktu pracy. W rozprawie proponuje się wykorzystanie złożonych układów regulacji wraz z modelami o parametrach zmiennych w czasie.

3.2 Klasyczny układ regulacji turbiny

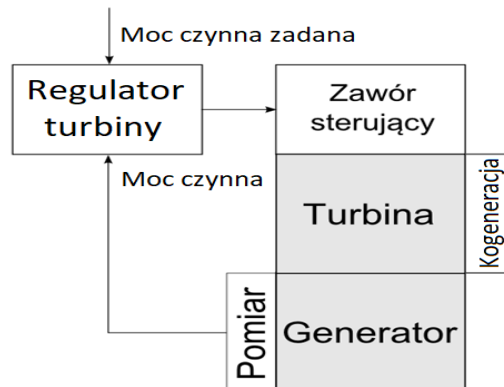
Raport techniczny IEEE [35] przedstawia szereg modeli stosowanych obecnie układów regulacji turbiny na potrzeby badań systemów energetycznych. Podstawowym modelem zawartym w tym opracowaniu jest IEEEG1 (rys. 3.1). Bardziej złożony z modeli TGOV5 uwzględnia również zmiany częstotliwości napięcia i mocy elektrycznej, ale rozbudowany jest głównie o dynamikę paliwa (spalanie węgla) oraz regulator walczaka kotła parowego, ze względu na co nie będzie on poddany analizie.



Rys. 3.1: Model turbiny IEEEG1 z regulatorem mocy i prędkości [8].

Proponowany układ jest układem liniowym mającym za zadanie stabilizację prędkości i regulację mocy czynnej. W literaturze można też spotkać uproszczenie tego układu do pojedynczego regulatora mocy czynnej (a co za tym idzie - prędkości obrotowej) [50] (rys. 3.2).

W takim podejściu nie została uwzględniona nieliniowość modelu turbiny, a w konsekwencji, ich parametry są optymalne jedynie w otoczeniu nominalnego punktu pracy. W związku z tym, zakładając pracę elektrowni przy zmiennym obciążeniu, zasadnym wydaje się opracowanie układów regulacji działających optymalnie w szerokim zakresie zmian punktu pracy.



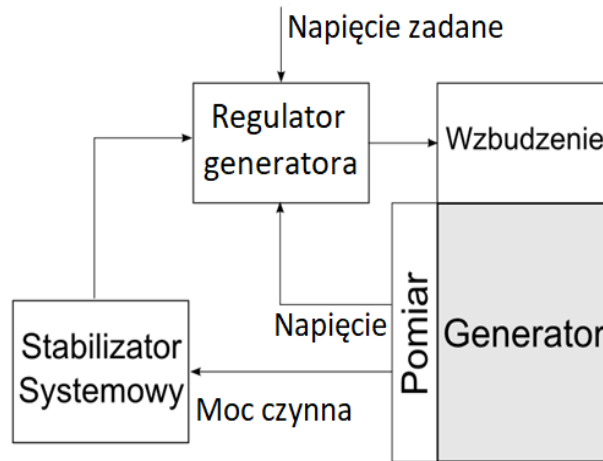
Rys. 3.2: Ogólna struktura układu sterowania turbiny parowej.

Analizę stabilności regulacji prędkości turbozespołów parowych napędzających generatory synchroniczne można znaleźć w [48].

W przypadku turbiny parowej, w literaturze można znaleźć przykłady zastosowania regulacji adaptacyjnej [33], predykcyjnej [34], czy też - w odróżnieniu do omawianego rozwiązania - wykorzystujące model nieliniowy [28, 60]. W opracowaniu [34] przedstawiane jest rozwiązanie oparte o trzy miękko przełączane regulatory MPC turbiny. W odróżnieniu od przedstawionych rozwiązań, w rozprawie proponuje się zastosowanie układu regulacji predykcyjnej turbiny opartego na modelu z parametrami adaptującymi się online dla każdego z punktów pracy. W rozprawie, dodatkowo, oprócz zastosowania regulatora adaptacyjnego, proponuje się rozbudowanie układu o możliwość wykorzystania dodatkowej informacji pochodzącej z układu regulacji generatora (kooperacja polegająca na wymianie informacji). Zmiany te mają zwiększyć jakość regulacji w stosunku do klasycznego schematu regulacji w szerokim zakresie zmian punktu pracy turbiny (rozdział 7.).

3.3 Klasyczny układ regulacji generatora

Klasyczny układ regulacji generatora składa się z regulatora wzbudzenia, którego zadaniem jest utrzymywanie stałej wartości napięcia generatora oraz ze stabilizatora systemowego. Stabilizator systemowy poprzez korektę wartości zadanej, minimalizuje oscylacje mocy czynnej oddawanej do systemu elektroenergetycznego wywoływane działaniem regulatora wzbudzenia (rys. 3.3).

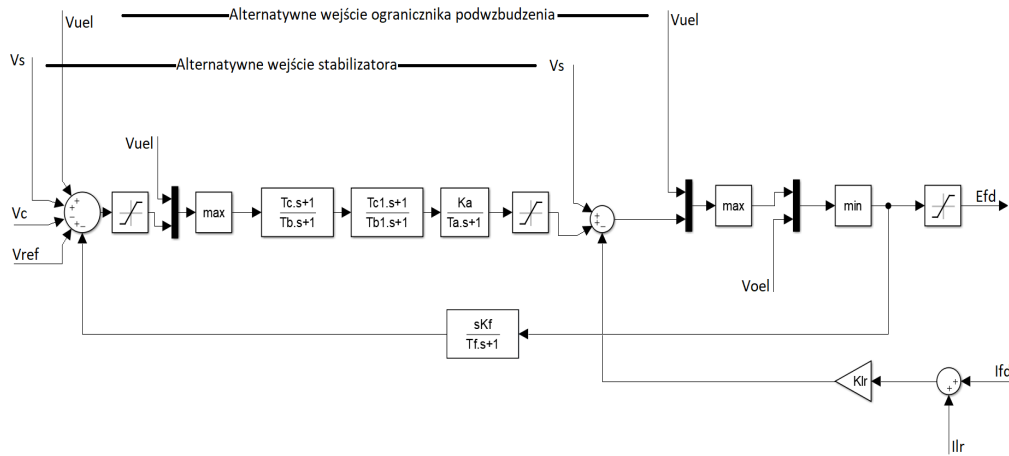


Rys. 3.3: Struktura klasycznego układu regulacji generatora.

W celu weryfikacji zaproponowanych rozwiązań, jako układ odniesienia, w stosunku do którego porównano proponowane rozwiązanie, przyjęto układ z uproszczoną strukturą sterowania z regulatorem ST1A i stabilizatorem systemowym PSS1A w oparciu o normę IEEE 421.5-2005 (rys. 3.4, 3.5) [50].

3.4 Nowoczesne systemy sterowania

Systemy sterowania turbiny i generatora stanowią przedmiot wielu prowadzonych aktualnie badań. Konieczność uwzględnienia zmian warunków pracy



Rys. 3.4: Regulator wzbudzenia ST1A [50].



Rys. 3.5: Stabilizator systemowy PSS1A [50].

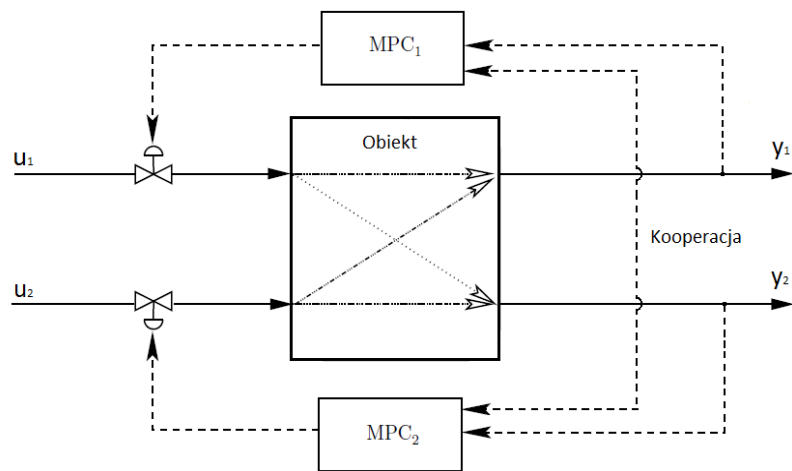
generatora najczęściej przejawia się poprzez zastosowanie regulacji rozmytej/przełączanej wzbudzenia lub poprzez zastosowanie układu stabilizatora systemowego działającego w oparciu o mechanizmy rozmytego przełączania [80]. W tych rozwiązaniach sygnał korygujący wysyłany przez stabilizator systemowy do regulatora generatora dla danego punktu pracy jest określany jako średnia ważona sygnałów wypracowanych dla różnych punktów pracy. Umożliwia to oddanie nieliniowego charakteru zjawiska poprzez wykorzystanie zestawu liniowych modeli opracowanych dla pewnej, skończonej liczby punktów pracy. Omawiane w rozprawie rozwiązanie korzysta z modelu obiektu z parametrami estymowanymi on-line, co w pełni zastępuje konieczność przełączania między modelami. Dodatkowo, odpowiednia struktura modelu uwzględniająca zachodzące w obiekcie interakcje, pozwala na uwzględnienie

nie działania stabilizatora systemowego w ramach zastosowanego regulatora MPC [69]. Stosowane są również rozwiązania wykorzystujące mechanizmy sprzężenia w przód, regulatory odporne H_∞ [73], czy też takie, które korzystają z algorytmów inteligencji obliczeniowej, tj. algorytmy rojowe [31], genetyczne [21], rozmyte [52], czy nawet łączące pewne z tych rozwiązań jak [19], w którym autorzy korzystają jednocześnie z technologii rozmytej i algorytmów rojowych. Tak, jak w przypadku turbiny, w rozprawie proponuje się - w odróżnieniu od układów proponowanych w literaturze miękkoprzełączalnych dla różnych punktów pracy - zastosowanie układu regulacji predykcyjnej generatora opartego o model z parametrami zmieniającymi się online dla każdego z punktów pracy. Dodatkowo, proponuje się rozbudowanie układu o możliwość wykorzystania dodatkowej informacji pochodzącej z układu regulacji turbiny (kooperacja). Zmiany te mają zwiększyć jakość regulacji w szerokim zakresie zmian punktu pracy generatora (rozdział 6.).

3.5 Kooperacja układów sterowania

Współcześnie prowadzone są badania nad rozproszoną regulacją predykcyjną DMPC. W literaturze można znaleźć szereg opracowań, które opisują założenia tej technologii [42], jej teorię i metody projektowania projektowanie [87], wykonalność, wydajność [17] oraz stabilność [17, 16]. Rozproszona regulacja predykcyjna DMPC łączy w sobie zalety regulacji rozproszonej (mniejsze obciążenie obliczeniowe, uwzględnienie interakcji pomiędzy elementami składowymi systemu, skalowalność) oraz lokalnej regulacji predykcyjnej MPC (optymalizacja rozwiązania, uwzględnianie ograniczeń). W ramach wymienionych badań jest rozpatrywana adaptacyjna regulacja rozproszona zespołu turbina-generator pozwalająca wykorzystać zalety algorytmów DMPC oraz uwzględnić zmianę punktu pracy układu. Rozwiązanie proponowane w roz-

prawie (rys. 3.6) stanowi więc nowe podejście do realizacji układu sterowania nieliniowego układu złożonego, jakim jest turbozespół. W klasycznym podejściu do sterowania w energetyce jądrowej stosuje się systemy oparte o regulację PID z modyfikacjami i dodatkowymi modułami bez zapewnienia kooperacji poszczególnych regulatorów. Przyjęte rozwiązanie stanowi więc pełne odejście od klasycznych układów regulacji na rzecz nowocześniejszych rozwiązań wykorzystujących nowoczesne sieci komunikacyjne.



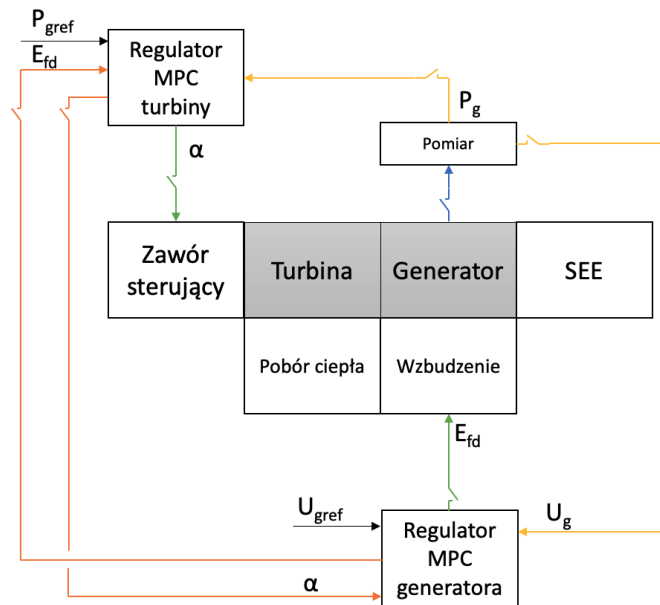
Rys. 3.6: Rozproszona regulacja predykcyjna DMPC [42].

W ramach rozprawy przedstawia się jedno z podejść do rozproszonej regulacji predykcyjnej DMPC polegające na wymianie informacji o wypracowanej wartości sygnału sterującego.

3.6 Systemy wyzwalane zdarzeniowo

W literaturze rozważa się wykorzystanie technologii wyzwalanej zdarzeniami w różnych punktach systemu sterowania i w różnych zastosowaniach. Niektóre z możliwych strategii wykorzystania tej technologii przedstawia rysunek 3.7. Zaznaczono na nim kanały komunikacyjne w układzie sterowania,

w których można zastosować wyzwalanie zdarzeniowe. Artykuły [20] i [43]



Rys. 3.7: Różne strategie wyzwalania zdarzeniami: sterowanie (zielony), pomiar (niebieski), komunikacja (żółty), kooperacja (pomarańczowy).

zawierają wprowadzenie do technologii wyzwalania zdarzeniami i wyzwalania samoczynnie wraz z praktycznymi przykładami jej użycia. W pracach [9, 10, 11], tych samych autorów, przedstawiono wyniki badań odpornego, wyzwalanego zdarzeniami regulatora MPC, gdzie, podobnie jak w przypadku rozprawy, autorzy rozważają możliwość ograniczenia komunikacji przy zachowaniu odporności rozwiązania ([9] opisuje odporny MPC z wyzwalaniem samoczynnym dla systemów liniowych z ograniczeniami, podczas gdy dwie pozostałe prace stanowią rozszerzenie tej koncepcji). Artykuł [44] opisuje rozwiązanie z samoczynnym wyzwalaniem dla systemów liniowych ze sterowaniem ze sprzężeniem zwrotnym stanu, a w artykule [77] omawia się planowanie wyzwalane zdarzeniami w sterowaniu stabilizującym. Ten sam autor w [8] analizuje na konkretnych przykładach kwestię sterowania wyzwa-

lanego zdarzeniami dla systemów nieliniowych. Ponadto niektórzy autorzy analizują problem współpracy między systemami. W [15] opisano rozwiązanie samowyzwalającego się systemu współpracujących agentów poruszających się w przestrzeni za pomocą nieliniowych regulatorów MPC, natomiast w [81] autorzy zajmują się wyzwalaną zdarzeniami komunikacją między operatorem i robotem oraz ich współpracę na odległość. Po obu stronach komunikacji znajdują się systemy estymacji, które pozwalają na zachowanie ciągłości pracy zarówno operatora, jak i robota przy asynchronicznej, opartej na zdarzeniach komunikacji między nimi. W literaturze można również znaleźć wpisy dotyczące problemu estymacji w systemach z wyzwalaniem zdarzeń. Na przykład autorzy [62] analizują problem estymacji zdarzeń dyskretnych modeli Markowa. Autorzy poruszają problem utraty komunikacji i brakujących pomiarów związanych ze zdarzeniowym charakterem wymiany informacji. Przedstawione powyżej publikacje wskazują na duże zainteresowanie sterowaniem wyzwalanym samoczynnie i wyzwalanym zdarzeniami oraz ich zdolnością do zmniejszania obciążenia sieci transmisyjnej i obciążenia procesorów urządzeń komunikacyjnych. Autorzy tych i innych publikacji, podobnie jak autor rozprawy, analizują możliwość wykorzystania wyzwalania zdarzeniowego w układach sterowania MPC (liniowych i nieliniowych), problemy związane z estymacją w przypadku komunikacji asynchronicznej, czy problematykę komunikacji między współpracującymi systemami w przypadku systemów, które nie są wyzwalane czasowo.

Jednak w przeciwieństwie do prezentowanej pracy brak jest prób rozwiązania technicznego problemu wykorzystania technologii wyzwalania zdarzeniami w adaptacyjnym kooperatywnym systemie sterowania predykcyjnego dla złożonego procesu, jakim jest proces wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni jądrowej.

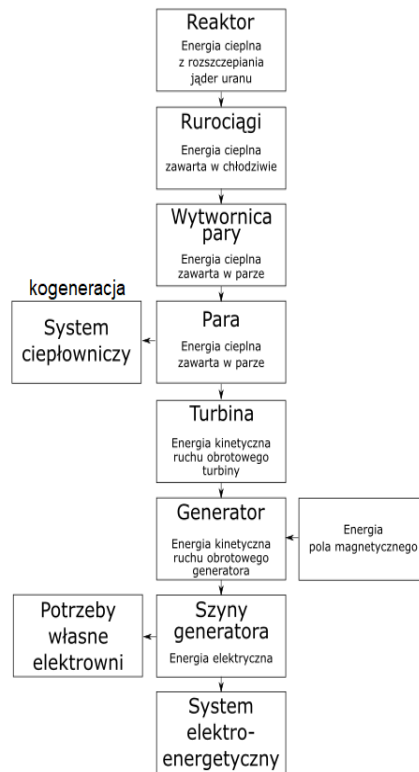
4 Analiza strukturalna i dekompozycja funkcjonalna

4.1 Studia nad charakterystyką elementów systemu i ich interakcji

Turbogenerator jest złożonym systemem nieliniowym o wielu wejściach i wielu wyjściach (MIMO, ang. *Multiple Input Multiple Output*). Rozwiązanie złożonego problemu badawczego, jakim jest opracowanie metody sterowania kooperującego systemu turbospółem, wymaga dekompozycji obiektu sterowania na systemy składowe, które podlegać będą analizie w dalszej części rozprawy. W elektrowni jądrowej z reaktorem ciśnieniowym dochodzi do przekształcenia energii wydzielanej podczas reakcji rozszczepienia jąder uranu w paliwie w ciepło, która jest przekazywana do chłodziwa. Następnie, energia cieplna chłodziwa w obiegu pierwotnym przekazywana jest w wytworzycy pary, gdzie wykorzystywana jest do zamiany wody zasilającej w parę. Energia w niej zawarta jest w części wykorzystywana do ogrzania wody w systemie cieplnym, a jej reszta przekształcana jest w energię kinetyczną ruchu obrotowego turbiny. Energia kinetyczna jest natomiast dalej przekształcana w energię elektryczną w generatorze i przekazywana do systemu elektroenergetycznego. Rysunek 4.1 przedstawia przepływ energii w elektrowni jądrowej [24]. Elektrownie i elektrociepłownie (w ramach rozprawy analizowany jest przypadek kogeneracji w elektrowni jądrowej) stanowią część systemu elektroenergetycznego.

Wytwarzana energia elektryczna jest w większości przesyłana siecią przesyłową do końcowych odbiorców przemysłowych i indywidualnych, a częściowo wykorzystywana na potrzeby własne elektrowni. Z kolei wyprodukowane

4. Analiza strukturalna i dekompozycja funkcjonalna

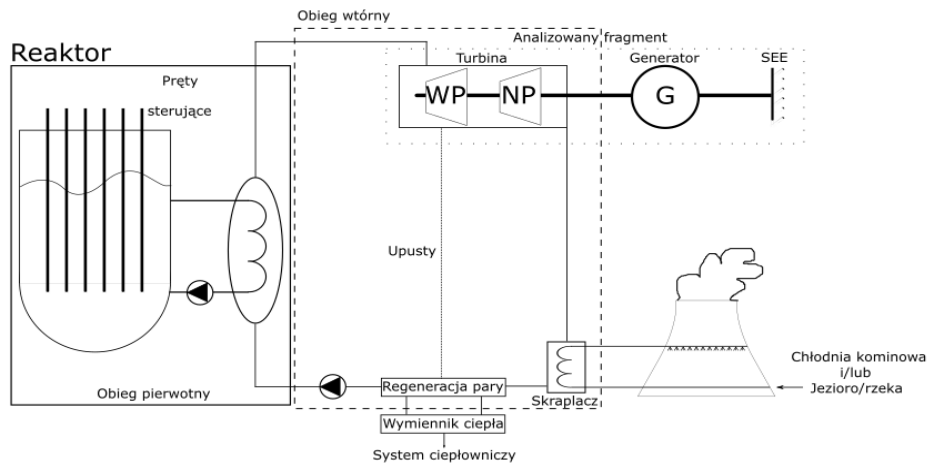


Rys. 4.1: Schemat przepływu energii w elektrowni jądrowej [24].

ciepło jest przesyłane do odbiorców za pomocą sieci ciepłowniczej. Na potrzeby rozprawy wyszczególniono fragment tego złożonego układu wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej i ciepła, jakim jest pojedynczy turbospół elektrowni jądrowej.

Układ turbina parowa – generator synchroniczny elektrowni jądrowej stanowi znaczną część obiegu wtórnego elektrowni (rys. 4.2). Zdecydowano się wybrać ten fragment EJ jako punkt startowy stanowiący bazę do dalszych rozważań. Zakłada się możliwość rozbudowy kooperującego systemu sterowania o wymianę informacji pomiędzy wszystkimi układami sterowania. Ponieważ turbina i generator oddziałują na siebie bezpośrednio wpływając na swoją pracę, to właśnie te dwa obiekty wybrano do wstępnej analizy moż-

liwości sterowania rozproszonego. Dalsze prace badawcze mogą obejmować uwzględnianie kolejnych obiektów. Schemat technologiczny obiegu wtórnego EJ można znaleźć w [54].



Rys. 4.2: Obieg pierwotny i wtórny elektrowni jądrowej [27].

W celu analizy układu konieczne jest określenie granic analizowanego systemu. Na potrzeby niniejszej rozprawy, jako granice przyjęto wlot turbiny (parametry pary: ciśnienie, temperatura), wlot skraplacza (ciśnienie panujące w skraplaczu), odbiór ciepła oraz napięcie i prąd generatora (amplituda i częstotliwość). Tak wyodrębniony układ składa się z turbiny, generatora (wraz z transformatorem blokowym połączonym z SEE) oraz odbioru ciepła rozumianego, jako pobór pary z przelotni pomiędzy częścią wysoko i niskoprężną na potrzeby kogeneracji. Wszystkie z wyżej wymienionych elementów oddziałują na siebie podczas pracy.

W ramach pracy rozpatrywana jest również sytuacja, w której elektrownia jądrowa wraz z energią elektryczną produkuje ciepło użytkowe. Zmiana odbieranego strumienia pary wpływa na moc turbiny, a realizacja zadania generacji ciepła przekłada się na zmianę trajektorii odbioru pary, co musi być

kompensowane przez układ regulacji turbiny i zawór sterujący.

Przedstawiony układ turbozespołu składa się z wielu zależnych od siebie elementów. Praca każdego z rozpatrywanych układów ma wpływ na pracę pozostałych. W związku z powyższym, do dalszej analizy wymagana jest dekompozycja układu na poszczególne elementy oraz analiza występujących pomiędzy nimi zależności.

4.2 Dekompozycja systemu złożonego na obiekty składowe

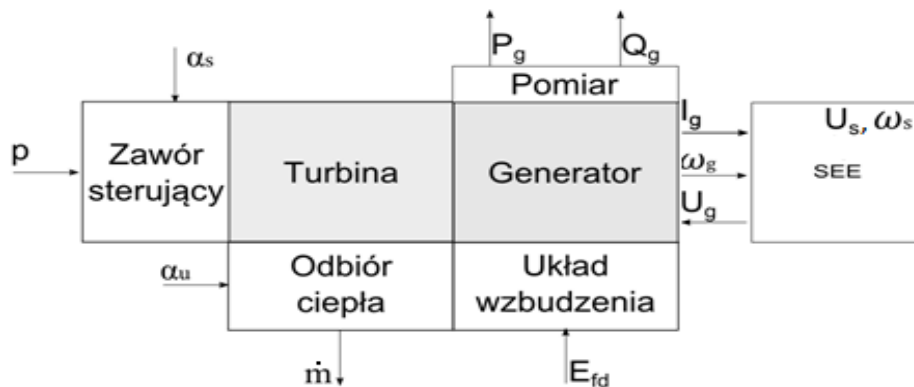
W ramach dekompozycji układu złożonego wyszczególniono dwie główne części składowe systemu turbinę parową i generator synchroniczny wraz z ich otoczeniem. Turbina generuje moment napędowy M_t , a generator - moment obciążenia M_g . Wielkością wynikową oddziaływania tych momentów jest prędkość kątowna wału turbozespołu. Całość zespołu turbina-generator pracuje w otoczeniu wytwornicy pary (obieg wtórny elektrowni jądrowej), odbiorów energii elektrycznej i ciepła (wymienniki ciepła, przyłącze do systemu elektroenergetycznego) oraz dyspozytorni mocy.

W przypadku tak określonych granic systemu, jako wielkości graniczne obiektu przyjęto:

- dla wytwornicy pary: przepływ masowy, ciśnienie i temperaturę wytwarzanej pary na wlocie turbiny,
- dla odbioru ciepła: temperaturę wody przed wymiennikiem ciepła i przepływ masowy wody przez wymiennik ciepła,
- dla systemu elektroenergetycznego: wartość napięcia i jego częstotliwość,
- dla dyspozytorni mocy: wartość zadaną mocy turbozespołu.

Wartości wyżej wymienionych wielkości przyjęto odgórnie, a ich zmiany w trakcie analizy proponowanych rozwiązań stanowią zakłócenia pracy turbozespołu.

Wydzielony w rozprawie fragment bloku elektrowni jądrowej składa się z turbiny parowej, generatora synchronicznego, transformatora, linii transmisyjnej, systemu elektroenergetycznego (sieć energetyczna) oraz modelu odbioru ciepła. Model turbozespołu współpracującego z siecią sztywną, stworzony na potrzeby opracowania i analizy struktury sterowania kooperacyjnego, przedstawia schemat (rys. 4.3). Aby uniknąć analizy dynamiki SEE, przyjęto uproszczenie w postaci przyjęcia współpracy z siecią sztywną. Powoduje to, że napięcie sieci U_s nie zależy w żaden sposób od pracy analizowanego turbozespołu (choć jako parametr symulacji może zostać zmienione na potrzeby eksperymentu).



Rys. 4.3: Turbogenerator z systemem sterowania podłączony do systemu elektroenergetycznego poprzez transformator i linię przesyłową wraz z odbiorem ciepła.

Wielkościami sterującymi są (wejście obiektu): stopnie otwarcia zaworu sterującego (α_s) i upustów turbiny (α_u) oraz napięcie wzbudzenia generatora

(E_{fd}). Wielkościami sterowanymi (wyjściami obiektu) są: częstotliwość (ω_g) i napięcie generatora (U_g) oraz strumień odbieranej pary (\dot{m}_k). Dodatkowo, monitorowane (dodatkowe wielkości wyjściowe) są wartości mocy czynnej (P_g) oraz biernej (Q_g) oddawanej przez generator i prąd generatora (I_g). Wielkościami (wejściami) zakłócającymi stanowią zmianę ciśnienia pary przed zaworem sterującym (p_{in}), wynikające z pracy wytwornicy pary oraz zmiany napięcia (U_s) i częstotliwości (ω_s) napięcia systemu elektroenergetycznego wynikające ze zmiany obciążenia mocą czynną i bierną. Ze względu na ucieplnienie elektrowni i analizowane obciążenie cieplne, wielkością monitorowaną jest również temperatura przepływu masowego i temperatury wody po stronie systemu cieplnego (T_s, \dot{m}_s).

Dla tak zdefiniowanego układu turbosespołu elektrowni jądrowej opracowano zestaw modeli symulacyjnych, zarówno na potrzeby syntezy układu regulacji (modele uproszczone), jak i w celu weryfikacji otrzymanych rozwiązań (modele złożone). Modele zostaną szerzej opisane w rozdziale 5. W rozprawie proponuje się modelowanie zorientowane na obiekty (OO, ang. *Object Oriented*) [39], które zakłada podział analizowanego układu na oddzielne obiekty oraz połączenia (powiązania) między nimi. Pozwala to na analizę części składowych w oderwaniu od ich otoczenia, zmianę otoczenia poprzez powiązania czy też analizę interakcji obiektów poprzez wspomniane połączenia. Proponowana metodyka umożliwi dekompozycję strukturalną i analizę funkcjonalną obiektu, jakim jest zespół turbina-generator. Taka metodologia charakteryzuje się również dużą elastycznością i pozwala na ponowne wykorzystanie modeli i układów sterowania w innych konfiguracjach obiektów i połączeń. Głównymi zasadami projektowania opartego o obiekty są enkapsulacja, modularność i dziedziczenie [39]. Enkapsulacja oznacza, że wszelkie zależności wewnątrz modelu są ukryte przed innymi obiektami i dostępne jedynie po-

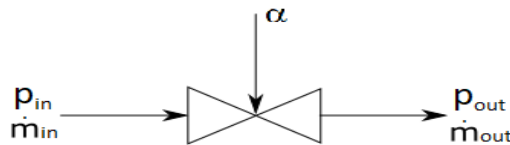
przez interfejs połączeń. Przez pojęcie modularności rozumie się to, że systemy złożone składają się z połączenia poszczególnych obiektów, z których każdy można wymienić na inny o takich samych powiązaniach. Trzecią zasadą jest dziedziczenie, rozumiane jako budowanie modeli w oparciu o rozbudowę modeli mniej szczegółowych. Tworzy się rodzinę modeli rozbudowanych w oparciu o jedną, wspólną bazę. Pozwala to na ponowne wykorzystanie opracowanego modelu bazowego. Łączenie powiązań polega na dodaniu dodatkowych równań równowagi: wielkości naporu muszą się równoważyć, zaś suma wartości wielkości przepływu musi wynosić zero. W celu zachowania modularności wydzielonych obiektów, należy przyjąć określone, dobrze zdefiniowane, granice obiektów oraz takie połączenia, które pozwolą wykorzystać ponownie obiekty w innych konfiguracjach. Połączenia obiektów stanowią ich wejścia i wyjścia o różnym charakterze. Tego typu miejsca, nazywane dalej wrotami (ang. *gate*), można podzielić na trzy typy: wrota strumienia materii, wrota strumienia energii oraz wrota strumienia informacji. W dalszej części niniejszego rozdziału zostaną przedstawione wybrane obiekty składowe turbosespołu istotne ze punktu widzenia omawianego w rozprawie układu sterowania.

4.2.1 Zawór sterujący

Elementem turbiny parowej, mającym bezpośrednie połączenie z wytwornicą pary, jest zawór sterujący. Połączenie to związane jest z dopływem pary o określonych wartościach ciśnienia i temperatury. Zawór sterujący reguluje przepływ pary przez turbinę, co pozwala na sterowanie mocą mechaniczną turbin i stanowi on główny element wykonawczy układu sterowania mocy czynnej zespołu turbina-generator. Wrota obiektu mają charakter wrót strumienia materii - wejściem obiektu jest strumień masy pary (rys. 4.4). Zawory

występujące w turbinie parowej służą do zmiany wartości strumienia przepływu pary. Najważniejszym z zaworów jest zawór sterujący mający wpływ na ilość pary dostarczanej z wytwornicy pary do turbiny. Zmiana przepływu pary przekłada się bezpośrednio na poziom mocy mechanicznej generowanej przez turbinę. Zmiana wartości ciśnienia przed i za zaworem oraz stopnia otwarcia przekładają się na zmianę strumienia przepływu masy pary. Rysunek 4.4 przedstawia schemat ideowy zaworu sterującego oraz zawór jako obiekt.

Zmiennymi wejściowymi modelu zaworu sterującego są: ciśnienie przed zaworem p_{in} , ciśnienie za zaworem p_{out} oraz stopień otwarcia zaworu sterującego α . Różnica ciśnień powoduje przepływ pary zależny od stopnia otwarcia. Przepływ masy pary stanowi wielkość wyjściową obiektu (rys. 4.4).



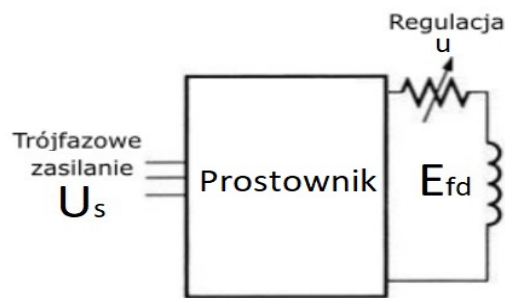
Rys. 4.4: Zawór sterujący.

4.2.2 Układ wzbudzenia generatora

Układ wzbudzenia generatora synchronicznego wykorzystywany jest do generowania pola magnetycznego w maszynie. Ruch obrotowy uzwojeń wirnika w polu magnetycznym powoduje indukowanie się w nich napięcia, a co za tym idzie - generowania energii elektrycznej. Na pracę układu wzbudzenia wpływ ma wartość napięcia wzbudzenia generatora, która przekłada się bezpośrednio na natężenie pola magnetycznego, a co za tym idzie wpływa na wartość napięcia generatora. Na wartość napięcia wzbudzenia generatora synchronicznego wpływa układ regulacji generatora (rys. 4.5). Regulator

generatora określa wartość napięcia, co przekłada się na prąd wzbudzenia. Związane jest to z koniecznością dostarczenia energii elektrycznej do układu (wrota przepływu energii związane z zewnętrznym układem zasilania). W rozprawie zakłada się, że źródło zasilania jest w stanie zrealizować dowolny przebieg wypracowany przez regulator generatora (z uwzględnieniem wartości granicznych tego napięcia). Stanowi to kolejną granicą pomiędzy rozpatrywanym obiektem a otoczeniem. Rysunek 4.5 przedstawia schemat układu wzbudzenia oraz układ wzbudzenia jako obiekt.

Wielkościami wejściowymi obiektu układu wzbudzenia są wartość napięcia zasilającego układ wzbudzenia U_s oraz sygnał sterujący u . Wielkością wyjściową jest napięcie wzbudzenia generatora E_{fd} (rys. 4.5).

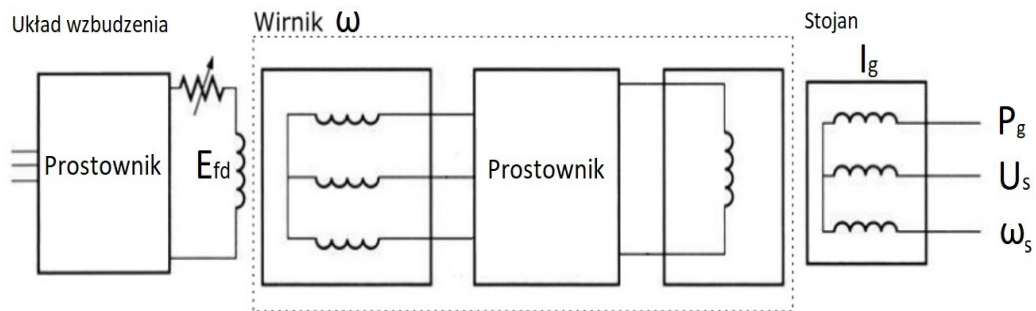


Rys. 4.5: Układ wzbudzenia generatora.

4.2.3 Generator

Generator synchroniczny jest urządzeniem przekształcającym energię mechaniczną dostarczaną przez turbinę w energię elektryczną oddawaną do SEE. Ruch obrotowy wirnika odbywa się w obecności pola magnetycznego generowanego przez układ wzbudzenia. Można więc wyróżnić trzy strumienie energii (trzy wrota przepływu energii): dwa wejściowe od turbiny i układu wzbudzenia oraz wyjściowy strumień energii oddawanej do systemu. Obecność transformatora i fragmentu przyłącza do SEE modelowana jest poprzez

modyfikację parametrów (rezystancja, reaktancja) generatora. Rysunek 4.6 przedstawia schemat generatora synchronicznego oraz generator jako obiekt. Wielkościami wejściowymi obiektu generatora są: napięcie wzbudzenia E_{fd} , napięcie w systemie elektroenergetycznym U_s o częstotliwości ω_s oraz prędkość obrotowa wału generatora ω_g . Wielkościami wyjściowymi są wartość prądu I_g , moc czynna generatora P_g oraz moment mechaniczny wytwarzany przez generator M_g (rys. 4.6).

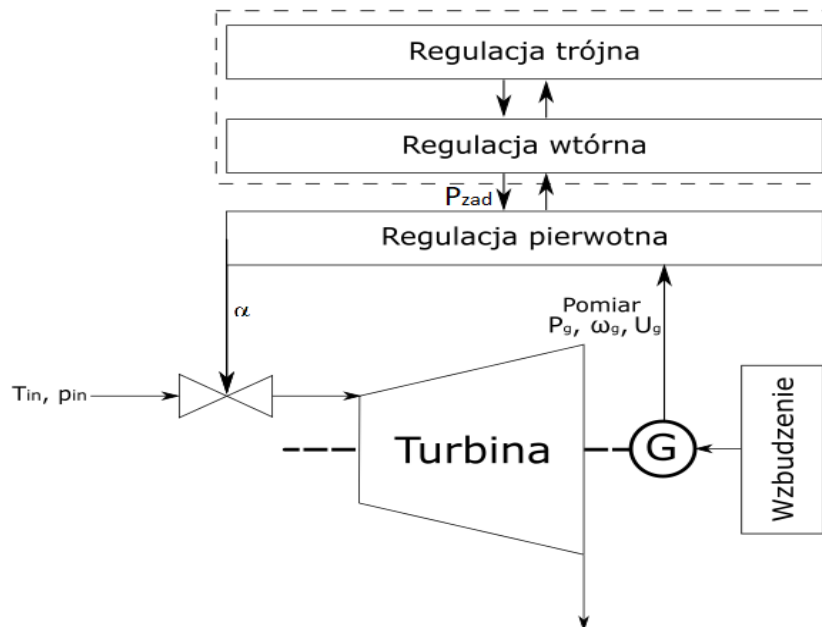


Rys. 4.6: Zawór sterujący - schemat blokowy.

4.2.4 Dyspozycja mocy

Wartość zadana mocy czynnej turbozespołu oddawanej do systemu elektroenergetycznego wynika z zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego na moc, a także z podziału obciążenia pomiędzy wszystkie generatory danej elektrowni. Wartość zadana jest określana przez dyspozycję mocy i wynika z zależności pomiędzy jednostkami wytwórczym oraz od zawartych umów na dostarczania energii elektrycznej. Zmiana przydziału mocy oraz optymalizacja ze względu na koszty i umowy nazywana jest regulacją wtórną (rys. 4.7) i trójną (w odróżnieniu od regulacji pierwotnej mającej na celu utrzymanie częstotliwości napięcia) (rys. 4.7). Regulacja wtórna i trójna nie stanowią tematu rozważań w niniejszej rozprawie (ich krótkie omówienie przedstawiono w rozdziale 4.2). Wejście systemu w postaci wartości zadanych mocy czyn-

nej lub napięcia przyjęte są jako parametry eksperymentu i stanowią wrota strumienia informacji obiektu. Ponieważ dyspozycja mocy znajduje się poza granicami analizowanego układu, w ramach rozprawy przyjęto uproszczenie obiektu dyspozycji mocy jedynie do źródła sygnału wartości zadanej mocy czynnej P_{gzad} oraz zadanego napięcia U_{gzad} . Zakłada się, że wartość zadana mocy może się zmieniać w zależności od obciążenia, ale wartość zadana napięcia jest zawsze stała, co wynika z konieczności zapewnienia odpowiedniej jakości dostawy energii.



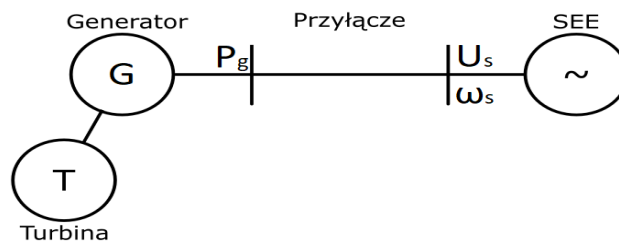
Rys. 4.7: Dyspozycja mocy.

4.2.5 System elektroenergetyczny

Generator synchroniczny elektrowni, połączony z siecią elektryczną wymienia strumienie energii z systemem elektroenergetycznym. Możliwe są różne tryby pracy generatora synchronicznego. Pierwszy, gdy ciepło wytwarzane przez reaktor zamieniane jest na energię mechaniczną ruchu obrotowego

turbiny, a następnie energię elektryczną wytwarzaną w generatorze, która jest oddawana do SEE. W drugim przypadku, gdy wał turbosespołu obraca się wolniej w stosunku do częstotliwości napięcia w SEE, pobierana jest energia z systemu elektroenergetycznego powodująca przepływ prądów synchronizujących zmieniającą prędkość obrotową turbosespołu. Oznacza to, że przepływ energii może przebiegać w obu kierunkach. W ramach rozprawy przyjęto model SEE jako sieci sztywnej o stałej wartości napięcia i częstotliwości (rys. 4.8). Dokumentem określającym wymagania i sposób współpracy bloku elektrowni jądrowej reguluje instrukcja ruchu i eksploatacji [84].

System elektroenergetyczny znajduje się poza analizowanym układem i w związku z tym przyjęto jego uproszczenie do źródła napięcia o stałej wartości U_s oraz o stałej częstotliwości ω_s . Zmiany napięcia i częstotliwości w SEE wpływają bezpośrednio na zmianę obciążenia elektrycznego turbosespołu.



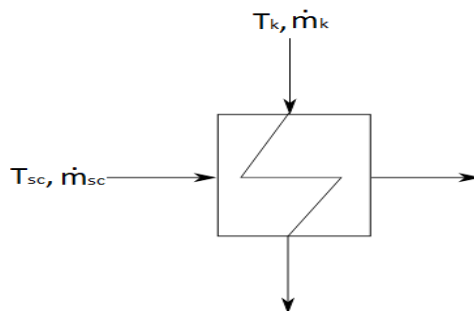
Rys. 4.8: Połączenie z systemem elektroenergetycznym.

4.2.6 Wymiennik ciepła

Wymiennik ciepła stanowi obiekt łączący turbosespół z systemem ciepłowniczym. Para odbierana z turbiny z upustu pomiędzy częścią wysoko i niskoprężną wykorzystywana zostaje do podgrzania wody wykorzystywanej później w celach grzewczych, a następnie powraca do układu regeneracji. W ramach rozprawy zakłada się, że system sterowania wykorzystywany na

potrzeby kogeneracji traktowany jest jako urządzenie, które na podstawie temperatury pary (czynnik grzewczy) oraz przepływu i temperatury wody w systemie ciepłowniczym, reguluje wielkość przepływu pary przez upust w przelocie pomiędzy częścią wysoko i niskopreżną turbiny. Oznacza to, że system utrzymuje stałą temperaturę na wyjściu wymiennika ciepła zmieniając pobór pary.

Wymiennik ciepła (rys. 4.9) stanowi obiekt graniczny pomiędzy turbiną parową wraz z układem regeneracji pary a systemem ciepłowniczym. Wielkościami wejściowymi przyjętego w rozprawie uproszczenia wymiennika ciepła są: temperatura pary pobranej z upustu turbiny T_k , temperatura wody w systemie ciepłowniczym T_{sc} oraz wielkość jej przepływu masowego \dot{m}_{sc} . Wielkością wyjściową jest natomiast wielkość strumienia masy pobieranego z upustu \dot{m}_k .



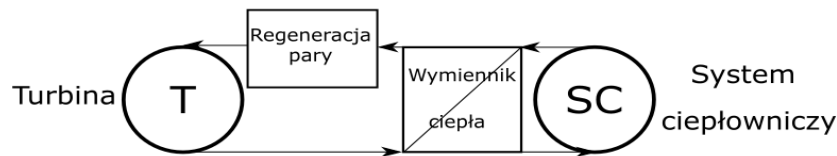
Rys. 4.9: Schemat wymiennika ciepła.

4.2.7 System ciepłowniczy

Turbina parowa elektrowni, połączona z wymiennikiem ciepła, wymienia strumienie energii z systemem ciepłowniczym. Para pobierana z przelotu pomiędzy częścią nisko i wysokopreżną powraca do układu regeneracji, podczas gdy do systemu ciepłowniczego przekazywany jest strumień energii. W ramach rozprawy system ciepłowniczy traktowany jest jako układ o nieskoń-

czoney pojemności cieplnej (temperatura wody w systemie ciepłowniczym jest stała niezależnie od ilości dostarczonego z EJ ciepła) oraz stałym przepływie wody w instalacji i stanowi granicę rozpatrywanego systemu (rys. 4.10).

System ciepłowniczy znajduje się poza zakresem analizowanego układu i na potrzeby rozprawy został uproszczony do źródła wody o temperaturze T_{sc} i przepływie \dot{m}_{sc} wpływającej na pracę wymiennika ciepła. Przekłada się to bezpośrednio na obciążenie cieplne turbozespołu.



Rys. 4.10: Uproszczony schemat systemu ciepłowniczego.

4.3 Najważniejsze połączenia pomiędzy obiektami

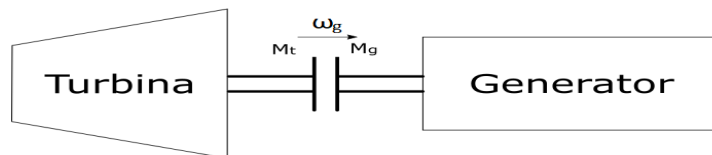
Oprócz poszczególnych obiektów wchodzących w skład turbozespołu, istotne są również połączenia pomiędzy nimi. Obiekty składowe oddziałują bowiem na siebie. W poniższym podrozdziale omówiono najważniejsze z tych połączeń.

4.3.1 Połączenie turbina - generator

Pierwszym omawianym połączeniem pomiędzy obiektami składowymi turbozespołu jest połączenie wewnętrzne pomiędzy turbiną i generatorem. Oba te obiekty połączone są wspólnym wałem, na którym są one osadzone. Sposób, w jaki na siebie oddziałują, wynika z wartości momentów mechanicznych: napędowego turbiny oraz oporowego generatora. Wypadkową tych oddziaływań jest prędkość obrotowa wału. Zwiększanie obciążenia elektrycznego generatora powoduje zwiększenie momentu elektromechanicznego obciążającego

turbinę. Wszelkie zmiany momentów mechanicznych - turbiny i generatora - mają wpływ na prędkość obrotową turbozespołu. Jednocześnie wartość częstotliwości obrotowej wału przekłada się na częstotliwość generowanego napięcia. Ze względu na powyższe, połączenie to w formie strumienia energii jest istotne z punktu widzenia rozpatrywanych algorytmów sterowania (silna interakcja pomiędzy elementami składowymi) (rys. 4.11).

W przypadku połączenia turbina-generator równoważą się wartości momentów mechanicznych generowanych przez obie części turbiny M_t (M_{WP} i M_{NP}) z momentem generatora M_g . Utrata równowagi pomiędzy tymi momentami prowadzi do zmiany prędkości obrotowej wału ω_g .



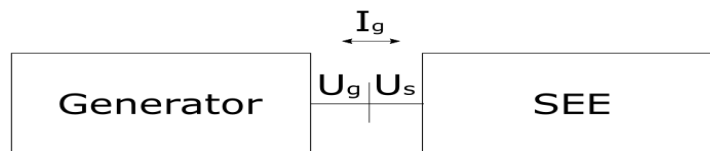
Rys. 4.11: Połączenie turbina-generator.

4.3.2 Połączenie system elektroenergetyczny - generator

Kolejne istotne połączenie stanowi połączenie generatora z systemem elektroenergetycznym. Zadaniem generatora jest wytwarzanie energii elektrycznej i oddawanie jej do SEE. W tym celu konieczne jest jego bezpośrednie połączenie z systemem, w którym pracują już inne elektrownie. Napięcie w systemie elektroenergetycznym charakteryzuje się określoną wartością skuteczną oraz częstotliwością. Różnice tych wielkości pomiędzy generatorem i SEE powodują przepływ energii do lub z systemu. Różnice częstotliwości napięcia powodują powstawanie prądów stabilizujących prowadzących do zmiany prędkości obrotowej wału generatora i co za tym idzie, zrównania częstotliwości napięcia z częstotliwością systemu. Ze względu na powyższe,

połączenie to w formie strumienia energii jest istotne z punktu widzenia rozpatrywanych algorytmów sterowania (silna interakcja pomiędzy elementami składowymi) (rys. 4.12).

W przypadku połączenia SEE-generator równoważą się napięcia systemu i generatora. Ponieważ są to trójfazowe napięcia przemienne istotne są nie tylko wartości tych napięć U_g i U_s , ale i kąt δ wynikający z różnicy ich częstotliwości. Utrata równowagi pomiędzy tymi napięciami prowadzi do zmiany prądu I_g .



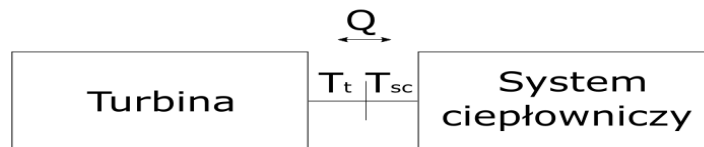
Rys. 4.12: Połączenie SEE - generator.

4.3.3 Połączenie system ciepłowniczy - turbina

W rozprawie zakłada się uciepłownienie elektrowni jądrowej. W związku z tym, konieczne jest rozpatrzenie połączenia pomiędzy elektrownią a systemem ciepłym. W związku z różnicą temperatur pomiędzy parą pobraną z przelotni pomiędzy częścią WP i NP turbiny a wodą w systemie ciepłowniczym w wymienniku ciepła dochodzi do przepływu strumienia energii w postaci ciepła. W rozprawie przyjmuje się uproszczony przypadek, w którym zmiana zapotrzebowania na ciepło przekłada się na zmianę strumienia masy pary pobieranej z przelotni. Ma to znaczący wpływ na moc wytwarzaną przez część niskoprężną turbiny. W celu zapewnienia stałego poziomu mocy czynnej oddawanej przez generator konieczne jest bowiem kompensowanie ubytków poprzez zmianę stopnia otwarcia zaworu sterującego. Ze względu na powyższe, połączenie to w formie strumienia energii jest istotne z punktu

widzenia rozpatrywanych algorytmów sterowania (silna interakcja pomiędzy elementami składowymi) (rys. 4.13).

W przypadku połączenia SC-turbina równoważą się wartości temperatur wody w systemie ciepłowniczym T_{sc} i pary pobranej z upustu T_t . Utrata równowagi pomiędzy tymi wartościami prowadzi do przepływu ciepła Q .



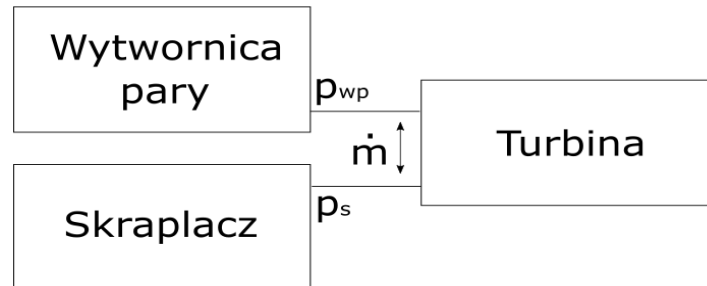
Rys. 4.13: Połączenie system ciepłowniczy - turbina.

4.3.4 Połączenie turbina - skraplacz - wytwornica pary

Ostatnim omawianym połączeniem jest połączenie turbiny parowej z układem regeneracji i przygotowania pary, a dokładniej ze skraplaczem i wytwornicą pary. Jak wspomniano w powyższych podrozdziałach, różnica ciśnień, która powstaje pomiędzy wytwornicą pary a skraplaczem powoduje pojawienie się przepływu masowego pary przez turbinę. W związku z tym, różnice w wartościach tych ciśnień przekładają się bezpośrednio na moc mechaniczną i ciepło oddawane przez turbinę. W ramach pracy przyjmuje się, że ciśnienie w skraplaczu jest stałe oraz niezmiennie, wobec czego uwagę przykładają się jedynie do ciśnienia pary w wytwornicy. Istotny jest fakt, że to różnica tych dwóch ciśnień, poprzez wymuszenie przepływu pary, wprawia turbinę w ruch. Ze względu na powyższe, połączenie to w formie strumienia energii jest istotne z punktu widzenia rozpatrywanych algorytmów sterowania (silna interakcja pomiędzy elementami składowymi) (rys. 4.14).

W przypadku połączenia turbina-skraplacz/wytwornica pary równoważą się różnica ciśnień $p_{wp} - p_s$ ze spadkiem ciśnienia na turbinie. Różnica tych

ciśnienie prowadzi do przepływu pary przez stopnie turbiny \dot{m} .



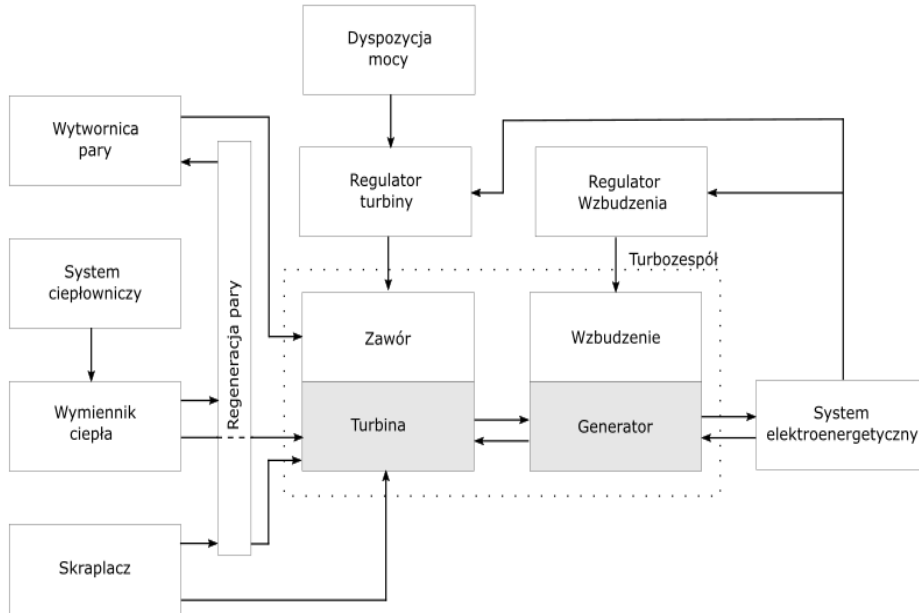
Rys. 4.14: Połączenie turbina-generator.

4.4 Turbozespół jako połączenie obiektów

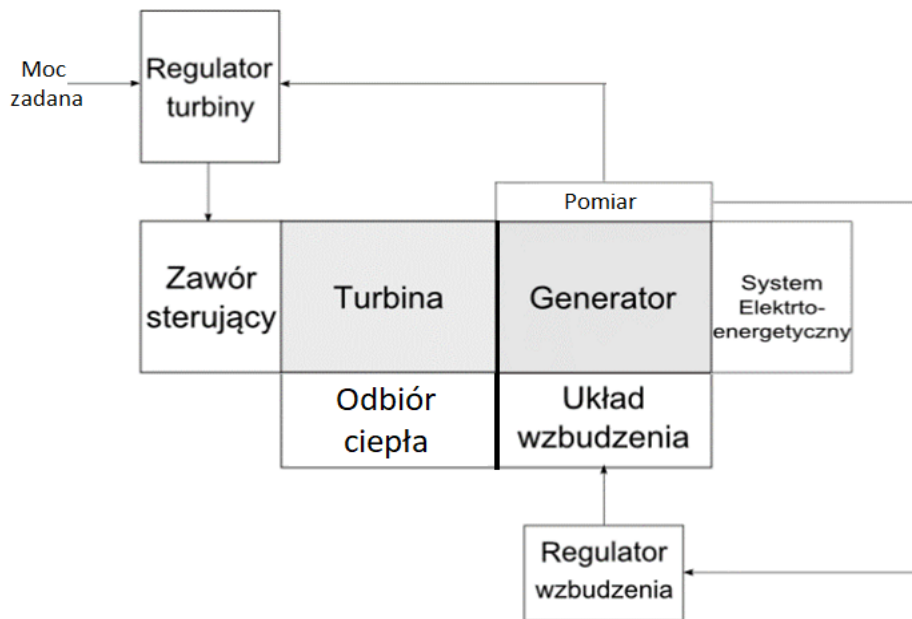
Przedstawione obiekty składają się na całość układu turbina-generator. Między poszczególnymi elementami układu występuje szereg połączeń. Każdy z omawianych uprzednio fragmentów może być rozpatrywany oddzielnie albo też jako fragment układu turbina-generator.

Rysunek 4.15a przedstawia uproszczenie struktury turbozespołu poprzez agregację poszczególnych obiektów w grupy. Dzięki budowie nowych obiektów, z obiektów składowych możliwe jest znaczące uproszczenie struktury. W dalszej części rozprawy wykorzystane zostanie symboliczne przedstawienie zespołu turbina-generator stanowiące jeszcze większą agregację obiektów składowych (rys. 4.15b), które będzie podlegać rozbudowie i kolejnym modyfikacjom. Możliwość agregacji, rozbudowy i zamiany poszczególnych elementów w strukturze modelu stanowi znaczącą zaletę podejścia obiektowego.

4. Analiza strukturalna i dekompozycja funkcjonalna



(a) Schemat blokowy turbozespołu.



(b) Uproszczenie schematu turbozespołu.

Rys. 4.15: Turbozespół elektrowni jądrowej jako układ połączonych obiektów.

5 Modele złożone i uproszczone elementów obiektu sterowania – zespołu turbina parowa-generator synchroniczny

Rozważane w rozprawie modele matematyczne elementów zespołu turbina-generator można podzielić na dwie główne grupy. Pierwsza obejmuje modele złożone i dokładne, a druga – modele mniej dokładne, zredukowane i proste. Każda z tych grup ma różne zastosowania i cele. Modele złożone mogą być użyte w projektowaniu lub szczegółowych analizach zjawisk i natury procesów zachodzących w elementach zespołu turbina-generator. Modele złożone można znaleźć w pracy [26], która szczegółowo opisuje model generatora synchronicznego oraz w [18], opisującej model turbiny parowej. Modele mniej dokładne mogą być zaś wykorzystywane w syntezie systemów sterowania, a także w celach edukacyjnych lub szkoleniowych. Modele te spełniają również kilka kryteriów, których pierwsza grupa nie jest w stanie spełnić, na przykład cechują się łatwą implementacją, małą złożonością obliczeniową i prostym opisem.

W związku z powyższym, w niniejszej rozprawie proponuje się uproszczone modele liniowe o zmiennych parametrach, a także nieparametryczne modele w postaci odpowiedzi skokowej elementów obiektu wykorzystywane na potrzeby układów regulacji predykcyjnej DMC i QDMC. Biorąc pod uwagę zmianę punktu pracy w szerokim zakresie, parametry uproszczonych modeli liniowych elementów obiektu sterowania identyfikowane są on-line za pomocą algorytmu rekurencyjnego najmniejszych kwadratów. Modele złożone są natomiast wykorzystywane w ramach rozprawy - w związku z brakiem dostępu do obiektu rzeczywistego - jako modele referencyjne podczas testów symulacyjnych opracowanych algorytmów. Dodatkowo, modele złożone, opracowane

w oparciu o zjawiska fizyczne zachodzące w turbo-zespole, zostały wykorzystane do weryfikacji poprawności modeli uproszczonych, potwierdzając ich wystarczającą (w kontekście niniejszej rozprawy) dokładność.

5.1 Modele złożone elementów zespołu turbina parowa-generator synchroniczny

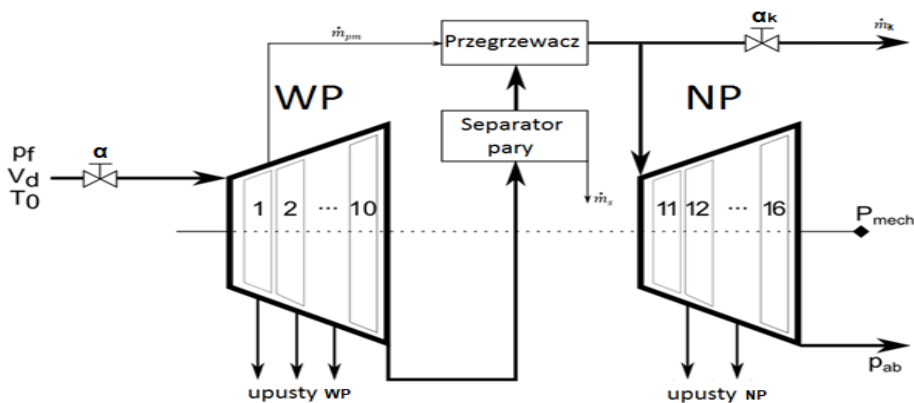
Na potrzeby weryfikacji opracowywanych algorytmów sterowania konieczna jest budowa wirtualnego modelu odniesienia pozwalającego na weryfikację eksperymentalną ich działania. Nie można by było bowiem prowadzić eksperymentów z nowymi algorytmami sterowania z wykorzystaniem obiektu rzeczywistego (turbozespołu elektrowni jądrowej). W związku z tym, konieczne było opracowanie rozwiązania zastępczego, umożliwiającego przeprowadzenie dowolnych testów w różnych punktach pracy obiektu. W tym celu zdecydowano się na opracowanie wirtualnego modelu odniesienia w postaci nieliniowego modelu matematycznego turbiny i generatora wraz z połączeniem z SEE oraz systemem ciepłowniczym, a także na symulacyjną weryfikację opracowywanych rozwiązań.

5.1.1 Model matematyczny elementów turbiny parowej

Turbina parowa przetwarza energię wysokiego ciśnienia i temperatury pary na energię mechaniczną ruchu obrotowego wału generatora, która dalej jest przetwarzana na energię elektryczną. Dodatkowo, część ciepła jest odbierana, gdy elektrownia pracuje w trybie kogeneracji. Każda sekcja turbiny składa się z poruszających się łopat i nieruchomych kanałów międzyłopatkowych, w których para przyspiesza do wysokich prędkości przepływu. Energia kinetyczna pary zamieniana jest w moment obrotowy na wale turbiny. Mimo iż przedstawione rozważania mają charakter uniwersalny (mogą dotyczyć

dowolnego układu turbina parowa - generator synchroniczny), w niniejszej pracy wykorzystano dane konkretnej turbiny 4CK-465, którą planowano wykorzystać w pierwszej polskiej elektrowni jądrowej w Żarnowcu [49].

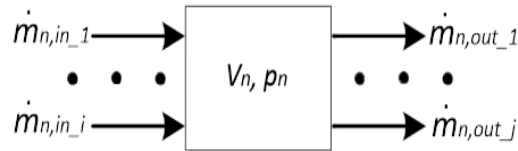
Turbina tego typu składa się z części wysoko i niskoprężnej, separatora skroplin, przegrzewacza międzystopniowego, zaworu sterującego i pięciu upustów (dwa w części wysokoprężnej i trzy w części niskoprężnej). Schemat technologiczny tej turbiny zawarto na rysunku 5.1. Przedstawiony w rozprawie model turbiny w całości powstał w oparciu o model opisany w [18] oraz parametry turbiny 4CK-456 pochodzące z [49]. Wartości nominalne parametrów turbiny można znaleźć w załączniku A.



Rys. 5.1: Schemat blokowy turbiny parowej 4CK-465 (1-16 - stopnie turbiny).

Model matematyczny turbiny parowej (rys. 5.1) można opisać szeregiem równań zachowania masy i energii. W ogólności, model nieliniowy turbiny opisuje zmiany ciśnienia pary p_n i przepływów masowych \dot{m}_n przez każdą z objętości V_n znajdującą się w przestrzeni pomiędzy poszczególnymi stopniami turbiny oraz jej innymi elementami (n objętości). Zmiana ciśnienia p_n jest obliczana w oparciu o różnicę przepływów masowych wpływających $\dot{m}_{n,in}$

i wypływających $\dot{m}_{n,out}$ z danej objętości (rys. 5.2), na podstawie bilansującego równania różniczkowego (5.1). We wzorach przedstawionych w rozprawie pominięto indeks czasu, aby zwiększyć czytelność zapisu.



Rys. 5.2: Przepływy przez objętość.

$$\frac{dp_n}{dt} = \frac{1}{\tau_n} \left[\sum \dot{m}_{in,i} - \sum \dot{m}_{out,j} \right], \quad (5.1)$$

gdzie:

\dot{p}_n - zmiany ciśnień pary w przestrzeniach międzystopniowych,

\dot{m} - przepływy masowe przez poszczególne stopnie,

$\tau_n = \frac{\kappa RTz}{c_b V}$ - stała czasowa

(κ - wykładnik adiabaty, R - stała gazowa, V - objętość pary, c_b - przelicznik MPa/bar, z - współczynnik ściśliwości, v_n - objętość właściwa, p - ciśnienie)

[18]

Opis pozostałych złożonych obiektów składowych turbiny przedstawia się dalej, jak następuje:

Zawór sterujący

Model zaworu sterującego opisuje równanie przepływu (5.2) [49]:

$$\dot{m}_n(p_1, p_2, \alpha) = \dot{m}_{n0} \frac{\alpha}{\alpha_n} \frac{p_1}{p_{1n}} \frac{\sqrt{\left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{2}{\kappa}} - \left(\frac{p_2}{p_1}\right)^{\frac{\kappa+1}{\kappa}}}}{\sqrt{\left(\frac{p_2}{p_{1n}}\right)^{\frac{2}{\kappa}} - \left(\frac{p_2}{p_{1n}}\right)^{\frac{\kappa+1}{\kappa}}}}, \quad (5.2)$$

gdzie:

p_1 - ciśnienie przed zaworem sterującym,

p_2 - ciśnienie za zaworem sterującym,

p_{1n} - nominalne ciśnienie przed zaworem sterującym,

p_{2n} - nominalne ciśnienie za zaworem sterującym,

\dot{m}_{n0} - nominalny przepływ masowy,

α - stopień otwarcia zaworu sterującego,

α_n - nominalny stopień otwarcia zaworu sterującego.

Część wysokoprężna i niskoprężna wraz z upustami

Część wysokoprężna i niskoprężna wraz z upustami modeluje się w analityczny sposób. Przepływ przez poszczególne stopnie przedstawia się w postaci następującej zależności (5.3):

$$\dot{m}_n = \dot{m}_{n0} \sqrt{\frac{T_{in,nom}}{p_{in,nom}^2 - p_{out,nom}^2}} \sqrt{\frac{p_{in,nom}^2 - p_{out,nom}^2}{T_{in}}}, \quad (5.3)$$

gdzie:

p_{in} - ciśnienie na wlocie stopnia,

p_{out} - ciśnienie na wylocie stopnia,

T_{in} - temperatura pary na wlocie stopnia,

$T_{in,nom}$ - nominalna temperatura na wlocie stopnia.

Przy czym przyjmuje się, że przepływ z upustów jest proporcjonalny do stopnia otwarcia zaworu (u_n - stopień otwarcia zaworu n -tego upustu):

$$\dot{m}_n = \dot{m}_{n0} u_n. \quad (5.4)$$

Odływ pary na potrzeby przegrzewacza międzystopniowego za pierwszym stopniem części WP został przyjęty jako proporcjonalny do przepływu masowego pary przez pierwszy stopień turbiny:

$$\dot{m}_m(\dot{m}_2) = a \frac{\dot{m}_2}{\dot{m}_{2n}}, \quad (5.5)$$

gdzie: $a = 28,5$, co wynika z obliczeń projektowych [49].

Wartości temperatur pracy w poszczególnych częściach turbiny przyjmuje się zgodne z zależnością (5.6):

$$T_e = a p_i^{(b p_i)^c}, \quad (5.6)$$

gdzie: $a = 453,03$, $b = 0,096$, $c = 0,057$ (co wynika z właściwości pary wodnej).

Natomiast, moc mechaniczna P_n oddawana przez n -ty stopień turbiny jest określona przez spadek entalpii Δh_n na danym stopniu:

$$P_n = \Delta h_n \dot{m}_n. \quad (5.7)$$

Przy czym sam spadek entalpii określa się dla każdego stopnia n na podstawie zależności (5.8):

$$\Delta h_j = \eta_j \Delta h_{s,j}, \quad (5.8)$$

$$\Delta h_{s,j} = \frac{\kappa}{\kappa - 1} R z T_{in} \left[1 - \left(\frac{p_{in}}{p_{out}} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \right], \quad (5.9)$$

gdzie:

$R = 461,526 \frac{\text{J}}{\text{kgK}}$ - stała gazowa,

$z = 0,964$ - współczynnik ściśliwości,

Δh_j - spadek entalpii na n-tym stopniu,

η_j - sprawność n-tego stopnia,

$\kappa = 1,3$ - wykładnik adiabaty,

T_{in} - temperatura na wlocie stopnia.

Ostatecznie całkowitą generowaną moc mechaniczną turbiny P_{mech} określa się za pomocą równania (5.10):

$$P_{\text{mech}} = \sum \Delta h_j \dot{m}_j, j = 1 \dots n. \quad (5.10)$$

Separator pary i przegrzewacz międzystopniowy

Przepływ masowy w separatorze skroplin obliczany jest jako proporcjonalny do przepływu pary przez przegrzewacz międzystopniowy:

$$\dot{m}_s(\dot{m}_{11}) = a \frac{\dot{m}_{11}}{\dot{m}_{11n}}, \quad (5.11)$$

gdzie: $a = 111,984$, co wynika z obliczeń projektowych [49].

5.1.2 Model matematyczny powiązania turbiny parowej z systemem ciepłowniczym

W rozprawie przyjęto model obiektu systemu ciepłowniczego uproszczony do stałych T_{sc} i \dot{m}_{sc} , a powiązanie turbiny z systemem za pomocą równania:

$$\dot{m}_k(\alpha_k) = \frac{c_{\text{psc}} \Delta T_{sc}}{c_{\text{pk}} \Delta T_k} \dot{m}_{sc} \alpha_k, \quad (5.12)$$

gdzie:

m_k - strumień masowy pary pobieranej,

m_{sc} - strumień masowy wody w systemie ciepłowniczym,

c_{pk}, c_{psc} - ciepło właściwe strumienia w układach kogeneracji i w systemie ciepłym,

T_{sc} - temperatura wody w systemie ciepłowniczym,

T_k - temperatura wody w układzie kogeneracji,

α_k - stopień otwarcia zaworu upustu.

5.1.3 Model matematyczny powiązania turbiny parowej z generatorem synchronicznym

Turbina i generator znajdują się na wspólnym wale i oddziałują na siebie. Od strony turbiny oddziaływanie to jest związane z momentem napędowym generowanym przez oddziaływanie pary na łopatki, a z drugiej strony z momentem oporowym generatora spowodowanym obciążeniem elektrycznym. Różnica tych oddziaływań ma wpływ na prędkość obrotową wału turbozespołu, a co za tym idzie, na częstotliwość generowanego napięcia. Zależność wiążącą turbinę z generatorem przedstawia równanie (5.13).

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{\Theta} \left(\frac{P_{\text{mech}}}{2\pi f} - 2\pi b f - M_g \right), \quad (5.13)$$

gdzie:

\dot{m} - przepływy masowe przez poszczególne stopnie,

P_{mech} - moc mechaniczna,

Θ - moment bezwładności turbiny,

ω_r - prędkość kątowna wirnika,

b - stała tłumienia,

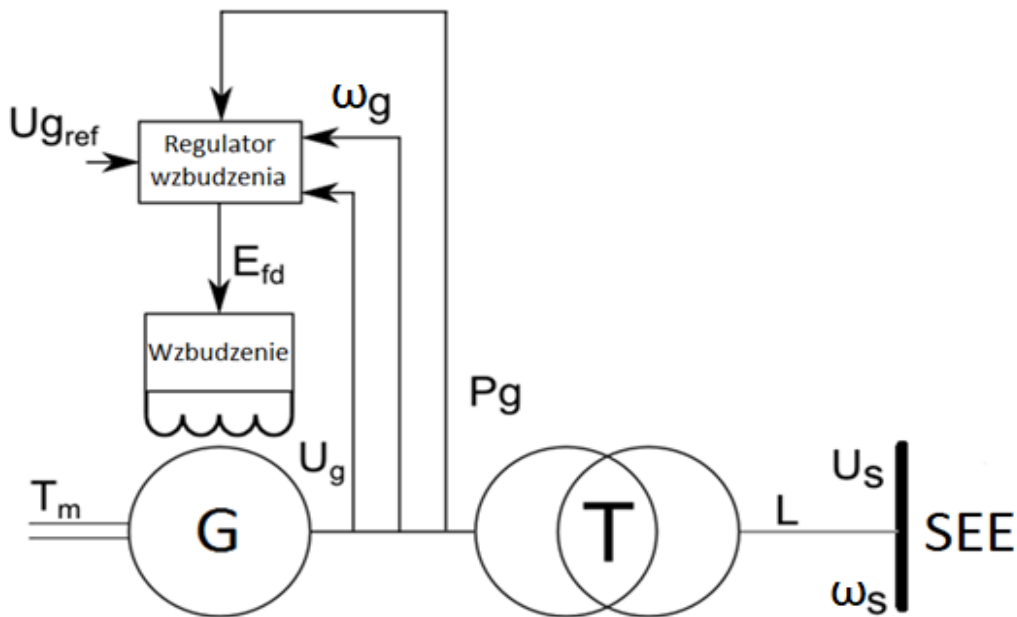
M_g - moment obrotowy generatora synchronicznego.

W przypadku analizowania turbiny lub generatora jako niezależnych obiektów konieczne jest uwzględnienie ich wzajemnego oddziaływania jako dodatkowych wejść modelu. Oznacza to, że w celu obliczenia prędkości obrotowej niezależnego modelu turbiny, konieczne jest przyjęcie momentu obrotowego generatora jako wielkości wejściowej. Zaś w przypadku generatora, jako wejście modelu należy traktować moment obrotowy generowany przez turbinę.

5.1.4 Model matematyczny generatora synchronicznego współpracującego z systemem elektroenergetycznym

Najczęściej do syntezy układów sterowania stosowane są modele liniowe generatora dla określonego punktu pracy. Zakładając częstą i dynamiczną zmianę punktu pracy, zasadne jest - w kontekście syntezy algorytmów sterowania i symulacyjnej weryfikacji ich działania - uwzględnienie nieliniowości obiektu. Zastosowanie bardziej złożonych modeli pozwala na analizę dynamiki w różnych punktach pracy generatora, co umożliwi opracowanie układu regulacji, który zapewni optymalną pracę generatora. W rozpatrywanym przypadku, generator synchroniczny współpracuje z systemem elektroenergetycznym poprzez transformator i fragment linii przesyłowej (rys. 5.3).

W rozprawie zakłada się nieskończoną sztywność sieci, co oznacza, że jej parametry (napięcie systemu elektroenergetycznego i jego częstotliwość) są stałe. Przy takim założeniu, wielkościami wejściowymi generatora są wartość momentu mechanicznego na wale (T_m), napięcie wzbudzenia (E_{fd}) oraz napięcie generatora U_g wynikający ze współpracy z SEE. Wartości wyjściowe stanowi prąd generatora (I_s) określający oddziaływanie generatora na SEE, prąd wzbudzenia (I_{fd}), moce czynna i bierna oddawane do sieci (P_g i Q_g).



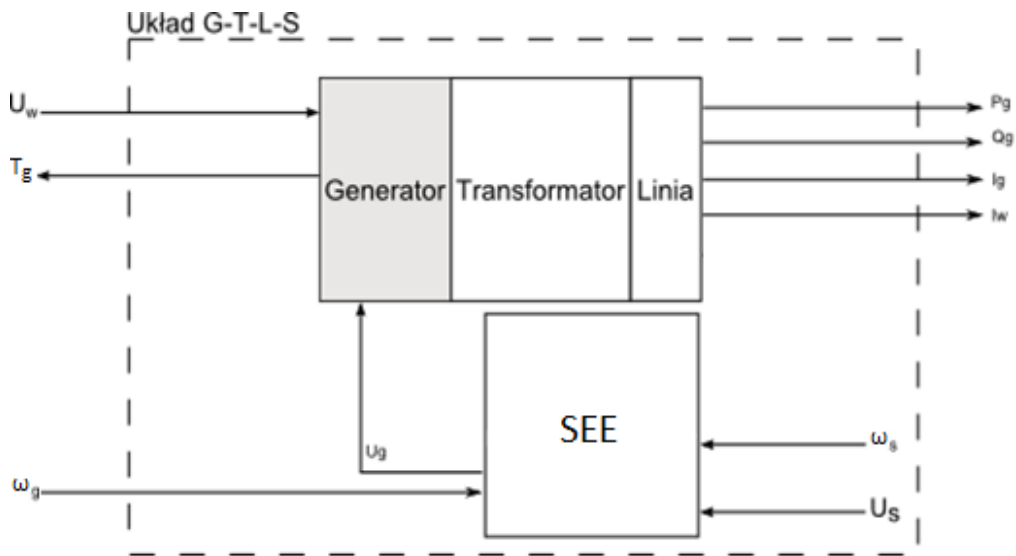
Rys. 5.3: Generator synchroniczny współpracujący z systemem elektroenergetyczny.

Schemat blokowy modelu generatora przedstawia rysunek 5.4.

Zmienne otoczenie generatora rozumiane jest jako zmiana wartości zmiennych wejściowych generatora spowodowana pracą SEE oraz turbiny parowej (przy czym stany awaryjne nie będą rozpatrywane). Oznacza to: zmianę zapotrzebowania na moc czynną oddawaną do systemu (zmiana momentu mechanicznego na wale generatora), zmianę napięcia wzbudzenia, zmiany w SEE takie jak zmiana wartości i/lub częstotliwości napięcia systemu oraz zmiany momentu generowanego przez turbinę.

W zależności od potrzeb, stosuje się modele o różnym stopniu złożoności. Modele mogą być wykorzystywane do analizy różnych stanów pracy generatora [26]:

- przebiegów przejściowych i podprzejściowych w maszynach synchro-



Rys. 5.4: Model generatora współpracującego z SEE (Generator-Transformator-Linia-System).

nicznych wywołanych zwarciami symetrycznymi i niesymetrycznymi,

- procesów utraty synchronizmu i resynchronizacji,
- wolnozmiennych stanów zakłóceńowych,
- obliczeń stanów ustalonych.

Najczęściej spotykane i opisywane są modele piątego rzędu [26], które wykorzystywane są do badania współpracy generatora z jego otoczeniem. W większości przypadków wykorzystywane są modele liniowe. W literaturze można też spotkać opracowania zawierające modele uwzględniające nasycenie magnetyczne czy też rezystancję bloku litego generatora [26]. Proponowane są również modele neuronowe na potrzeby realizacji układów sterowania tzw. cyfrowe bliźniaki, ang. *digital twins* oraz specjalne modele do analiz zjawiska rezonansu w uzwojeniach. W rozprawie przeanalizowano i porównano

dwa modele generatora synchronicznego: model nieliniowy uwzględniający zjawiska nasycenia magnetycznego (model referencyjny) oraz liniowy model uproszczony (na potrzeby syntezy układu regulacji).

Jako model złożony (wirtualny obiekt) wykorzystano w rozprawie nieliniowy model generatora piątego rzędu. Model ten opisuje zjawiska elektromagnetyczne zachodzące wewnątrz generatora. Przy jego budowie przyjęto szereg następujących uproszczeń i przekształceń. Przede wszystkim przyjęto uproszczenia w opisie zjawisk zachodzących w generatorze [26]:

- uzwojenia zastępuje się uzwojeniem skupionym,
- zakłada się symetrię uzwojeń fazowych,
- pomija się wpływ harmonicznych na zmiany indukcyjności,
- pomija się straty związane z histerezą,
- występowanie i oddziaływanie prądów wirowych uwzględnia się poprzez zastępcze obwody tłumiące,
- pomija się pojemności uzwojeń,
- pomija się nieliniowości obwodów magnetycznych (uwzględnienie wpływu tego zjawiska opisano w oddzielnym podpunkcie).

Te uproszczenia pozwalają na analizę pracy generatora i jego współpracy z systemem elektroenergetycznym. Błędy wynikające z tych uproszczeń mogą pojawić się w szczególnych stanach pracy generatora, jak na przykład stany zwarcia. Analiza stanów awaryjnych nie jest przedmiotem niniejszej rozprawy i została pominięta, przez co wymienione ograniczenia modelu są w pełni akceptowalne. Przyjęcie tych uproszczeń znacząco ułatwia obliczenia związane ze zjawiskami fizycznymi zachodzącymi w generatorze. W rozprawie wykorzystano parametry generatora GTHW-600 [26].

W celu uproszczenia analizy zastosowano przekształcenie Parka. Prowadzi ono do przekształcenia układu współrzędnych (osie u, v, w) związanego z nieruchomym stojanem (w stosunku do którego pole magnetyczne wiruje) na układ współrzędnych związany z obracającym się wirnikiem (osie $d, q, 0$). W tym celu wykorzystuje się macierz transformacji \mathbf{C} (5.16).

$$\underline{i}_{u,v,w} = \mathbf{C}\underline{i}_{d,q,0}, \quad (5.14)$$

$$\underline{i}_{d,q,0} = \mathbf{C}^{-1}\underline{i}_{u,v,w}. \quad (5.15)$$

Macierze zapewniające inwariantność mocy przyjmują wartość:

$$\mathbf{C} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \sin(\gamma) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & \sin(\gamma - \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\gamma + \frac{2\pi}{3}) & \sin(\gamma + \frac{2\pi}{3}) & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}, \quad (5.16)$$

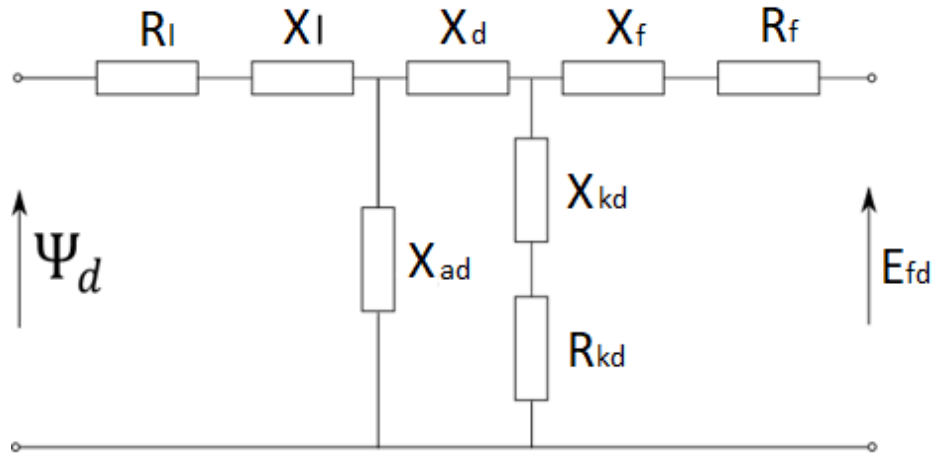
$$\mathbf{C}^{-1} = \mathbf{C}^T, \quad (5.17)$$

gdzie:

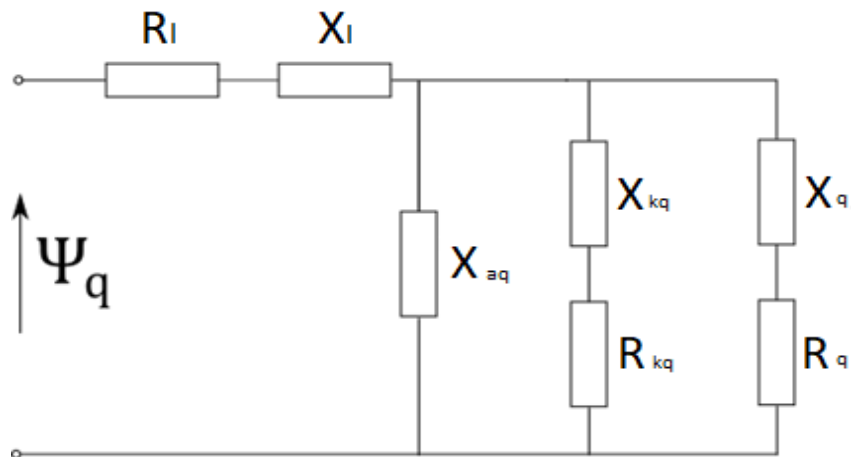
γ – kąt pomiędzy układem współrzędnych uvw oraz $dq0$.

Dzięki tego typu przekształceniu eliminowane są przebiegi sinusoidalne prądów spowodowane ruchem obrotowym wirnika. Prowadzi to do zastąpienia prądów przemiennych (w osiach u, v, w) prądami stałymi (w osiach $d, q, 0$), co znacząco ułatwia analizę oraz obliczenia. Ponieważ istotne są przebiegi chwilowe prądów w SEE, konieczna jest odwrotna transformacja pozwalająca obliczyć prądy i napięcia w osiach związanych z uzwojeniami stojana (u, v, w). W praktyce oznacza to konieczność transformacji sygnałów pochodzących z SEE do układu współrzędnych $d, q, 0$, wykonanie obliczeń związanych z modelem generatora oraz odwrotnej transformacji na wyjściu modelu

ponownie do osi u, v, w . Rysunki 5.5 i 5.6 przedstawiają elektryczny schemat zastępczy generatora w osiach d i q .



Rys. 5.5: Schemat zastępczy generatora w osi d " [26].



Rys. 5.6: Schemat zastępczy generatora w osi „q” [26].

Kolejną transformacją jest przeliczenie wartości wszystkich zmiennych na jednostki względne w odniesieniu do wartości nominalnych. Wartość mocy

generatora równa 1 oznacza pracę generatora z mocą znamionową. Odnoszenie się do wielkości w jednostkach względnych (ułamek wartości nominalnej), a nie bezwzględnych (V, A, $\frac{\text{rad}}{\text{s}}$), zwiększa czytelność otrzymywanych wyników. W związku z zastosowaniem jednostek względnych operator, różniczkowania definiuje się jako (5.18).

$$p = \frac{d}{dt} \frac{1}{2\pi f}. \quad (5.18)$$

Przy tak przyjętych uproszczeniach i transformacjach otrzymano następujący model generatora:

$$\begin{bmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \\ \Psi_{fd} \\ \Psi_{kd} \\ \Psi_{kq} \end{bmatrix} = \mathbf{X} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_{fd} \\ I_{kd} \\ I_{kq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -X_d & 0 & X_{ad} & X_{ad} & 0 \\ 0 & -X_q & 0 & 0 & X_{aq} \\ -X_{ad} & 0 & X_f & X_{ad} & 0 \\ -X_{ad} & 0 & X_{ad} & X_{kd} & 0 \\ 0 & -X_{aq} & 0 & 0 & X_{kq} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_{fd} \\ I_{kd} \\ I_{kq} \end{bmatrix}, \quad (5.19)$$

gdzie \mathbf{X} oznacza macierz reaktancji generatora.

Równania napięć stojana w każdej z osi (d, q) wyraża się jako (5.20)-(5.21).

$$U_d = p\Psi_d - \Psi_q\omega_r - R_l I_d, \quad (5.20)$$

$$U_q = p\Psi_q - \Psi_d\omega_r - R_l I_q. \quad (5.21)$$

Natomiast wypadkowe napięcie generatora określane jest jako pierwiastek z sumy kwadratów napięć w obu osiach:

$$U_g = \sqrt{U_d^2 + U_q^2}. \quad (5.22)$$

Równania napięć wirnika opisują zależności:

$$e_{fd} = p\Psi_{fd} + R_{fd}I_{fd}, \quad (5.23)$$

$$0 = p\Psi_{kd} + R_{kd}I_{kd}, \quad (5.24)$$

$$0 = p\Psi_{kq} + R_{kq}I_{kq}. \quad (5.25)$$

Równania mocy czynnej i biernej generatora są zależne od wartości napięć i prądów w obu osiach d i q opisują zależności:

$$P_g = U_d I_d + U_q I_q, \quad (5.26)$$

$$Q_g = U_q I_d - U_d I_q. \quad (5.27)$$

Moment mechaniczny wytwarzany przez generator jest zależny od wartości strumieni magnetycznych i prądów:

$$M_g = \Psi_d I_q - \Psi_q I_d. \quad (5.28)$$

Dodatkowo kąt mocy δ (kąt pomiędzy E_q i U_g) można określić na podstawie zależności:

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_s(\omega_r - 1). \quad (5.29)$$

W tak zaprezentowanym modelu matematycznym generatora (5.18)-(5.29) wielkościami wejściowymi generatora synchronicznego są:

- E_{fd} – napięcie wzbudzenia,
- ω_r – prędkość obrotowa wirnika.

Natomiast wielkości wyjściowe stanowią:

- I_d, I_q – prądy stojana w osiach d i q,
- I_f – prąd wirnika,

Na podstawie tych wielkości możliwe jest obliczenie:

- P_g, Q_g - mocy czynnej i biernej generatora,
- δ – kąta mocy.

Uwzględniając równania (5.20),(5.21) i (5.23)-(5.25) można model generatora zapisać w postaci:

$$\begin{bmatrix} U_d \\ U_q \\ e_{fd} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \mathbf{Z} \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_{fd} \\ I_{kd} \\ I_{kq} \end{bmatrix} + \mathbf{X}p \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_{fd} \\ I_{kd} \\ I_{kq} \end{bmatrix}, \quad (5.30)$$

gdzie:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} -R_l & X_q\omega_r & 0 & 0 & -X_{aq}\omega_r \\ -X_d\omega_r & -R_l & X_{ad}\omega_r & X_{ad}\omega_r & 0 \\ 0 & 0 & R_{fd} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & R_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_{kq} \end{bmatrix} \quad (5.31)$$

stanowi macierz impedancji generatora.

Tak przedstawiony model generatora synchronicznego jest nieliniowy ze względu na występujący w równaniach napięć stojana iloczyn prędkości obrotowej generatora i strumienia magnetycznego. Oznacza to, że przy założeniu pracy generatora zgodnie z częstotliwością systemu, model ten może zostać uproszczony do modelu liniowego. Założenie stałej prędkości obrotowej ($d\omega = 0$) jest często wykorzystywane w analizie pracy generatora i przy syntezie układów regulacji. Okazuje się jednak, że w stanach przejściowych lub w przypadku występowania zakłóceń, prędkość obrotowa wału generatora i częstotliwość napięcia sieci zmieniają się, co wpływa na jakość sterowania.

Jak wspomniano, zjawiska nabierają znaczenia w stanach przejściowych. Wzrost

obciążenia generatora prowadzi do zwiększenia się momentu elektromagnetycznego maszyny. Prowadzi to do jej spowolnienia, czemu przeciwstawia się moment mechaniczny turbiny, z którą powiązany jest regulator prędkości obrotowej. Układ regulacji turbiny zwiększa ilość energii dostarczanej przez parę na turbinę, a układ powraca do zadanej prędkości i częstotliwości napięcia. Ponieważ procesy mechaniczne są zdecydowanie wolniejsze od procesów elektromagnetycznych, dochodzi do powstania przejściowych zaburzeń wartości napięcia generatora.

Opisany powyżej model generatora synchronicznego nie uwzględnia zjawiska nasycenia magnetycznego. Różnicę pomiędzy wartością strumienia bez i z uwzględnieniem zjawiska nasycenia magnetycznego przedstawia rysunek 5.7. Zjawisko to uwzględnia się poprzez dodanie nieliniowego skalowania reaktancji występujących w maszynie [26]:

$$X_d = K_d X_{do} = K_d(\Psi_q) X_{do}, \quad (5.32)$$

$$X_q = K_q X_{qo} = K_q(\Psi_d) X_{qo}, \quad (5.33)$$

gdzie:

X_d – reaktancja oddziaływania twornika w osi podłużnej: nasycona,

X_{do} – reaktancja oddziaływania twornika w osi podłużnej: nienasycona,

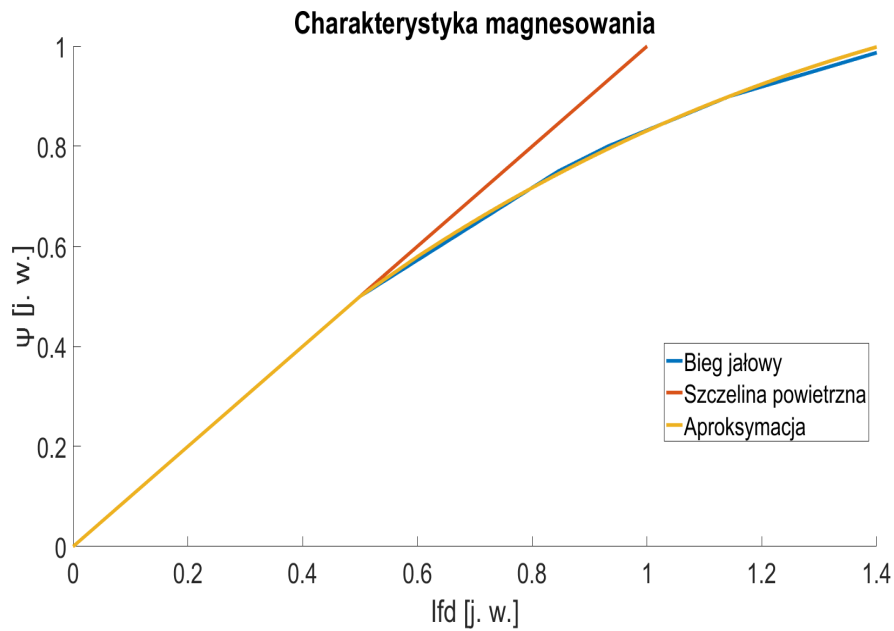
X_q – reaktancja oddziaływania twornika w osi poprzecznej: nasycona,

X_{qo} – reaktancja oddziaływania twornika w osi poprzecznej: nienasycona,

K_d, K_q – nieliniowe współczynniki,

Ψ_d, Ψ_q – strumienie magnetyczne w osiach q i d .

Wartości tych współczynników można określać na podstawie funkcji aproksymującej lub przy wykorzystaniu danych stabelaryzowanych. W ramach pracy wykonano tego typu analizę i określono funkcje aproksymujące krzywe magnesowania i wartości parametrów K_d i K_q w celu określenia ich warto-



Rys. 5.7: Krzywe magnesowania szczeliny powietrznej (czerwona) oraz generatora synchronicznego (dane stabelaryzowane – zielony, aproksymacja funkcją wykładniczą - brązowy).

ści poza punktami podanymi w materiałach źródłowych [26] (wzory (5.34), (5.35), (5.36)). Wyniki przedstawiono na wykresie 5.8, a dane źródłowe w tabeli 5.1.

$$\Psi = \begin{cases} 1 \cdot I_{fd}, & \text{dla } I_{fd} \leq 0,5 \\ 0,050385I_{fd}^3 - 0,41474I_{fd}^2 + 1,194I_{fd} + \\ + 0,0015194, & \text{dla } I_{fd} > 0,5 \end{cases}, \quad (5.34)$$

$$K_d = \begin{cases} 1, & \text{dla } \Psi \leq 0,5 \\ -0,40126\Psi^3 + 0,08581\Psi^2 + 0,0092609\Psi + \\ + 1,0016, & \text{dla } \Psi > 0,5 \end{cases}, \quad (5.35)$$

$$K_q = \begin{cases} 1, & \text{dla } \Psi \leq 0,4 \\ -0,83512\Psi^3 + 0,90448\Psi^2 - 0,25276\Psi + \\ +1,0019, & \text{dla } \Psi > 0,4 \end{cases} \quad (5.36)$$

Tab. 5.1: Wartości wzmocnienia K_d i K_q w zależności od wartości strumienia magnetycznego.

$\Psi[j.w.]$	K_d	K_q
0,40	1,000	1,000
0,50	1,000	0,980
0,75	0,965	0,880
0,80	0,930	0,840
0,90	0,890	0,800
1,00	0,850	0,700
1,18	0,597	0,480
1,20	0,550	0,450
1,25	0,463	0,350

Po uwzględnieniu omawianych współczynników macierze \mathbf{X} i \mathbf{Z} (5.39),(5.31) przyjmują następującą postać:

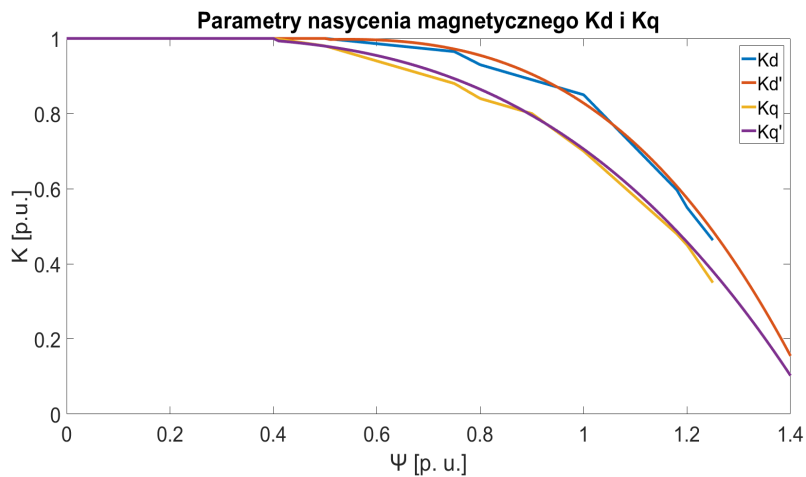
$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} -(X_d + X_t + X_{lin} + X_s) & 0 & X_{ad} & X_{ad} & 0 \\ 0 & -(X_d + X_t + X_{lin} + X_s) & 0 & 0 & X_{aq} \\ -X_{ad} & 0 & X_f & X_{ad} & 0 \\ -X_{ad} & 0 & X_{ad} & X_{kd} & 0 \\ 0 & -X_{aq} & 0 & 0 & X_{kq} \end{bmatrix}, \quad (5.37)$$

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} (R_l + R_t + R_{lin} + R_s) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & (R_d + R_t + R_{lin} + R_s) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -R_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -R_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -R_{kq} \end{bmatrix}, \quad (5.38)$$

gdzie K_d, K_q oraz ω_r są zmienne w zależności od punktu pracy generatora.

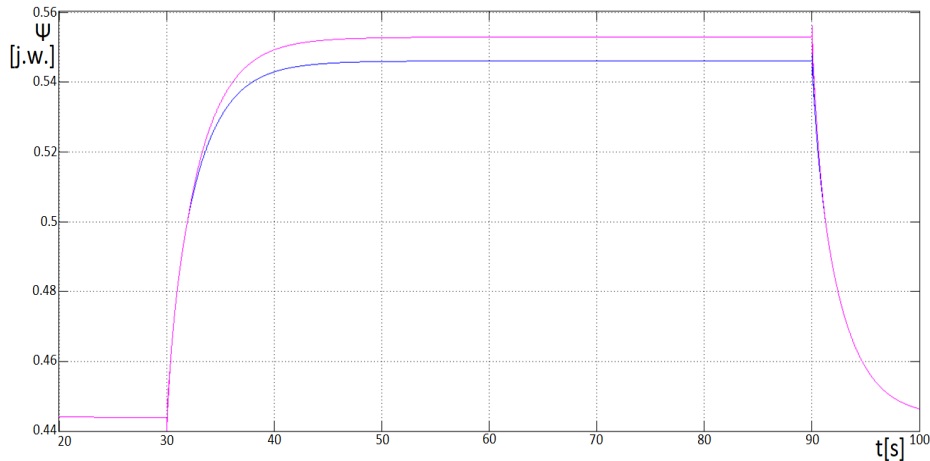
Na rysunku 5.9 widoczny jest wpływ nasycenia na wartości strumieni magnetycznych generatora w zależności od punktu pracy generatora. Przedstawia on zmianę strumienia magnetycznego w odpowiedzi na skokową zmianę momentu mechanicznego na wale generatora o 20% (z poziomu 85%).

Wartości prądów generatora są proporcjonalne do wartości strumieni magnetycznych w maszynie. Nieliniowy charakter przebiegu strumieni wywołany istnieniem zjawiska nasycenia magnetycznego powoduje zmianę wartości



Rys. 5.8: Parametry nasycenia magnetycznego K_d i K_q .

strumieni magnetycznych, przez co prądów generatora, a co również za tym idzie - jest źródłem nieliniowości modelu.

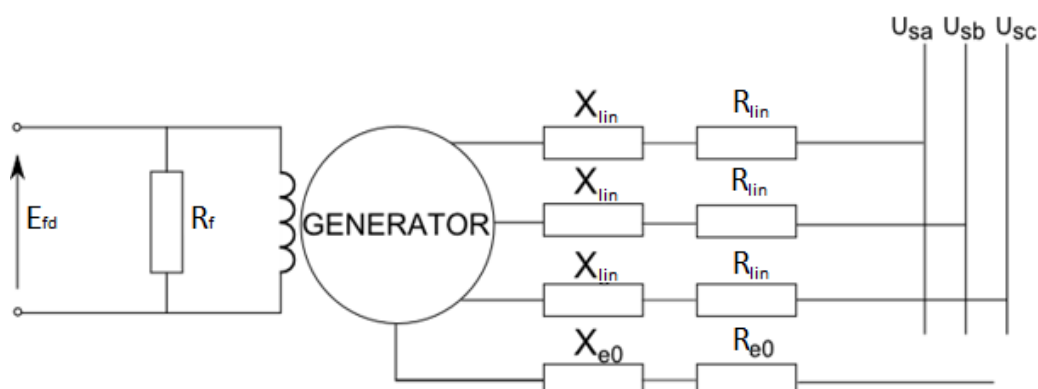


Rys. 5.9: Przebieg strumienia w osi podłużnej generatora bez uwzględnienia zjawiska nasycenia (różowy) oraz z nieliniowymi współczynnikami korekcyjnymi (niebieski).

W proponowanym modelu, uwzględnienie linii przesyłowej, transformatora oraz SEE dokonuje się poprzez zmianę parametrów uzwojenia generatora, które te elementy wprowadzają. Schemat modelowy generatora współpracującego z systemem elektroenergetycznym przedstawia rysunek 5.10.

Dodatkowe elementy zwiększają wartości reaktancji (\mathbf{X}) i rezystancji (\mathbf{R}) generatora, co przedstawiają wzory:

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} -(X_d + X_t + X_{lin} + X_s) & 0 & X_{ad} & X_{ad} & 0 \\ 0 & -(X_d + X_t + X_{lin} + X_s) & 0 & 0 & X_{aq} \\ -X_{ad} & 0 & X_f & X_{ad} & 0 \\ -X_{ad} & 0 & X_{ad} & X_{kd} & 0 \\ 0 & -X_{aq} & 0 & 0 & X_{kq} \end{bmatrix} \quad (5.39)$$



Rys. 5.10: Schemat modelowy generatora synchronicznego współpracujący z systemem elektroenergetycznym poprzez układ przesyłowy [26].

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} (R_l + R_t + R_{lin} + R_s) & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & (R_d + R_t + R_{lin} + R_s) & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -R_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -R_{kd} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -R_{kq} \end{bmatrix} \quad (5.40)$$

gdzie:

R_t, X_t – rezystancja i transformatora blokowego,

R_{lin}, X_{lin} – rezystancja i reaktancja linii przesyłowej,

R_s, X_s – rezystancja i reaktancja SEE określone na podstawie mocy zwarciowej systemu.

W rozprawie przyjęto model obiektu SEE w postaci sieci sztywnej, co skutkuje jego uproszczeniem do stałych U_s i ω_s (wartości napięcia i częstotliwości SEE), a powiązanie generatora synchronicznego z SEE do równań:

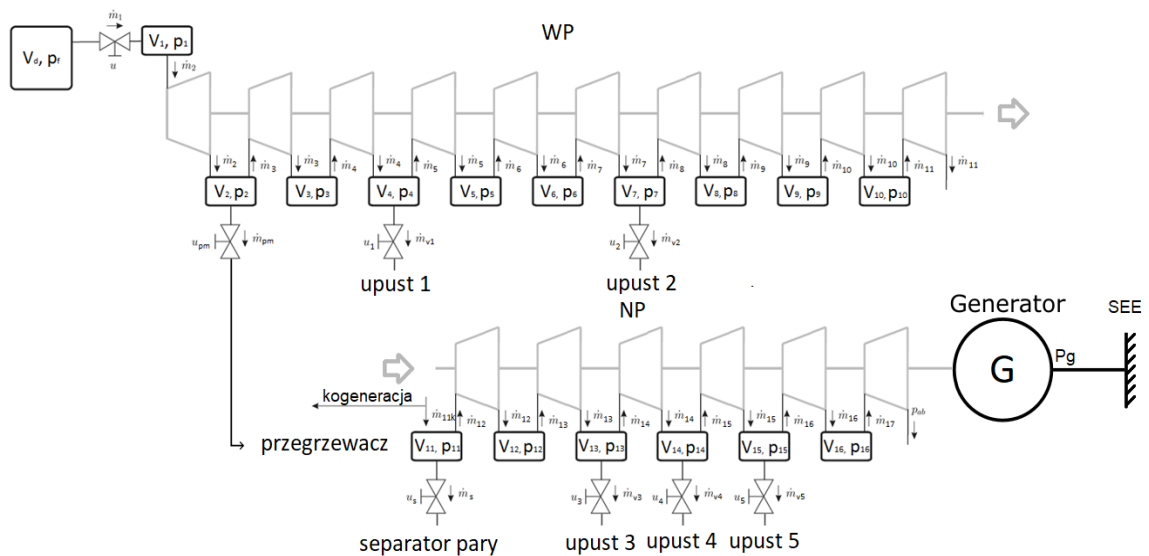
$$U_d = U_s \sin(\delta), \quad (5.41)$$

$$U_q = U_s \cos(\delta), \quad (5.42)$$

$$\delta = \int \omega_s(\omega_r - 1)dt. \quad (5.43)$$

5.1.5 Złożony model zespołu turbina parowa-generator synchroniczny współpracującego z systemem elektroenergetycznym – wirtualny obiekt sterowania

W oparciu o przedstawione modele poszczególnych obiektów turbozespołu, można zbudować model dla konkretnego typu turbiny (w rozprawie przyjmuje się strukturę turbiny 4CK-465) i generatora (GTHW-600). Schemat turbozespołu tego typu przedstawia rysunek 5.11. Modele matematycz-



Rys. 5.11: Schemat turbiny 4CK-465 - struktura modelu.

ne poszczególnych obiektów składowych turbozespołu składają się z szeregu

równań przepływów masowych \dot{m} dla kolejnych elementów (stopni, zaworów, upustów) turbiny, które opisują kolejne równania (5.2)-(5.5). Zależność pomiędzy temperaturą T_n i ciśnieniem p_n , w każdym z elementów turbiny opisane jest termodynamicznym równaniem stanu (5.6). Moc mechaniczna generowana przez poszczególne stopnie turbiny P_n oraz przez całą turbinę P_{mech} opisują równania (5.7)-(5.10). Opis modeli obiektów tworzących turbozespół, które zostały uproszczone do pojedynczych stałych, przedstawiono w rozdziale 4.

Poszczególne przepływy opisują równania (5.2)-(5.5), zaś moc mechaniczną turbiny równanie (5.10). Wraz z równaniami na moc mechaniczną turbiny (5.7)-(5.10) i opisującym model powiązania z systemem ciepłowniczym (5.12), równania te stanowią model matematyczny turbiny parowej. Równania napięć generatora (5.30) wraz z równaniem powiązania z SEE (5.41)-(5.42) opisują model generatora synchronicznego. Powiązania pomiędzy turbiną i generatorem opisuje równanie (5.13). Zbiór tych równań opisuje w całości model turbozespołu uciepłownionej elektrowni jądrowej. Całość modeli oraz ich parametry znajdują się w załączniku A.

5.2 Modele uproszczone elementów zespołu turbina parowa-generator synchroniczny

5.2.1 Metody redukcji złożoności modelu

W związku z wymaganiami odnośnie niskiej złożoności obliczeniowej, uzasadnionym wydaje się znalezienie matematycznych modeli uproszczonych obiektu na potrzeby wykorzystania w algorytmach regulacji automatycznej zapewniających oczekiwaną jakość sterowania. Rysunek 5.12 przedstawia typowy schemat postępowania przy budowie i wykorzystaniu modelu procesu

sterowanego [83]. Punktem wyjścia jest zadanie sterowania, na potrzeby którego tworzony jest dany model. Następnie model jest upraszczany w celu otrzymania struktury pozwalającej zapewnić wymaganą dokładność odwzorowania obiektu rzeczywistego. Może się to wiązać z koniecznością ponownej analizy zadania sterowania. Po identyfikacji parametrów wspomnianych modeli otrzymuje się tzw. model użytkowy, który można wykorzystać przy projektowaniu układu sterowania. Ponieważ istnieje więcej niż jedna możliwa struktura i zestaw parametrów, w powyższy sposób można otrzymać całą klasę modeli, która odzwierciedla niepewności w modelowaniu i pozwala na pewniejszą analizę układu [83]. Do zagadnienia redukcji złożoności modeli



Rys. 5.12: Schemat postępowania przy budowie i wykorzystaniu modelu procesu sterowanego [83].

można podejść na dwa sposoby: upraszczając model złożony lub dostosowując uproszczoną strukturę tak, aby jak najlepiej oddawała dynamikę modelu złożonego [74]. W pierwszym przypadku złożony nieliniowy obiekt turbozespołu można by zlinearyzować w każdym z wyznaczonych punktów pracy, a następnie zredukować jego rząd znacząco upraszczając strukturę. Dużą zaletą takiego podejścia jest zachowanie związku wynikowego modelu z jego złożonym odpowiednikiem. Oznacza to, że otrzymana struktura i wartości parametrów modelu oddają zjawiska fizyczne zachodzące w obiekcie i mogą być one pod tym kątem analizowane. Pozwala to również świadomie zrezygnować z opisu pewnych zjawisk, co nie jest możliwe, gdy struktura modelu jest z góry narzucona. Drugie podejście natomiast charakteryzuje się większą elastycznością. Punktem wyjścia jest przyjęta struktura modelu narzucona z góry. Problemem jest dobór struktury najlepiej odpowiadającej (w sensie zgodności wyjść modeli) opisowi modelu złożonego. Pozwala to jednak na stosowanie różnych struktur w zależności od potrzeb. Istotne jest to aby taki model w postaci tzw. czarnej skrzynki (ang. *black box*) pomimo odmiennej struktury, jak najlepiej oddawał dynamikę obiektu. Zaletą tego podejścia jest wspomniana już elastyczność i uniwersalność (wielu obiektom może odpowiadać ta sama struktura modelu). Istotną wadą jest zaś zerwanie związku z fizycznym modelem oddającym charakter zachodzących w obiekcie zjawisk. W ramach rozprawy przyjęto obiektowe podejście do dekompozycji obiektu sterowania. Przyjęty podział na obiekty pozwala wyróżnić fragmenty modelu związane ze sobą połączeniami. Pełne trzymanie się zasad enkapsulacji, modularności i dziedziczenia wraz z jasno określonymi (poprzez zbiór zmiennych wejścia i wyjścia) granicami obiektów jest lepiej zapewnione przez drugie podejście do upraszczania modelu. Jasno określone zmienne wejściowe i wyjściowe pozwalają zastąpić wiążące je zależności modelami black box. Jest to

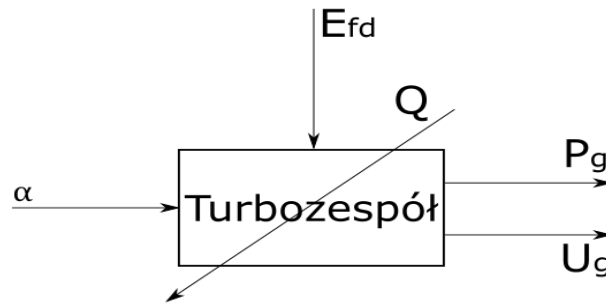
zgodne z zasadą modularności mówiącej o tym, że każdy z obiektów można zamienić innym o takich samych połączeniach. W związku z powyższym, przyjęte rozwiązanie nie może być związane jednoznacznie z konkretną strukturą modelu. Dodatkowo, struktura wynikająca z zastosowania linearyzacji i uproszczenia modelu może być traktowana jako jedna z wielu możliwych struktur, a podejście black box - jak jej uogólnienie na potrzeby uniwersalnego podejścia do modelowania obiektowego. Prowadzi to do określenia kolejnej głównej zasady podejścia obiektowego tj. enkapsulacji. Zgodnie z tą zasadą, struktura każdego z obiektów jest ukryta. Widoczny jest jedynie interfejs połączeń z innymi obiektami. Otrzymana w ten sposób dowolność struktury pozwala na wykorzystanie dziedziczenia w modelu obiektowym, zgodnie z którym wiele obiektów może być opartych o jedną wspólną bazę. Każdy z dziedziczących obiektów może tę bazę rozbudowywać i modyfikować na swój sposób, jednakże wszystkie korzystają z części wspólnej, co upraszcza modelowanie matematyczne. W omawianym przypadku możliwość zastosowania identycznej struktury regulatorów i modeli przez nie wykorzystywanych pozwala na opracowanie wspólnej bazy zarówno dla układu regulacji turbiny, jak i generatora. W związku z powyższym, w ramach rozprawy zdecydowano się wykorzystać bardziej uniwersalne podejście do redukcji złożoności modelu poprzez narzucenie odpowiednich uproszczeń struktury.

Celem dokonania uproszczeń nieliniowego modelu złożonego w kolejnym podrozdziale, jest otrzymanie wspólnego uproszczonego, dyskretnego modelu liniowego turbozespołu typu black box, który zagwarantuje znaczne zmniejszenie złożoności obliczeniowej w stosunku do modelu złożonego. Co więcej, model ten zapewnia dokładność modelowania na poziomie wymaganym przez proponowane w dalszej części rozprawy algorytmy sterowania, a zarazem w pełni wpisuje się w obiektowe podejście do modelowania obiektu

sterowania.

5.2.2 Struktury proponowanych modeli turbiny parowej i generatora synchronicznego

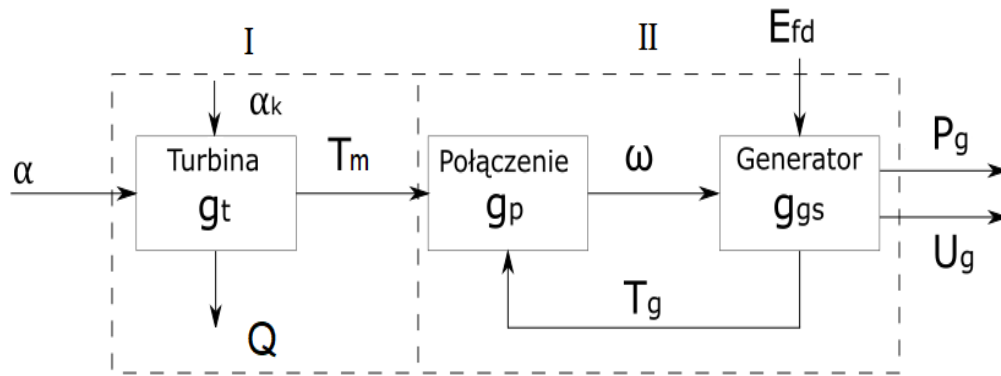
Jak już wspomniano w ramach pracy, na potrzeby syntezy układów sterowania turbozespołu skorzystano z odpowiednich modeli uproszczonych jego elementów. Punktem wyjścia do ich opracowania była struktura modelu wejścia-wyjścia turbozespołu (rys. 5.13), której wielkościami wejściowymi są odpowiednio stopień otwarcia zaworu sterującego (α) oraz napięcie wzbudzenia generatora (E_{fd}). Wyjściami są zaś odpowiednio, moc i napięcie generatora (P_g i U_g), przy czym jako wejście zakłócające traktowane jest obciążenie cieplne (Q). Takie podejście w sposób naturalny prowadzi do struktury wewnętrznej uproszczonego modelu budowanego w oparciu o cztery główne torry przetwarzania informacji w następujących konfiguracjach wejścia-wyjścia: $\alpha - P_g$, $\alpha - U_g$, $E_{fd} - P_g$ oraz $E_{fd} - U_g$.



Rys. 5.13: Struktura modelu wejście-wyjście turbozespołu.

Uwzględniając zależności i wzajemne połączenia pomiędzy elementami składowymi turbozespołu (turbina, połączenie turbina-generator i generator), które opisano szczegółowo w rozdziale 4 oraz ogólną strukturę modelu (rys. 5.13), strukturę wewnętrzną proponowanego modelu uproszczonego

można przedstawić tak jak na rysunku 5.14. Posłuży ona jak punkt wyjścia przy konstrukcji docelowego, uproszczonego i dyskretnego modelu wejścia-wyjścia turbozespołu. W pierwszej kolejności obiekty składowe turbozespołu zostaną przeanalizowane w celu dokonania ich uproszczeń, a następnie ich uproszczone modele zostaną zagregowane w jednym, całościowym modelu uproszczonym, wykorzystywanym dalej przez algorytmy opisane w rozdziałach 6 i 7 rozprawy.

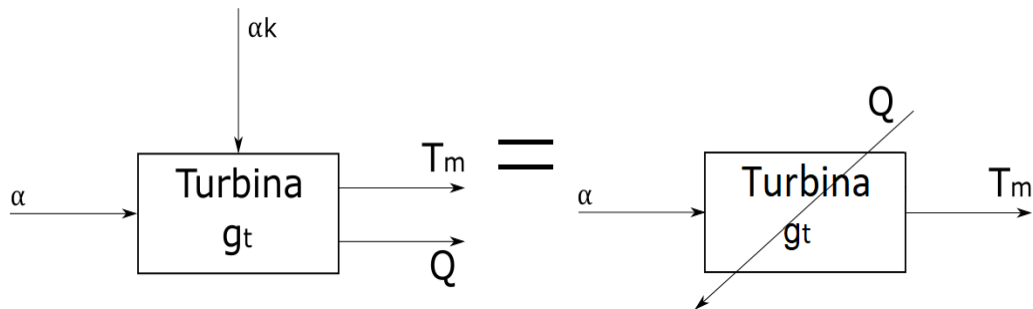


Rys. 5.14: Struktura wewnętrzna modelu wejście-wyjście turbozespołu.

Budowę uproszczonego modelu turbozespołu rozpoczęto od bloku turbiny (rys. 5.14 I). W literaturze [35] zwraca się uwagę, że modele turbiny, na potrzeby różnego typu analiz, można przedstawić w postaci uproszczonej do szeregu ciągłych lub dyskretnych inercji pierwszego rzędu [34], czy też uproszczonych modeli nieliniowych [60].

Jako wejścia uproszczonego, dyskretnego modelu turbiny przyjęto stopień otwarcia zaworu sterującego (α) oraz stopień otwarcia zaworu odpowiadającego za odbiór pary na potrzeby kogeneracji (α_k). Natomiast, jako wyjście przyjęto moment mechaniczny (T_m) generowany na wale turbiny. Przyjęto, że zmiany zapotrzebowania na ciepło (Q) będą uwzględniane w modelu poprzez

zmianę jego parametrów w zależności od aktualnego punktu pracy (obciążenia cieplnego). Pozwala to na dalsze uproszczenie struktury modelu turbiny i wyeliminowanie jednego z jego wejść, kosztem adaptowanych na bieżąco estymat parametrów modelu obiektu (rys. 5.15).



Rys. 5.15: Struktura modelu wejście-wyjście turbiny parowej.

Podstawą zaproponowanych wyżej uproszczeń złożonego modelu turbiny parowej są następujące założenia [26]:

- ciśnienie i temperatura pary są stałe w charakterystycznych miejscach turbiny pracującej w danym punkcie pracy,
- układ sterowania reaktora pracuje w trybie nadążania za turbiną – to znaczy główny zawór sterujący turbiną reguluje moc mechaniczną, a reaktor nadąża za zapotrzebowaniem dostarczając energii do wytworzenia wystarczającej ilości pary,
- wytwornica pary jest w stanie dostarczyć odpowiednią ilość pary.

W oparciu o powyższe, zaproponowano uproszczony model turbiny 4CK-465 w postaci dyskretnego modelu wejście-wyjście o strukturze filtru o nieskończonej odpowiedzi impulsowej (5.44). Co po kolejnych przekształceniach pro-

wadzi do modelu wejście-wyjście w postaci (5.45) - (5.46).

$$T_m(k) + a_1 T_m(k-1) + \dots + a_{d_A} T_m(k-d_A) = b_0 \alpha(k) + b_1 \alpha(k-1) + \dots + b_{d_B} \alpha(k-d_B), \quad (5.44)$$

$$T_m(k) + \sum_{i=1}^{d_A} a_i T_m(k-i) = \sum_{j=0}^{d_B} b_j \alpha(k-j), \quad (5.45)$$

$$T_m(k) = - \sum_{i=1}^{d_A} a_i T_m(k-i) + \sum_{j=0}^{d_B} b_j \alpha(k-j), \quad (5.46)$$

gdzie:

$T_m(k)$ - moment mechaniczny turbiny w aktualnej dyskretnej chwili k ,

$\alpha(k)$ - stopień otwarcia zaworu w aktualnej dyskretnej chwili k ,

$(k-i)$, $(k-j)$ - operatory opóźnienia, odpowiednio o i i j okresów próbkowania,

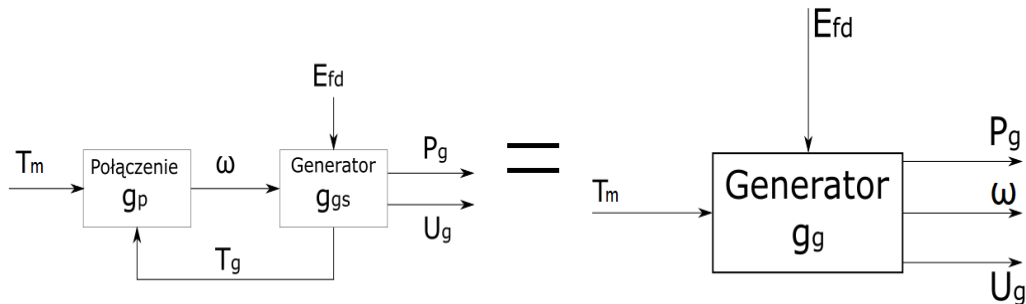
d_A, d_B - odpowiednio stopnie wielomianów T_m i α ,

$a_1, \dots, a_{d_A}, b_0, \dots, b_{d_B}$ - parametry wielomianów T_m i α .

Natomiast, przy budowie uproszczonego modelu generatora, jako punkt wyjścia przyjęto strukturę, której wejściami są odpowiednio moment mechaniczny (T_m) oraz napięcie wzbudzenia (E_{fd}), a wyjściami - moc czynna i napięcie generatora (P_g i U_g) - (rys. 5.14 II). W literaturze można odnaleźć różne postacie uproszczonych modeli generatora, poczynając od prostych modeli transmitacyjnych w postaci inercji pierwszego rzędu, a kończąc na nieliniowych modelach w postaci układu równań różniczkowych piątego rzędu ([38], [26]).

W związku z celem, jakim jest budowa dyskretnego modelu w postaci rekursywnego równania wejścia-wyjścia generatora, koniecznym jest powiązanie ze sobą momentu mechanicznego turbiny (T_m) i napięcia wzbudzenia (E_{fd}) z napięciem generatora (U_g) oraz z mocą czynną generatora (P_g), jak również uwzględnienie wpływu tych wielkości wejściowych na prędkość obrotową

wału turbozespołu (ω) - połączenie turbiny z generatorem. Prowadzi to przyjęcia struktury modelu generatora w postaci jaką przedstawiono na rysunku 5.16.

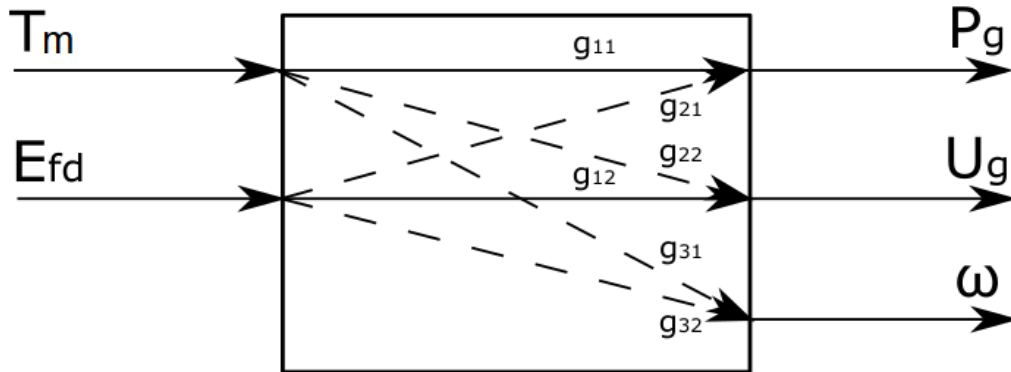


Rys. 5.16: Struktura modelu wejście-wyjście generatora synchronicznego.

Interakcje (funkcje przejścia) pomiędzy zmiennymi wejściowymi i wyjściowymi generatora można przedstawić ogólnie za pomocą następujących zależności (rys. 5.17):

- g_{11} i g_{21} wiążących moment mechaniczny turbiny T_m i napięcie wzbudzenia E_{fd} z mocą P_g ,
- g_{22} i g_{12} wiążących moment mechaniczny turbiny T_m i napięcie wzbudzenia E_{fd} z napięciem generatora U_g ,
- g_{31} i g_{32} wiążących moment mechaniczny turbiny T_m i napięcie wzbudzenia E_{fd} z prędkością obrotową ω będącą w istocie zmienną wewnętrzną przyjętego modelu generatora synchronicznego oraz połączenia turbina-generator.

W odróżnieniu od uproszczonego modelu turbiny parowej o jednym wejściu i jednym wyjściu (model SISO), model generatora synchronicznego wraz z połączeniem turbina-generator ma dwa wejścia i trzy wyjścia (model MIMO).



Rys. 5.17: Tory "przetwarzania" informacji w modelu wejście-wyjście generatora synchronicznego.

Przy założeniu liniowych funkcji przejścia i zachowaniu dyskretnej struktury modelu przyjętej dla modelu turbiny, dyskretny model generatora synchronicznego będzie składał się z trzech następujących złożonych (zgodnie z zasadą superpozycji) równań:

$$P_g(k) + \sum_{i=1}^{d_C} c_i P_g(k-i) = \sum_{j=0}^{d_D} d_j T_m(k-j) + \sum_{j=0}^{d_E} e_j E_{fd}(k-j), \quad (5.47)$$

$$U_g(k) + \sum_{i=1}^{d_F} f_i U_g(k-i) = \sum_{j=0}^{d_G} g_j T_m(k-j) + \sum_{j=0}^{d_H} h_j E_{fd}(k-j), \quad (5.48)$$

$$\omega_g(k) + \sum_{i=1}^{d_M} m_i \omega_g(k-i) = \sum_{j=0}^{d_N} n_j T_m(k-j) + \sum_{j=0}^{d_P} p_j E_{fd}(k-j), \quad (5.49)$$

gdzie:

$P_g(k)$ – moc czynna generatora w aktualnej dyskretnej chwili czasu k ,

$U_g(k)$ – napięcie generatora w aktualnej dyskretnej chwili czasu k ,

$T_m(k)$ – moment mechaniczny turbiny w aktualnej dyskretnej chwili czasu k ,

$E_{fd}(k)$ – napięcie wzbudzenia w aktualnej dyskretnej chwili czasu k ,

d_C, d_D, d_E - odpowiednio stopnie wielomianów P_g, T_m i E_{fd} (5.47),

$c_1, \dots, c_{d_C}, d_0, \dots, d_{d_D}, e_0, \dots, e_{d_E}$ - współczynniki wielomianów P_g, T_m i E_{fd}

(5.47),

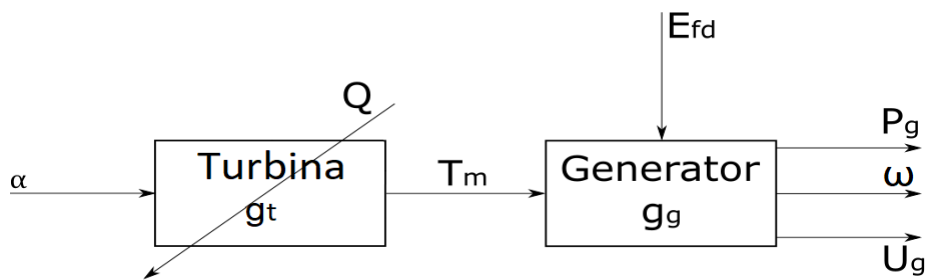
d_F, d_G, d_H - odpowiednio stopnie wielomianów U_g, T_m i E_{fd} (5.48),

$f_1, \dots, f_{d_F}, g_0, \dots, g_{d_G}, h_0, \dots, h_{d_H}$ - parametry wielomianów U_g, T_m i E_{fd} (5.48),

d_M, d_N, d_P - odpowiednio stopnie wielomianów ω_g, T_m i E_{fd} (5.49),

$m_1, \dots, m_{d_M}, n_0, \dots, n_{d_N}, p_0, \dots, p_{d_P}$ - parametry wielomianów ω_g, T_m i E_{fd} (5.49).

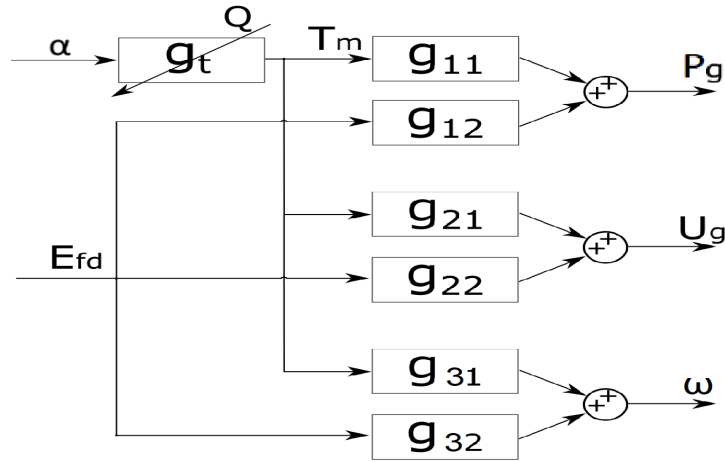
Ostatecznie, uproszczony model całego turbozespołu można przedstawić ogólnie jako złożenie uproszczonego modelu turbiny parowej (rys. 5.15) i uproszczonego modelu generatora synchronicznego (rys. 5.16) z uwzględnieniem połączenia turbina-generator przedstawiono na rysunku 5.18.



Rys. 5.18: Ogólna struktura uproszczonego modelu turbozespołu.

Uwzględniając wewnętrzną strukturę przyjętego modelu generatora synchronicznego (rys. 5.17), model z rysunku 5.18 można przedstawić w jego szczegółowej postaci tak, jak na rysunku 5.19.

W konsekwencji prowadzi to do ostatecznej postaci uproszczonego modelu turbozespołu, wyrażonego jako układ równań dyskretnych (5.50)-(5.52),



Rys. 5.19: Szczegółowa struktura uproszczonego modelu turbosopłu.

powstałych w wyniku podstawienia równania (5.45) do równań (5.47)-(5.49).

$$P_g(k) + \sum_{i=1}^{d_C} c_i P_g(k-i) = \sum_{j=0}^{d_{AD}} a d_j \alpha(k-j) + \sum_{j=0}^{d_E} e_j E_{fd}(k-j), \quad (5.50)$$

$$U_g(k) + \sum_{i=1}^{d_F} f_i U_g(k-i) = \sum_{j=0}^{d_{AG}} a g_j \alpha(k-j) + \sum_{j=0}^{d_H} h_j E_{fd}(k-j), \quad (5.51)$$

$$\omega_g(k) + \sum_{i=1}^{d_M} m_i \omega_g(k-i) = \sum_{j=0}^{d_{AN}} a n_j \alpha(k-j) + \sum_{j=0}^{d_P} p_j E_{fd}(k-j), \quad (5.52)$$

przy czym:

d_{AD}, d_{AG}, d_{AN} - odpowiednio stopnie wielomianów α w równaniach (5.50), (5.51) i (5.52),

d_E, d_H, d_P - odpowiednio stopnie wielomianów E_{fd} w równaniach (5.50), (5.51) i (5.52),

d_C - stopień wielomianu P_g w równaniu (5.50),

d_D - stopień wielomianu U_g w równaniu (5.51),

d_F - stopień wielomianu ω_g w równaniu (5.52),

$a d_0, \dots, a d_{d_{AD}}, a g_0, \dots, a g_{d_{AG}}, a n_0, \dots, a n_{d_{AN}}$ - odpowiednio parametry wielomianów α w równaniach (5.50), (5.51) i (5.52),

$e_0, \dots, e_{d_E}, h_0, \dots, h_{d_H}, p_0, \dots, p_{d_P}$ - odpowiednio parametry wielomianów E_{fd} w równaniach (5.50), (5.51) i (5.52),

c_1, \dots, c_{d_C} - odpowiednio parametry wielomianu P_g w równaniu (5.50),

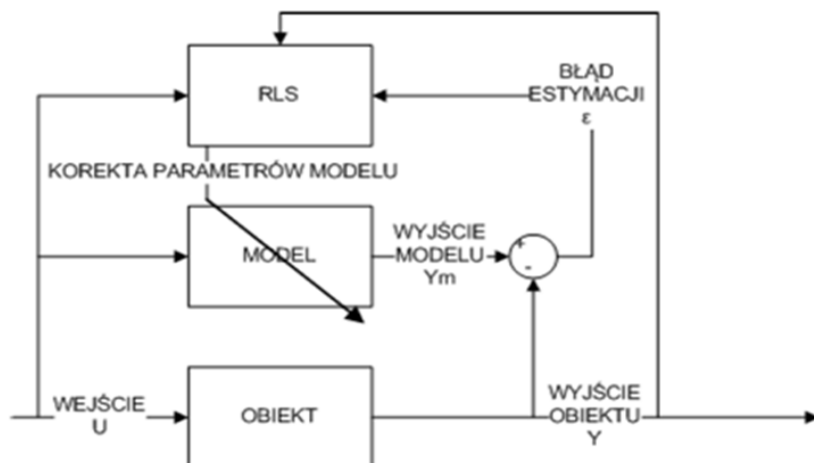
f_1, \dots, f_{d_F} - odpowiednio parametry wielomianu U_g w równaniu (5.51),

m_1, \dots, m_{d_M} - odpowiednio parametry wielomianu ω_g w równaniu (5.52).

5.2.3 Bieżąca estymacja parametrów uproszczonego modelu liniowego turbogeneratora

W związku z nieliniowością obiektu, parametry tak zdefiniowanego modelu należy estymować on-line w zależności od zmiany punktu pracy zespołu turbo-generatora. W niniejszej pracy do celów tych wykorzystano algorytm rekurencyjny najmniejszych kwadratów. Strukturę układu identyfikacji wykorzystanego w rozprawie można przedstawić w formie schematu przedstawionego na rysunku 5.20.

Na potrzeby realizacji algorytmów sterowania wykorzystano modele wejście-



Rys. 5.20: Schemat blokowy algorytmu RLS.

wyjście opisujące dynamikę turbosespołu, których parametry aktualizowane są w każdym kroku symulacji z wykorzystaniem algorytmu RLS. Następnie w oparciu o zidentyfikowany model uproszczony, określa się nieparametryczny model odpowiedzi skokowej na potrzeby proponowanych układów regulacji QDMC i DMC opisanych w dalszej części pracy (rozdziały 6 i 7). Model liniowy obiektu można ogólnie przedstawić w postaci:

$$\underline{y}(k) = \Phi(k)\underline{\theta}(k), \quad (5.53)$$

gdzie:

$\underline{y}(k)$ – zmienna objaśniana (wyjście obiektu), $y(k) = [P_g(k), U_g(k), \omega(k)]$,

$\Phi(k)$ – macierz zmiennych objaśniających (predyktorów), składająca się z przeszłych próbek wejścia i wyjścia obiektu,

$\underline{\theta}(k)$ – wektor współczynników regresji.

Poszczególne współczynniki modelu $\underline{\theta}_n = [\theta_1, \theta_2, \theta_3]$ obliczane są przy wykorzystaniu rekursywnej metody najmniejszych kwadratów:

$$\underline{\theta}_n(k) = \underline{\theta}_n(k-1) + \mathbf{K}(k)\underline{\epsilon}(k), \quad (5.54)$$

$$\underline{\epsilon}(k) = \underline{y}(k) - \Phi^T \hat{\underline{\theta}}(k-1), \quad (5.55)$$

$$\mathbf{P}(k) = \frac{1}{\Lambda} \left[\mathbf{P}(k-1) - \frac{\mathbf{P}(k-1)\Phi(k)\Phi^T(k)\mathbf{P}(k-1)}{\Lambda + \Phi^T(k)\mathbf{P}(k-1)\Phi(k)} \right], \quad (5.56)$$

$$\mathbf{K}(k) = \frac{\mathbf{P}(k-1)\Phi(k)}{\Lambda + \Phi^T(k)\mathbf{P}(k-1)\Phi(k)}, \quad (5.57)$$

gdzie:

\mathbf{K} - macierz wzmocnień,

$\underline{\epsilon}$ - błąd pomiędzy wyjściem modelu i wartością rzeczywistą,

$\hat{\underline{\theta}}$ - estymaty parametrów modelu,

Λ - macierze współczynników zapominania.

Omawiany w rozprawie uproszczony model turbozespołu (5.50)-(5.52) można przedstawić w analogiczny sposób (5.58)-(5.60)

$$P_g(k) = \underline{\phi}(k)_1 \underline{\theta}_1(k), \quad (5.58)$$

$$U_g(k) = \underline{\phi}(k)_2 \underline{\theta}_2(k), \quad (5.59)$$

$$\omega(k) = \underline{\phi}(k)_3 \underline{\theta}_3(k), \quad (5.60)$$

gdzie:

$$\underline{\phi}_1(k) = [\alpha(k), \alpha(k-1), \dots, \alpha(k-d_{AD}), E_{fd}(k), E_{fd}(k-1), \dots, E_{fd}(k-d_E), P_g(k-1), P_g(k-2), \dots, P_g(k-d_C)],$$

$$\underline{\phi}_2(k) = [\alpha(k), \alpha(k-1), \dots, \alpha(k-d_{AG}), E_{fd}(k), E_{fd}(k-1), \dots, E_{fd}(k-d_H), P_g(k-1), U_g(k-2), \dots, U_g(k-d_F)],$$

$$\underline{\phi}_3(k) = [\alpha(k), \alpha(k-1), \dots, \alpha(k-d_{AN}), E_{fd}(k), E_{fd}(k-1), \dots, E_{fd}(k-d_P), P_g(k-1), \omega(k-2), \dots, \omega(k-d_M)],$$

$$\underline{\theta}_1(k) = [a_1, a_2, \dots, a_{21}]^T,$$

$$\underline{\theta}_2(k) = [b_1, b_2, \dots, b_{21}]^T,$$

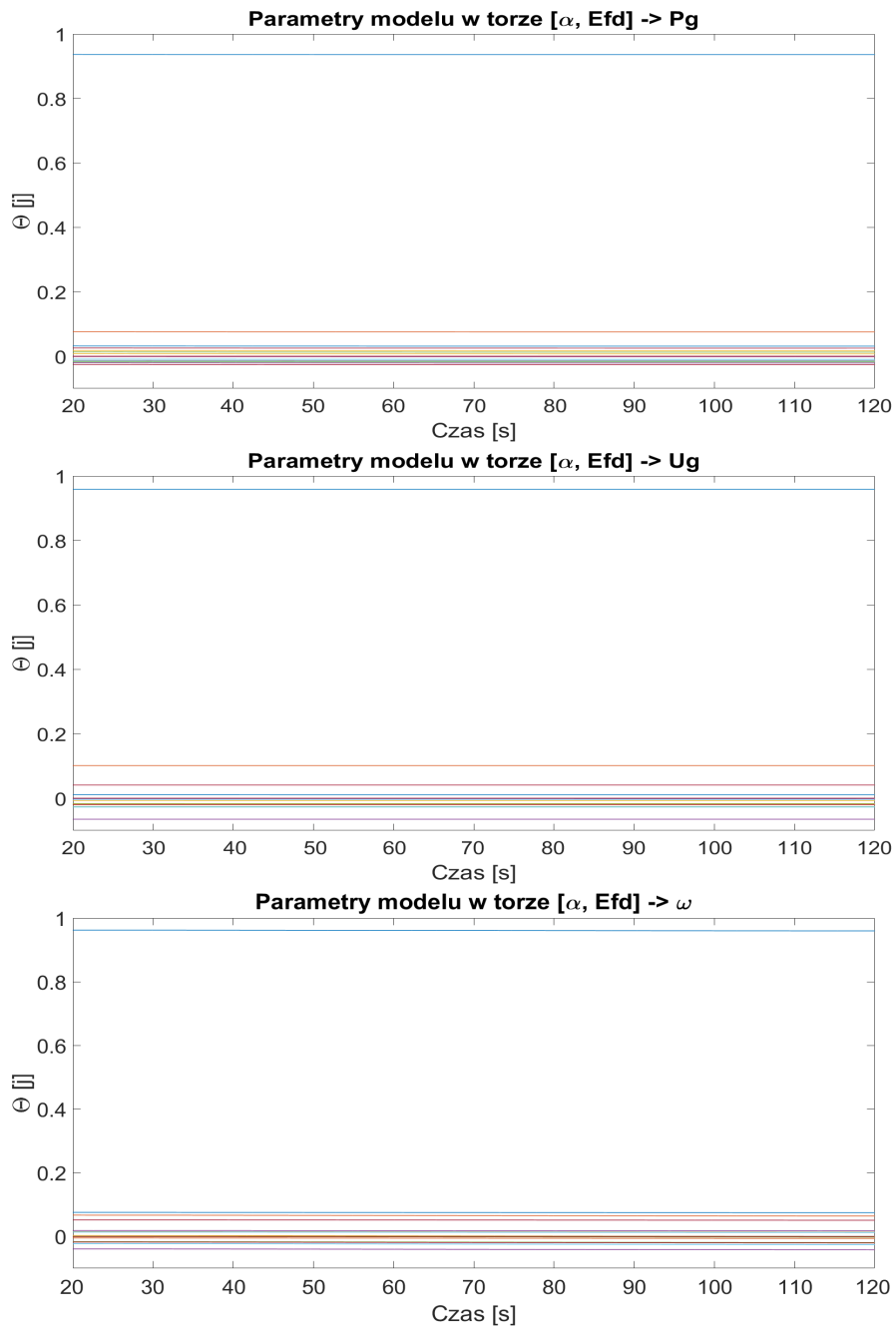
$$\underline{\theta}_3(k) = [c_1, c_2, \dots, c_{21}]^T.$$

Pomimo tego że największa złożoność modelu występuje jedynie w torze otwarcie zaworu sterującego - napięcie generatora, zdecydowano się przyjąć a priori 7 rząd modelu we wszystkich rozpatrywanych torach przetwarzania informacji ($d_{AD}, d_{AG}, d_{AN}, d_E, d_H, d_P, d_C, d_D, d_F$ równe 7). Podyktowane to było próbą znalezienia modelu, który będzie dobrze odwzorowywał dynamikę obiektu, a jednocześnie nie będzie zbyt rozbudowany. Wyniki badań eksperymentalnych potwierdziły słuszność tego wyboru.

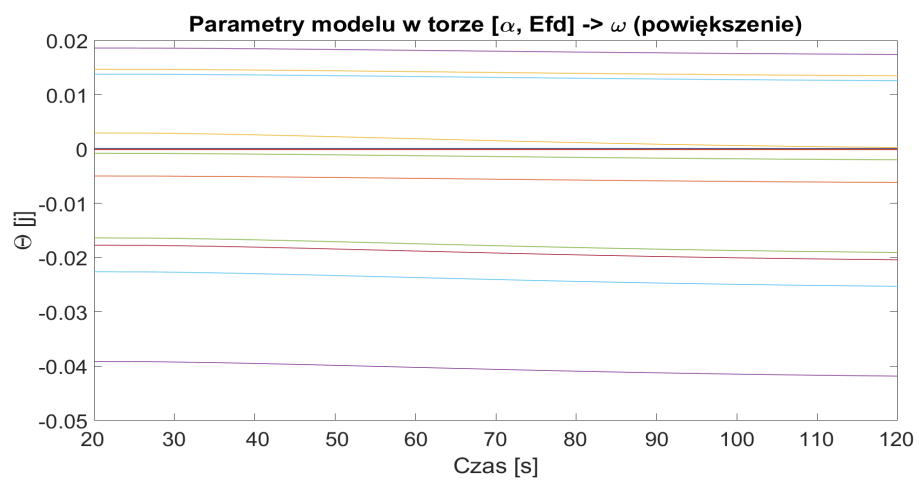
Rysunek 5.21 przedstawia wartości parametrów modelu zmieniające się

w czasie w wyniku pracy algorytmu RLS. Przyjęto okres próbkowania $T_p = 0.01s$. Wybór takiego okresu próbkowania podyktowany jest, z jednej strony koniecznością dostosowania rozwiązania do szybkiej dynamiki generatora, a z drugiej strony technicznymi możliwościami realizacji układu regulacji. Wyniki przedstawiają korektę wybranych parametrów po zmianie punktu pracy (skok mocy czynnej o 20%) w momencie $t = 20s$. W ciągu trzech sekund algorytm dokonuje korekty parametrów, których wartości stabilizują się na nowym poziomie, odpowiednim dla aktualnego punktu pracy. Powiększenie fragmentu przebiegu zmiany parametrów pokazano na rysunku 5.22

5. Modele złożone i uproszczone elementów obiektu sterowania ...



Rys. 5.21: Parametry modelu identyfikowane on-line (RLS).



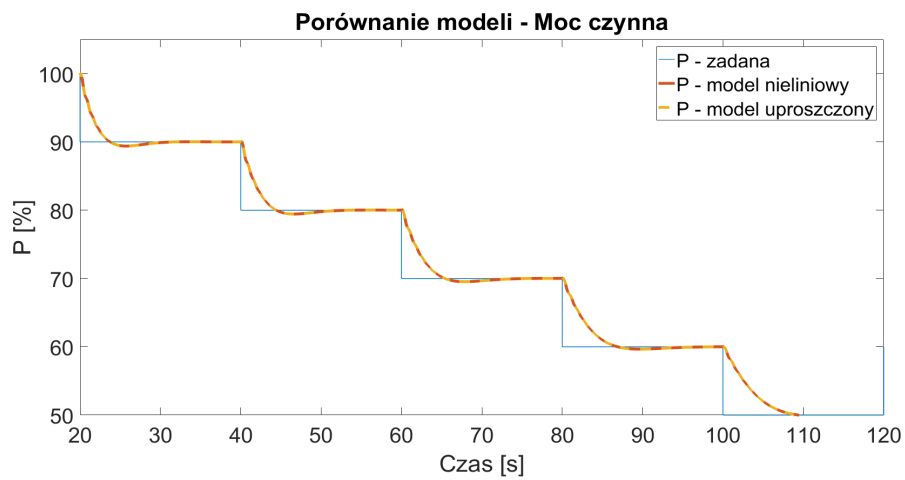
Rys. 5.22: Zmiana parametrów modelu w czasie.

Tab. 5.2: Parametry modelu zidentyfikowane on-line (RLS) - punkt pracy $P_g = 50\%$.

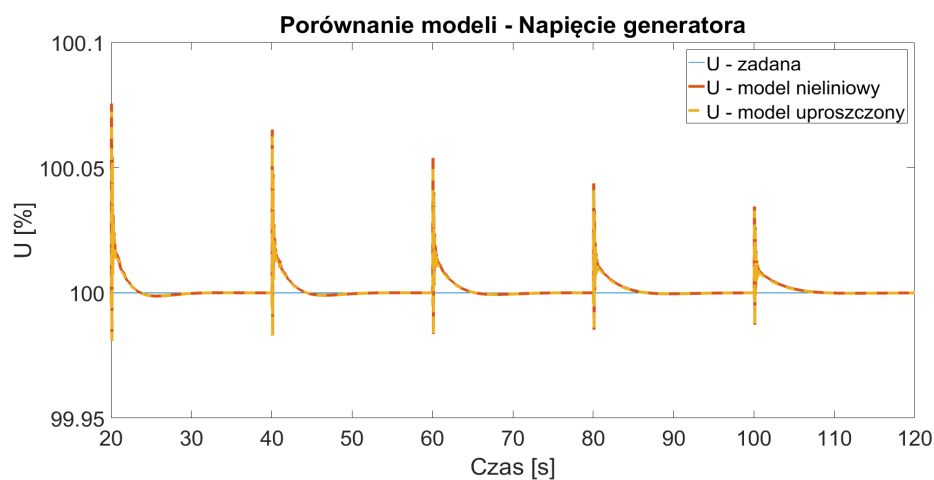
Parametr	$P_g(\alpha, E_{fd})$	$U_g(\alpha, E_{fd})$	$\omega(\alpha, E_{fd})$
1	0,03113	0,01003	0,07417
2	-0,01412	-0,02031	-0,00648
3	0,00715	-0,00740	0,01319
4	-0,00165	-0,00121	0,01718
5	-0,01780	-0,01695	-0,00214
6	-0,01505	-0,00336	0,01249
7	0,02510	0,04105	0,05077
8	0,93610	0,95860	0,95950
9	0,07549	0,10120	0,06400
10	0,01704	-0,01862	0,00011
11	-0,02123	-0,06521	-0,42090
12	0,01251	-0,02657	-0,01945
13	-0,00962	-0,02743	-0,02560
14	-0,02596	-0,01974	-0,02072
15	0,00008	0,00007	0,00011
16	-0,00016	-0,00013	-0,00013
17	0	0	0
18	0	0	0
19	0	0	0
20	0	0	0
21	0	0	0

W celu weryfikacji poprawności opracowanych modeli, w ramach symu-

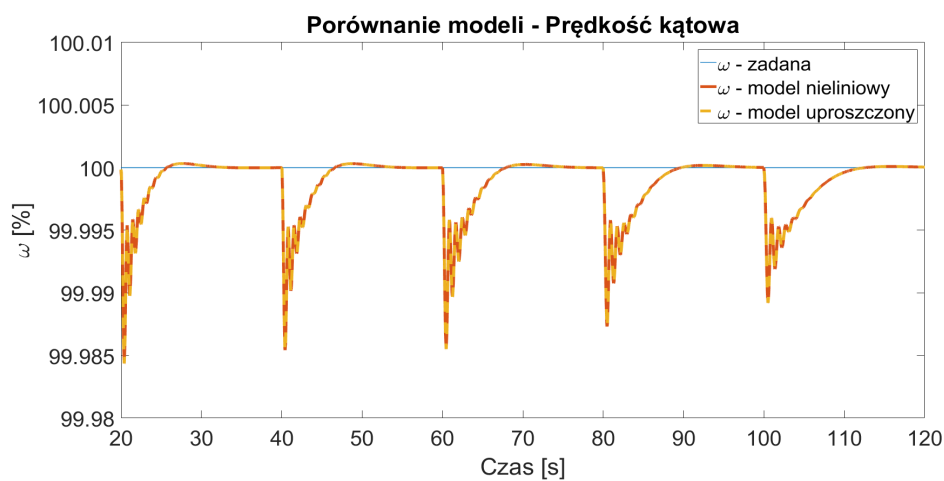
lacyjnych badań testowych, porównano przebieg mocy czynnej otrzymany z wykorzystaniem złożonego nieliniowego modelu turbosespołu z przebiegiem mocy czynnej z zastosowaniem proponowanego modelu uproszczonego w obecności układów regulacji QDMC turbiny i generatora. Przeprowadzono eksperyment polegający na skokowej zmianie zadanej mocy czynnej (zmiana punktu pracy). Wyniki przedstawiono na (rys. 5.23-5.25).



Rys. 5.23: Porównanie przebiegu mocy czynnej dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.



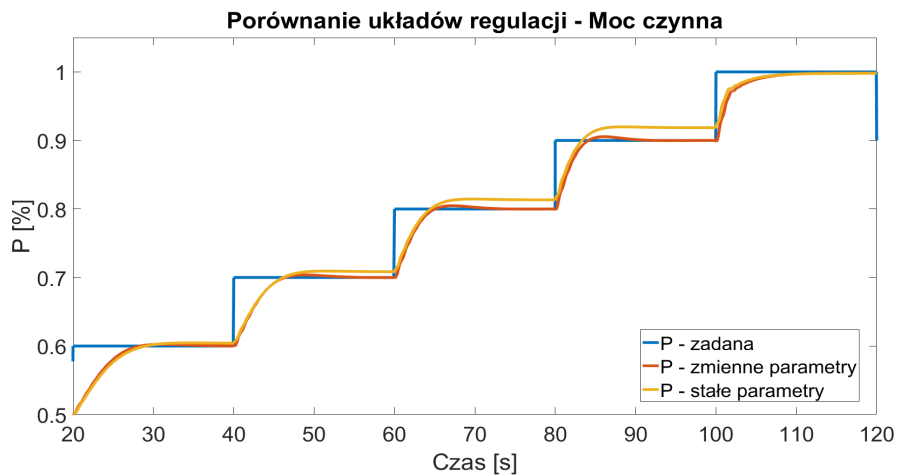
Rys. 5.24: Porównanie przebiegu napięcia generatora dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.



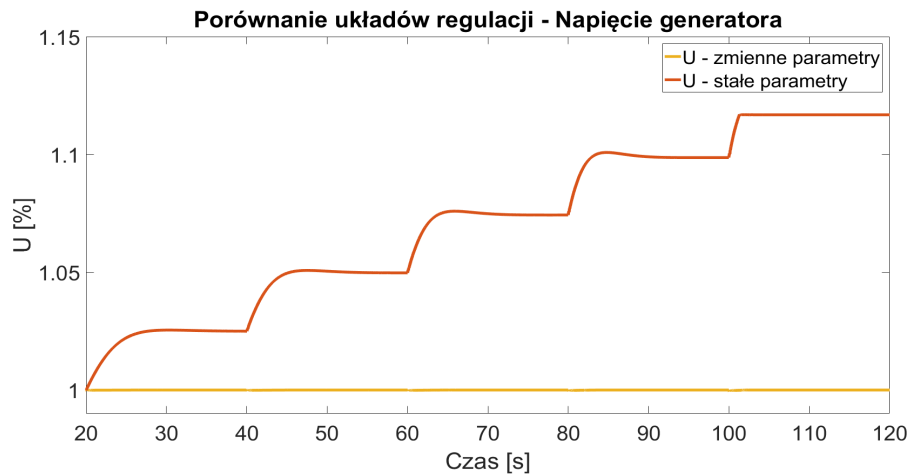
Rys. 5.25: Porównanie przebiegu prędkości obrotowej dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.

Otrzymane przebiegi mocy czynnej, napięcia generatora i prędkości kątownej przedstawiają zgodność uproszczonego modelu liniowego o parametrach identyfikowanych on-line metodą RLS z nieliniowym modelem złożonym pomimo zmiany punktu pracy.

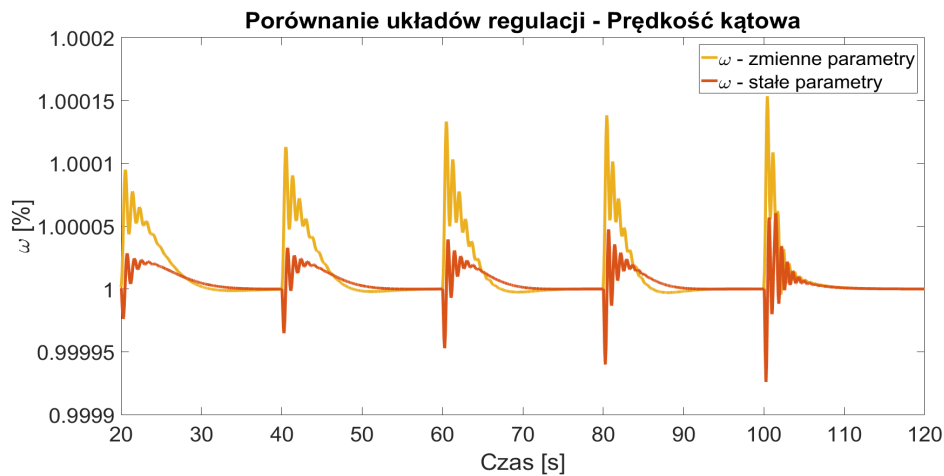
W celu weryfikacji konieczności zmiany parametrów modeli wykorzystywanych przez algorytmy regulacji predykcyjnej on-line, porównano działanie regulatorów DMPC z wykorzystaniem RLS i z parametrami dla jednego punktu pracy ($P_g = 50\%$, tab. 5.2). Na potrzeby badań wykorzystano stałe parametry w torach $\alpha, E_{fd} - P_g$ i $\alpha, E_{fd} - U_g$. Otrzymane wyniki przedstawiają rysunki 5.26-5.28. Po przyjęciu stałych parametrów również w torze $\alpha, E_{fd} - \omega$, układ z regulatorem DMPC przestał nadążać za wartością zadaną mocy i w związku z tym otrzymane przebiegi nie zostaną przedstawione.



Rys. 5.26: Porównanie przebiegu mocy czynnej dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.



Rys. 5.27: Porównanie przebiegu napięcia generatora dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.



Rys. 5.28: Porównanie przebiegu prędkości obrotowej dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.

Wyniki potwierdzają znaczące pogorszenie się jakości sterowania wraz z oddalaniem się od punktu pracy ($P_g = 50\%$). Podczas zwiększania mocy zadanej, zwiększa się błąd w stanie ustalonym zarówno dla mocy czynnej, jak i napięcia. Dla mocy czynnej bliskiej 100% mocy nominalnej błąd znacząco

się zmniejsza, co jest spowodowane działaniem ograniczenia na maksymalne otwarcie zaworu sterującego. Dodatkowo, przyjęcie stałych parametrów również dla części modelu opisującej zmianę prędkości kątowej prowadzi do błędnego działania całego układu regulacji w całym zakresie zmiany punktu pracy. Wyniki te potwierdzają zasadność wykorzystania uproszczonych modeli liniowych o zmiennych parametrach na potrzeby syntezy układów regulacji automatycznej. Ponadto, możliwe jest zastosowanie modyfikacji odpornościowych algorytmu RLS, które pozwalają zabezpieczyć algorytm przed błędami estymacji parametrów. Praca algorytmów regulacji predykcyjnej bazujących na błędnych modelach może doprowadzić do poważnych zakłóceń pracy turbozespołu. W związku z tym, zapewnienie poprawności estymacji parametrów modeli jest istotne ze względów bezpieczeństwa. W rozprawie zakłada się poprawną pracę algorytmów estymacji parametrycznej. Wyniki eksperymentalnych badań testowych dotyczące modyfikacji typu martwa strefa, wyciek i projekcja zwiększających odporność algorytmu RLS przedstawiono w [67].

6 Struktury i algorytmy sterowania elementów systemu turbina-generator

W celu zaprojektowania kooperującego układu regulacji turbozespołu podzielono układ złożony na części i opracowano lokalne układy sterowania dla każdego z elementów składowych (turbina i generator). W pierwszej kolejności przeanalizowano klasyczne metody sterowania bazujące na regulacji proporcjonalno-całkującej, które są powszechnie stosowane i które można znaleźć w normach (omówione zostaną w rozdziale 6.2). Konstruowane są one typowo w oparciu o model matematyczny generatora, który został zlinearyzowany w punkcie pracy (dla określonego poziomu mocy czynnej) przy użyciu metod syntezy układów regulacji dla obiektów liniowych. Przy zmiennym zapotrzebowaniu na energię elektryczną, skokach zapotrzebowania na moc, zmianach prędkości obrotowej wału, następuje zmiana punktu pracy generatora, w stosunku do tego, który został przyjęty w trakcie syntezy klasycznych układów regulacji. Prowadzi to do pracy regulatora układu wzbudzenia w warunkach dalekich od optymalnych. Rozważanym w pracy problemem jest stabilizacja napięcia generatora synchronicznego oraz nadążanie za trajektorią mocy czynnej przy występujących zakłóceniach o charakterze wewnętrznym i zewnętrznym w postaci zmiany ciśnienia pary, zmiany napięcia systemu elektroenergetycznego oraz zmiany zapotrzebowania na ciepło. W ramach badań przeanalizowano zastosowanie nieliniowych regulatorów rozmytych [68], układy z harmonogramowaniem wzmocnień [66] oraz układów regulacji z modelami liniowymi, których parametry identyfikuje się w każdym kroku działania algorytmu, co pozwala na pracę systemu w szerokim zakresie zmian punktu pracy [65]. Wybór takich metod sterowania podyktowany jest z jednej strony ograniczeniami metod klasycznych (wykorzy-

stanie modeli liniowych dla punktu pracy), a z drugiej złożonością problemu obliczania optymalnego rozwiązania zadania sterowania z wykorzystaniem modeli nieliniowych (np. nieliniowa regulacja MPC). Ponadto, takie algorytmy mogą być trudne w praktycznej implementacji, a przy tym pojawia się ryzyko znalezienia jedynie optimum lokalnego [75]. W dalszej części rozdziału przedstawiono klasyczne struktury sterowania turbiny i generatora, przegląd analizowanych zaawansowanych metod sterowania oraz dokładny opis proponowanego rozwiązania - regulatora MPC wykorzystującego model o parametrach identyfikowanych w zależności od punktu pracy. Istotne jest również określenie kryteriów jakości sterowania - co przedstawiono w kolejnym podrozdziale. W rozprawie przyjmuje się zmienne otoczenie turbozespołu, w którym on pracuje, co rozumiane jest jako zmiana wartości zmiennych wejściowych generatora spowodowana pracą SEE (zmiana zapotrzebowania na moc czynną P_g i bierną Q_g poprzez zmianę amplitudy i częstotliwości napięcia U_s i ω_s), zmiana od strony reaktora i wytwornicy pary (zmiana ciśnienia pary przed zaworem sterującym p_w) oraz zmiana obciążenia cieplnego (zmienny pobór pary z przelotni turbiny na potrzeby kogeneracji \dot{m}_k).

6.1 Kryterium jakości sterowania

Celem zastosowania zaawansowanych algorytmów sterowania jest poprawa jakości regulacji w stosunku do rozwiązań klasycznych. W ogólności, jako kryteria jakości, przyjmuje się: wielkość odchylenia dynamicznego ϵ_p (największej, przejściowej, odchyłki od wartości zadanej napięcia), czas regulacji t_r (czasu, po którym odchyłka od wartości zadanej jest mniejsza niż pewna odchyłka ϵ_r) oraz czas narastania t_n (czas, w którym wielkość sterowana zwiększy się od 10% do 90%) lub szybkość narastania $\Delta Y/\Delta t$ (stosunek zmiany wartości sygnału do czasu, w jakim ta zmiana nastąpiła). Instrukcja ruchu

i eksploatacji sieci przesyłowej [59] podaje dla regulatora napięcia generatora U_g wartości $t_r \leq 0,3s$ dla $\epsilon_r \leq 0,5\%$ i skoku o 10% wartości oraz $\epsilon_p \leq 10\%$ przy biegu jałowym generatora, $\epsilon_p \leq 15\%$ podczas rozruchu, a szybkość regulacji musi być większa niż $1,5U_n/s$. W literaturze [41] można również znaleźć przedstawienie kryteriów oceny jakości regulacji dla regulatora turbiny. Jako kryteria w czasie normalnej pracy generatora podaje się odchylenie standardowe (6.1) obliczane dla n pomiarów co 15 minut w okresie jednego miesiąca

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (f_i - f_{zad})^2}. \quad (6.1)$$

Drugim kryterium jest ilość i czas odchyłek o 50 mHz od częstotliwości nominalnej. Trzecim kryterium jakości, jakie musi spełniać system sterowania, jest wymaganie zawierania się przebiegu częstotliwości wewnątrz tzw. *charakterystyki trąbkowej* po nagłej skokowej zmianie obciążenia. Krzywą opisują dwa równania (6.2) i (6.3).

$$H(t) = f_0 \pm Ae^{-t/T} \quad \text{dla } t \leq 900 \text{ s}, \quad (6.2)$$

$$H(t) = \pm 20 \text{ mHz} \quad \text{dla } t \geq 900 \text{ s}, \quad (6.3)$$

gdzie:

$t = 900 \text{ s}$ - czas stabilizacji równy 15 min, A - współczynnik szerokości charakterystyki trąbkowej zależny od wielkości zakłócenia mocy oraz charakterystyki SEE. Polski SEE należy do europejskiego systemu UCTE, dla którego szerokość charakterystyki określana jest jako (6.4).

$$A = 1,2 \left(\frac{|\Delta P_0|}{\alpha_e K_{fMW/Hz}} + 0,030 \right), \quad (6.4)$$

gdzie:

α_e - udział obszaru regulacyjnego w produkcji energii,

$K_{\text{MW/Hz}}$ - mocowy równoważnik częstotliwości określający zmianę mocy w MW przypadającą na zmianę częstotliwości o 1 Hz określany dla całego systemu. W oparciu o te wymagania można określić, że przy skokach rzędu kilkuset MW (np. wypadnięcie bloku wytwórczego) dopuszczalna chwilowa zmiana częstotliwości wynosi kilkadziesiąt mHz, a po 15 minutach odchyłka powinna być mniejsza niż 20 mHz [41].

W celu opracowania regulatora predykcyjnego, konieczne jest określenie funkcji kryterialnej, która posłuży do poszukiwania optymalnego sygnału sterującego. W kontekście rozprawy oznacza to taki sygnał sterujący, który minimalizuje uchyb sterowania (przy stabilizacji napięcia i prędkości obrotowej generatora przy nadażaniu za trajektorią zadaną mocy czynnej). Każde z przedstawionych kryteriów ma odmienny charakter i odpowiada za ograniczenie zakłóceń wielkości sterowanych (częstotliwość, amplituda i czas zanikania oscylacji napięcia, mocy i prędkości obrotowej generatora). Każde z powyższych ograniczeń ma inną naturę, przez co konieczne jest znalezienie takiej funkcji, która pozwoli zagregować wymagania wynikające z instrukcji ruchu i eksploatacji. Dodatkowym składnikiem funkcji kryterialnej, o której może zostać rozszerzona, są wartości zmian sygnału sterującego (zmiana napięcia wzbudzenia ΔE_{fd} i zmiana otwarcia zaworu sterującego $\Delta\alpha$). Takie rozszerzenie kryterium pozwala na określenie, jaka jest jakość regulacji w odniesieniu do jej kosztu (wydatku energetycznego na sterowanie). Proponowany w rozprawie układ regulacji, którego opis znajduje się w dalszej części rozdziału, korzysta z modelu turbozespołu jako całości, a co za tym idzie, musi uwzględniać jednocześnie wskaźniki jakości dotyczące zarówno amplitudy, jak i częstotliwości napięcia. Dlatego, jako kryterium oceny jakości regulacji w rozprawie proponuje się kryterium ITSE – całkę kwadratów błędów pomnożonego przez czas - dla trzech wielkości sterowanych: napięcia

U_g , mocy P_g i częstotliwości ω_g . Kryterium to pozwala ocenić dokładność stabilizacji amplitudy i częstotliwości napięcia (minimalizacja błędu w stanie normalnej pracy) oraz uwzględnić czas stabilizacji zwiększając wagę błędu w późniejszych chwilach (zmniejszanie się zakłóceń zgodnie z *charakterystyką trąbkową*). Proponowane kryterium ITSE jest wykorzystywane w ramach rozprawy w celu porównania jakości różnych analizowanych układów sterowania. Tak określone kryterium można przedstawić jako (6.6). Stanowi ono punkt wyjścia do rozważań dotyczących wyboru najlepszego układu regulacji (tzn. takiego, który zapewnia najniższą wartość wskaźnika w porównaniu do pozostałych).

Kryteria (6.5) i (6.6) agregują wskaźniki jakości (6.1)-(6.4) poprzez uwzględnienie odchyłek napięcia U_g , mocy czynnej P_g i częstotliwości ω_g od wartości zadanych. Dzięki temu brane są pod uwagę wszelkie odchyłki i oscylacje tych wielkości. W przedstawionych kryteriach występują wielkości fizyczne mające zupełnie inny charakter. W celu wykorzystania ich w jednym kryterium konieczne jest ich odpowiednie przeskalowanie. W związku z tym, wykorzystano wartości względne tych wielkości odniesione do ich wartości nominalnych. Dodatkowo, zastosowano wagi (a, b, c, d, e), które mają umożliwić zmianę wpływu każdego ze składników sumy na ostateczną wartość wskaźnika w celu zwiększenia wpływu któregoś z kryteriów składowych. Kryterium (6.6) stanowi rozszerzenie (6.5) o czas t pełniący funkcję wagi. Będzie ono w ramach rozprawy wykorzystywane w celu oceny jakości proponowanych algorytmów sterowania.

$$f_{\text{ISE}} = \int a(U_{\text{gzad}} - U_g)^2 + b(\omega_{\text{gzad}} - \omega_g)^2 + c(P_{\text{gzad}} - P_g)^2 + d\Delta E_{fd}^2 + e\Delta\alpha^2 dt, \quad (6.5)$$

$$f_{\text{ITSE}} = \int [a(U_{\text{gzad}} - U_g)^2 + b(\omega_{\text{gzad}} - \omega_g)^2 + c(P_{\text{gzad}} - P_g)^2 + d\Delta E_{fd}^2 + e\Delta\alpha^2] t dt, \quad (6.6)$$

gdzie:

P_g, P_{gzad} - moc czynna i wartość zadana mocy czynnej,

U_g, U_{gzad} - napięcie i wartość zadana napięcia,

$\omega_g, \omega_{\text{gzad}}$ - prędkość obrotowa i wartość zadana prędkości obrotowej,

a, b, c, d, e - wagi.

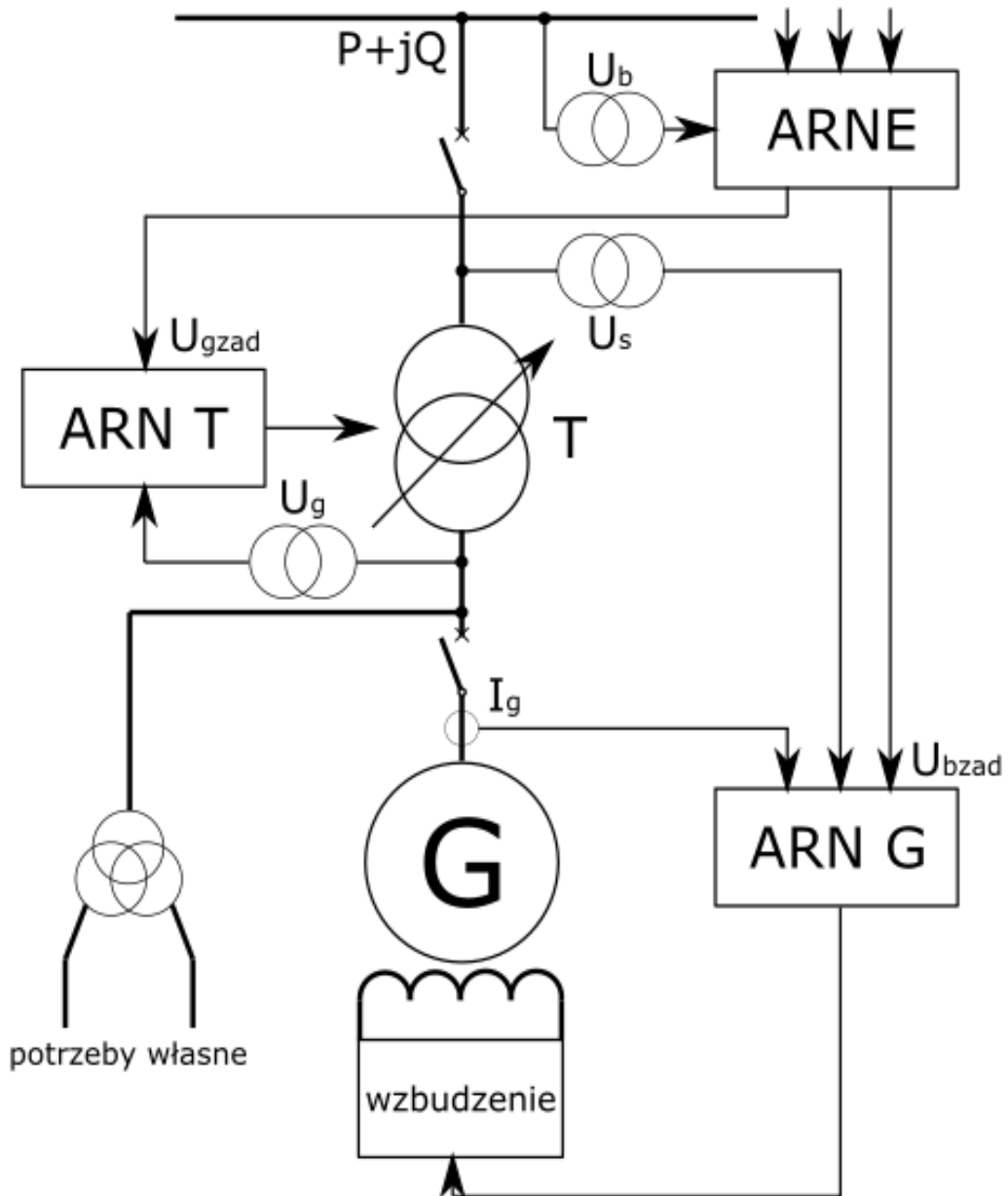
6.2 Klasyczne struktury sterowania

Analizę lokalnych układów regulacji rozpoczęto od przeglądu powszechnie stosowanych rozwiązań, znajdujących się w literaturze. Przeanalizowano między innymi układy regulacji turbiny [50], stabilność regulacji prędkości turbozespołów [48], [24], systemy sterowania bloków jądrowych [49] czy też regulację systemu elektroenergetycznego [41]. W większości przypadków stosowane są regulatory liniowe, najczęściej są to układy bazujące na zasadzie regulacji proporcjonalno-całkującej (PI). Układy te dodatkowo wyposażone są w szereg zabezpieczeń i ograniczeń zapewniających bezpieczeństwo pracy turbozespołu ([49], [41]). Nadto, układy te otrzymują wartości zadane napięcia i mocy od zewnętrznych układów sterowania dbających o zapewnienie odpowiednich parametrów w całym SEE i o odpowiednie rozłożenie obciążenia pomiędzy bloki wytwórcze.

6.2.1 Warstwowa struktura sterowania

W przypadku regulatora generatora i amplitudy napięcia U_g , za sterowanie odpowiada regulator stacyjny ARNE (automatyczna regulacja napięcia elektrowni) (rys. 6.1). Odpowiada on za koordynację pracy układu regulacji transformatorów blokowych i generatorów. ARNE wypracowuje wartości zadane dla regulatorów poszczególnych generatorów (ARN G), które odpowiadają za utrzymanie napięcia po dolnej stronie transformatora. Jest to regulacja ciągła i szybka. W przypadku układów regulacji napięcia transformatorów (ARN T), ARNE wpływa na wybór przekładni transformatora. Jest to proces powolny i skokowy (skokowa zmiana przełączenia zacze- pów transformatora). W związku z narzuconymi wymaganiami funkcjonalnymi, układ automatycznej regulacji napięcia elektrowni [41]:

- reguluje napięcia poszczególnych szyn stacji wysokiego napięcia lub moc bierną generowaną przez generatory,
- otrzymuje wartości zadane napięcia lub mocy biernej,
- kontroluje, czy obciążenia transformatorów są w dopuszczalnym zakresie,
- kontroluje, czy napięcia generatorów są w dopuszczalnym zakresie,
- ma aktualne pomiary napięć i mocy biernej oraz informację o położeniu zacze- pów transformatorów,
- priorytetowo wykorzystywana jest regulacja generatorów, a ARNE zmie- nia położenie zacze- pów transformatorów dopiero, gdy ta nie jest wy- starczająca,
- utrzymuje równe obciążenie generatorów poprzez przekazywanie takich samych wartości zadanych,



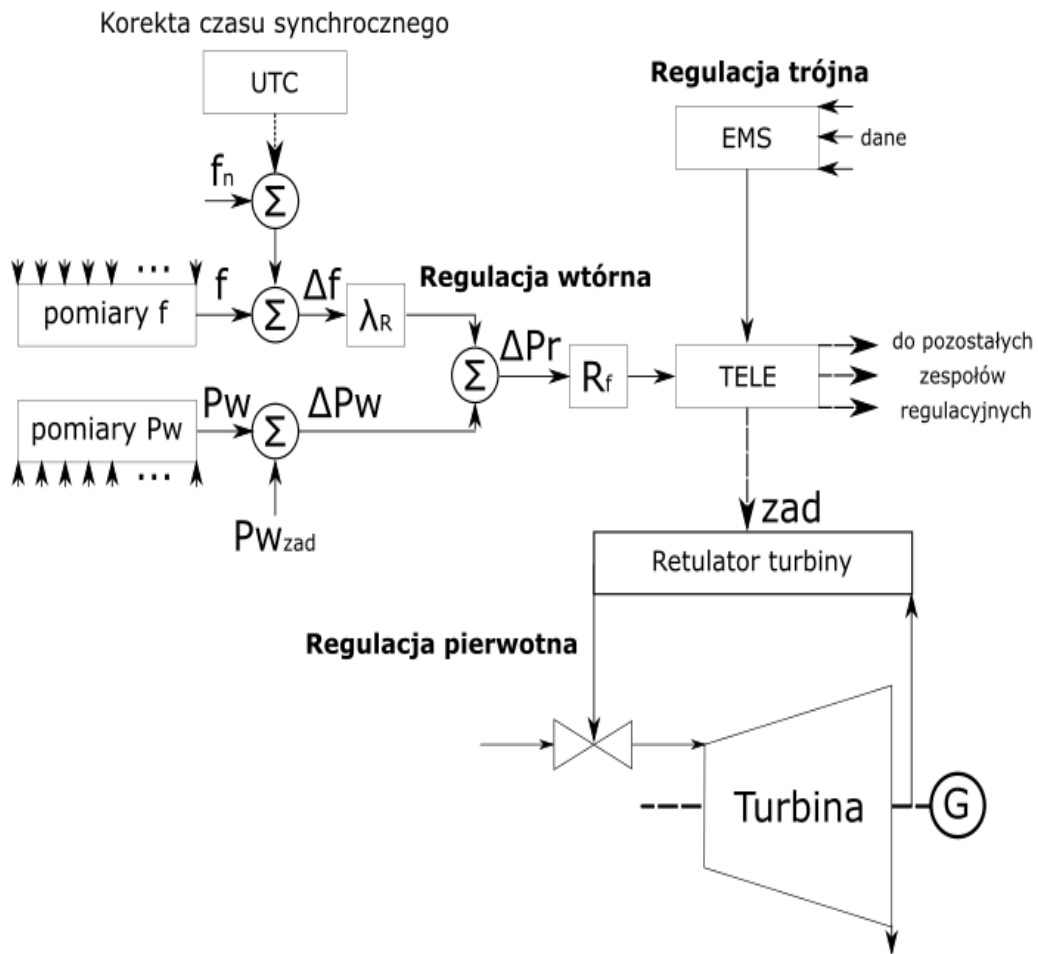
Rys. 6.1: Automatyka regulacji napięcia elektrowni [41].

- w przypadku osiągnięcia granicy regulacji generatorów, zmienia położenie zaczeów transformatorów,
- może wyłączyć każdy z bloków wytwórczych,

- w przypadku, gdy wszystkie generatory są wyłączone z pracy, do regulacji wykorzystuje jedynie zmianę położenia zaczełów transformatorów,
- zapewnia odpowiednie opóźnienie regulacji w celu uniknięcia częstych zmian wielkości regulowanych.

W ramach rozprawy ARNE i układ regulacji transformatora, które stanowią inną warstwę sterowania, nie będą bardziej analizowane. Ponieważ transformator blokowy i układ automatycznej regulacji napięcia stanowią otoczenie analizowanego układu turbina-generator, nie mogą zostać pominięte w symulacyjnych badaniach testowych, jednakże w ramach rozprawy przyjmuje się szereg uproszczeń. Transformator blokowy uwzględniany jest jako odpowiednia zmiana rezystancji i reaktancji generatora (rozdział 5), przyjmuje się stałe położenie zaczełów transformatora ($\gamma = 20$, transformator o przełożeniu 400/20 kV jak w elektrowni Kozienice [86]), a wartość zadana napięcia jest równa napięciu nominalnemu. Klasyczna struktura układu automatycznej regulacji napięcia generatora zostanie przedstawiona w dalszej części rozdziału.

Za obliczenie wartości zadanej regulatora turbiny odpowiadają układy regulacji wtórnej oraz trójnej (rozdział 4). Schemat struktury układu sterowania przedstawia rysunek 6.2. W takim układzie regulacja pierwotna odpowiada za utrzymanie częstotliwości napięcia przy stałych wartościach zadanych mocy [41]. Regulacja wtórna ma za zadanie określenie wartości zadanych dla regulatorów turbin na podstawie pomiarów częstotliwości i mocy wymiany (przepływ pomiędzy obszarami sterowania w SEE) w różnych miejscach systemu. W celu określenia jednej wartości zadanej, bazując na pomiarach zarówno częstotliwości, jak i mocy, wprowadza się mocowy równoważnik częstotliwości $K_{\text{MW/Hz}}$, który pozwala określić jaka zmiana mocy jest wymagana, aby zmienić częstotliwość o pewną wartość. Wartość tego



Rys. 6.2: Regulacja wtórna i trójna [41].

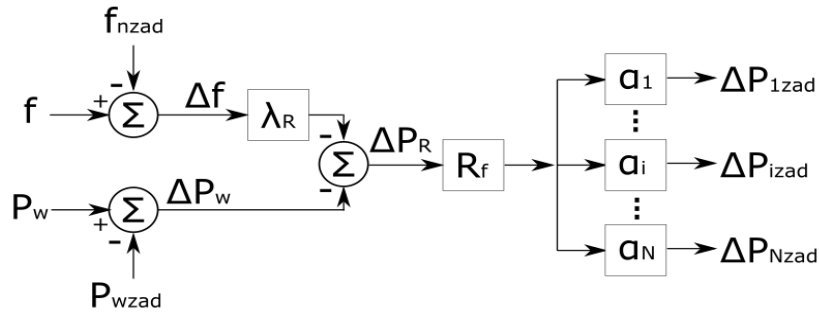
wskaźnika określana jest dla całego systemu, a następnie na tej podstawie określa się współczynnik λ_R , który odpowiada mocowemu równoważnikowi częstotliwości określonego dla danego obszaru regulacyjnego w zależności od jego udziału α w całości systemu (6.7), rysunek 6.3.

$$\lambda_R = \alpha_e K_{fMW/Hz}, \quad (6.7)$$

gdzie:

α_e - udział obszaru regulacyjnego w produkcji energii.

W takim przypadku celem regulacji jest spełnienie warunku:



Rys. 6.3: Regulacja mocy i częstotliwości [41].

$$\Delta P_R = -(\Delta P_W + \lambda_R \Delta f) = 0, \quad (6.8)$$

Oznacza to wyzerowanie uchybu poprzez wyzerowanie obu składników sumy bądź też składniki się zniosą tj. $\Delta P_W = -\lambda_R \Delta f$.

Regulacja trójna ma natomiast, przez zmianę mocy zadanej i załączanie/odłączanie zespołów wytwórczych, za zadanie:

- zapewnienie odpowiedniej rezerwy na potrzeby regulacji wtórnej,
- optymalizację rozdziału mocy pomiędzy zespoły wytwórcze,
- zapewnienie pasma regulacji na potrzeby regulacji wtórnej.

Zadanie to jest realizowane przez system zarządzania energią (EMS, ang. *Energy Management System*), który ponadto, dba o bezpieczeństwo pracy SEE [41]. Dodatkowo, struktura jest rozbudowana o system korekty czasu synchronicznego. System ten porównuje wskazania zegarów z czasem uniwersalnym (UTC, ang. *Universal Time Coordinated*) i określa, jaką korektę częstotliwości należy zastosować w SEE, aby zegary bazujące na częstotliwości sieciowej wskazywały poprawny czas. Działanie tego układu powoduje wprowadzanie korekt wartości zadanych częstotliwości o $\pm 0,01\text{Hz}$ przez krótkie okresy.

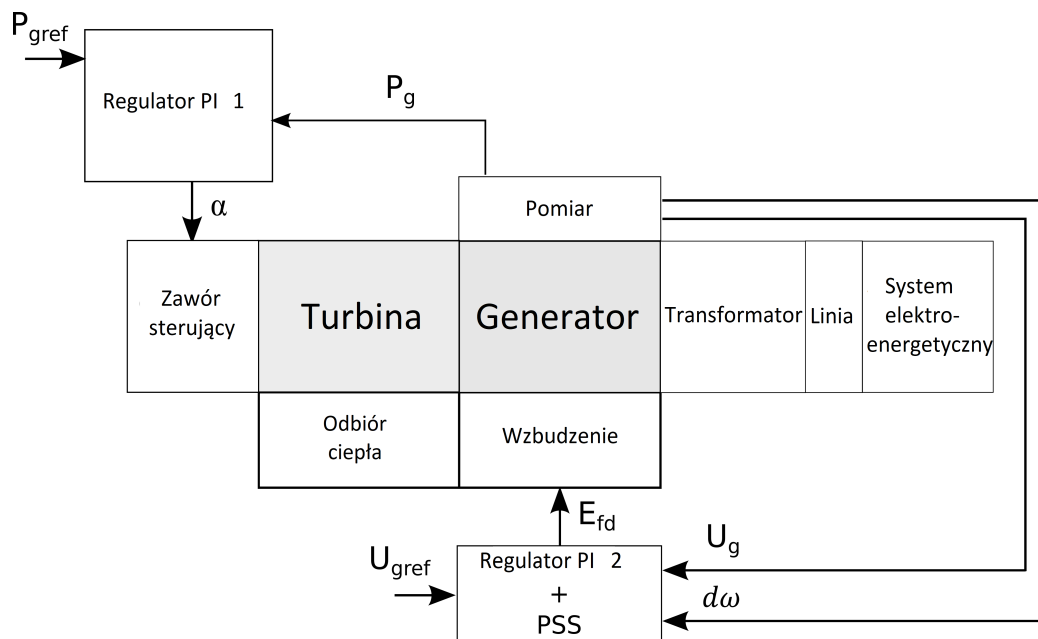
W ramach rozprawy regulacja wtórna i trójna nie będą bardziej analizowane. Ponieważ stanowią one otoczenie analizowanego układu turbina-

generator, nie mogą zostać pominięte w symulacyjnych badaniach testowych, jednakże w ramach rozprawy przyjmuje się pewne uproszczenie. Zgodnie z nim regulator turbiny otrzymuje z góry zadaną trajektorię mocy P_{gzad} odpowiadającą scenariuszowi testowemu. Klasyczna struktura układu automatycznej regulacji turbiny zostanie przedstawiona w dalszej części rozdziału.

6.2.2 Regulator turbiny

Na rysunku 6.4 przedstawiono uproszczony schemat turbiny parowej współpracującej z generatorem synchronicznym, który jest sprzęgnięty z siecią elektroenergetyczną. Na schemacie tym przedstawiono również typowe struktury systemu sterowania z dwoma głównymi pętlami regulacji. Regulator PI_1 w pierwszej pętli sterowania, reguluje moc czynną generatora poprzez manipulowanie przepływem pary do turbiny, a w konsekwencji wpływa na moment obrotowy na wale zespołu. Moc czynna generatora jest proporcjonalna do momentu obrotowego, a zatem dostarczana energia mechaniczna i odbierana elektryczna muszą się równoważyć (z dokładnością do strat - mechanicznych, cieplnych i innych). W tym samym czasie gdy regulator PI_2 w drugiej pętli sterowania reguluje napięcie na zaciskach generatora poprzez manipulowanie napięciem wzbudzenia (nieliniowa zależność między sygnałem regulatora a napięciem prostownika jest odpowiednio kompensowana [41]). Drugi regulator zazwyczaj współpracuje z stabilizatorem systemowym [37]. Stabilizator systemowy generuje dodatkowy sygnał sterujący dla regulatora PI_2 , który tłumi potencjalne oscylacje elektromechaniczne i poprawia stabilność dynamiczną zespołu turbina-generator podłączonego do sieci energetycznej (rys. 6.4).

W raporcie technicznym IEEE [35] przedstawiono szereg modeli stosowanych obecnie układów regulacji turbiny na potrzeby analizy systemów



Rys. 6.4: Typowa struktura układu sterowania zespołem turbina-generator.

energetycznych. Podstawowym modelem zawartym w tym opracowaniu jest prosty model układu sterowania IEEE1 i bardziej złożony TGOV5, który uwzględnia również zmiany częstotliwości napięcia i mocy elektrycznej, ale rozbudowany jest głównie o dynamikę paliwa (spalanie węgla) oraz regulator walczaka kotła parowego. Ze względu na charakter rozpatrywanego w rozprawie obiektu (elektrownia jądrowa), model ten nie będzie analizowany w dalszej części rozprawy. W opracowaniu tym turbinę modeluje się jako szereg inercji pierwszego rzędu, a jako system sterowania przyjmuje się proste układy PID z ograniczeniami.

Proponowany w normach układ sterowania jest układem liniowym mającym za zadanie stabilizację prędkości i regulację mocy czynnej. W literaturze można też spotkać uproszczenie tego układu do pojedynczego regulatora PI mocy [24]. Podejście opisywane w normach stanowi punkt odniesienia w dalszych rozważaniach.

Analizę stabilności układów regulacji prędkości turbozespołów parowych napędzających generatory synchroniczne można znaleźć w opracowaniu [48]. Bazuje ono głównie na określeniu funkcji przejścia generatora i analizie w oparciu o kryterium Nyquista.

W takim podejściu, poprzez stosowanie modeli liniowych, nie jest uwzględniona nieliniowość turbiny, a co za tym idzie, ich parametry są optymalne jedynie w otoczeniu nominalnego punktu pracy. W związku z tym, zakładając pracę zespołu turbogeneratora przy zmiennym obciążeniu, wydaje się zasadnym opracowanie układów regulacji działających optymalnie w szerokim zakresie zmian punktu pracy.

6.2.3 Regulator generatora

Klasyczny układ regulacji generatora składa się z regulatora wzbudzenia (regulator PI), którego zadaniem jest utrzymywanie stałej wartości napięcia generatora oraz ze stabilizatora systemowego, który poprzez korektę wartości zadanej, minimalizuje oscylacje mocy wywoływane działaniem regulatora wzbudzenia.

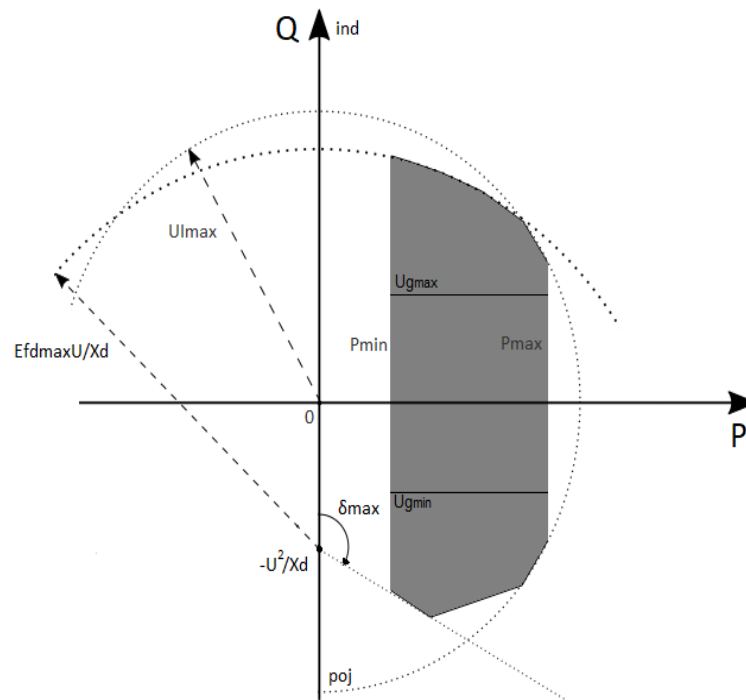
W rozprawie, jako klasyczny układ regulacji generatora, przyjęto również w oparciu o normę IEEE (421.5-2005), układ z regulatorem ST1A i stabilizatorem systemowym PSS1A [6]. Jest to układ oparty o bloki całkująco-różniczkujące z ograniczeniami, którego zasada działania jest zbliżona do klasycznego regulatora PID. Nadto, struktura ta jest rozbudowana o człon stabilizujący (stabilizator systemowy) tworzący dodatkową pętlę sprzężenia zwrotnego od prędkości lub mocy generatora. Człon ten ma za zadanie ograniczenie powstających w systemie oscylacji napięcia. Modele matematyczne, zawarte w normie [6], opracowane zostały na potrzeby badania stanów nie-

ustalonych w trakcie zakłóceń w systemie elektroenergetycznym i w związku z zastosowanymi uproszczeniami, nie nadają się do wykorzystania w analizie układów regulacji generatora [41].

Podczas wyjątkowych stanów pracy generatora (stany zwarciove, przeciążenia itp.), za pracę generatora przestaje odpowiadać regulator napięcia, a jego rolę przejmują odpowiednie systemy zabezpieczeń i ograniczeń [49]. Opis metod analizy stabilności napięciowej we wspomnianych przypadkach można znaleźć w literaturze [85] (gdzie analiza statyczna została przeprowadzona na podstawie równań napięciowo-prądowych poszczególnych węzłów, a analiza dynamiczna poprzez badanie odpowiedzi na skok).

W rozprawie zakłada się, że proponowane zmiany w podejściu do układu regulacji nie powinny naruszać bezpieczeństwa pracy bloku EJ, a co za tym idzie, nie powinny dotyczyć systemów zabezpieczeń. W związku z tym, w ramach rozprawy rozpatrywana jest jedynie możliwość zmiany pracy układu regulacji napięcia wzbudzenia w normalnych stanach pracy. Dopuszczalny obszar pracy generatora, w którym rozpatrzono pracę proponowanego rozwiązania, można przedstawić na wykresie kołowym (rys. 6.5). Obszar ten powstaje poprzez nałożenie na siebie szeregu ograniczeń [41]:

- prąd generatora I nie może być większy od długotrwale dopuszczalnego maksymalnego prądu uzwojenia stojana I_{\max} ,
- prąd wzbudzenia I_{fd} nie może być większy od długotrwale dopuszczalnego maksymalnego prądu uzwojenia wirnika $I_{fd,\max}$, czyli $E_{fd} \leq E_{fd,\max}$,
- nie może dojść do przekroczenia maksymalnej wartości kąta mocy wynikającej ze stabilności pracy generatora, czyli $\delta \leq \delta_{\max}$,
- nie może dojść do przekroczenia temperatury w skrajnych elementach obwodu magnetycznego stojana $T \leq T_{\max}$,



Rys. 6.5: Obszar dopuszczalnych obciążeń generatora synchronicznego obciążonego mocą czynną i bierną przy danym napięciu U_s . [64].

- moc czynna generatora musi być zawarta w granicach dopuszczalnych dla turbiny, czyli $P_{\min} \leq P \leq P_{\max}$,
- napięcie na zaciskach generatora U_g nie może przekraczać wielkości dopuszczalnej.

Stosowane w praktyce układy regulacji automatycznej zawierają szereg ograniczników, które zapewniają pracę generatora w obszarze dopuszczalnym. Są to [41]:

- ogranicznik prądu stojana,
- ogranicznik prądu wirnika,
- ogranicznik pułapu prądu wirnika,

- ogranicznik skrajnych części obwodu magnetycznego,
- ogranicznik indukcji,
- ogranicznik kąta mocy.

Przedstawione powyżej klasyczne podejście do struktury sterowania turbozespołem stanowi punkt wyjścia dla dalszych rozważań nad zaawansowanymi układami sterowania. Proponowane nowe rozwiązania muszą współdziałać z istniejącą strukturą i muszą zapewniać równie wysoki poziom bezpieczeństwa. Rozwiązania przedstawione w rozprawie projektowane są w taki sposób, aby mogły stanowić zamienniki rozwiązań klasycznych w zgodzie z istniejącymi elementami systemu sterowania SEE. Takie rozwiązanie podyktowane jest obiektywnym podejściem do projektowania struktury systemów sterowania, w której obiekty można stosować zamiennie (rozdział 4). Analiza opisanych powyżej rozwiązań klasycznych pozwala określić otoczenie i połączenia poszczególnych części systemu sterowania, a co z a tym idzie, pozwala określić, które elementy mogą być zastąpione innymi.

6.3 Zaawansowane struktury sterowania

Jak wspomniano w rozdziale 1, problemem rozpatrywanym w niniejszej rozprawie jest kooperacyjne sterowanie obiektem złożonym turbina-generator, a celem sterowania jest minimalizacja wskaźnika jakości (6.6). Obiekt sterowania zdefiniowany jest jako układ powiązanych ze sobą podsystemów (rozdział 4). Elementy wchodzące w skład turbozespołu są złożonymi obiektami nieliniowymi, a ich interakcja zakłóca działanie układów sterowania (rozdział 5). Jako obiekt odniesienia (w związku z brakiem dostępu do obiektu rzeczywistego) wykorzystano złożony nieliniowy model turbozespołu. Na potrzeby układu regulacji wykorzystano natomiast obiekt uproszczony w postaci

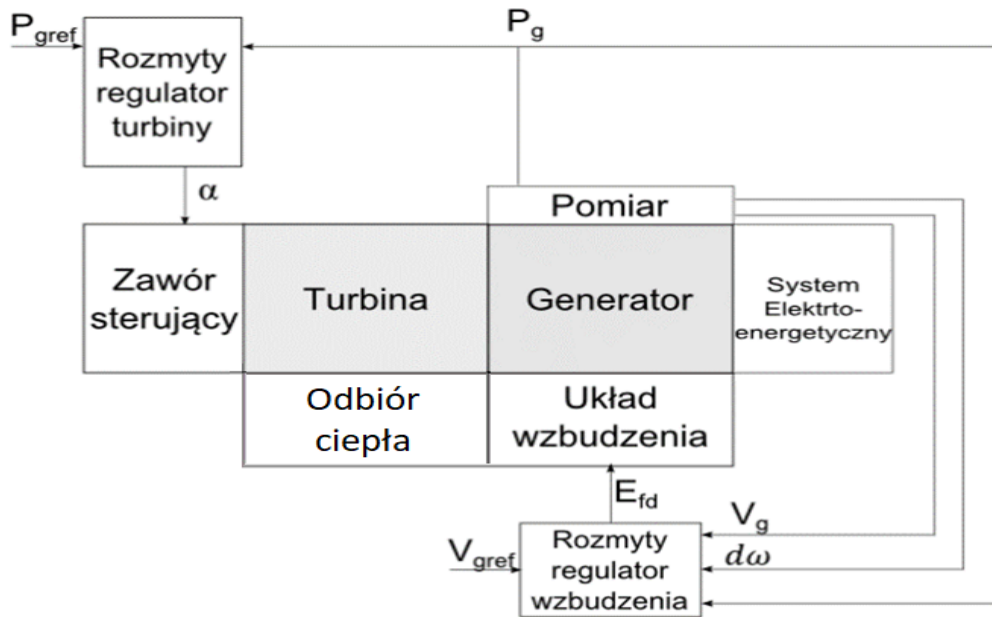
(5.50)-(5.52). Wejścia sterujące stanowią otwarcie zaworu sterującego turbiny i napięcie wzbudzenia generatora. Obciążenie cieplne trubozespołu stanowi zakłócenie, a zmiennymi sterowanymi są natomiast moc czynna oraz amplituda i częstotliwość napięcia generatora. Okazuje się więc, że mając do dyspozycji dwa sygnały sterujące, układ regulacji steruje trzema wyjściami sterowanymi. Układy regulacji predykcyjnej bazują na modelu obiektu i uwzględniają wewnętrzne interakcje. Dzięki temu możliwa jest regulacja obiektów wielowymiarowych o różnej ilości wejść sterujących i wielkości regulowanych [79]. W rozprawie proponuje się zastąpienie klasycznych układów sterowania konstruowanych dla określonych punktów pracy zaawansowanymi układami pozwalającymi na bieżąco reagować na zmiany zachodzące w systemie. Na potrzeby rozprawy przeanalizowano kilka możliwych rozwiązań problemu sterowania i wybrano jeden algorytm, który wykorzystano w dalszych rozważaniach.

Analizie poddano układy regulacji wykorzystujące logikę rozmytą, harmonogramowanie wzmocnienia (ang. *gain scheduling*) oraz układy z predykcyjne z adaptacją parametrów on-line.

W literaturze [80] można znaleźć szereg opracowań dotyczących zastosowania technik rozmytych w układach regulacji generatora synchronicznego. W większości zastosowań logika rozmyta wykorzystywana jest na potrzeby syntezy układu stabilizatora systemowego. Istnieją również zastosowania regulatorów rozmytych w układzie regulator napięcia – stabilizator systemowy. Wyjście regulatora ze stabilizatorem uzależnione jest najczęściej od zmiany prędkości obrotowej wału, zmiany mocy czynnej [6] czy też kąta mocy [76]. Do zalet zastosowania logiki rozmytej w układach regulacji wzbudzenia generatora synchronicznego należy podwyższenie jakości regulacji (zmniejszenie oscylacji mocy i napięcia), przy jednoczesnym wyeliminowaniu potrzeby ponownego

strojenia regulatora przy zmianie topologii sieci czy też zmiany punktu pracy układu (zapotrzebowania na moc elektryczną lub ciepło). Podczas analizy metod regulacji, na potrzeby rozprawy opracowano wieloobszarowy regulator rozmyty z członem stabilizującym wahania mocy czynnej generatora i regulatorem PID, którego parametry zmieniają się w zależności od mocy czynnej oddawanej przez generator. Takie podejście ma minimalizować oscylacje mocy pojawiające się po wystąpieniu zakłóceń zarówno ze strony turbiny, jak i systemu elektroenergetycznego (zmiana obciążenia elektrycznego czy cieplnego, zakłócenia napięcia, zmiana ciśnienia pary przed zaworem sterującym) niezależnie od punktu pracy generatora, przy jednoczesnym utrzymywaniu zadanej wartości napięcia generatora.

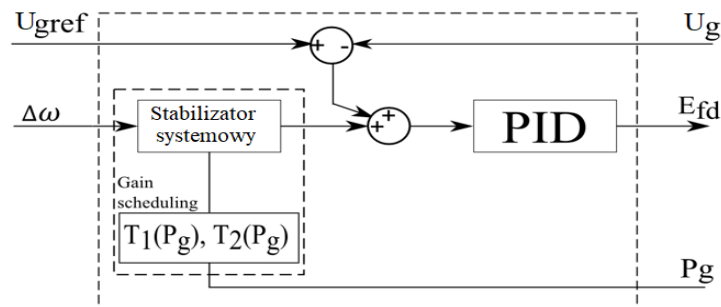
Podobną do rozważanej strukturę układu regulacji wieloobszarowej przedstawiono w [76]. Proponowany tam regulator korzystający z wnioskowania Mamdaniego został zastąpiony regulatorem rozmytym wykorzystującym szereg członów stabilizujących z parametrami dobranymi dla przyjętych punktów pracy wraz ze regulatorem PID i wnioskowaniem Takagi-Sugeno-Kanga (TSK). Otrzymane wyniki badań symulacyjnych potwierdzają zasadność wykorzystania logiki rozmytej przez dostosowanie parametrów układu do konkretnego punktu pracy [68]. Takie podejście pozwala na uwzględnienie nieliniowości turbozespołu oraz taki dobór parametrów, aby sterowanie turbozespołu jako całość było optymalne w odniesieniu do przyjętego kryterium, niezależnie od punktu pracy. Schemat proponowanego rozwiązania przedstawia rysunek 6.6. Proponowana struktura sterowania pozwoliła na znaczne obniżenie częstotliwości i amplitudy zmian sygnałów sterujących w szerokim zakresie warunków pracy. Jest to pożądane, ponieważ może mieć wpływ na zwiększenie czasu eksploatacji turbogeneratora. Pełny opis rozwiązania można znaleźć w [68].



Rys. 6.6: Układy regulacji rozmytej turbozespołu [68].

Kolejnym rozpatrywanym podejściem do syntezy lokalnych układów regulacji było zastąpienie mechanizmu rozmytego przełączania układów regulacji mechanizmem harmonogramowania wzmocnień. W tym podejściu parametry regulatora zmieniane są w oparciu o przyjętą zależność matematyczną. Strukturę rozwiązania przedstawia rysunek 6.7.

W omawianym rozwiązaniu skorzystano z zestawu parametrów członu sta-



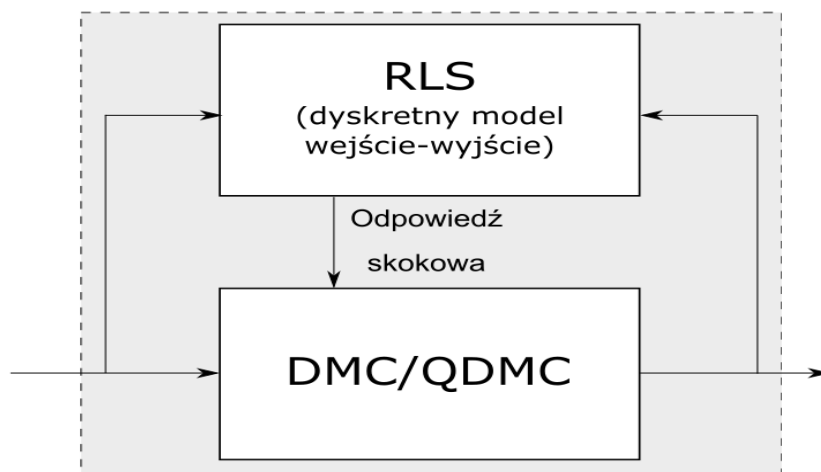
Rys. 6.7: Struktura symulator-optymalizator.

bilizującego regulatora generatora synchronicznego określonych dla różnych punktów pracy i przyjęto kwadratową funkcję aproksymującą ich zależność od mocy czynnej P_g . Wyniki przeprowadzonych badań (przedstawione w [66]) potwierdzają zasadność adaptacji układu regulacji do zmieniającego się punktu pracy (polepszenie przyjętego kryterium jakości). Ostatnim z analizowanych podejść do struktury lokalnych układów sterowania było zastosowanie regulacji predykcyjnej z adaptacją parametrów modeli w każdym kroku działania algorytmu. Takie podejście pozwala w wykorzystać wiedzę o obiekcie sterowania (model) oraz lepiej, w stosunku do poprzednich rozwiązań, nadążać za zmianami zachodzącymi w obiekcie (adaptacja). Najpopularniejszymi algorytmami regulacji predykcyjnej MPC są MAC (ang. *Model Alorhythmic Control*) wykorzystujący model w postaci odpowiedzi impulsowej, DMC (ang. *Dynamic Matrix Control*) wykorzystujący model w postaci odpowiedzi skokowej oraz GPC (ang. *Generized Predictive Control*) bazujący na modelu w postaci dyskretnych równań różnicowych. Główną różnicą pomiędzy tymi algorytmami jest sposób otrzymywania macierzy dynamicznej wykorzystywanej w predykcji. Na podstawie wstępnych wyników badań symulacyjnych [65], zdecydowano się na wykorzystanie układów regulacji predykcyjnej DMC (i jego wersji rozwiązującej zadanie programowania kwadratowego online - QDMC) w dalszych badaniach i to one zostaną szczegółowo omówione w dalszej części pracy.

6.4 Adaptacyjna regulacja predykcyjna MPC

Turbina parowa i generator synchroniczny są złożonymi obiektami o nieliniowym charakterze. Dzięki obecnemu rozwojowi teorii sterowania i dostępowi do nowoczesnych maszyn cyfrowych o wysokiej mocy obliczeniowej, możliwe staje się użycie bardziej złożonych i wyrafinowanych algorytmów

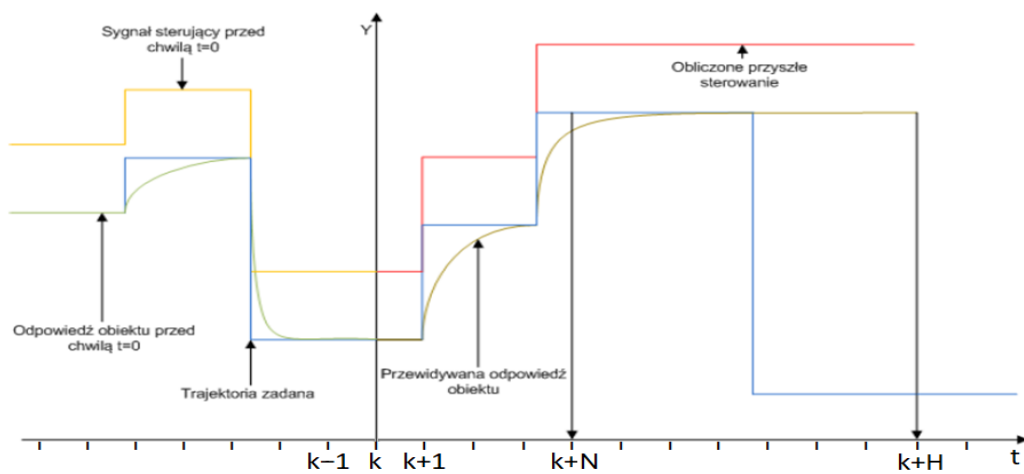
sterowania. Dla celów sterowania turbiną parową i generatorem synchronicznym, w rozprawie zdecydowano się wykorzystać metodę regulacji predykcyjnej. Technologia MPC umożliwia zaprojektowanie układu sterowania, który może uwzględniać ograniczenia procesu, wiedzę o procesie w postaci jego modelu oraz twarde pomiary [78]. Ponadto, technologia regulacji predykcyjnej, bazująca na modelu obiektu, pozwala sterować obiektami wielowymiarowymi uwzględniając ograniczenia i wewnętrzne interakcje [79], jakie zachodzą w obiekcie turbogeneratorsa. Algorytm zaproponowany w rozprawie podzielono na dwie części: blok identyfikacji modelu i blok regulatora. Przy takim podzieleniu zadań, regulator korzysta z gotowego modelu postaci odpowiedzi skokowej (6.8). W związku z tym, zdecydowano się określać część regulatora



Rys. 6.8: Regulator QDMC z estymacją parametrów modelu obiektu metodą RLS.

jako regulator DMC, mimo że wykorzystywany jest model dyskretny w bloku identyfikacji. Jeżeli rozpatrywać by omawiane rozwiązanie jako całość, można by określić układ sterowania jako GPC. Proponowany system sterowania jest projektowany i realizowany w formie algorytmu DMC oraz algorytmów QDMC [56]. W pierwszym przypadku regulator DMC oblicza zmianę sygna-

łów sterujących, która minimalizuje w sensie najmniejszych kwadratów przewidywany uchyb sterowania i naruszenia ograniczeń. W drugim przypadku regulator QDMC rozwiązuje w każdym kroku działania algorytmu problem programowania kwadratowego QP, minimalizując sumę kwadratów uchybu z zachowaniem ograniczeń procesowych. Ideę obliczania sygnału sterującego w regulacji predykcyjnej MPC przedstawia rysunek 6.9.



Rys. 6.9: Idea działania regulatora predykcyjnego MPC [67].

Funkcja celu zadania minimalizacji w algorytmach DMC i QDMC przyjmuje ogólną postać [78]:

$$J(k) = \sum_{p=0}^H \|y_{\text{zad}}(k+p|k) - y(k+p|k)\|^2 + \sum_{p=0}^{N-1} \|\Delta u(k+p|k)\|^2, \quad (6.9)$$

gdzie:

y - wyjście obiektu,

y_{zad} - wartość zadana,

u - sygnał sterujący.

Dodatkowo, można zastosować wagi γ i λ , które decydują o wpływie każdego ze składnika sumy na całość funkcji kryterialnej (6.10) co odpowiada

zapisowi kryterium ISE (6.5) wraz z wagami dla pojedynczego wyjścia obiektu.

$$J(k) = \gamma \sum_{p=0}^H ||y_{zad}(k+p|k) - y(k+p|k)||^2 + \lambda \sum_{p=0}^{N-1} ||\Delta u(k+p|k)||^2, \quad (6.10)$$

gdzie:

γ, λ - wagi funkcji celu.

Pierwsza suma odpowiada za minimalizację błędu pomiędzy przewidywanym w chwili $p_1 = k$ z użyciem modelu przebiegiem wielkości wyjściowej y a jej wartością zadaną y_{zad} od chwili k do chwili $p_h = k + H$ (H - horyzont predykcji). Druga suma odpowiada za minimalizację zmiany wielkości sterującej Δu na horyzoncie sterowania (N). W procesie optymalizacji można uwzględnić szereg ograniczeń (regulator QDMC) [78]:

- wartość sygnałów sterujących:

$$u_{\min} \leq u(k+p|k) \leq u_{\max}, \quad p = 0, 1, \dots, N-1, \quad (6.11)$$

- przyrostów sygnałów sterujących:

$$-\Delta u_{\max} \leq \Delta u(k+p|k) \leq \Delta u_{\max}, \quad p = 0, 1, \dots, N-1, \quad (6.12)$$

gdzie: $\Delta u(k) = u(k) - u(k-1)$,

- wartości sygnałów sterowanych:

$$y_{\min} \leq y(k+p|k) \leq y_{\max}, \quad p = N_1, N_1+1, \dots, N-1, \quad (6.13)$$

W oparciu o (6.9)-(6.13) problem optymalizacji kwadratowej QDMC dla systemu z S wartościami zmiennych sterujących i R wielkościami sterowanymi można zaprezentować w postaci macierzowej (6.14), która ma strukturę identyczną z kryterium (6.5) [56]:

$$\min_{\Delta \underline{u}} J = [\underline{y}_{\text{zad}}(k) - \underline{y}(k)]^T \mathbf{\Gamma}^T \mathbf{\Gamma} [\underline{y}_{\text{zad}}(k) - \underline{y}(k)] + [\Delta \underline{u}(k)]^T \mathbf{\Lambda}^T \mathbf{\Lambda} [\Delta \underline{u}(k)], \quad (6.14)$$

Gdy przyjmie się jako wektor wielkości sterowanych $\underline{y} = [P_g, U_g, \omega_g]^T$, wartości zadanych $\underline{y} = [P_{gzad}, U_{gzad}, \omega_{gzad}]^T$ oraz wielkości sterujących $\underline{y} = [\alpha \quad E_{fd}]$, kryteria (6.5) i (6.14) są sobie tożsame.

Rozpisując $\underline{y}(k)$ jako $\mathbf{A}\Delta \underline{u}(k)$ oraz zastępując $\underline{y}_{\text{zad}}(k)$ wektorem przewidywanych uchybów $\underline{e}(k)$ (różnica pomiędzy wartością zadaną, a odpowiedzią swobodną), kryterium (6.14) można zapisać jako (6.15).

$$\min_{\Delta \underline{u}} J = [\underline{e}(k) - \mathbf{A}\Delta \underline{u}(k)]^T \mathbf{\Gamma}^T \mathbf{\Gamma} [\underline{e}(k) - \mathbf{A}\Delta \underline{u}(k)] + [\Delta \underline{u}(k)]^T \mathbf{\Lambda}^T \mathbf{\Lambda} [\Delta \underline{u}(k)], \quad (6.15)$$

p.o.:

$$\Delta \underline{u}_{s,\min} \leq \Delta \underline{u}_s(k) \leq \Delta \underline{u}_{s,\max}, \quad s = 1, \dots, S, \quad (6.16)$$

$$\underline{u}_{s,\min} \leq \underline{u}_s(k) \leq \underline{u}_{s,\max}, \quad s = 1, \dots, S, \quad (6.17)$$

$$\underline{y}_{r,\min} \leq \underline{y}_r(k) \leq \underline{y}_{r,\max}, \quad r = 1, \dots, R, \quad (6.18)$$

gdzie:

y_r - r -ta wielkość sterowana,

u_s - s -ta wielkość sterująca,

\underline{e} - wektor przewidywanych uchybów wartości sterowanych dla H chwil czasu (horyzont predykcji),

\underline{u} - wektor zmian sygnału sterującego dla S wyjść generatora obliczone dla następnych N chwil czasu (horyzont sterowania),

\underline{y}_r - przewidywana wartość r zmiennych procesowych dla następnych P chwil

czasu,

\mathbf{A} - macierz dynamiczna,

$\mathbf{\Gamma}^T \mathbf{\Gamma}$ - jest macierzą wag dla wejść sterujących,

$\mathbf{\Lambda}^T \mathbf{\Lambda}$ - jest macierzą wag tłumienia.

Macierz $\mathbf{\Lambda}^T \mathbf{\Lambda}$ jest kwadratową, diagonalną macierzą o wymiarach $M \cdot S \times M \cdot S$. Wiodące elementy diagonalne i -tego bloku macierzy $M \times M$ wzdłuż przekątnej $\mathbf{\Lambda}^T \mathbf{\Lambda}$ są równe λ_i^2 ($i = 1, \dots, S$) - wszystkie elementy poza diagonalą są równe zero. Podobnie, macierz $P \cdot R \times P \cdot R$ wag wielkości sterowanych $\mathbf{\Gamma}^T \mathbf{\Gamma}$ ma wiodące elementy przekątne równe γ_i^2 ($I = 1, \dots, S$), a wszystkie elementy poza diagonalą są równe zero.

Macierz dynamiczna \mathbf{A} jest wielowymiarową macierzą zbudowaną z wartości odpowiedzi skokowej obiektu sterowania. Dla obiektu SISO macierz ta przyjmuje postać (6.19).

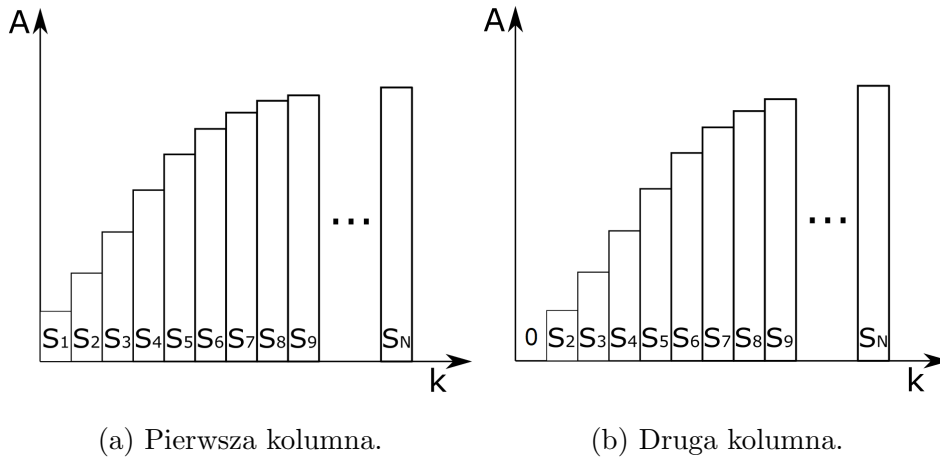
$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} s_{N_1} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ s_{N_1+1} & s_{N_1} & 0 & \dots & 0 \\ s_{N_1+2} & s_{N_1+1} & s_{N_1} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & 0 \\ s_N & s_{N-1} & s_{N-2} & \dots & 0 \end{bmatrix}, \quad (6.19)$$

gdzie:

s_N - wartość odpowiedzi skokowej obiektu w chwili N .

Graficzne przedstawienie dwóch pierwszych kolumn macierzy \mathbf{A} przedstawia rysunek 6.10.

Ilość kolumn macierzy \mathbf{A} jest zależne od wielkości horyzontu sterowania.



Rys. 6.10: Dwie pierwsze kolumny macierzy A .

W przypadku horyzontu równego 1 macierz A sprowadza się do wektora:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} s_{N_1} \\ s_{N_1+1} \\ s_{N_1+2} \\ \dots \\ s_N \end{bmatrix}. \quad (6.20)$$

W przypadku obiektu MIMO macierz A składa się z wielu macierzy odpowiadających odpowiedziom skokowym każdego z wyjść obiektu na wymuszenia poszczególnych wejść:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} S_{N_1} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ S_{N_1+1} & S_{N_1} & 0 & \dots & 0 \\ S_{N_1+2} & S_{N_1+1} & S_{N_1} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & 0 \\ S_N & S_{N-1} & S_{N-2} & \dots & 0 \end{bmatrix}, \quad (6.21)$$

gdzie:

S_N - macierze wartości odpowiedzi skokowej obiektu MIMO o M wyjściach w chwili N :

$$\mathbf{S}_N = \begin{bmatrix} s_{1,N_1+1} & s_{2,N_1+1} & \dots & s_{M,N_1+1} \\ s_{1,N_1+2} & s_{2,N_1+2} & \dots & s_{M,N_1+2} \\ s_{1,N_1+3} & s_{2,N_1+3} & \dots & s_{M,N_1+3} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ s_{1,N} & s_{2,N} & \dots & s_{M,N} \end{bmatrix}. \quad (6.22)$$

W przypadku horyzontu sterowania równego jeden macierz dynamiczna przyjmuje postać:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} S_{N_1} \\ S_{N_1+1} \\ S_{N_1+2} \\ \dots \\ S_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} s_{1N_1} & s_{2N_1} & \dots & s_{nN_1} \\ s_{1N_1+1} & s_{2N_1+1} & \dots & s_{nN_1+1} \\ s_{1N_1+2} & s_{2N_1+2} & \dots & s_{nN_1+2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ s_{1N} & s_{2N} & \dots & s_{nN} \end{bmatrix}, \quad (6.23)$$

gdzie:

$s_1 - s_n$ - wartości odpowiedzi skokowej obiektu dla n torów wejście-wyjście. Uzyskane modele obiektu w postaci skoków jednostkowych przedstawiono bardziej szczegółowo załączniku C.

Uwzględniając (6.9) i (6.23) funkcja kryterialna przyjmuje postać [78]:

$$J(k) = \gamma \| [\underline{y}_{zad}(k) - \underline{y}^0(k)] - \mathbf{A}\Delta\underline{u}(k) \|^2 + \lambda \| \Delta\underline{u}(k) \|^2, \quad (6.24)$$

gdzie:

\underline{y}_{zad} - trajektoria zadana,

\underline{y}^0 - odpowiedź swobodna,

$\Delta\underline{u}$ - przyrost sygnału sterującego,

$\mathbf{A}\Delta\underline{u}$ - odpowiedź wymuszona.

Ostatecznie uzyskuje się optymalny wektor zmian zmiennych sterujących w oparciu o rozwiązanie problemu optymalizacji kwadratowej (równania (6.15)-(6.18)). Jako sygnał sterujący stosowane są tylko pierwsze elementy tego wektora. W kolejnej chwili zadanie optymalizacji jest rozwiązywane ponownie.

Problem optymalizacji (6.24) bez ograniczeń nierówności (równania (6.16)-(6.18)) ma unikatowe rozwiązanie, które można wyrazić jako prawo sterowania DMC(6.25):

$$\Delta \underline{u}(k) = \left(\mathbf{A}^T \mathbf{\Gamma}^T \mathbf{\Gamma} \mathbf{A} + \mathbf{\Lambda}^T \mathbf{\Lambda} \right)^{-1} \mathbf{A}^T \mathbf{\Gamma}^T \mathbf{\Gamma} \underline{e}(k). \quad (6.25)$$

W przypadku algorytmu DMC, możliwe jest częściowe uwzględnienie ograniczeń poprzez rozbudowę funkcji celu o składową odpowiadającą funkcji kary związanej z przekroczeniem ograniczeń lub rzutowanie wartości $\Delta \underline{u}$ na zbiór dopuszczalny [79]. W ten sposób, rozwiązując zadanie optymalizacji, znajduje się rozwiązanie, które w możliwie najmniejszym stopniu narusza ograniczenia lub przycina rozwiązanie tak, aby było dopuszczalne. Jawne wykorzystanie ograniczeń podczas poszukiwania rozwiązania w przypadku algorytmu DMC nie jest możliwe, a otrzymywane rozwiązania są suboptymalne. Sygnałem wypracowanym przez regulator jest wartość zmiany sterowania Δu , która jest dodawana do poprzedniej wartości sygnału sterującego u , co pozwala narzucić ograniczenia na szybkość zmiany sygnału sterującego. Dodatkowo, znając model obiektu, możliwe jest obliczenie ograniczeń na sygnał sterujący na podstawie ograniczeń wyjścia obiektu y . Przy takim podejściu możliwe jest zastosowanie zestawu ograniczeń:

$$\Delta \underline{u}_{\min} \leq \Delta \underline{u}(k) \leq \Delta \underline{u}_{\max}, \quad (6.26)$$

$$\underline{u}_{\min} \leq \underline{u}(k) \leq \underline{u}_{\max}, \quad (6.27)$$

$$\underline{u}(\underline{y}_{\min}) \leq \underline{u}(k) \leq \underline{u}(\underline{y}_{\max}). \quad (6.28)$$

Takie podejście pozwala na zastosowanie ograniczeń w algorytmie DMC, jednakże nie uwzględnia ich w samym procesie poszukiwania optymalnego sygnału sterującego. Tej wady pozbawiony jest algorytm rozwiązujący zadanie programowania kwadratowego (QP) w każdym kroku działania algorytmu.

W przypadku algorytmu QDMC (6.15) problem optymalizacji można przedstawić w postaci ogólnego zapisu zadania programowania kwadratowego z ograniczeniami:

$$\min_{\underline{x}} J(\underline{x}) = \frac{1}{2} \underline{x}^T \mathbf{H} \underline{x} + \underline{f}^T \underline{x}, \quad (6.29)$$

$$\underline{x}_{\min} \leq \underline{x} \leq \underline{x}_{\max}, \quad (6.30)$$

$$\mathbf{A}_o \underline{x} \leq \underline{b}, \quad (6.31)$$

gdzie:

$$\underline{x} = \Delta \underline{u}(k),$$

$$\underline{x}_{\min} = -\Delta \underline{u}_{\max},$$

$$\underline{x}_{\max} = \Delta \underline{u}_{\max},$$

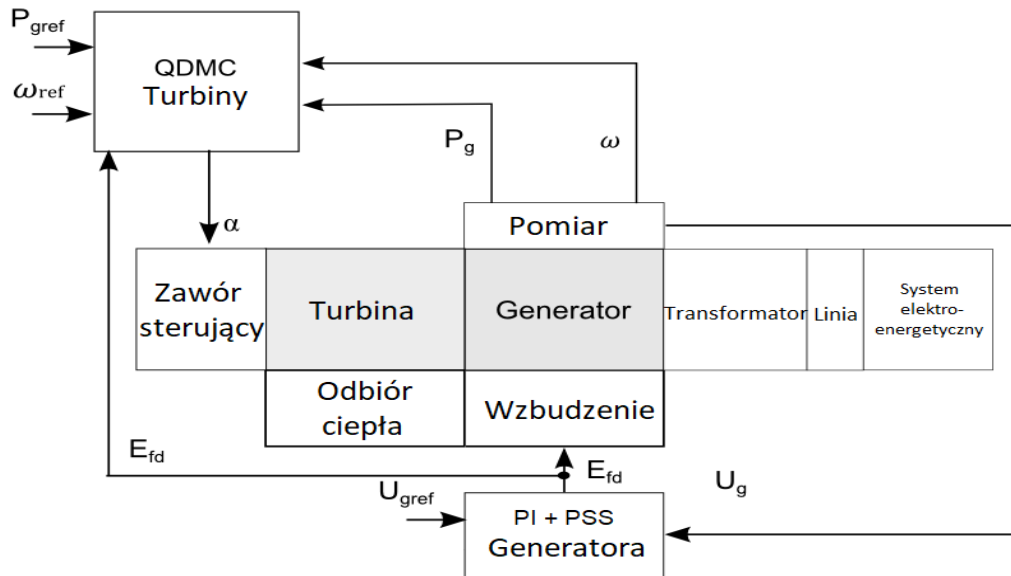
$$\mathbf{H} = 2(\mathbf{A}^T \mathbf{A} + \mathbf{\Lambda}),$$

$$\underline{f} = -2\mathbf{A}^T (\underline{y}_{\text{zad}}(k) - \underline{y}(k) - \mathbf{A} \Delta \underline{u}(k)),$$

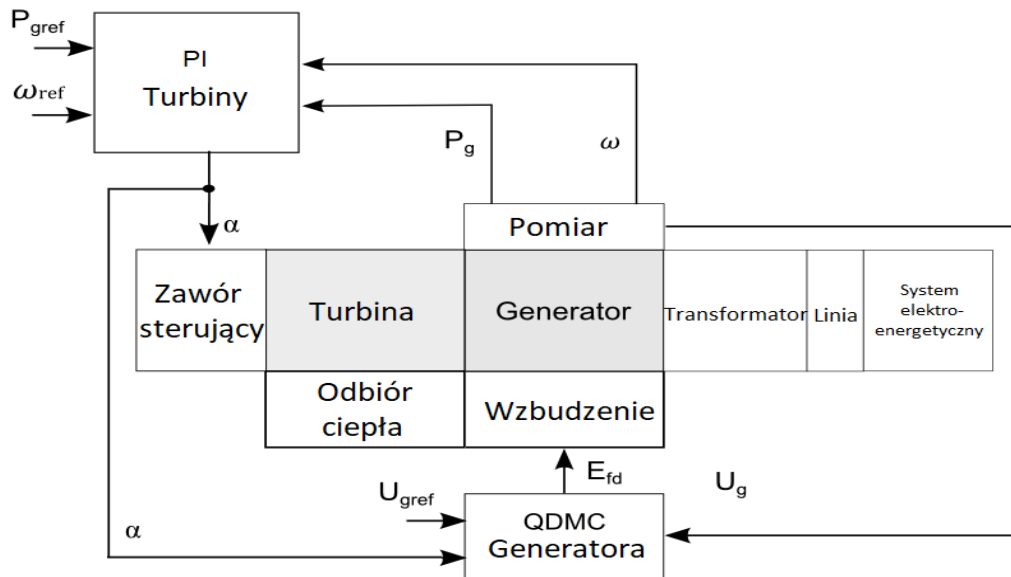
$$\mathbf{A}_o = \begin{bmatrix} -\mathbf{I} \\ \mathbf{I} \\ -\mathbf{A} \\ \mathbf{A} \end{bmatrix}, \quad \underline{b} = \begin{bmatrix} -\underline{u}_{\min} + \underline{u}(k-1) \\ \underline{u}_{\max} - \underline{u}(k-1) \\ -\underline{y}_{\min} + \underline{y}^0(k) \\ \underline{y}_{\max} - \underline{y}^0(k) \end{bmatrix}.$$

W odróżnieniu od typowego systemu sterowania turbina-generator składającego się z dwóch pętli sterujących z regulatorami PI (rys. 6.4), w rozprawie proponuje się zastosowanie regulatorów QDMC turbiny (rys. 6.11), generatora (rys. 6.12) lub - co omówiono w dalszej części rozprawy - obu regulatorów równocześnie. Dodatkowo, aby w pełni uwzględnić zmiany punk-

tu pracy turbozespołu, w rozprawie proponuje się identyfikację parametrów wykorzystywanych modeli na potrzeby predykcji z użyciem algorytmu RLS w każdym kroku działania algorytmu, co omówiono w poprzednim rozdziale. Zaproponowana struktura składa się z bloku odpowiedzialnego za identyfikację modelu obiektu on-line na podstawie bieżących wejść i wyjść obiektu oraz bloku regulatora. Obliczone parametry modelu są przekazywane do bloku MPC w każdym kroku regulacji. Dzięki temu regulator w każdej chwili dysponuje aktualnym modelem obiektu i z jego wykorzystaniem oblicza sygnał sterujący.

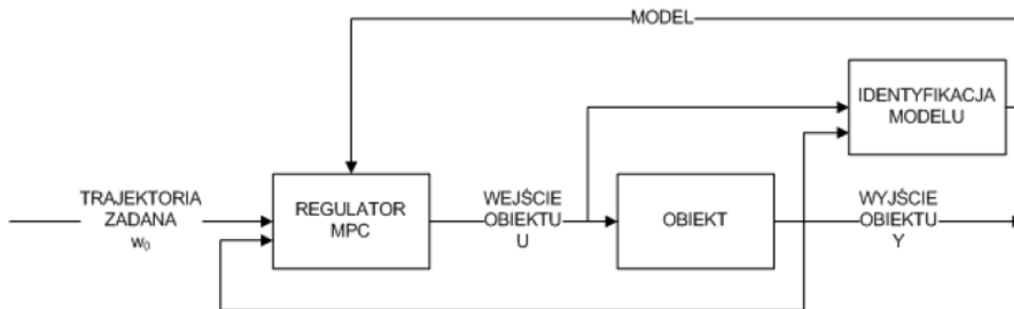


Rys. 6.11: Proponowana struktura układu regulacji z zamianą regulatora turbiny na regulator DMC/QDMC.



Rys. 6.12: Proponowana struktura układu regulacji z zamianą regulatora generatora na regulator DMC/QDMC.

Schemat ideowy regulatora MPC z adaptacją parametrów modeli on-line na potrzeby predykcji przedstawia rysunek 6.13.



Rys. 6.13: Schemat ideowy adaptacyjnego regulatora predykcyjnego MPC [67].

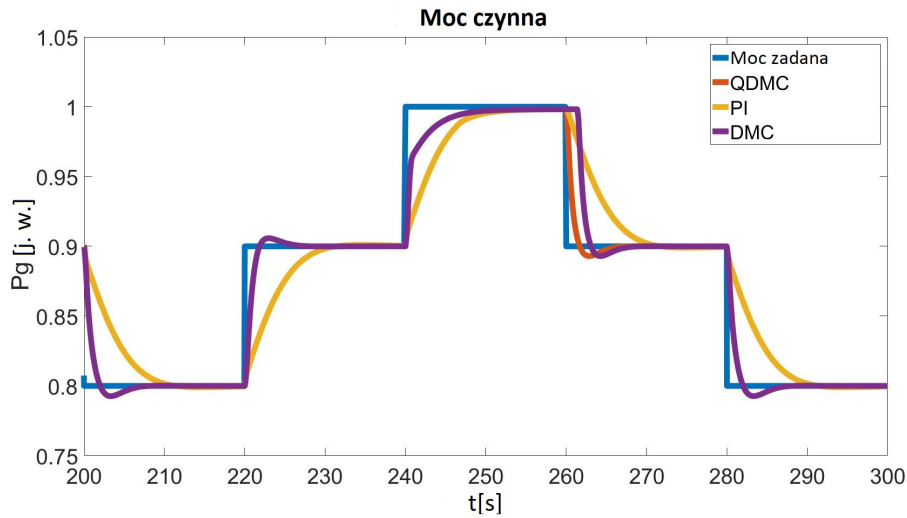
Przyjęcie takiej metody sterowania pozwala w pełni wykorzystać wiedzę o obiekcie (sterowanie oparte na modelu) oraz uwzględnić wszelkie ograniczenia (algorytm QDMC). Dodatkowo, w przyjętym rozwiązaniu, zachowana

zostaje klasyczna struktura obejmująca dwa oddzielne układy regulacji turbiny i generatora. Opracowany w ten sposób układ regulacji stanowi bazę mechanizmu kooperacji przedstawionego w kolejnym rozdziale. Szczegółowe wyniki badań przeprowadzonych z regulatorem QDMC turbiny przedstawiono w [65]. Symulacyjne badania testowe w środowisku Matlab/Simulink (z wykorzystaniem funkcji *quadprog* służącej do rozwiązywania zadań QP) potwierdziły, że możliwe jest rozwiązanie zadania optymalizacji w czasie wystarczająco krótkim (stałe czasowe procesów zachodzących w generatorze wynoszą ułamki sekund), aby algorytm mógł pracować on-line w czasie rzeczywistym (0,002 sekundy na komputerze z procesorem 4x4 GHz i pamięcią RAM 16 GB, szybciej niż zakładana dynamika obiektu). Nie jest więc konieczne stosowanie szybszego, ale nieuwzględniającego ograniczeń układu regulacji DMC korzystającego z rozwiązania analitycznego. Na tej podstawie zdecydowano się zastosować układ regulacji QDMC.

6.5 Analiza lokalnych algorytmów sterowania QDMC

Podczas symulacyjnych badań testowych przeprowadzono weryfikację opracowanych lokalnych algorytmów sterowania. Analizę układu regulacji QDMC, na które zdecydowano się w ramach rozprawy, wykonano stosując regulator predykcyjny o takiej strukturze w zastępstwie regulatora PI turbiny/generatora zachowując drugi z układów klasycznych. Otrzymane rozwiązanie porównano z wynikami dla układu klasycznego oraz dla regulatora DMC (regulacja predykcyjna bazująca na analitycznym rozwiązaniu problemu optymalizacji). W celu otrzymania miarodajnych wyników, przyjęto stałą strukturę układu regulacji składającą się z regulatora turbiny i regulatora generatora. Stosując zasady podejścia obiektowego (rozdział 4.), podmieniano kolejno bloki regulatorów PI turbiny i generatora na bloki regulatorów QDMC i DMC.

Eksperyment testowy polegał na skokowej zmianie wartości zadanej mocy czynnej o 10% co 20 sekund symulacji. Przyjęto ograniczenia na sygnały sterujące $\alpha \in [0; 100]$, $E_{fd} \in [-0, 1; 0, 1]$. Na rysunku 6.14-6.17 oraz w tabeli 6.1 przedstawiono wyniki przeprowadzonych badań symulacyjnych. Dokładny opis eksperymentu można znaleźć w [65].

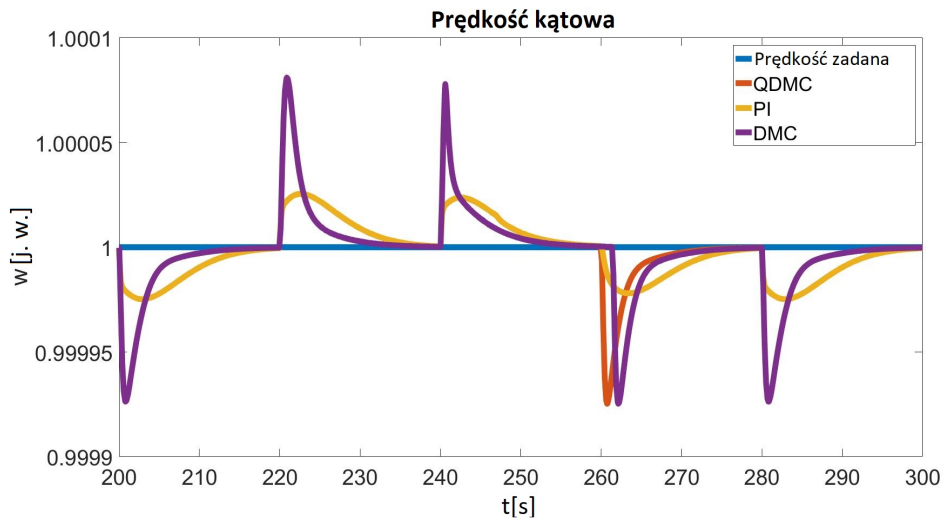


Rys. 6.14: Moc elektryczna (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI, DMC i QDMC.

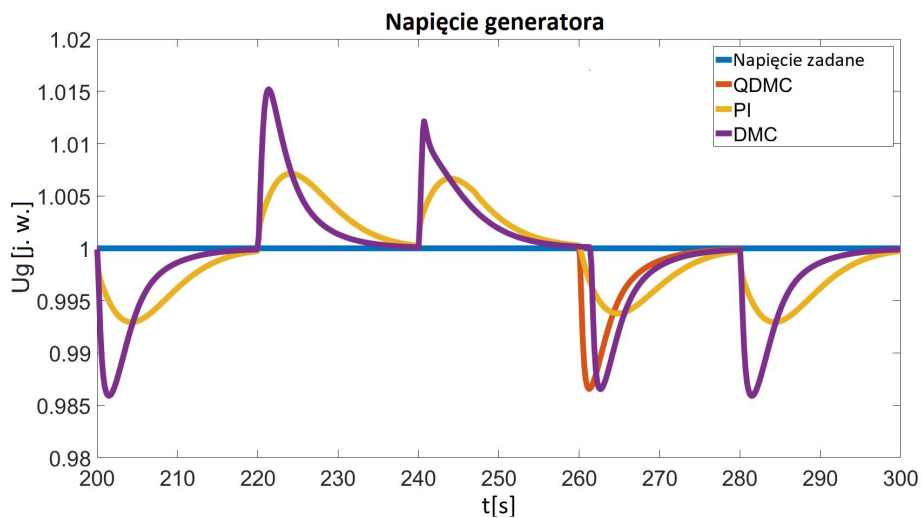
Tab. 6.1: Całkowe wskaźniki jakości.

	ISE P_g	ISE U_g	ISE ω	$\sum \Delta\alpha$	$\sum \Delta E_{fd}$
PI	0,2659	0,0045	$5,2 \cdot 10^{-8}$	0,00017	$5,3 \cdot 10^{-15}$
DMC	0,1247	0,0077	$1,2 \cdot 10^{-7}$	0,00028	$4,3 \cdot 10^{-15}$
QDMC	0,0650	0,0077	$1,2 \cdot 10^{-7}$	0,00033	$6,6 \cdot 10^{-15}$

Zastosowanie regulatora predykcyjnego DMC zwiększa dokładność śledzenia trajektorii mocy zadanej, lecz jednocześnie powoduje pogorszenie jakości

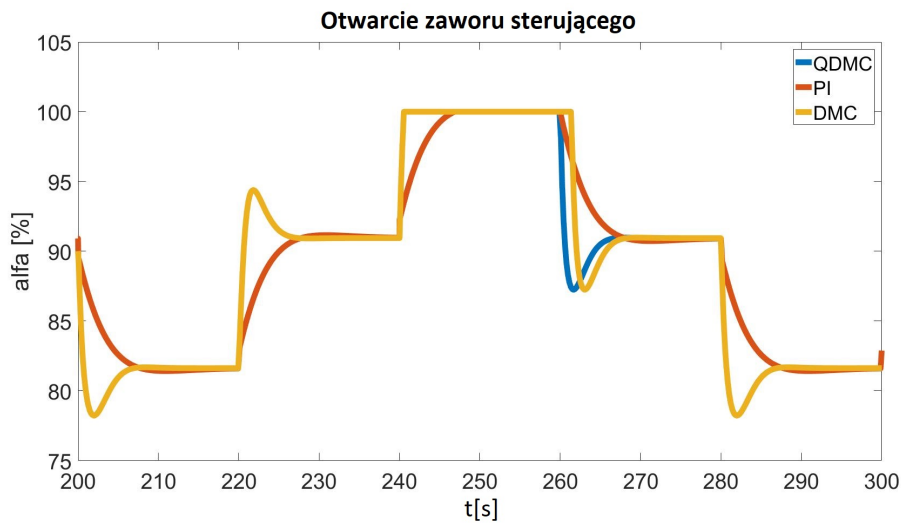


Rys. 6.15: Prędkość kątowna (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI, DMC i QDMC.



Rys. 6.16: Napięcie generatora (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI, DMC i QDMC.

stabilizacji napięcia generatora (tab. 6.1). Odpowiedzi obiektów z regulatorami DMC i QDMC z dala od ograniczeń (wynikających z maksymalnego

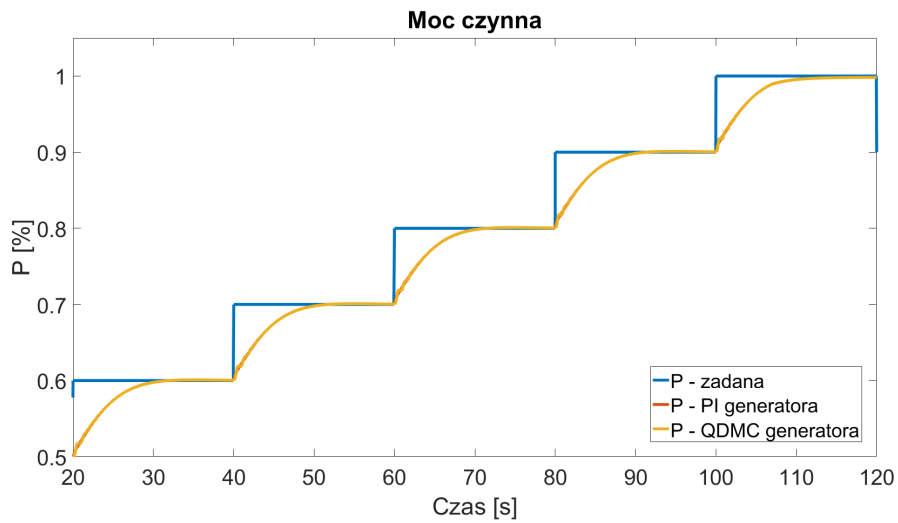


Rys. 6.17: Stopień otwarcia zaworu sterującego (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI, DMC i QDMC.

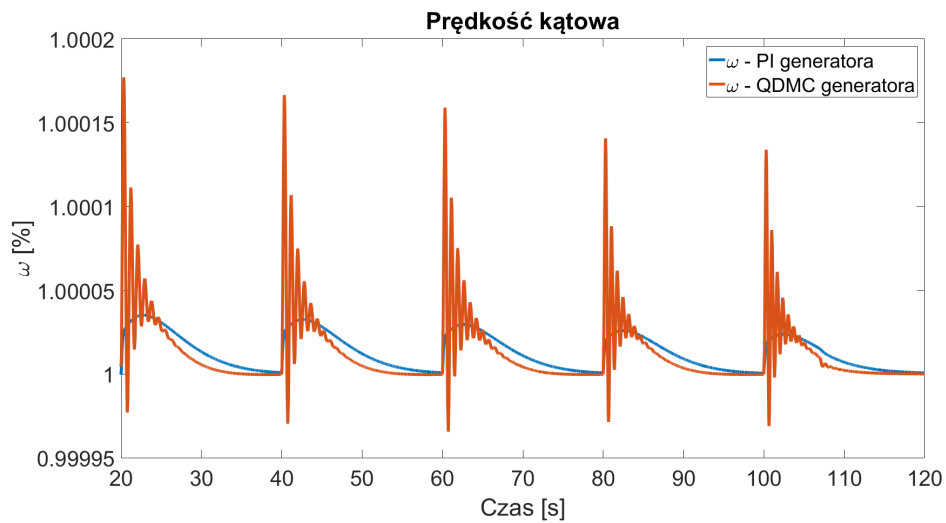
stopnia otwarcia zaworu regulacyjnego - 100%) są do siebie zbliżone (rys. 6.17), co potwierdza prawidłowość uproszczonego rozwiązania analitycznego. Wobec braku jawnej informacji o ograniczeniach, uproszczenie regulatora DMC (polegające na pominięciu ograniczeń) prowadzi do zmiany stopnia otwarcia zaworu z opóźnieniem w okolicach 100% mocy, a tym samym do zwiększenia błędu regulacji.

Dodatkowo, wykonano eksperyment polegający na zastąpieniu regulatora PI generatora (wraz ze stabilizatorem systemowym) regulatorem QDMC, przy jednoczesnym zachowaniu regulatora PI turbiny. Eksperyment testowy ponownie polegał na skokowej zmianie wartości zadanej mocy czynnej o 10% co 20 sekund symulacji. Otrzymane wyniki przedstawiono na rysunku 6.18-6.20.

W tym przypadku nie wystąpiły znaczące różnice w realizacji mocy zada-

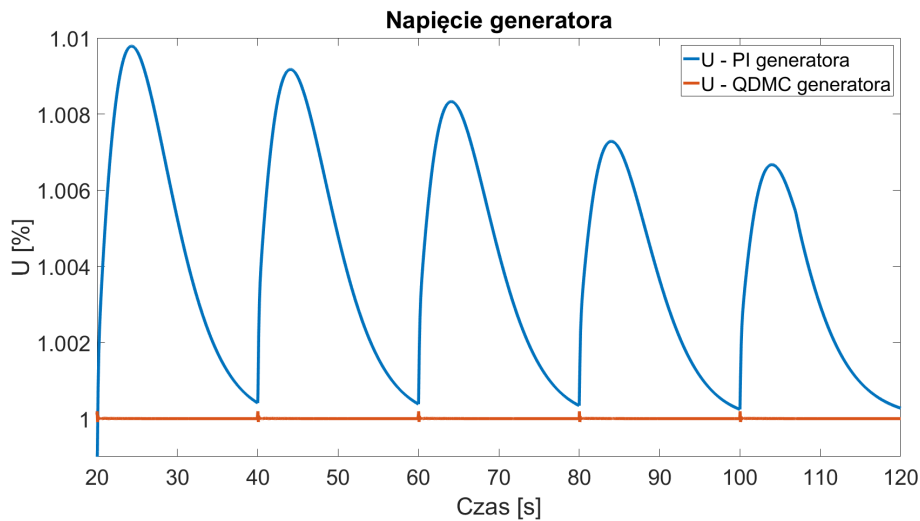


Rys. 6.18: Moc elektryczna (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI i QDMC generatora.



Rys. 6.19: Prędkość kąтова (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI i QDMC generatora.

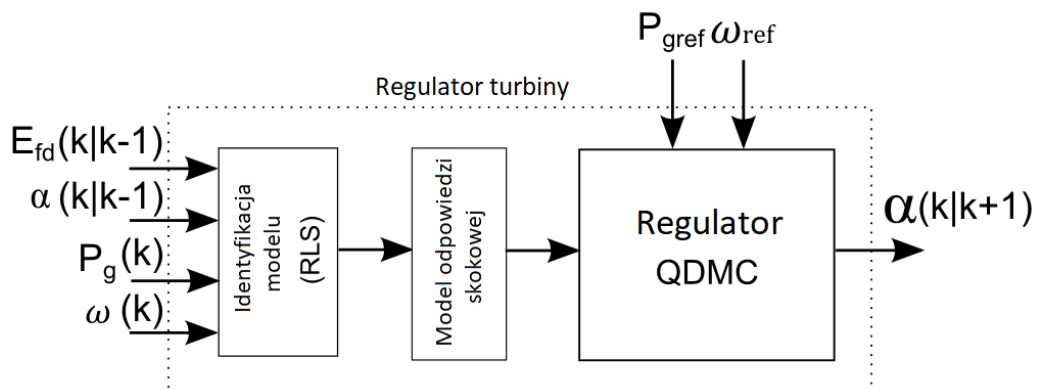
nej (z wykorzystaniem w obu przypadkach identycznych regulatorów PI mocy czynnej). Zmiana układu regulacji generatora spowodowała jednak znaczą-



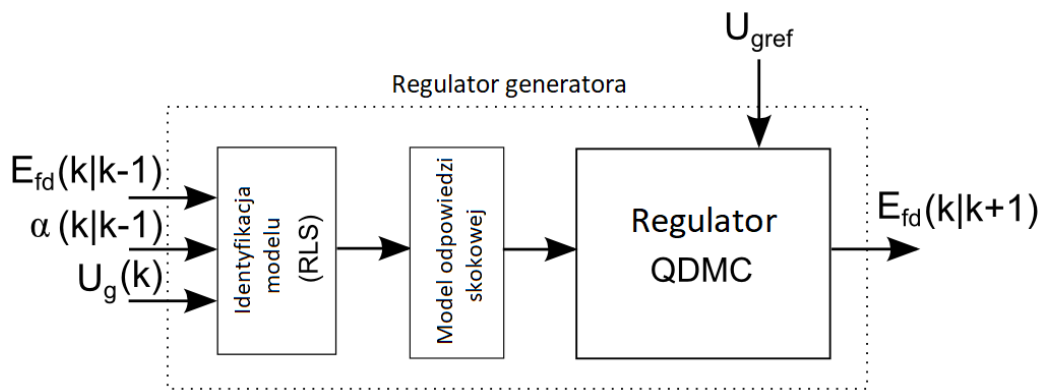
Rys. 6.20: Napięcie generatora (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI i QDMC generatora.

czą zmianę w układzie stabilizacji napięcia generatora (rys. 6.20), jednakże związane to było z pojawieniem się oscylacji prędkości obrotowej (rys. 6.19). Wynika to ze sprzężeń wewnątrz obiektu uzależniających wartość napięcia od zmiany prędkości kątowej wału generatora. W celu uzyskania dokładnych parametrów modeli turbiny i generatora, na potrzeby regulatora predykcyjnego, zastosowano metodę RLS. W stosunku do regulatora PI, opracowany regulator predykcyjny lepiej nadąża za zadaną mocą elektryczną, a także uwzględnia ograniczenia istniejące w modelu. W efekcie zwiększona została jakość regulacji. Przeprowadzone badania, których wyniki przedstawiono w dalszej części rozdziału, dowodzą zasadności zastosowania regulatora QDMC w miejscu obecnie stosowanych regulatorów PI. W ramach dalszych badań zdecydowano się rozszerzyć układ regulacji o regulator QDMC generatora (dwa regulatory QDMC turbiny i generatora), a następnie, na dodanie kooperacji pomiędzy lokalnymi układami regulacji. Wyniki dotyczące opra-

cowanego regulatora DMPC przedstawiają kolejne podrozdziały. Algorytm QDMC korzysta z nieparametrycznego modelu obiektu w postaci charakterystyki odpowiedzi skokowej. W celu otrzymania takiego modelu, w rozprawie proponuje się jego obliczanie w każdym kroku sterowania na podstawie zidentyfikowanego w aktualnym punkcie pracy modelu dyskretnego opisanego w poprzednim rozdziale (rys. 6.21 i 6.22). Całą procedurę można opisać



Rys. 6.21: Obliczanie modelu na potrzeby regulatora QDMC turbiny.



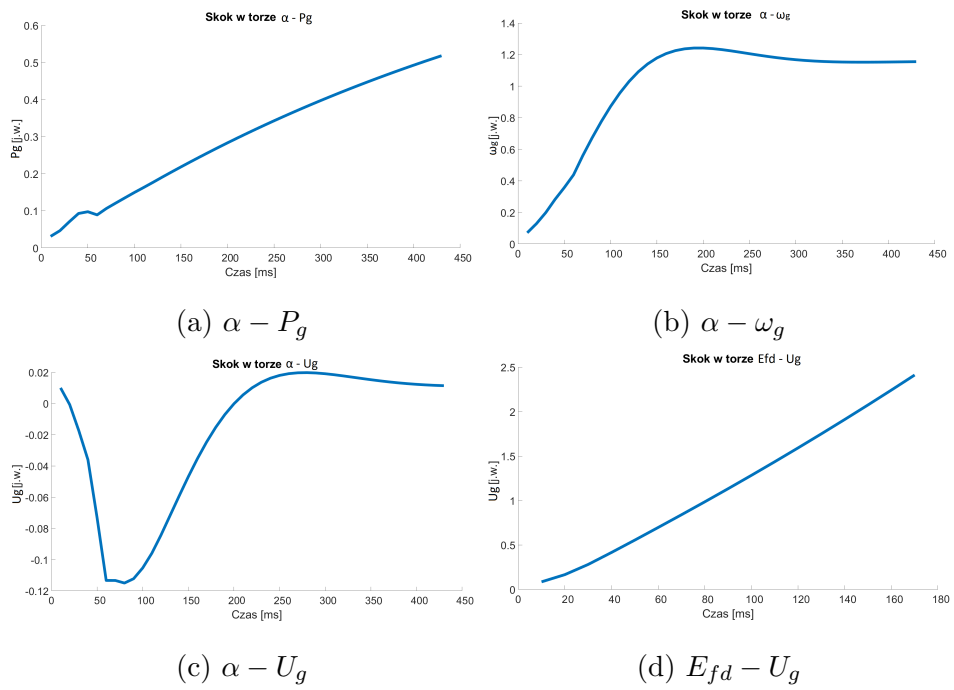
Rys. 6.22: Obliczanie modelu na potrzeby regulatora QDMC generatora.

w następujący sposób:

1. Określenie struktury modelu dyskretnego wejście-wyjście (5.50)-(5.52).
2. Identyfikacja parametrów modelu w każdym kroku działania algorytmu (5.54).
3. Obliczenie modelu odpowiedzi skokowej na podstawie aktualnego modelu dyskretnego w każdym kroku działania algorytmu (6.23).
4. Wykorzystanie modelu odpowiedzi skokowej w algorytmie regulatora MPC (6.29).

Przykładowe modele obiektu turbozespołu w postaci odpowiedzi skokowych w czterech torach $\alpha - P_g$, $\alpha - \omega_g$, $\alpha - U_g$ i $E_{fd} - U_g$ przedstawia rysunek 6.23 (dla mocy czynnej $P_g = 1$). Tabelaryczne przedstawienie tych modeli oraz parametry modeli dyskretnych wejście-wyjście, na podstawie którego je obliczono, zawarto w załączniku C.

Istotnymi zagadnieniami jest również uzyskanie stabilnego układu zamkniętego. Dowody stabilności układów regulacji MPC (w tym QDMC) bazują na drugiej metodzie Lapunowa [75]. Dowód stabilności dla regulacji predykcyjnej z problemu optymalizacji z ograniczeniami i rozwiązywaniem zadania optymalizacji w każdym kroku działania regulatora można znaleźć w [75]. Przedstawione w tej pracy rozwiązanie, polega na dodaniu do zadania optymalizacji ograniczenia równościowego nałożonego na stan końcowy. Otrzymane wyniki symulacyjne (rozdział 7) potwierdzają słuszność przyjętego rozwiązania.



Rys. 6.23: Nieparametryczny model turbogeneratora (skok jednostkowy).

7 Struktury i algorytmy sterowania kooperującego

7.1 Sterowanie kooperacyjne

Układy regulacji turbozespołu wpływają wzajemnie swoją pracą poprzez silną interakcję obiektów sterowania (turbiny i generatora), przy czym nie wymieniają się bezpośrednio żadnymi informacjami. Układ stabilizacji napięcia wprowadza zakłócenia momentu elektromagnetycznego generatora, co prowadzi do zaburzeń prędkości obrotowej wału, a w konsekwencji - do zaburzeń oddawanej przez generator mocy czynnej. Zaburzenia prędkości obrotowej wału generatora ω , wywołane zmianą stopnia otwarcia zaworu sterującego α podczas zmiany mocy P_g , prowadzą do powstawania zakłóceń, które powodują wystąpienie oscylacji napięcia generatora U_g . W związku z tym, w celu kompensacji niepożądanych skutków wzajemnej interakcji w obiekcie, w ramach rozprawy proponuje się rozbudowanie układu regulacji turbozespołu o mechanizm mający im zapobiegać. Realizacja tego zadania możliwa jest na kilka sposobów, jak na przykład: zastosowanie wspólnego regulatora centralnego szukającego optymalnego sygnału sterującego zarówno dla turbiny, jak i generatora, rozbudowanie układów sterowania o dodatkowe możliwości pomiaru zakłóceń, czy też dodanie toru wymiany informacji pomiędzy poszczególnymi układami regulacji. W ramach rozprawy zdecydowano się na wykorzystanie technologii sterowania kooperacyjnego. Było to podyktowane obiektywnym podejściem do analizy i syntezy układów sterowania, o czym traktuje rozdział 4. Zastosowanie rozwiązania rozproszonego pozwala na wykorzystanie zasad projektowania obiektowego (enkapsulacja, modularność, dziedziczenie) w znacznie szerszym stopniu niż zastosowanie pojedynczego układu centralnego, przy jednoczesnym wykorzystaniu możliwości, jakie da-

je wymiana informacji pomiędzy układami.

Obecnie prowadzi się szereg badań nad układami tego typu tj. sterowania rozproszonego, kooperacyjnego i wieloagentowego. W [30] opisano ideę obiektów kooperacyjnych, [36] opisuje różne zastosowania systemów wieloagentowych, natomiast [61] omawia sterowanie kooperujące układów rozproszonych. Motywowane jest to obserwacją współpracy wśród ludzi, a także w świecie zwierząt, poprzez pryzmat korzyści, jakie owa współpraca przynosi. Klucze ptaków, grupy zwierząt i ławice ryb poruszają się bowiem jako jedna całość, pomimo że ich ruch jest wynikiem ruchu wielu niezależnych jednostek.

Zsynchronizowany ruch i choreograficzne zachowanie grup na podstawie decyzji jednostek [36] stanowią inspirację do znalezienia mechanizmu współpracy pomiędzy układami regulacji. Obecny stan techniki w zakresie komunikacji pozwala na wymianę informacji pomiędzy urządzeniami (np. internet rzeczy IoT) i realizację układów kooperacyjnych w praktyce.

C. W. Reynolds, analizując sposób, w jaki poszczególni członkowie grup zwierząt współpracują ze sobą, przedstawił zestaw prostych reguł, które kierują poszczególnymi jednostkami [53], tj.:

1. Unikanie kolizji, które należy rozumieć jako komunikat: unikaj kolizji z sąsiednimi jednostkami.
2. Dopasowanie prędkości, a więc nakaz poruszania się z taką samą prędkością, co sąsiednie jednostki.
3. Centrowanie stada wyrażające się w realizacji zasady: trzymaj się blisko sąsiedniej jednostki.

Z powyższego wynika jednoznacznie, że z pozoru złożone mechanizmy współpracy dużych grup zwierząt można opisać w postaci zestawu prostych zasad. Z przedmiotowego porównania korzysta się najczęściej w przypadku zadania

koordynacji ruchu grup pojazdów czy robotów. W takim bowiem przypadku zasady przedstawione przez Reynoldsa można wprost zastosować w odniesieniu do ruchu obiektów w przestrzeni.

W celu znalezienia prostego mechanizmu komunikacji układów sterowania turbiny i generatora, konieczne jest określenie sposobu kooperacji i wyznaczenie zasad współpracy obiektów, które mają inny cel niż wspólne przemieszczanie się w przestrzeni. Aby to zrobić, w pierwszej kolejności należy określić, jakie cechy posiadają członkowie grupy współpracujących regulatorów, a także - jak rozumiana jest ich współpraca. Na potrzeby rozprawy zdecydowano się przyjąć definicję kooperacji przedstawioną w dokumentach opracowanych w ramach europejskiego projektu CONET (Cooperating Objects NETWORK of excellence) [30]. W materiałach tych definiuje się pojęcie obiektu kooperacyjnego, tj. obiektu, który składa się z kooperujących ze sobą obiektów. System sterowania turboszespołu proponowany w rozprawie stanowi bowiem obiekt kooperacyjny w myśl wyżej wymienionej definicji. Materiały opracowane w ramach CONET wskazują, że obiekt kooperacyjny charakteryzuje się następującymi cechami:

- modularność,
- autonomia,
- heterogeniczność,
- zdolność do obliczeń,
- interakcja ze środowiskiem,
- komunikacja,
- wspólny cel,
- kooperacja.

Patrząc przez pryzmat wskazanych wyżej cech można w jednoznaczny spo-

sób zakwalifikować proponowany w rozprawie rozproszony układ regulacji (układ dwóch współpracujących regulatorów predykcyjnych) jako obiekt kooperacyjny.

W kolejnym podrozdziale niniejszej rozprawy zawarto szczegółowe definicje kooperacji, obiektu kooperacyjnego oraz omówienie każdej z wyżej wymienionych cech w rozumieniu [30], a także - w odniesieniu do analizowanego w rozprawie obiektu, jakim jest zespół turbina-generator.

7.2 Obiekt kooperacyjny

Jako punkt wyjścia w definiowaniu cech systemu, w którego skład wchodzi elementy współpracujące ze sobą oraz samej definicji współpracy/kooperacji wybrano pojęcie Obiektów Kooperujących (wprowadzenie i definicja [30], mapa rozwoju [29]):

„Obiekty Kooperujące to modułowe systemy autonomicznych, heterogenicznych urządzeń realizujących wspólny cel poprzez współpracę w obliczeniach, pomiary i/lub wpływanie na otoczenie.”

Zgodnie z wyżej opisaną definicją, proponowany w rozprawie układ dwóch autonomicznych układów regulacji, wspólnie sterujących turbospółem poprzez współpracę w obliczeniach, pomiary i sterowanie, stanowi obiekt kooperacyjny. Przedstawiona definicja jest jednak bardzo ogólna, gdyż obejmuje szerokie spektrum obiektów i rozwiązań jak np. systemy wieloagentowe, internet rzeczy, systemy cyber-fizyczne czy rozproszone układy sterowania. Każda ze wskazanych powyżej grup wpisuje się w definicję obiektu kooperacyjnego, jednakże realizuje jego założenia w różnym stopniu. Tylko dokonanie odrębnej analizy poszczególnych cech danego obiektu pozwoli na określenie stopnia, w jakim obiekt ten realizuje konkretne założenia obiektu koopera-

cyjnego. W związku z powyższym, w kolejnych podrozdziałach rozpatrzono osobno każdą z cech, biorąc za punkt odniesienia przedmiot rozprawy, jakim jest system kooperacyjnego sterowania zespołem turbina-generator.

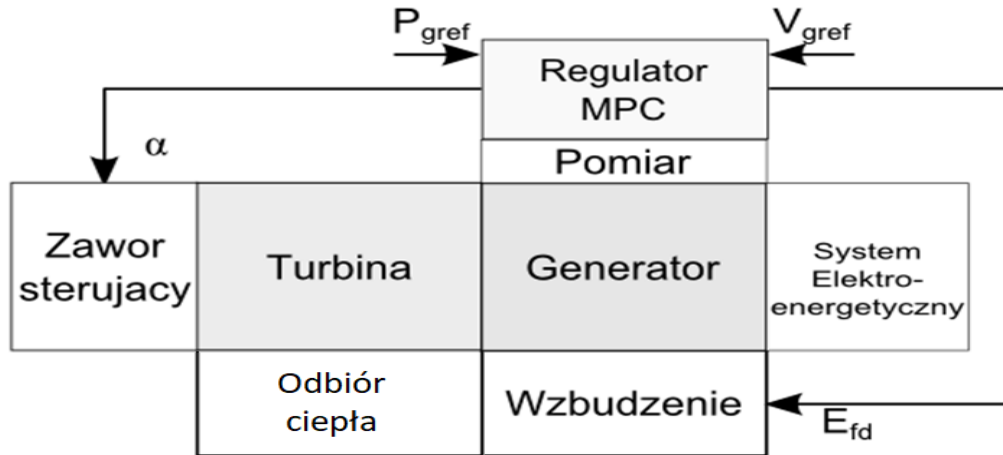
7.2.1 Modularność

Modularność zakłada, że systemy złożone składają się z połączenia poszczególnych prostszych obiektów, z których każdy można wymienić na inny o takich samych powiązaniach z otoczeniem. Zgodnie z [30] daje ona szereg korzyści, tj.:

- pozwala zachować prostotę poszczególnych urządzeń (zamiast jednego skomplikowanego urządzenia otrzymuje się zbiór prostszych modułów),
- pozwala na skalowalność rozwiązania,
- elementy składowe mogą być wymieniane na inne realizujące tę samą funkcjonalność,
- możliwość zmiany struktury urządzeń,
- elementy składowe mogą być wymieniane na elementy o rozbudowanych możliwościach rozszerzając funkcjonalność,
- możliwość rozwoju ewolucyjnego i dostosowywania się do zmieniających się potrzeb.

Powyższe cechy stanowiły motywację do wybrania rozwiązania rozproszonego opartego o szereg współdziałających ze sobą elementów. Możliwe jest opracowanie centralnego układu regulacji zespołu turbina-generator, który posiadając całkowity model turbozespołu określać będzie sygnały sterujące. Przykładową strukturę układu scentralizowanego przedstawia rysunek 7.1. Kooperacja pracy turbiny i generatora osiągnana jest poprzez wypracowanie

wspólnego, optymalnego (według pewnego przyjętego kryterium) sterowania w oparciu o model całego turboszespołu.



Rys. 7.1: Centralny regulator MPC turboszespołu.

W przypadku układu regulacji dla zespołu turbina-generator zadanie regulatora sprowadza się do minimalizacji błędów stabilizacji amplitudy i częstotliwości napięcia (U_g, ω) i nadążania za trajekcją zadaną mocy czynnej (P_g). Zadanie to można zdefiniować jako (7.1), co odpowiada kryterium (6.5).

$$\min_u f_{ISE} = \int_k^{k+H} [ae_{U_g} + be_{P_g} + ce_{\omega} + d\Delta\alpha + e\Delta E_{fd}] dt, \quad (7.1)$$

gdzie:

k - aktualna chwila,

H - horyzont predykcji.

Wielkości $e_U, e_{P_g}, e_{\omega}, \Delta\alpha, \Delta E_{fd}$ są wielkościami znormalizowanymi przeskalowanymi względem wartości nominalnych, dzięki czemu możliwe jest ich sumowanie w jednym wyrażeniu. Dodatkowo wagi a, b, c, d i e pozwalają zmieniać wpływ poszczególnych składników sumy na wynik.

Scentralizowany regulator MPC poszukuje takich sygnałów sterujących (otwarcie zaworu α , napięcie wzbudzenia E_{fd}), które minimalizują (7.1) bazując na pełnym modelu turbozespołu. Dla poprawnej pracy tego typu układu konieczne jest zapewnienie dostępu do informacji o wartościach wszystkich wielkości sterowanych, co nie zawsze jest jednak możliwe. Dzięki temu, że rozpatrywany, scentralizowany układ regulacji dysponuje wiedzą o kompletnym modelu procesu oraz informacją o jego stanie (pomiar, estymacja), możliwe jest znalezienie optymalnego zbioru sygnałów sterujących dla wszystkich elementów systemu.

Podejście takie pozostaje jednak w sprzeczności z zasadą modularności i pozbawia rozwiązanie wcześniej wymienionych zalet. W rozprawie przyjęto obiektowe podejście do modelowania zarówno obiektu, jak i systemu sterowania. Pozwala to na dowolną zmianę elementów składowych układu tak długo, jak wymieniane elementy posiadać będą te same połączenia z otoczeniem (rozdział 4). Dzięki takiemu podejściu, w ramach rozprawy rozpatruje się zarówno układy składające się z klasycznych układów sterowania, z układów mieszanych, gdzie tylko jeden z regulatorów jest zamieniony na regulator MPC oraz układ DMPC wykorzystujący dwa regulatory MPC. Dzięki zastosowaniu modularności, możliwy jest również ewolucyjny rozwój rozwiązania poprzez wymianę poszczególnych elementów, czy też rozbudowa poprzez dodanie dodatkowych modułów (np. układ regulacji transformatora, regulacja mocy reaktora). Dodatkowo, dzięki modularności wdrożenie nowego systemu sterowania można prowadzić etapowo, zmieniając element po elemencie, co może znacząco ułatwić wprowadzenie nowych rozwiązań do użytku.

7.2.2 Autonomia

W myśl [30], autonomia oznacza możliwość decydowania przez każdy z obiektów wchodzących w skład obiektu kooperacyjnego o jego indywidualnym zaangażowaniu we wspólne działania całości. Każdy elementów składowych może zdecydować o odmowie współpracy lub współpracować jedynie w ograniczonym zakresie, przeznaczając pozostałe zasoby na realizację innych celów, niż cel obiektu kooperacyjnego. „Chęć do współpracy” może się też ograniczać jedynie do udostępniania informacji innym obiektom (agentom). Autonomia i dobrowolność oznacza też, że nie istnieje żadna jednostka nadrzędna zmuszająca do kooperacji i przypisująca obiekty składowe do obiektu kooperacyjnego (możliwe jest jednak, że obiekty składowe wybiorą obiekt nadrzędny spośród siebie).

W proponowanym w rozprawie rozwiązaniu, dwa kooperujące układy regulacji są w pełni autonomiczne i nie istnieje żaden nadrzędny układ, który koordynowałby ich działania. Zarówno regulator turbiny, jak i regulator generatora, udostępniają informacje na zewnątrz oraz korzystają z dostępnych informacji w swojej pracy. Udostępniane informacje nie muszą być wykorzystywane przez drugi z regulatorów ani też udostępniana informacja nie jest konieczna, aby każdy z regulatorów pełnił swoje funkcje. Tego typu autonomia pozwala w pełni wykorzystać zalety modularności dzięki temu, że podmiana modułów nie wymaga wprowadzania zmian w reszcie układu. Umożliwia to między innymi zastosowanie zamiast jednego z regulatorów MPC - regulatora klasycznego.

7.2.3 Heterogeniczność

Heterogeniczność oznacza, że poszczególne składowe obiektu kooperacyjnego mogą być zupełnie innego typu, a także pełnić inne funkcje. W rozu-

mieniu [30] dzięki różnorodności elementów możliwa jest kompensacja braków niektórych obiektów możliwościami obiektów innego typu. Połączenie urządzeń o różnych funkcjonalnościach w ramach jednego obiektu kooperacyjnego pozwala uwydatnić ich zalety oraz zrównoważyć wady. W [30] heterogeniczność odnosi się głównie do zastosowania urządzeń zupełnie różnego typu. Nie można jednak zapominać, że może ona dotyczyć również różnej ilości zasobów dostępnych dla każdego z obiektów, jak i różnej funkcjonalności, jakie one pełnią.

Rozwiązanie proponowane w rozprawie posiada pewien stopień heterogeniczności. Układy regulacji wchodzące w skład regulatora DMPC, pomimo analogicznego algorytmu wykorzystywanego na potrzeby obliczania wyjść sterujących, różnią się wykorzystanymi modelami turbozespołu i możliwościami oddziaływania. Regulator turbiny zmienia stopień otwarcia zaworu sterującego, zaś regulator generatora zmienia napięcie wzbudzenia. Pełnią więc one zupełnie różne od siebie funkcje. Ponadto, dzięki modularności i autonomii poszczególnych regulatorów, możliwe jest zastąpienie jednego z nich układem o zupełnie innej strukturze lub też dodanie kolejnych modułów sterującymi innymi obiektami w elektrowni jądrowej. W ramach rozprawy heterogeniczność rozumiana jest jako zupełnie odmienna struktura programowa i inne możliwości oddziaływania na środowisko przy nawet identycznej bazie sprzętowej (komputerze prowadzącym obliczenia).

7.2.4 Zdolność do obliczeń

Niewątpliwie, obiekty kooperacyjne muszą cechować się zdolnością do obliczeń [30]. Powyższe podyktowane jest tym, że urządzenia wchodzące w ich skład, muszą komunikować się ze sobą. Zdolność do lokalnych obliczeń pozwala również na rozproszenie obliczeń po całym obiekcie kooperacyjnym.

W rozprawie proponuje się wykorzystanie adaptacyjnych regulatorów predykcyjnych jako składowych obiektu kooperacyjnego, jakim jest regulator DMPC turbozespołu. Tego rodzaju algorytmy, wykorzystujące mechanizmy rozwiązywania zadania programowania kwadratowego w każdym kroku, są złożone obliczeniowo. W związku z tym, w celu zapewnienia pracy algorytmu w czasie rzeczywistym (w odniesieniu do szybkich procesów fizycznych zachodzących w generatorze) zakłada się wykorzystanie platform sprzętowych mających dużą zdolność do obliczeń, jak i do komunikacji z innymi obiektami (komputery przemysłowe).

7.2.5 Interakcja ze środowiskiem

Zgodnie z definicją, obiekt kooperacyjny składa się urządzeń realizujących wspólny cel poprzez pomiary i wpływanie na otoczenie. Z powyższego wynika, że obiekt ten musi być wyposażony w sensory i akтуatory, dzięki którym będzie mógł wchodzić w interakcję ze środowiskiem, w którym się znajduje. Jednakże, zgodnie z [30], nie każdy z obiektów składowych obiektu kooperacyjnego musi mieć sensory i akтуatory. Funkcję interakcji z otoczeniem może pełnić bowiem część elementów składowych tj.: część może posiadać jedynie sensory, część jedynie akтуatory, a część może stanowić wyłącznie jednostki obliczeniowe. Istotne jest jednak, aby obiekt kooperacyjny jako całość oddziaływał na rzeczywiste środowisko i nie był jedynie obiektem wirtualnym. Zarówno regulator turbiny, jak i regulator generatora, oddziałują na środowisko poprzez zmianę stopnia otwarcia zaworu sterującego oraz zmianę napięcia wzbudzenia generatora (rozdział 4 i 5). Dodatkowo, każdy z regulatorów otrzymuje informacje na bieżąco z szeregu urządzeń pomiarowych mierzących parametry produkowanej energii.

7.2.6 Komunikacja

Aby obiekty kooperowały ze sobą, konieczna jest możliwość nawiązania między nimi komunikacji. Opracowanie [30] definiuje trzy rodzaje komunikacji pomiędzy obiektami składowymi obiektu kooperacyjnego tj.:

1. Bezpośrednia komunikacja: wymiana sygnałów elektrycznych, komunikacja za pomocą fal radiowych, świetlnych itp.
2. Obserwacja działań: pasywne obserwowanie zachowania innych obiektów poprzez pomiar np. otwarcie zaworu, włączenie grzałki.
3. Obserwacja skutków: pasywne obserwowanie skutków, jakie działania innych obiektów powodują w środowisku, np. zmiana temperatury otoczenia.

W przypadku komunikacji bezpośredniej, informacje mogą być wymieniane na różne sposoby, korzystając z różnych mediów transmisyjnych, a także dotyczyć wymiany informacji pomiędzy pojedynczymi obiektami, jak i całymi ich grupami. Ponadto, treść wymienianych informacji również może się różnić: od informacji o stanie obiektu, przez planowane działania (pojedynczy krok, cała trajektoria), aż do wspólnego planowania dalszych działań. Przypadek drugi i trzeci - komunikacji pośredniej - może zostać wykorzystany, gdy brakuje interfejsów bezpośredniej wymiany informacji pomiędzy obiektami [30].

W ramach rozprawy rozpatrzono kilka sposobów wymiany informacji pomiędzy układami regulacji wchodzącymi w skład regulatora DMPC. W rozwiązaniach klasycznych oraz w badanych układach sterowania bez kooperacji (rozmytych, [14, 68], gain scheduling [66]) układ sterowania turbiny i generatora komunikują się pośrednio w trzeci z wyżej wymienionych sposobów, tj.

poprzez pomiar zakłóceń spowodowanych oddziaływaniem drugiego z układów. Możliwe jest takie dobranie parametrów regulatorów, aby były w stanie kompensować zakłócenia wynikające z tej interakcji. W rozprawie zdecydowano się rozbudować możliwości wymiany informacji i dodać dodatkowy tor komunikacji bezpośredniej. Dzięki temu możliwe jest przekazanie informacji o wzajemnym wpływie na obiekt sterowania jeszcze zanim pojawią się mierzalne zakłócenia. Tego typu podejście powinno pozwolić zminimalizować negatywny wpływ interakcji pomiędzy turbiną i generatorem prowadzący do pogarszania się jakości energii elektrycznej.

W niniejszej rozprawie nie rozpatruje się fizycznego mechanizmu wymiany informacji jak np. medium komunikacyjnego, protokołu wymiany informacji itp. Zakłada się bowiem, że wymieniane informacje dostępne są w chwili nadania i nie są one w żaden sposób zakłócone. Analizie podlega jedynie zakres komunikacji oraz ilość przesyłanych informacji wymaganych w celu zapewnienia poprawnego działania układu sterowania i optymalizacji zużycia zasobów. Istnienie fizycznego łącza i związane z nim zagadnienia, są istotne z punktu widzenia praktycznej realizacji tego typu układów, jednakże nie mają wpływu na dalsze rozważania dotyczące algorytmu sterowania, dlatego też nie będą one rozwijane.

Odrębnym zagadnieniem jest sformułowanie jakie informacje przysyłać pomiędzy regulatorami. Rozważano różną zawartość komunikatów:

- informowanie o stanie obiektu,
- informowanie o wypracowanym sygnale sterującym (tj. o działaniach, jakie podejmuje układ sterowania),
- informowanie o wypracowanej trajektorii pracy (tj. o działaniach, jakie układ sterowania podejmie w przyszłości),
- wspólne uzgodnienie trajektorii sygnałów sterujących.

Po przeanalizowaniu powyższych opcji, zdecydowano się na drugie z rozwiązań tzn. wymianę jedynie aktualnie wypracowanego sygnału sterującego. Motywowane jest to kilkoma względami. Po pierwsze, aby w pełni wykorzystać informację o stanie, konieczne byłoby posiadanie dokładnie tego samego modelu obiektu, co dałoby możliwość obliczenia odpowiednich wyjść, lub wykorzystania tych danych do predykcji. Po drugie, mimo że informacja o trajektorii na pierwszy rzut oka wydaje się informacją pełniejszą, w proponowanym rozwiązaniu, ze względu na nieliniowość obiektu przyjęto horyzont sterowania równy 1 (horyzonty predykcji przyjęto równe 43 i 17 odpowiednio dla turbiny i generatora), co oznacza, że w każdym kroku obliczane jest jedynie jedna wartość sygnału sterującego i ona utrzymywana jest na całym horyzoncie predykcji. Takie podejście motywowane jest nieliniowością obiektu i możliwością zmiany modelu wykorzystywanego przez regulator w każdym kroku algorytmu sterowania. W takim przypadku znajomość tej wartości jest wystarczająca do predykcji zachowania obiektu w kolejnych chwilach. Komunikacja pomiędzy regulatorami odbywa się co krok sterowania, a zatem informacja o ewentualnej zmianie sygnału sterowania jest od razu dostępna. I wreszcie, wspólne uzgadnianie trajektorii mogłoby pozwolić osiągnąć dodatkowe korzyści, jednakże wymaga większej ilości zasobów oraz w najprostszej postaci utrudnia zachowanie autonomii i modularności rozwiązania - regulatory stają się mocno zależne od siebie. W związku z powyższym, zdecydowano się na wymianę informacji o wypracowanym sygnale sterującym. Takie podejście ma szereg zalet w kontekście rozproszonego kooperującego układu sterowania:

1. Każdy z regulatorów informuje pozostałe układy o wypracowanym sygnale sterującym. Informacja jest dostępna dla wszystkich regulatorów sąsiednich układów sterowania (obecnie rozważana jest jedynie para

regulator turbiny-regulator generatora). Komunikacja tego typu - rozgłaszanie informacji - w żaden sposób nie wpływa negatywnie na pracę regulatora, który tę informację udostępnia.

2. Każdy z regulatorów może wykorzystać informacje dostępne z sąsiednich układów. Informacje te są wykorzystywane w sposób dobrowolny tj. mogą być użyte w dowolnym celu lub nie wykorzystane w ogóle. To założenie pozwala na zachowanie pełnej modularności i autonomii poszczególnych układów. Regulator kooperujący można zastąpić innym, który wykorzystuje informacje w odmienny sposób, lub nie wykorzystuje ich wcale. Wpływa to też na możliwość rozbudowy rozwiązania. Każdy kolejny moduł może korzystać z informacji już udostępnionych przez istniejące moduły. Tego typu rozbudowa nie wymaga zmian w istniejącym układzie sterowania (dzięki modularności istnieje możliwość zamiany też istniejących elementów na takie, które uwzględnią nowe informacje).
3. W proponowanym rozwiązaniu każdy z regulatorów QDMC posiada model obiektu sterowania identyfikowany w każdym kroku działania algorytmu, który uwzględnia wpływ zmiennych dodatkowych na wyjścia sterowany. Dzięki temu może posiadać informacje o obiekcie (fragmencie struktury i parametrach) niedostępną dla pozostałych układów. Na przykład, w przypadku takiej rozproszonej struktury, układ regulacji turbiny nie musi posiadać pełni informacji o wpływie zmiany otwarcia zaworu sterującego na napięcie generatora - tę część predykcji przeprowadza regulator generatora na bazie informacji o otwarciu zaworu.
4. Jak wspomniano powyżej, ze względu na nieliniowy charakter obiektu, przyjęto krok sterowania równy jeden, przy czym komunikacja odbywa

się w każdym kroku regulacji. Oznacza to, że pomimo wymiany tylko jednej wartości, oba regulatory posiadają taką samą wiedzę na temat przyszłych sterowań (będą one stałe na horyzoncie predykcji).

5. Wykorzystanie tylko pojedynczej wartości pozwala też zmniejszyć ilość danych przesyłanych pomiędzy układami. Celem niniejszej rozprawy jest również optymalizacja procesu komunikacji (wraz z ograniczeniem częstotliwości ich przesyłania), a ograniczenie się do jednej wartości, pozwala znacznie ograniczyć ilość przesyłanych informacji. Dodatkowo, większa ilość danych wpływa na złożoność algorytmów, które muszą te dane uwzględniać i analizować.
6. Przesłanie informacji o sygnale sterującym pozwala przewidzieć (dzięki posiadanemu modelowi obiektu) wpływ takiego sterowania na obiekt zanim wreszcie wystąpi zakłócenie. Dzięki temu możliwa jest odpowiednio szybka kompensacja zakłóceń, a co za tym idzie - ich minimalizacja.

Biorąc pod uwagę powyższe, w rozprawie zdecydowano się w proponowanym układzie rozproszonej regulacji predykcyjnej DMPC wykorzystać wymianę informacji polegającą na bieżącym przesyłaniu pomiędzy układami regulacji aktualnie obliczonych wartości sygnału sterującego.

7.2.7 Wspólny cel

Zgodnie z [30] obecność wspólnego celu stanowi istotę istnienia obiektu kooperacyjnego, przy czym powinien istnieć przynajmniej jeden powód, dla którego tworzy się obiekt kooperujący:

1. Zadanie może zostać zrealizowane tylko dzięki kooperacji.
2. Zadanie może zostać zrealizowane lepiej (np. szybciej) dzięki kooperacji.

Nie narzuca się tego, jak ma być sformułowany cel, a wręcz nie formułuje się go wprost ze względu na jego złożoność. W przypadku obiektu kooperującego, wspólny cel stanowi często wypadkową celów elementów składowych, a informacja o nim jest rozproszona w elementach systemu. Poszczególne urządzenia składowe nie znają wspólnego celu i posiadają jedynie informacje związane ze swoim obszarem działania, ale dzięki kooperacji, są w stanie osiągnąć wspólny cel [30]. Ponadto, w związku z możliwością zmiany części składowej obiektu kooperującego i możliwej zmiany struktury (modularność, heterogeniczność), zmianie może ulec wypadkowy cel działania całości układu.

W rozpatrywanym w rozprawie przypadku głównym celem układu sterowania turbozespołu jest minimalizacja oscylacji amplitudy i częstotliwości napięcia przy jednoczesnym nadążaniu za zapotrzebowaniem na moc elektryczną oraz ciepło. Taki cel został narzucony a priori w oparciu o wymagania jakie musi spełniać tego typu układ sterowania. Do analizy układu sterowania, w przypadku obiektu kooperacyjnego, można podejść na dwa sposoby:

- odgórnie, tj. przyjmując definicję wspólnego celu dla wszystkich składowych obiektu, a następnie dokonując dekompozycji zadania na podzadania odpowiadające każdemu z podukładów,
- oddolnie, tj. definiując cele dla poszczególnych podukładów obiektu kooperacyjnego i wyprowadzając wspólny cel całości jako wypadkową celów obiektów składowych.

Na pierwszy rzut oka bardziej intuicyjne wydaje się podejście pierwsze: znane jest kryterium jakości sterowania (6.15) oraz istnieje wyraźny podział pomiędzy zadania regulatorów (regulator turbiny, regulator generatora). Ponadto, takie podejście znacznie upraszcza analizę układu. Jeżeli rozwiązanie wypracowane przez grupę regulatorów jest zbieżne do rozwiązania zadania

całościowego (a jest to prawdą w przypadku, gdy podzadania są wynikiem dekompozycji zadania głównego), to cały układ może być analizowany jako równoważnik pojedynczego regulatora MPC realizującego zadanie główne [12].

W związku z powyższym, podejście odgórne pozwala analizować wspólny cel sterowania obiektu kooperującego, jak i algorytmy rozproszonego układu sterowania, ale w rozpatrywanym przypadku nie powinno być podstawą do definiowania zadań dla poszczególnych podobiektów. Cele podukładów sterowania nie powinny być następstwem dekompozycji narzuconego celu wspólnego, a cel wspólny powinien wynikać z celów poszczególnych jednostek. Podyktowane jest to przyjętym podejściem obiektowym, a także potrzebą zachowania zgodności z zasadami projektowania obiektowego i spełnienia cech obiektu kooperacyjnego.

Narzucenie zadań poszczególnym obiektom obiektu kooperacyjnego przeczy zasadom enkapsulacji, modularności i dziedziczenia (rozdział 4.) oraz ogranicza ich autonomię (rozdział 7.2.2.). Założenie, że obiekt ma nie tylko realizować określony cel wynikający z rozwiązania zadania dekompozycji celu nadrzędnego powoduje, że obiekt musi się zachowywać w ściśle określony sposób i posiadać ściśle określoną strukturę wewnętrzną. Tak zdefiniowany obiekt nie może być zastąpiony innym obiektem (modularność), pełniącym tę samą funkcję i posiadającym identyczne połączenia (enkapsulacja, dziedziczenie), ponieważ każda inna realizacja nie będzie stanowiła rozwiązania zadania dekompozycji. Powoduje to również to, że poszczególne obiekty nie są autonomiczne. Ich sposób działania zależy od narzuconego odgórnie zadania i zadań innych członków grupy. Jakakolwiek zmiana powyższych (np. dodanie kolejnego układu regulacji) prowadzić będzie zatem do przeformułowania zadania głównego i narzucenia nowej struktury wszystkim elementom

układu.

Mając na uwadze powyższe, kładąc w rozprawie duży nacisk na obiektowe podejście do modelowania i projektowania układów regulacji, zdecydowano się zrezygnować z dekompozycji całościowego celu, jakim jest sterowanie turbozespołem. W zamian, zdecydowano się na zastosowanie podejścia oddolnego, zgodnie z którym układ realizuje cel wypadkowy wynikający z celów regulatorów turbiny i generatora. Przy takim założeniu każdy z układów jest w pełni niezależny (autonomia), stanowi oddzielny moduł (który może zostać wymieniony na inny) i może posiadać dowolną strukturę wewnętrzną. Wraz z przyjętym sposobem wymiany informacji (rozdział 7.2.6) pozwala to na osiągnięcie w pełni elastycznej struktury rozwiązania.

W związku z tym, w rozpatrywanym w rozprawie przypadku układu regulacji turbozespołu wykorzystuje się układy regulacji turbiny i generatora, które posiadają swoje niezależne cele projektowe, składające się na wspólny cel układu regulacji turbozespołu. Zadaniem układu regulacji turbiny jest nadążanie za zapotrzebowaniem mocy (elektrycznej i cieplnej), zaś zadaniem układu regulacji generatora jest stabilizacja napięcia na zadanym poziomie. Jak wspomniano w poprzednich rozdziałach niniejszej rozprawy, zadania te są w pewnym stopniu sprzeczne (wewnętrzne zależności prowadzą do powstawania niepożądanych skutków), ale dzięki wymianie informacji (rozdział 7.2.6) każdy z układów może zareagować odpowiednio wcześniej w celu minimalizacji efektów możliwych zakłóceń (zaburzeń amplitudy i częstotliwości napięcia, wahań mocy czynnej). Patrząc więc na układ sterowania turbozespołu jako całość (obiekt kooperacyjny) można sformułować dla niego wspólny cel polegający na nadążaniu za zapotrzebowaniem mocy elektrycznej i cieplnej przy jednoczesnej stabilizacji napięcia oraz minimalizacji zakłóceń (negatywny wpływ na amplitudę i częstotliwość napięcia) wynikających z we-

wewnętrznych zależności turbiny i generatora. Wynikowy cel jest więc w tym przypadku w pełni zgodny z celem wyjściowym założonym a priori.

7.2.8 Kooperacja

Opracowanie [30] przedstawia kilka definicji kooperacji i innych sposobów oddziaływania na siebie obiektów. Autorzy dokonują rozróżnienia pomiędzy kooperacją (ang. *cooperation*) i współpracą (ang. *collaboration*), pomimo iż często - jak również w ramach tej rozprawy - stosowane są one zamiennie. Słownik języka polskiego PWN [51] definiuje współpracę i kooperację w następujący sposób:

współpraca:

- działalność prowadzona wspólnie przez jakieś osoby, instytucje lub państwa,
- o narządach, mechanizmach: wspólne funkcjonowanie wraz z innymi elementami w ramach całości organizmu lub maszyny,

kooperacja:

- współdziałanie w jakiejś dziedzinie,
- współpraca między ludźmi lub przedsiębiorstwami w produkcji towarów i usług.

Również w języku polskim pojęcia te są zbliżone, a kooperacja stanowi rodzaj współpracy. Używane przez autorów opracowania CONET angielskie słowo kolaboracja, ze względu na negatywny wydźwięk w języku polskim nie będzie wykorzystywane.

Wspomniane powyżej rozróżnienie znaczeń przedstawia się w oparciu o [63], [55] i [13] wskazując, że współpraca ma charakter wspólnej (wykonywanej w ten sam sposób) realizacji celu, podczas gdy kooperacja stanowi realizację wspólnego celu różnymi środkami. Według [63] kooperacja pojawia się, gdy obiekty (agenci) mają pewne określone role, a realizacja wspólnego celu w pojedynkę nie jest możliwa. W przeciwieństwie do tego współpraca pojawia się, gdy role agentów nie są z góry narzucone. W odniesieniu do [55] „kooperacja polega na podziale pracy między uczestników, gdzie każda osoba jest odpowiedzialna za część rozwiązania problemu”, podczas gdy współpraca to „wzajemne zaangażowanie uczestników w skoordynowane wysiłki w celu wspólnego rozwiązania problemu”. Autorzy [30] powołują się również na [13], gdzie definiuje się kooperację jako działania, które przynoszą wspólną korzyść zaangażowanym stronom, podczas gdy współpraca przynosi wspólny wynik, który nie byłby możliwy gdyby zaangażowane strony działały w pojedynkę. W oparciu o przedstawione definicje, rozpatrywany w rozprawie przypadek rozproszonego układu regulacji turbosespołu można określić mianem kooperującego. W omawianym przypadku istnieją dwa układy o różnych możliwościach oddziaływania na otoczenie (regulacja stopnia otwarcia zaworu sterującego, regulacja napięcia wzbudzenia), które w pojedynkę nie mogą realizować założonego celu, jakim jest sterowanie turbosespołem. Wspomniane układy mogą kooperować w różnym stopniu w celu realizacji wspólnego celu (lub nie kooperować wcale), ale konieczna jest ich równoczesna praca w celu realizacji zadania. W takim rozumieniu każdy z regulatorów jest odpowiedzialny za swoją część rozwiązania zadania. Ponieważ przypadki interakcji pomiędzy obiektami o charakterze współpracy, jak np. współpraca roju robotów, nie jest rozpatrywana w ramach rozprawy, a pojęcie współpracy ma w języku polskim obejmuje również kooperację, zdecydowano się na korzy-

stanie w treści rozprawy z pojęć kooperacja i współpraca zamiennie, pomimo że w niektórych przypadkach znaczenia tych pojęć mogą się różnić. Należy jednak pamiętać, że elementy składowe układu regulacji zespołu turbina-generator ze sobą kooperują (ang. *cooperate*), a nie współpracują (ang. *collaborate*).

Oprócz rozróżnienia pomiędzy kooperacją a współpracą, w [30], definiuje się na podstawie [22] trzy typy oddziaływań obiektów na siebie:

- współpraca - oddziaływanie przewidywane i pożądane,
- współzawodnictwo - oddziaływanie przewidywane i akceptowalne, ale niepożądane,
- zakłócanie - oddziaływanie nieprzewidywane i niepożądane.

Wyróżnia się także zjawisko „kozawodnictwa” (ang. *coopetition*), które występuje gdy dwa obiekty jednocześnie ze sobą kooperują i współzawodniczą. W tym przypadku zakłada się, że zjawiska składowe (kooperacja, współzawodnictwo) nie są przeciwieństwami, ale wspólnie opisują relacje pomiędzy obiektami. Jako przykład podaje się dwie firmy, które mogą kooperować, a jednocześnie być dla siebie konkurencją.

Autorzy [30] podkreślają, że współpraca obiektów składowych obiektu kooperacyjnego może wyprzedzać współzawodnictwo i powodować występowanie zakłóceń, przez co wpływać pozytywnie na przebieg realizowanego procesu (współpraca przynosi większe korzyści niż współzawodnictwo). Dla obiektu kooperacyjnego kooperacja/współpraca jest wymagana, aby realizować wspólny cel.

W rozpatrywanym w rozprawie przykładzie układu regulacji zespołu turbina-generator, oddziaływanie na siebie elementów stanowi przykład współzawodnictwa. Elementy turbina i generator poprzez wzajemne powiązania oddziałują na siebie, co prowadzi do wzajemnego zakłócania pracy. Próba dokład-

niejszego nadażania za mocą zadaną, prowadzi do powstawania zaburzeń przebiegu napięcia, a mocniejsza stabilizacja napięcia wywołuje zaburzenia prędkości obrotowej turbiny, a co za tym idzie - mocy. Oddziaływania te są znane i akceptowalne, ale niepożądane, ponieważ prowadzą do pogorszenia jakości energii elektrycznej. W praktyce stosuje się dodatkowe rozwiązania jak np. stabilizator systemowy, które dodając dodatkowe pętle sterowania, pozwalają ograniczać występowanie zakłóceń.

Analizując skutki, jakie powoduje praca drugiego z układów regulacji, możliwe jest śledzenie, w jaki oddziałuje on na układ (jest to przykład komunikacji pośredniej pomiędzy układami sterowania), jednakże informacja ta jest dostępna zbyt późno tj. gdy zakłócenie już wystąpiło. Rozwiązaniem jest dołożenie dodatkowego bezpośredniego toru wymiany informacji (rozdział 7.2.6). W takiej sytuacji interakcja pomiędzy układami regulacji przyjmuje wspomniany wcześniej charakter kozawodnictwa tzn. regulatory współpracują wymieniając ze sobą informacje jednocześnie zaburzając swoją pracę realizując odmienne cele. W takim przypadku, dzięki temu, że informacja jest dostępna zanim wystąpi zakłócenie, możliwe jest wypracowanie sygnału sterującego minimalizujące jego wpływ na pracę układu. Jak wspomniano wcześniej, jeżeli współpraca wyprzedza współzawodnictwo, może to pozytywnie wpływać na realizowany proces - w tym przypadku na sterowanie obiektem turbozespołu elektrowni jądrowej.

7.3 Obiekt kooperacyjny regulacji turbozespołu

W analizowanym w rozprawie przypadku układ sterowania składa się z dwóch regulatorów QDMC turbiny i generatora, które wymieniają ze sobą informację o aktualnie wypracowanym sygnale sterującym (sygnał otwarcia zaworu sterującego α i napięcie wzbudzenia E_{fd}). Tego typu układ regulacji

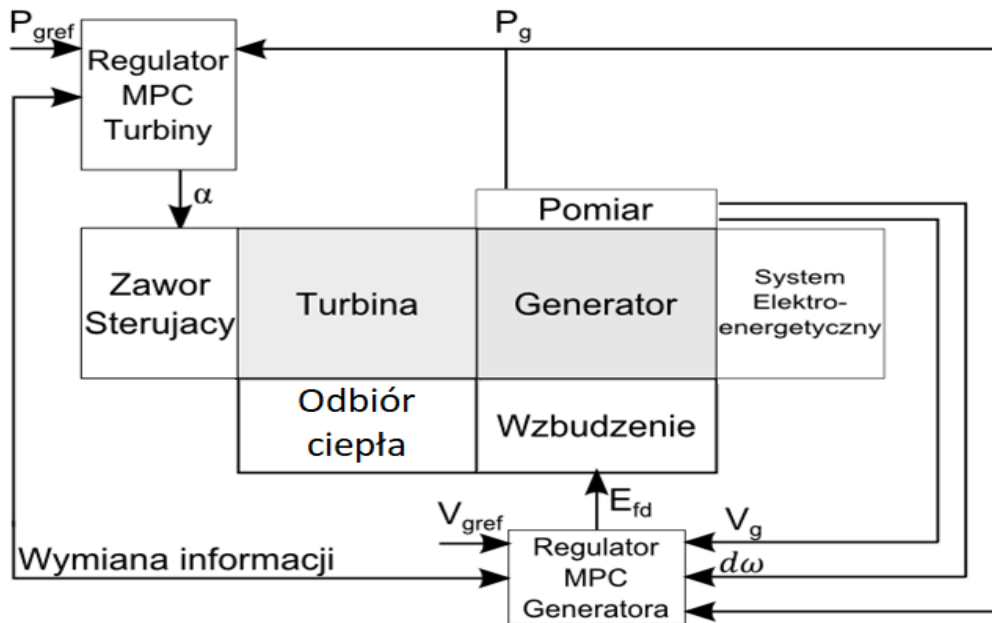
w pełni spełnia przedstawioną we wcześniejszym rozdziale definicję obiektu kooperacyjnego. Charakteryzuje się on wszystkimi cechami tego typu obiektu, a jego dużą zaletą w stosunku do rozwiązań scentralizowanych jest modularność, pozwalająca na łatwą modyfikację struktury.

Po przeprowadzeniu analizy cech i możliwości kooperacji regulatorów MPC, zapisano zasady opisujące działanie kooperującego układu sterowania w następujący sposób:

- informuj o swoich zamiarach - każdy z układów regulacji informuje pozostałe regulatory o działaniach jakie podejmuje (aktualna wartość sygnału sterującego),
- określ wpływ sąsiednich regulatorów - każdy z układów sam określa na podstawie posiadanego modelu, w jaki sposób działania pozostałych regulatorów wpływają na jego obszar działań,
- uwzględniaj zakłócenia w swoich działaniach - każdy z układów poszukuje najlepszego rozwiązania zadania sterowania z uwzględnieniem wpływu na swoją pracę działań układów sąsiednich.

Pomimo że zasad tych nie można odnieść jeden do jednego do trzech zasad Reynoldsa, to przyświeca im podobna idea: bliska współpraca, dopasowanie działań do sąsiednich jednostek oraz unikanie (minimalizacja) kolizji (zakłóceń). Zasady te realizuje proponowany w rozprawie zestaw niezależnych układów regulacji MPC – oddzielnie dla turbiny i generatora – wymieniających ze sobą informację w kolejnych chwilach. Informacja o tym, w jaki sposób realizowane jest sterowanie jednym z układów, przekazywana jest do drugiego z regulatorów, a następnie uwzględniana w procesie określania sygnału sterującego (rys. 7.2). W proponowanym układzie regulacji z wymianą informacji, wykorzystano lokalne regulatory QDMC, których zasadę działania opisywano w rozdziale 6. Celem działania poszczególnych regulatorów jest osiągnięcie

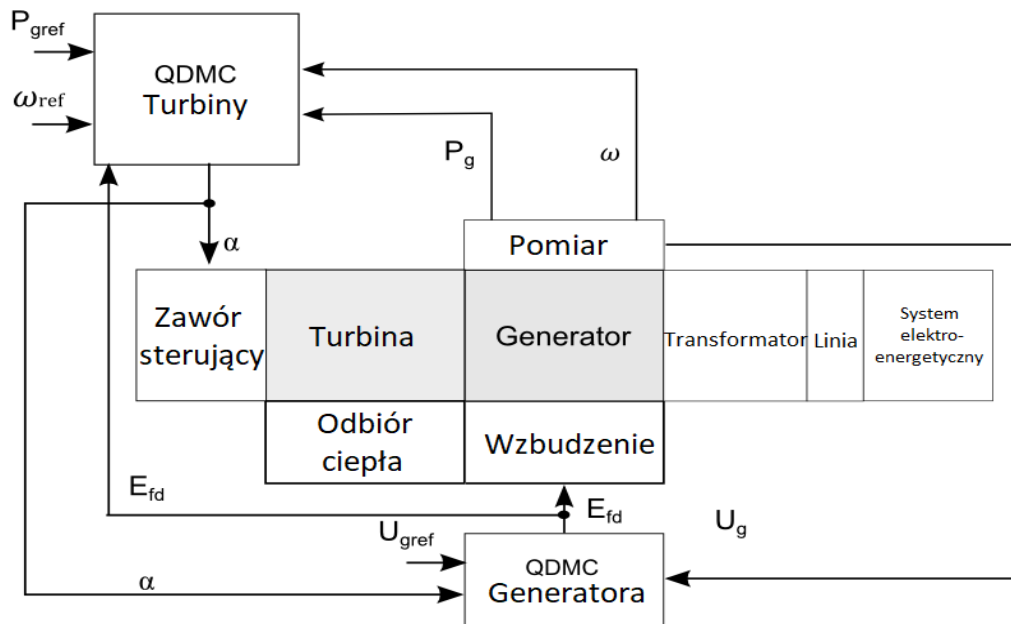
wspólnego celu poprzez rozwiązywanie lokalnych zadań optymalizacji, przy jednoczesnej kooperacji pomiędzy tymi układami.



Rys. 7.2: Koordynacja regulatorów MPC turbiny i generatora.

Klasyczny system sterowania turbo-generatorem składa się z dwóch pętli sterujących z regulatorami PI (rys. 6.4). W rozprawie, zamiast typowych regulatorów PI, proponowana jest struktura sterowania z rozproszoną regulacją predykcijną w postaci dwóch współpracujących regulatorów QDMC dla turbiny i generatora synchronicznego. W proponowanym układzie pomiędzy regulatorami wymieniane są jedynie wartości sygnałów sterujących E_{fd} i α . Zaproponowane rozwiązanie w postaci dwóch regulatorów QDMC z wymianą informacji o aktualnym sygnale sterującym przedstawia rysunek 7.3.

Obydwa układy sterowania wykorzystują modele odpowiedzi skokowej. Proponuje się, aby ich parametry zostały określone na podstawie odpowiednich modeli wejście-wyjście, których parametry są identyfikowane w każdym kolejnym kroku algorytmu w zależności od zmiany punktu pracy turbo-



Rys. 7.3: Proponowana struktura sterowania z rozproszoną regulacją MPC z lokalnymi QDMC dla zespołu turbina-generator.

generatora (metodą RLS).

Modele, w oparciu o które pracuje każdy z regulatorów, uwzględniają wpływ sygnału sterującego pochodzącego z drugiego układu regulacji. Dzięki temu, otrzymana odpowiedź skokowa wykorzystywana w każdym z regulatorów w algorytmie QDMC, zawiera informacje o wpływie innych regulatorów na obiekt. Wymiana informacji pomiędzy regulatorami QDMC na bieżąco oraz aktualizacja parametrów modelu on-line pozwala reagować na zachodzące w obiekcie zmiany. Zadania optymalizacji rozwiązywane są równolegle, co może wpływać znacząco na szybkość obliczeń (w stosunku do rozwiązań scentralizowanych), co ma ogromne znaczenie w systemach, w których czas jest istotny (procesy szybkozmienne tj. zjawiska elektryczne i elektromagnetyczne).

W przypadku turboszespołu, proponowany układ regulacji można przed-

stawić w formie równań:

$$\alpha(k) = \text{Reg}_T(P_g(k), P_{\text{gzad}}(k), \omega_g(k), \omega_{\text{gzad}}(k), U_g(k), E_{fd}(k-1), \dots, \alpha(k-1), \underline{\Theta}_T(k)), \quad (7.2)$$

$$E_{fd}(k) = \text{Reg}_G(U_g(k), U_{\text{gzad}}(k), P_g(k), \omega_g(k), E_{fd}(k-1), \dots, \alpha(k-1), \underline{\Theta}_G(k)), \quad (7.3)$$

$$\underline{\Theta}_T(k) = \text{RLS}_T(P_g(k), U_g(k), \omega(k), E_{fd}(k-1), \alpha(k-1), \underline{\Theta}_T(k-1)), \quad (7.4)$$

$$\underline{\Theta}_G(k) = \text{RLS}_G(P_g(k), U_g(k), \omega(k), E_{fd}(k-1), \alpha(k-1), \underline{\Theta}_G(k-1)), \quad (7.5)$$

$$(7.6)$$

gdzie:

$\text{Reg}_T()$ - funkcja regulatora turbiny (regulator QDMC),

$\text{Reg}_G()$ - funkcja regulatora generatora (regulator QDMC),

$\text{RLS}_T()$ - funkcja identyfikacji parametrów turbiny on-line (RLS),

$\text{RLS}_G()$ - funkcja identyfikacji parametrów generatora on-line (RLS),

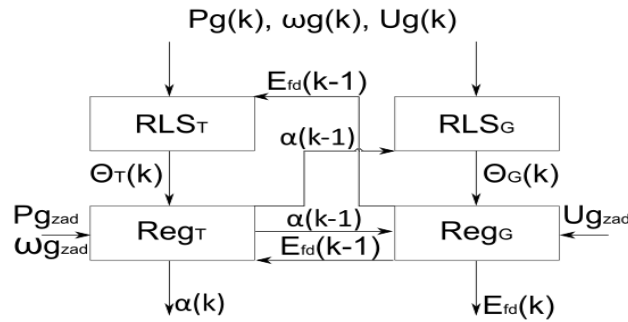
$\underline{\Theta}_T$ - parametry modelu turboszespołu wykorzystywanego przez regulator turbiny,

$\underline{\Theta}_G$ - parametry modelu turboszespołu wykorzystywanego przez regulator generatora.

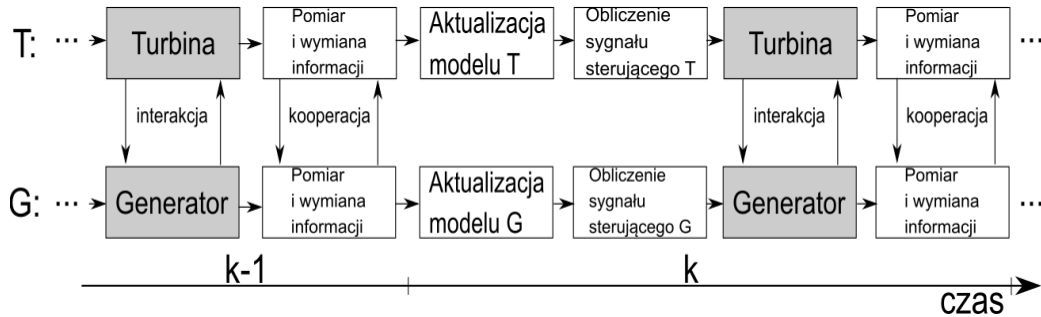
Algorytmy, którym odpowiadają wymienione wyżej funkcje opisano w rozdziale 6.

Rysunek 7.4 przedstawia schemat proponowanego układu, a rysunek 7.5 pokazuje poszczególne etapy pracy algorytmu w czasie: identyfikacja RLS on-line, obliczenie sygnałów sterujących oraz procesy zachodzące w turbinie i generatorze.

Sygnały sterujące α i E_{fd} w chwili k obliczane są na podstawie wartości wielkości sterowanych, wartości zadanych, sygnału sterującego drugiego



Rys. 7.4: Proponowany układ sterowania turboszespołu.



Rys. 7.5: Etapy algorytmu w czasie dla układu regulacji turbiny (T) i generatora (G).

z regulatorów w chwili $k - 1$ oraz wektorów estymat parametrów modeli Θ_T i Θ_G . Parametry modeli w chwili k obliczane są natomiast w każdym kroku algorytmu na podstawie wejść i wyjść obiektu oraz parametrów w chwili $k - 1$.

Ważnym zagadnieniem podczas realizacji zadania regulacji z wymianą informacji jest działanie sieci komunikacyjnej pomiędzy poszczególnymi elementami systemów. Problemy z szybkością czy niezawodnością połączenia pomiędzy elementami systemu mogą mieć istotny wpływ na działanie regulacji rozproszonej i stabilność systemu [61]. Te zagadnienia nie są jednak przedmiotem niniejszej rozprawy i w związku z tym nie będą dalej omawiane. Wraz z rozwojem złożonych algorytmów sterowania opartych o model

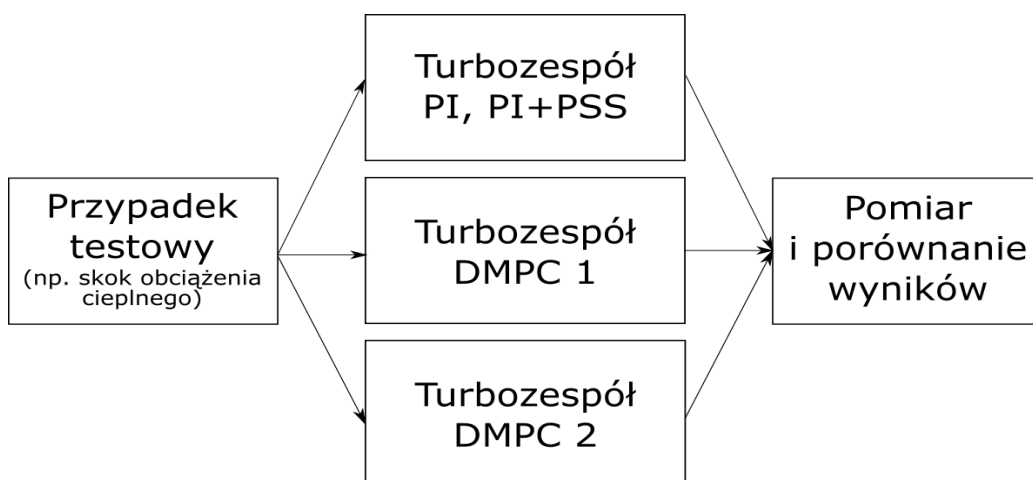
oraz sieci komunikacyjnych, kooperujące rozproszone sterowanie predykcyjne może również stanowić podstawę dla układów o większej ilości elementów składowych, pozwalając na rozbudowę proponowanego rozwiązania o kolejne elementy w przyszłości (np. regulator transformatora, zespół generatorów). Taki rozwój rozwiązania w przyszłości jest w pełni zgodny z wykorzystywanym w rozprawie podejściem obiektowym i pozwala w pełni wykorzystać bazę wypracowaną w ramach rozprawy.

W kolejnym podrozdziale przedstawiono wyniki z badań symulacyjnych omawianego kooperacyjnego układu regulacji zespołu turbina-generator.

7.4 Symulacyjne badania testowe zaproponowanego algorytmu kooperującego układu regulacji

W celu zweryfikowania zaproponowanych rozwiązań przeprowadzono szereg badań symulacyjnych. Jako obiekty odniesienia, z powodu braku dostępu do obiektów rzeczywistych, wykorzystano nieliniowe modele turbiny i generatora. Jako środowisko testowe wykorzystano Matlab/Simulink w wersji 2017b. Symulację wykonano z krokiem symulacji $T_s = 0,00001$ s, a algorytmy sterowania wykonywane były z krokiem $T_r = 0.01$ s (na komputerze z procesorem 4×4 GHz i pamięcią RAM 16 GB wykonanie algorytmu sterowania zajęło poniżej 0,004 s, z czego sam problem programowania kwadratowego QP rozwiązywany był w czasie około 0,002 s; szybciej niż zakładana dynamika obiektu). W trakcie przeprowadzania symulacyjnych badań testowych porównywano odpowiedź układu w różnych konfiguracjach dla zadanego przebiegu wejść i zakłóceń (rys. 7.6).

W rozprawie proponuje się wykorzystanie układu regulacji DMPC opartego o koordynację dwóch układów QDMC turbiny i generatora wymieniających ze sobą informację o aktualnie wypracowanych wartościach sygnałów



Rys. 7.6: Schemat środowiska testowego.

sterujących. Porównano wyniki uzyskane z różnymi układami regulacji dla turbozespołu: typowy regulator PI turbiny, regulator PI generatora ze stabilizatorem systemowym oraz dwoma regulatorami DMPC o różnym zestawie parametrów. Jako zmienne parametry w porównaniu przyjęto horyzonty sterowania i predykcji turbiny (H_T , N_T) i generatora (H_G , N_G), krok predykcji T_N oraz macierz wag Γ_T (tab. 7.2). Przyjęto również, że zestaw turbina-generator był połączony z systemem elektroenergetycznym zamodelowanym jako sieć sztywna.

W ramach badań przeanalizowano kilka przypadków testowych z różnymi konfiguracjami układów regulacji. Dla porównania pracy proponowanych rozwiązań przyjęto cztery układy systemów sterowania (tab. 7.1). Układ pierwszy stanowi układ klasyczny z dwoma regulatorami PI. Układ 2 i 3 stanowią modyfikację, w której jeden z lokalnych regulatorów zostaje zamieniony na regulator QDMC (wyniki przedstawiono w rozdziale 6). Układ 4 powstał przez zastosowanie jednocześnie dwóch układów QDMC dla turbiny i generatora wraz dodaniem wymiany informacji pomiędzy nimi (regulator DMPC).

Tab. 7.1: Testowane konfiguracje regulatorów.

	Turbina	Generator	Opis
1	PI	PI+PSS	Rozwiązanie klasyczne; tło dla pozostałych przypadków
2	QDMC	PI+PSS	Pojedynczy regulator MPC; analiza w Rozdziale 6
3	PI	QDMC	Pojedynczy regulator MPC; analiza w Rozdziale 6
4	DMPC	DMPC	Rozproszony MPC; analiza w Rozdziale 7

Parametry regulatora PI i stabilizatora systemowego zostały dobrane tak, aby minimalizować określoną funkcję celu [68]:

$$\min_{K_p, K_i, T_1, T_2} \left[f_{ITSE} = \int_{t_1}^{t_2} a e_U^2(t, K_p, K_i, T_1, T_2) dt + b d \omega^2(t, K_p, K_i, T_1, T_2) + c(t, K_p, K_i, T_1, T_2) t \right] dt, \quad (7.7)$$

gdzie:

e_U - uchyb stabilizacji napięcia,

$d\omega$ - odchylenie prędkości,

e_P - uchyb nadażania za mocą zadaną.

Regulator PI generatora synchronicznego oraz stabilizator systemowy charakteryzują się następującym zestawem parametrów [68]: K_P , K_I , T_1 , T_2 . Podczas gdy parametry regulatora QDMC określane są jako: krok predykcji T , horyzont predykcji H , horyzont sterowania N i wagi funkcji celu QDMC Γ . Tabela 7.2 zawiera dokładne parametry regulatorów (regulatory DMPC 1 i DMPC 2 różnią się wartością przyjętych wag regulatora turbiny Γ_T). Ograniczenia uwzględnione w badaniach symulacyjnych z regulatorem QDMC

obejmują ograniczenia stopnia otwarcia zaworu regulacyjnego (zmienna manipulowana) $\alpha \in [0; 100]$ oraz napięcia wzbudzenia $E_{fd} \in [-0, 1; 0, 1]$.

Tab. 7.2: Parametry regulatorów

	K_p	K_i	K_d	T_1	T_2	
PI+PSS	12,82	29,03	0	0,65	1,74	
	H_T	H_G	N_T	N_G	T_N	diag($\mathbf{\Gamma}_T$)
DMPC 1	43	17	1	1	0,01	[10; 1]
DMPC 2	43	17	1	1	0,01	[5; 1]

Kolejne podrozdziały zawierają wyniki symulacyjnych badań testowych dla różnych przypadków zakłóceń przy jednoczesnej pracy w szerokim spektrum punktów pracy (różne poziomy mocy czynnej generatora). Analizowane są przypadki nadążania za zmienną trajektorią mocy czynnej oraz utrzymania mocy elektrycznej zarówno bez dodatkowych zakłóceń (rozdział 7.4.1.), jak i:

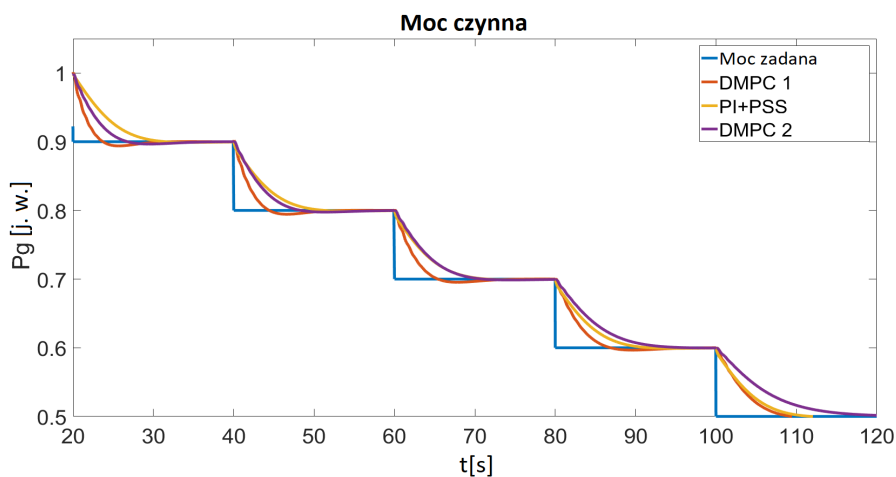
- przy zmiennym obciążeniu cieplnym (sekcja 7.4.2),
- z zakłóceniami od strony dostarczania pary (zmiana ciśnienia) (sekcja 7.4.3),
- od strony SEE - zmiana amplitudy i częstotliwości napięcia (sekcja 7.4.4),
- w przypadku zlikwidowania toru wymiany informacji (sekcja 7.4.6).

Dodatkowo, zaprezentowano wyniki związane z poszukiwaniem wartości horyzontów predykcji dla regulatorów QDMC turbiny i generatora (sekcja 7.4.5).

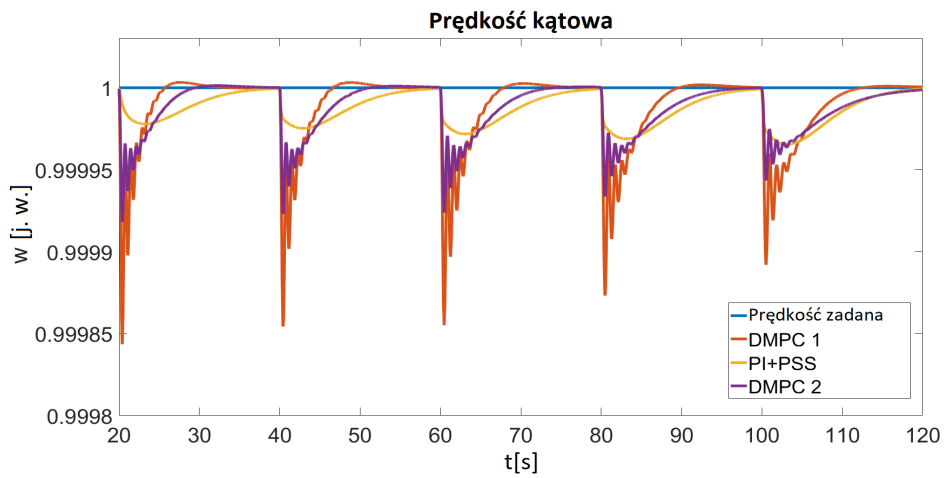
7.4.1 Stabilizacja napięcia i nadążanie za trajektorią mocy czynnej

Jako pierwsze opracowane zostały wyniki eksperymentu polegającego na zmianach trajektorii referencyjnej mocy czynnej generatora synchronicznego. Początkowo generator synchroniczny pracował z nominalną mocą użytkową równą 1 j.w. (470 MW), napięciem na zaciskach generatora równym 1 j.w. (21 kV) i prędkością kątową 1 j.w. (314 rad/s). Następnie zaś wartość zadana mocy była zmieniana o $\pm 10\%$, co każde 20 sekund symulacji. Moc turbiny regulowana jest poprzez zawór sterujący (rozdział 4.2.1), a napięcie przez układ wzbudzenia (rozdział 4.2.2). Wyniki przedstawiono na rysunku 7.7-7.11.

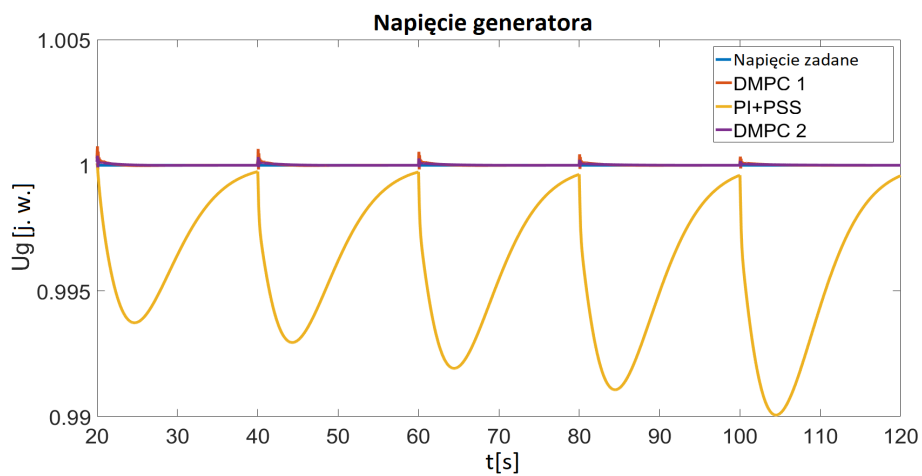
Aby ocenić skuteczność testowanych regulatorów, wprowadzono i wyliczono indeks jakości w postaci kryterium ISE (całka kwadratu błędu (6.5)) (tab. 7.3).



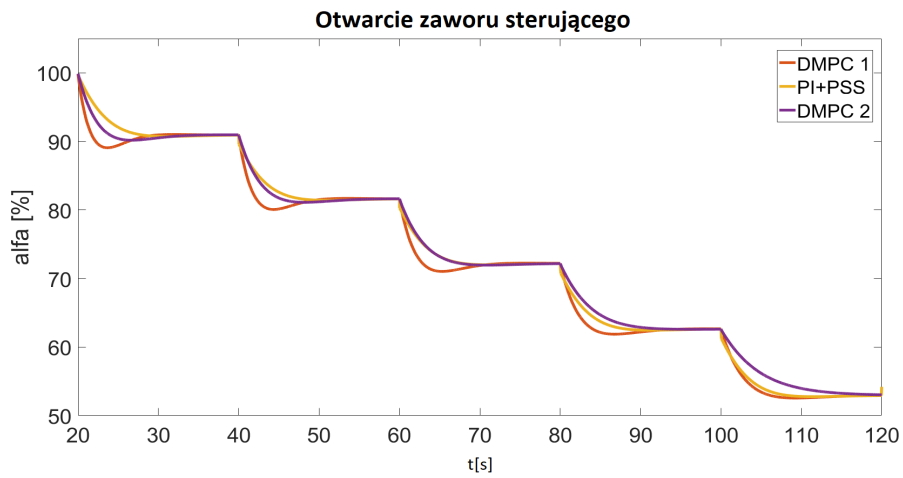
Rys. 7.7: Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



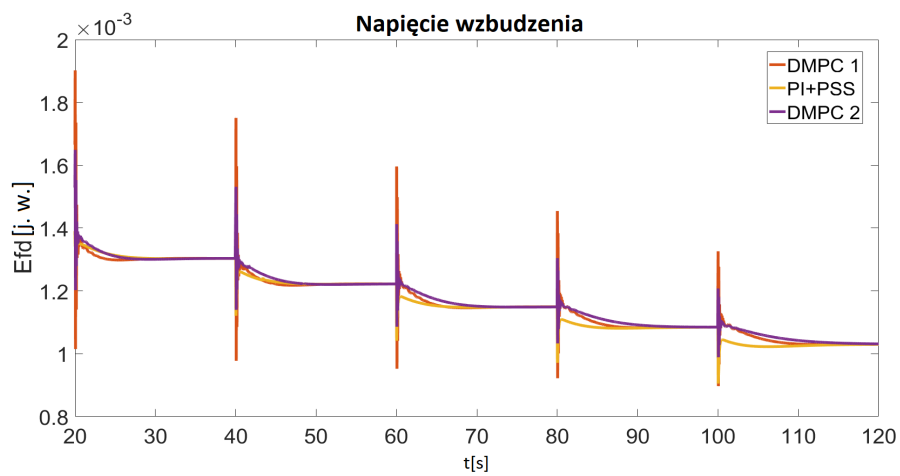
Rys. 7.8: Trajektoria prędkości kątowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.9: Trajektoria napięcia generatora i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.10: Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.11: Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

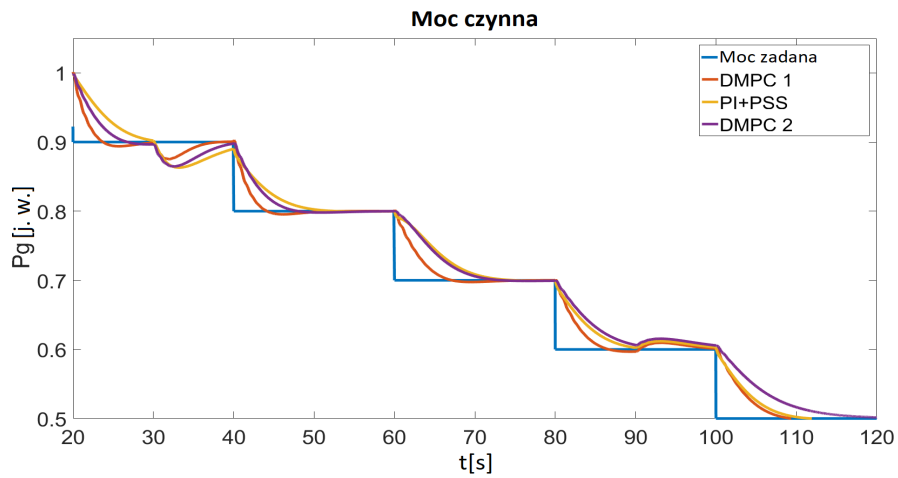
Tab. 7.3: Wskaźnik wydajności układu regulacji - zmiana obciążenia elektrycznego.

	ISE P_g	ISE U_g	ISE ω
PI+PSS	$9,41 \cdot 10^{-2}$	$2,46 \cdot 10^{-3}$	$2,77 \cdot 10^{-8}$
DMPC 1	$6,25 \cdot 10^{-2}$	$1,90 \cdot 10^{-7}$	$8,30 \cdot 10^{-8}$
DMPC 2	$10,8 \cdot 10^{-2}$	$7,74 \cdot 10^{-8}$	$4,33 \cdot 10^{-8}$

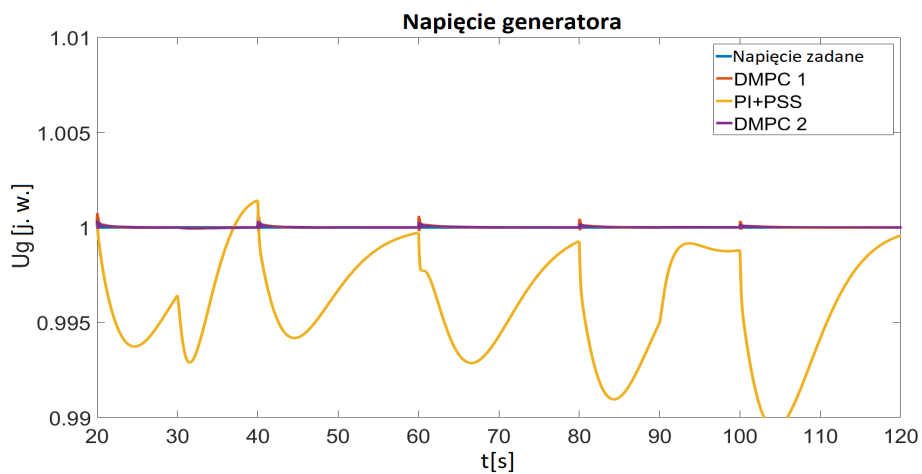
W przypadku wszystkich z trzech rozpatrywanych regulatorów, układ poprawnie nadąża za trajektorią zadaną mocy. W związku z występującymi w obiekcie wewnętrznymi zależnościami, w przypadku najwolniejszego z układów (PI) występują najmniejsze zaburzenia przebiegu prędkości kątowej. Wraz z poprawą jakości regulacji mocy (DMPC 1 i 2), zwiększają się zaburzenia prędkości. W obu przypadkach układ lepiej stabilizuje napięcie generatora (rys. 7.9) w stosunku do struktury z regulatorami PI.

7.4.2 Zmiana obciążenia cieplnego

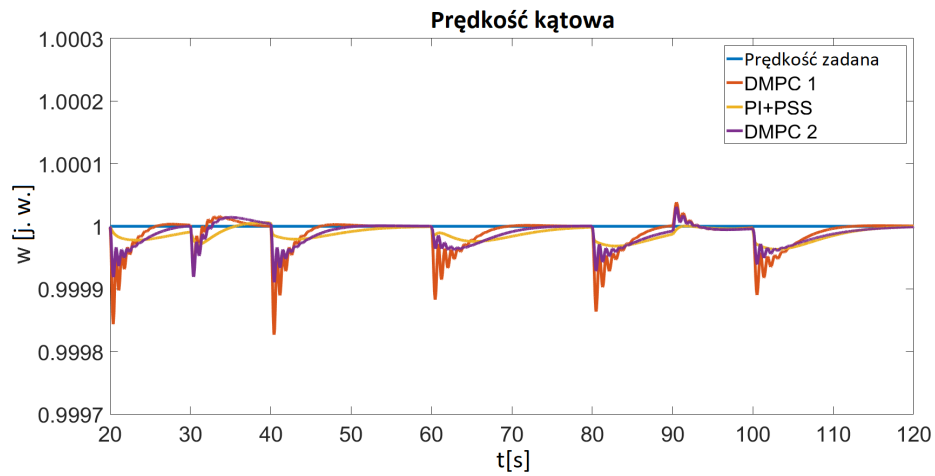
W rozprawie, w związku z uciepłowieniem elektrowni, rozpatrzono wpływ zmiany obciążenia cieplnego na działanie turbozespołu. Celem drugiego eksperymentu było wprowadzenie skokowych zmian poboru pary na potrzeby kogeneracji w trakcie podążania za trajektorią zadaną mocy czynnej (rys. 7.12-7.16). Odpowiada to skokowej zmianie temperatury w systemie ciepłowniczym, co przez model wymiennika ciepła prowadzi do skokowego poboru pary z przelotni turbiny.



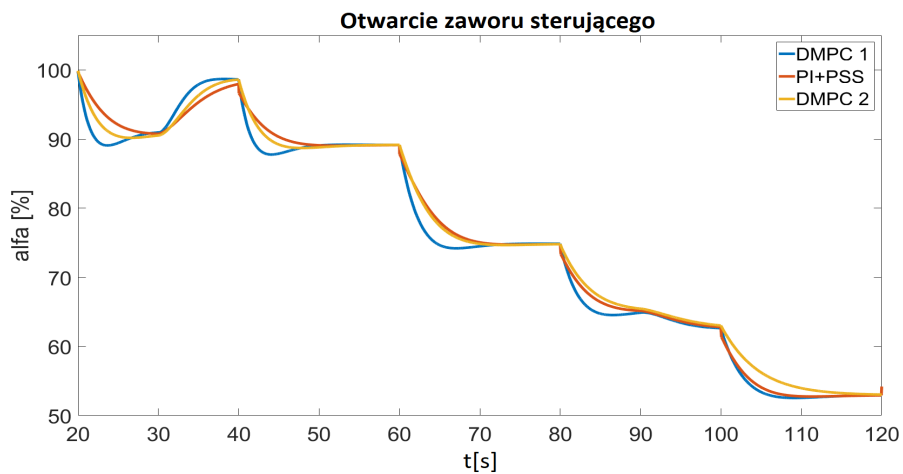
Rys. 7.12: Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



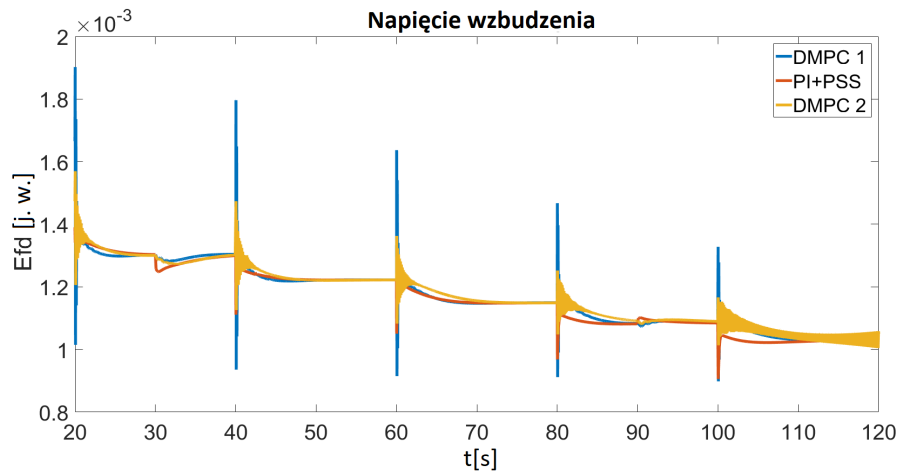
Rys. 7.13: Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.14: Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

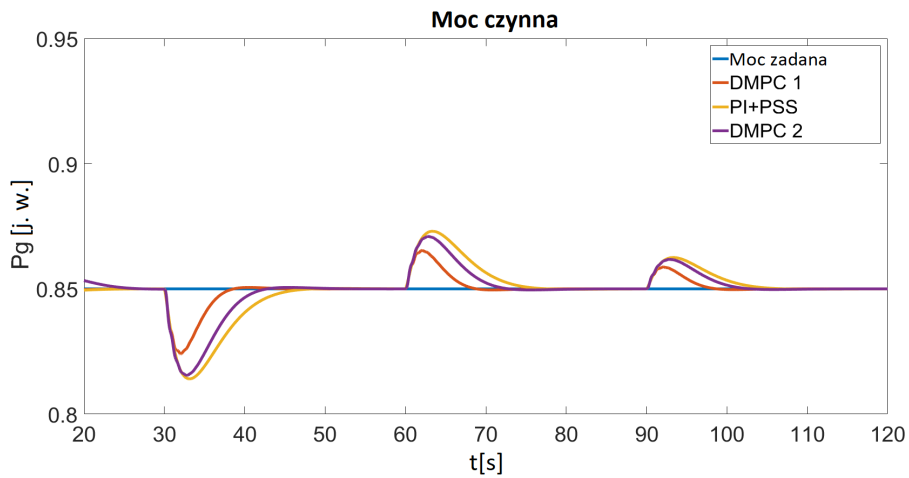


Rys. 7.15: Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

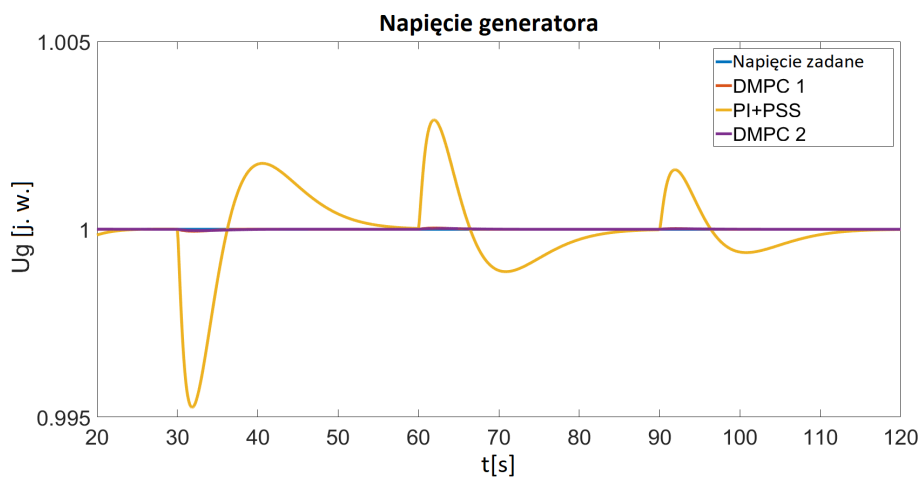


Rys. 7.16: Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

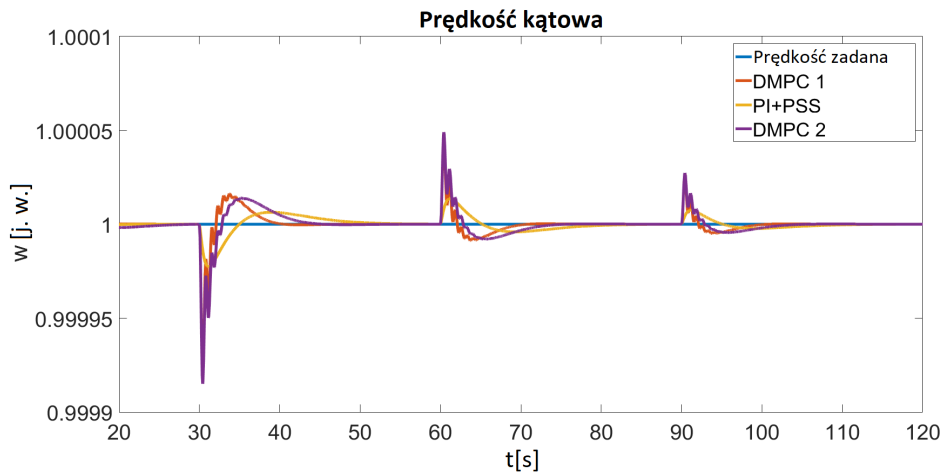
Aby uwidocznic wpływ zmiany obciążenia cieplnego na pracę turbosespołu przeprowadzono kolejny eksperyment, w którym przy stałym obciążeniu elektrycznym (85% mocy czynnej generatora), zmieniano skokowo obciążenie cieplne (temperaturę wody w systemie ciepłowniczym) co 30 sekund symulacji (100°C, 10°C, 70°C). Otrzymane wyniki przedstawiają rysunki 7.17-7.21. Obliczone wskaźniki jakości regulacji przedstawia tabela 7.4.



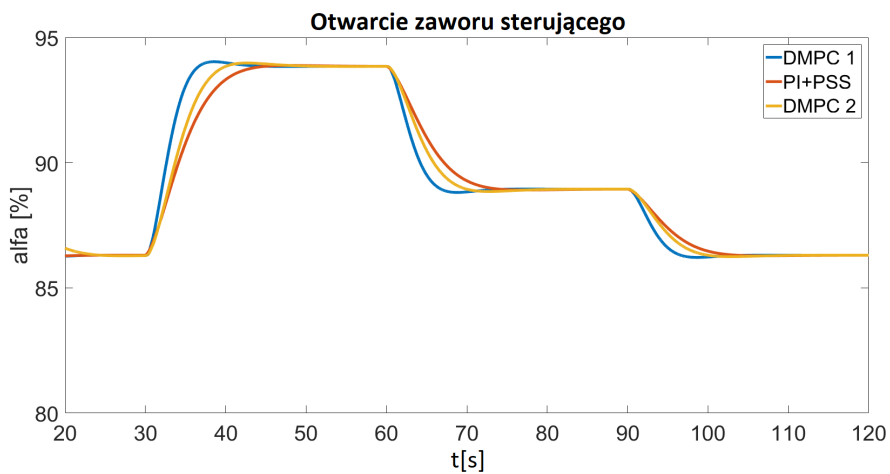
Rys. 7.17: Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



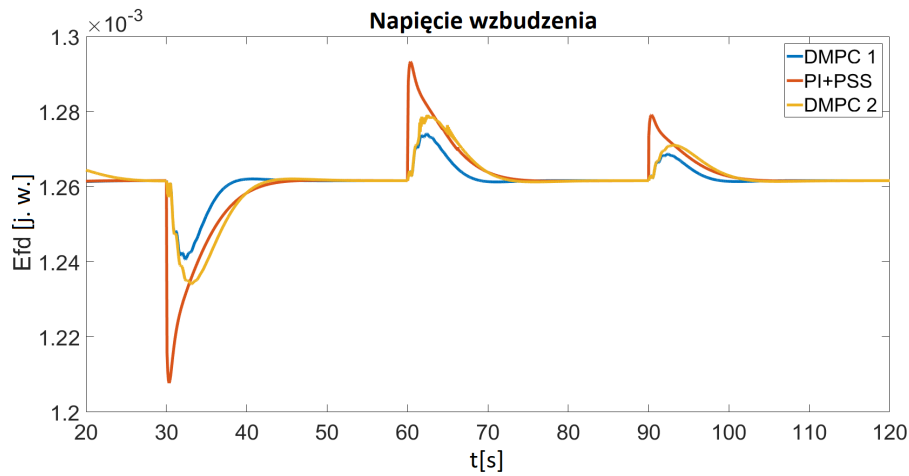
Rys. 7.18: Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.19: Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.20: Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.21: Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

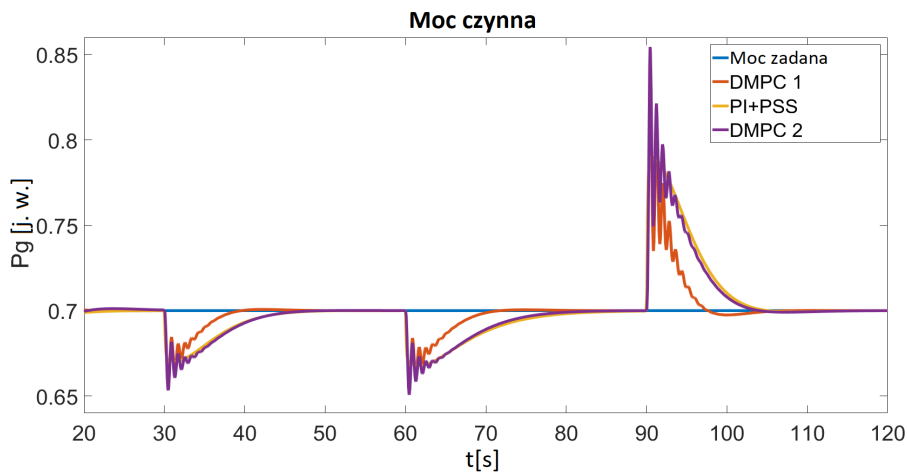
Tab. 7.4: Wskaźnik wydajności układu regulacji - zmiana obciążenia cieplnego.

	ISE P_g	ISE U_g	ISE ω
PI+PSS	0,010	$1,270 \cdot 10^{-4}$	$1,898 \cdot 10^{-9}$
DMPC 1	0,003	$1,227 \cdot 10^{-8}$	$5,077 \cdot 10^{-9}$
DMPC 2	0,008	$8,369 \cdot 10^{-9}$	$6,499 \cdot 10^{-9}$

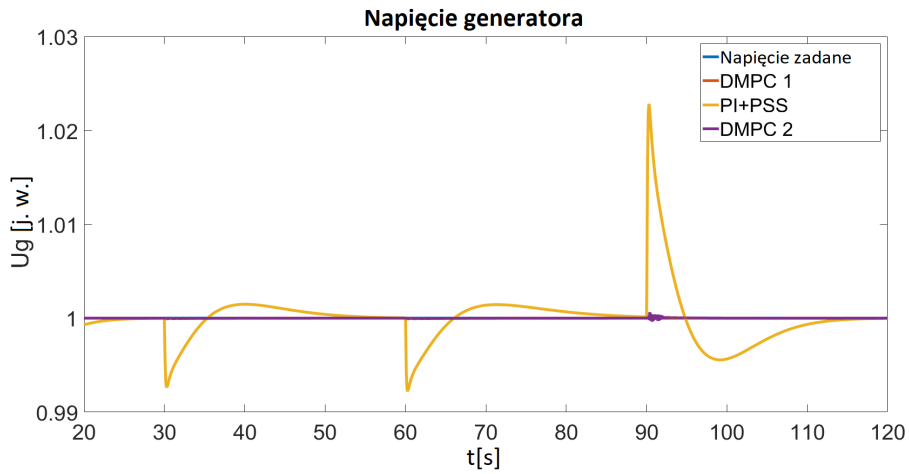
Proponowane układy regulacji stabilizują moc czynną i napięcie generatora po wystąpieniu zakłócenia w postaci skoku obciążenia cieplnego. W przypadku napięcia generatora układ regulacji z regulatorami PI charakteryzuje się znacząco gorszą jakością w stosunku do regulatorów QDMC (7.13 i 7.18).

7.4.3 Zakłócenia od strony obiegu pierwotnego EJ

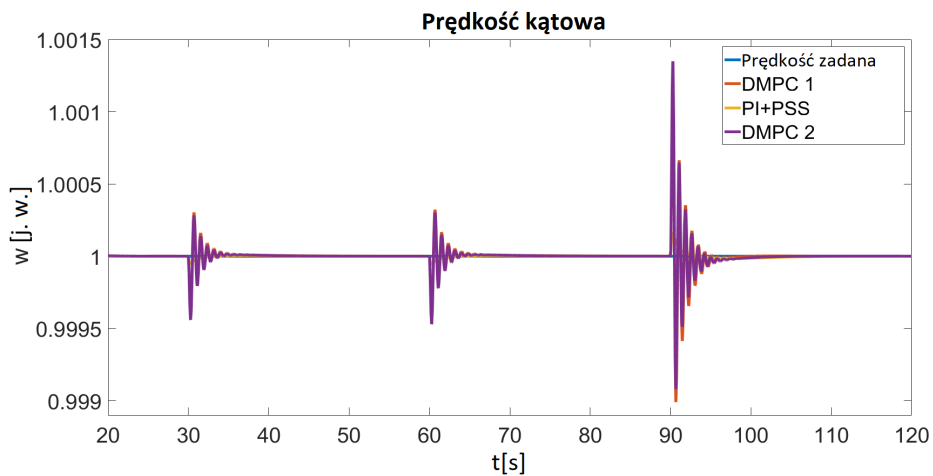
W celu uwidocznienia wpływu zakłóceń od strony obiegu pierwotnego elektrowni jądrowej na pracę turbozespołu przeprowadzono symulację, w której przy stałym obciążeniu elektrycznym (70% mocy czynnej generatora), zmieniano parametry pracy wytwornicy pary (ciśnienie pary na wejściu zaworu sterującego) co 30 sekund symulacji (-5%, -5%, +10%). Otrzymane wyniki przedstawiają rysunki 7.22-7.26 Obliczone wskaźniki jakości regulacji przedstawia tabela 7.5.



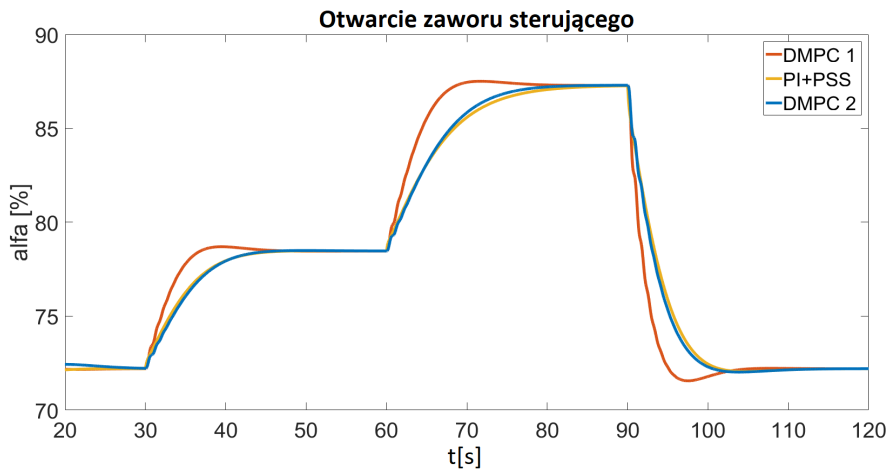
Rys. 7.22: Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



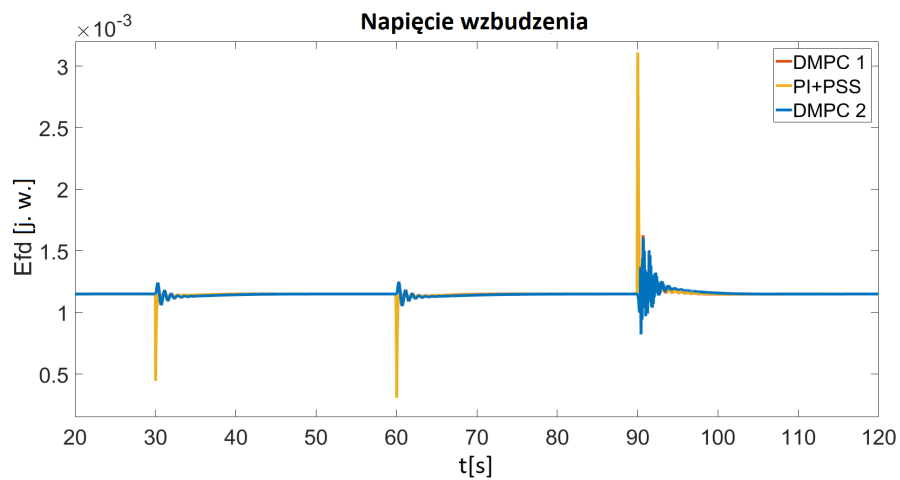
Rys. 7.23: Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.24: Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.25: Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.26: Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

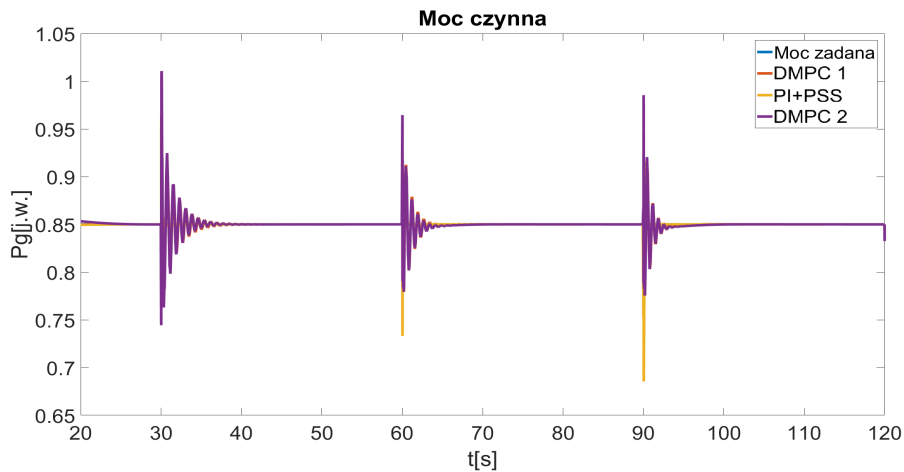
Tab. 7.5: Wskaźnik wydajności układu regulacji - zmiana ciśnienia pary.

	ISE P_g	ISE U_g	ISE ω
PI+PSS	0,4394	$9,295 \cdot 10^{-4}$	$2,018 \cdot 10^{-8}$
DMPC 1	0,0232	$8,141 \cdot 10^{-8}$	$9,864 \cdot 10^{-7}$
DMPC 2	0,0449	$1,163 \cdot 10^{-7}$	$8,993 \cdot 10^{-7}$

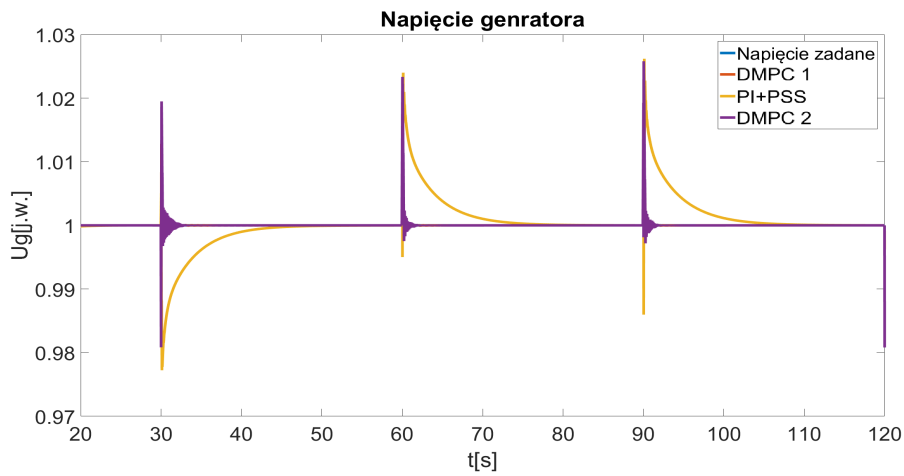
W przypadku spadku ciśnienia pary przed zaworem sterującym, układ zachowuje się analogicznie, jak w przypadku zmiany obciążenia cieplnego (spadek mocy turbiny spowodowany niedoborem pary). Układy regulacji stabilizują moc czynną turbozespołu. Tak, jak w przypadku zmiany obciążenia cieplnego, układ regulacji oparty na regulatorach PI charakteryzuje się gorszą jakością stabilizacji napięcia (7.23). Otrzymane wyniki potwierdzają, że wykorzystanie rozproszonych regulatorów predykcyjnych QDMC zwiększa dokładność śledzenia trajektorii referencyjnej mocy czynnej i stabilizacji napięcia, ale jednocześnie powoduje pogorszenie jakości stabilizacji prędkości kątowej. W takim przypadku, dla regulatora QDMC wskaźnik jakości jest prawie czterokrotnie mniejszy niż ma to miejsce w przypadku regulatora PI. Regulator PI ma natomiast dwukrotnie mniejszy wskaźnik jakości w przypadku stabilizacji prędkości kątowej i napięcia generatora (mniejsza wartość wskaźnika oznacza lepszą jakość regulacji). Czas regulacji dla regulatorów predykcyjnych QDMC jest krótszy niż dla regulatora PI, ale jednocześnie występują większe odchylenia dynamiczne. Zmiana wag funkcji celu regulatora turbiny może wpływać na wydajność (DMPC 1 i DMPC 2), zmieniając zachowanie systemu sterowania z nadążania trajektorii mocy do tłumienia oscylacji napięcia generatora.

7.4.4 Zakłócenia od strony SEE

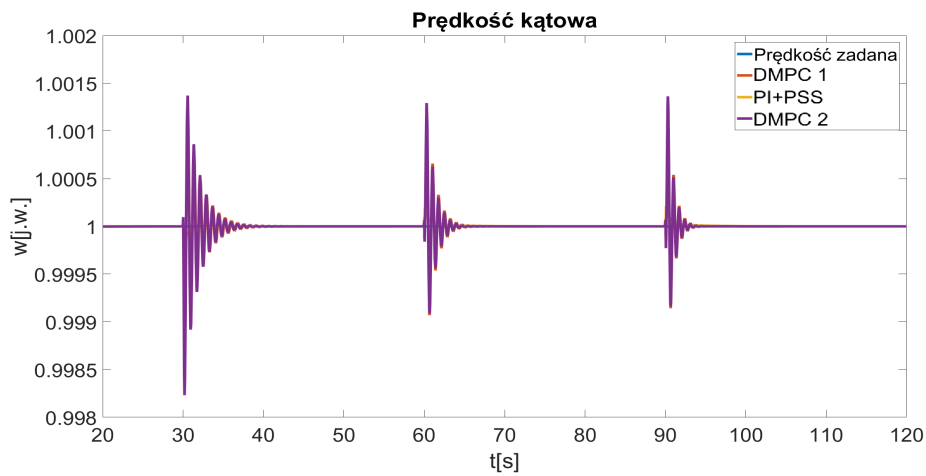
W dalszej kolejności, przeprowadzono eksperyment służący analizie wpływu zakłóceń pochodzących ze strony systemu elektroenergetycznego na działanie turbospołu (rozdział 4.2.5). Wykonano dwie symulacje uwzględniające zmiany napięcia w systemie elektroenergetycznym oraz zmiany częstotliwości napięcia. W pierwszym przypadku zmieniano wartość napięcia o $\pm 5\%$. Wyniki przedstawiono na rysunkach 7.27-7.31 oraz zebrano w tabeli 7.6.



Rys. 7.27: Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.28: Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

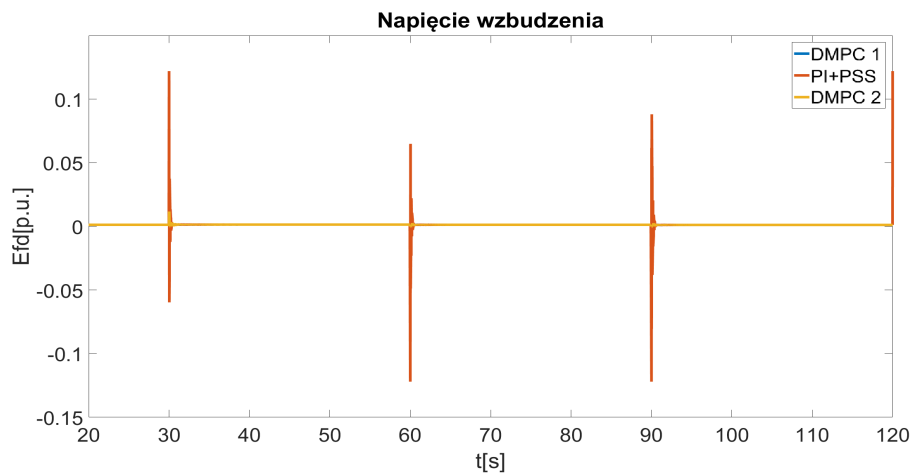


Rys. 7.29: Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

7. Struktury i algorytmy sterowania kooperującego



Rys. 7.30: Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

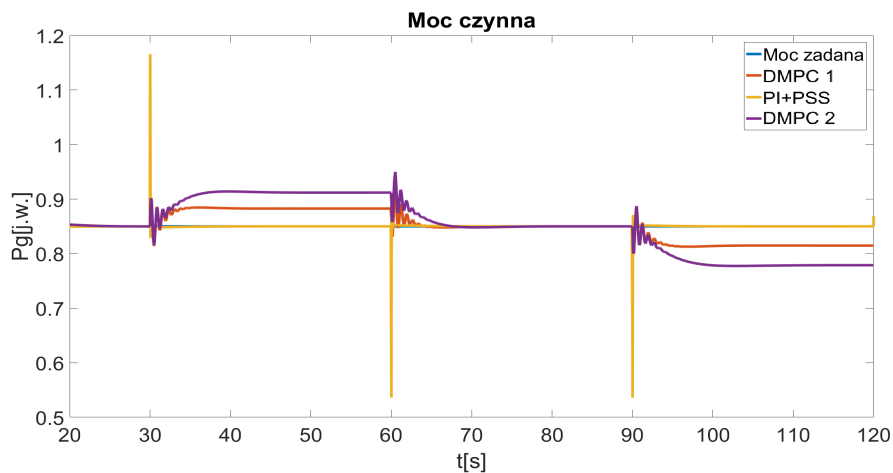


Rys. 7.31: Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

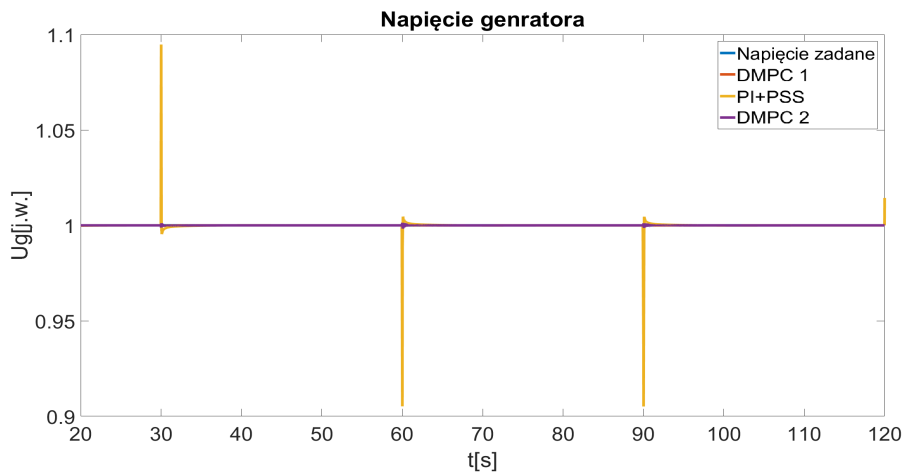
Tab. 7.6: Wskaźnik wydajności układu regulacji -skok napięcia SEE.

	ISE P_g	ISE U_g	ISE ω
PI+PSS	0,001567	$1,474 \cdot 10^{-4}$	$3,291 \cdot 10^{-8}$
DMPC 1	0,008006	$8,011 \cdot 10^{-5}$	$2,349 \cdot 10^{-6}$
DMPC 2	0,008881	$9,624 \cdot 10^{-5}$	$2,584 \cdot 10^{-6}$

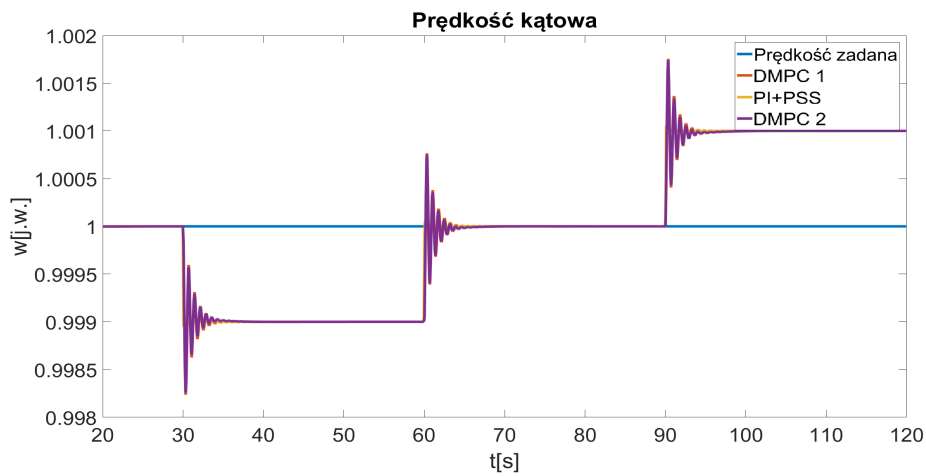
W drugim przypadku zaś zmieniano częstotliwość napięcia w systemie elektroenergetycznym o +/-0.1%. Wyniki przedstawiono na rysunkach 7.32-7.36 oraz zebrano w tabeli 7.7.



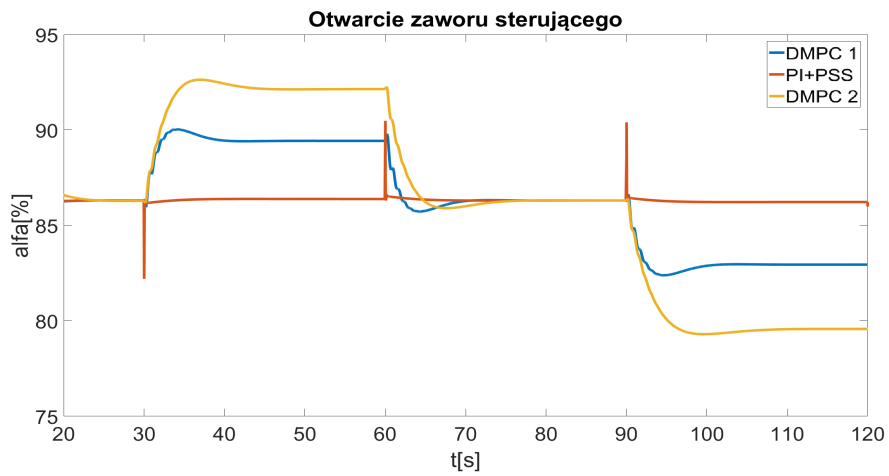
Rys. 7.32: Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



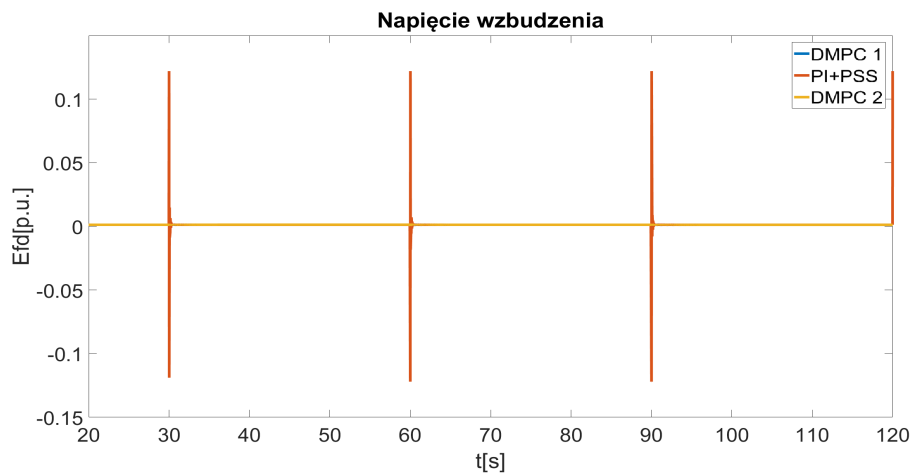
Rys. 7.33: Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.34: Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.35: Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.36: Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

Tab. 7.7: Wskaźnik wydajności układu regulacji - skok częstotliwości napięcia SEE.

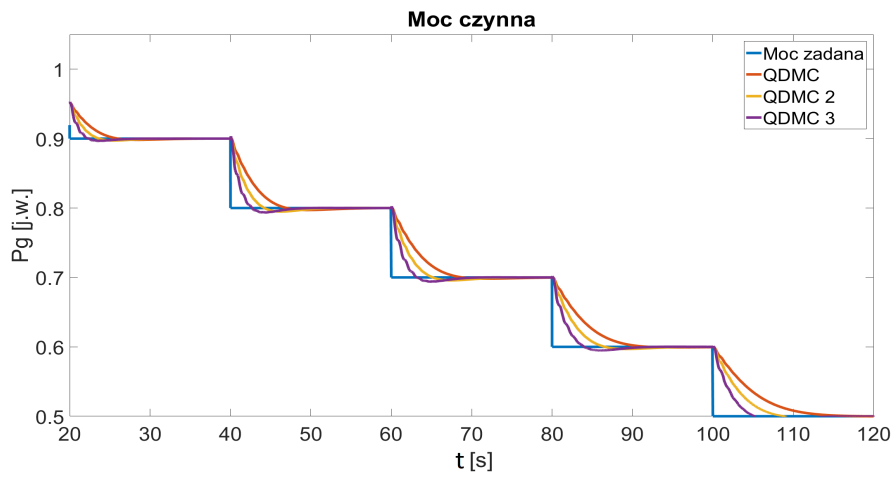
	ISE P_g	ISE U_g	ISE ω
PI+PSS	0,004256	$2,890 \cdot 10^{-5}$	$6,005 \cdot 10^{-5}$
DMPC 1	0,068670	$9,072 \cdot 10^{-7}$	$6,061 \cdot 10^{-5}$
DMPC 2	0,241200	$2,288 \cdot 10^{-7}$	$6,025 \cdot 10^{-5}$

W przypadku zakłóceń pochodzących od strony SEE, układy regulacji QDMC charakteryzują się lepszą stabilizacją napięcia generatora kosztem pogorszenia jakości stabilizacji częstotliwości (tab. 7.6 i 7.7).

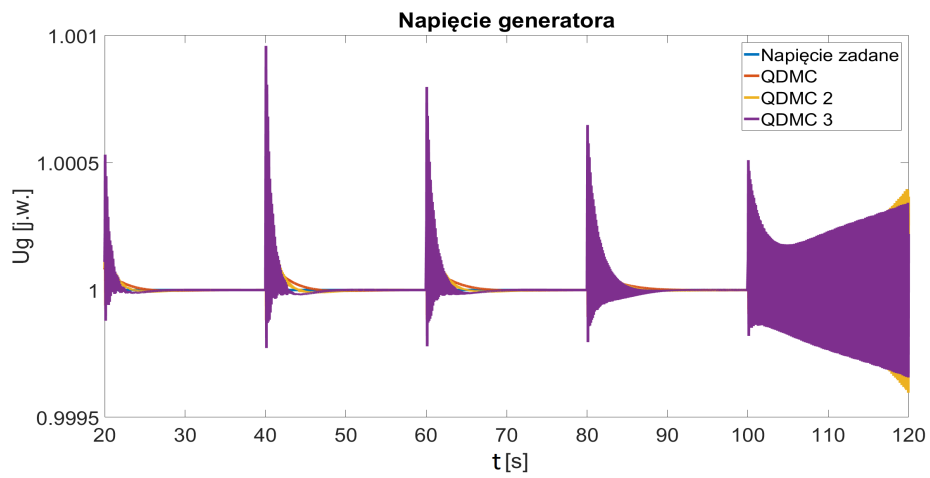
7.4.5 Wpływ zmiany horyzontu predykcji regulatorów QDMC na pracę układu

W celu zbadania wpływu zmiany horyzontu predykcji regulatorów QDMC na pracę układu (horyzont sterowania we wszystkich rozważaniach przyjęto stały równy 1), powtórzono eksperyment polegający na skokowej zmianie obciążenia elektrycznego dla wielu różnych jego wartości. Na tej podstawie określono eksperymentalnie optymalne nastawy układu sterowania. Poniżej przedstawiono wyniki dla układów wyposażonych w układy regulacji QDMC o trzech różnych wartościach horyzontu predykcji. Parametry dla regulatorów QDMC1, 2 i 3 wynosiły kolejno 30, 43 (ostatecznie wybrana wartość) i 60. Otrzymane wyniki przedstawiają rysunki 7.37-7.41.

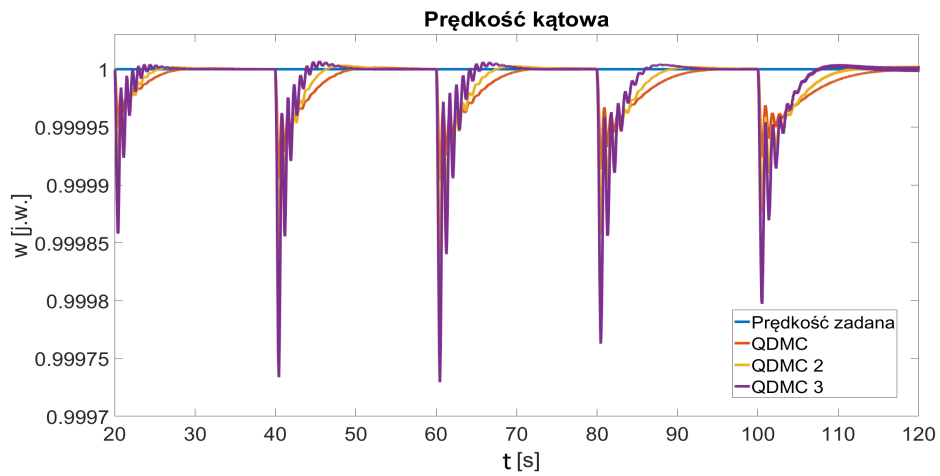
7. Struktury i algorytmy sterowania kooperującego



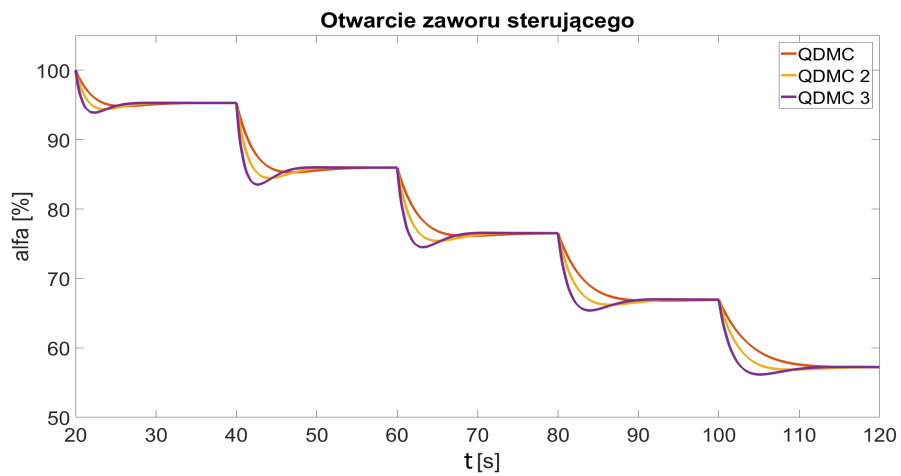
Rys. 7.37: Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60).



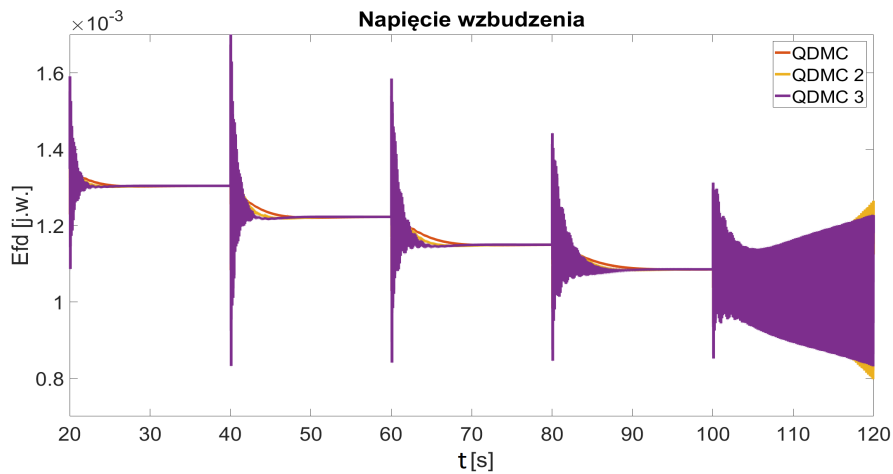
Rys. 7.38: Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60).



Rys. 7.39: Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60).



Rys. 7.40: Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60).



Rys. 7.41: Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60).

Wyniki zebrano tabelarycznie w tabeli 7.8.

Tab. 7.8: Wskaźnik jakości działania układu regulacji - skok częstotliwości napięcia SEE.

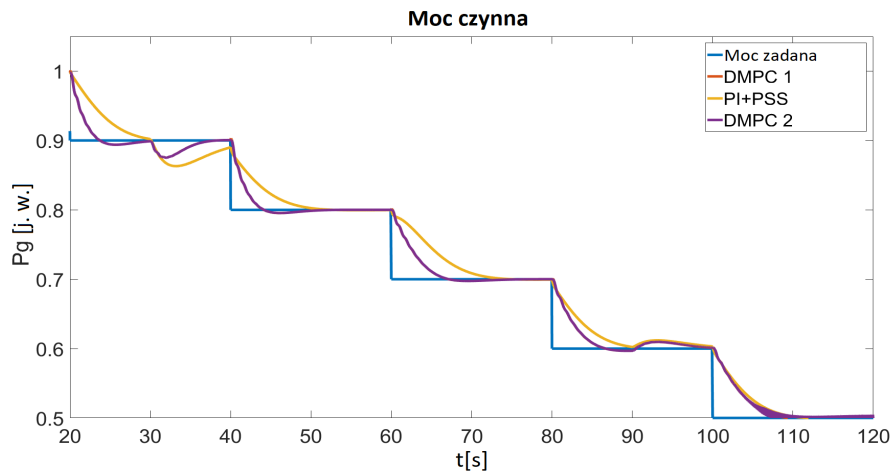
	ISE P_g	ISE U_g	ISE ω
QDMC 1	0,0798	$8,991 \cdot 10^{-8}$	$4,695 \cdot 10^{-8}$
QDMC 2	0,0519	$6,092 \cdot 10^{-7}$	$7,907 \cdot 10^{-8}$
QDMC 3	0,0336	$9,777 \cdot 10^{-7}$	$1,415 \cdot 10^{-7}$

Otrzymane wyniki obrazują wpływ zmiany horyzontów predykcji na działanie układu regulacji. Horyzonty predykcji, sterowania (w tym przypadku przyjęty jako stały) oraz długość kroku predykcji stanowią parametry regulatora QDMC, poprzez zmianę których można wpływać na działanie układu. Zmiana horyzontu predykcji regulatora turbiny powoduje zmianę czasu regulacji, jednakże wpływa również na wielkość zaburzeń przebiegu napięcia gene-

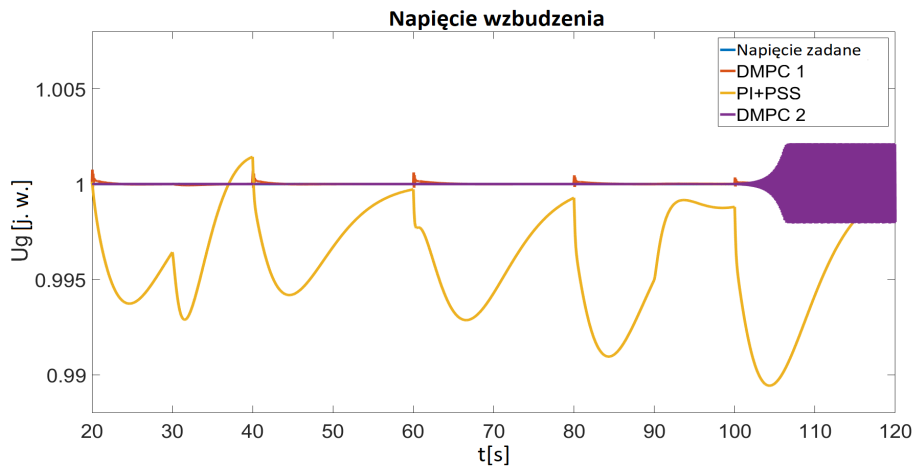
ratora. Analogicznie, zmiana parametrów regulatora wzbudzenia wpływa na jakość regulacji zarówno mocy czynnej, jak i napięcia generatora. W oparciu o szereg eksperymentów polegających na symulacji pracy układu przy różnych parametrach regulatorów, dobrano horyzonty predykcji dla regulatora QDMC turbiny $H_T = 43$ i generatora $H_G = 17$, które pozwoliły na znaczące zmniejszenie oscylacji napięcia generatora przy akceptowalnym czasie regulacji mocy. Ze względu na zmienność modelu w każdym kroku regulacji (estymacja parametrów on-line z wykorzystaniem RLS) we wszystkich eksperymentach przyjęto horyzont sterowania $N_T = 1$ i $N_G = 1$.

7.4.6 Wpływ braku kooperacji na pracę układu o przyjętej strukturze

W celu uwidocznienia wpływu wymiany informacji na poprawność działania układu dwóch regulatorów predykcyjnych oraz wpływu kooperacji na stabilność systemu, powtórzono eksperyment polegający na skokowej zmianie obciążenia elektrycznego i cieplnego z wyłączonym torem komunikacji. Oznacza to, że w układzie zbudowanym z dwóch regulatorów QDMC z modelami o parametrach zidentyfikowanych przy obecności informacji pochodzącej z drugiego z regulatorów (kooperacja) informacja ta przestaje być dostępna (przekazywane wartości wynoszą $E_{fd} = 0$ oraz $\alpha = 0$). Otrzymane wyniki przedstawiają rysunki 7.42-7.46.

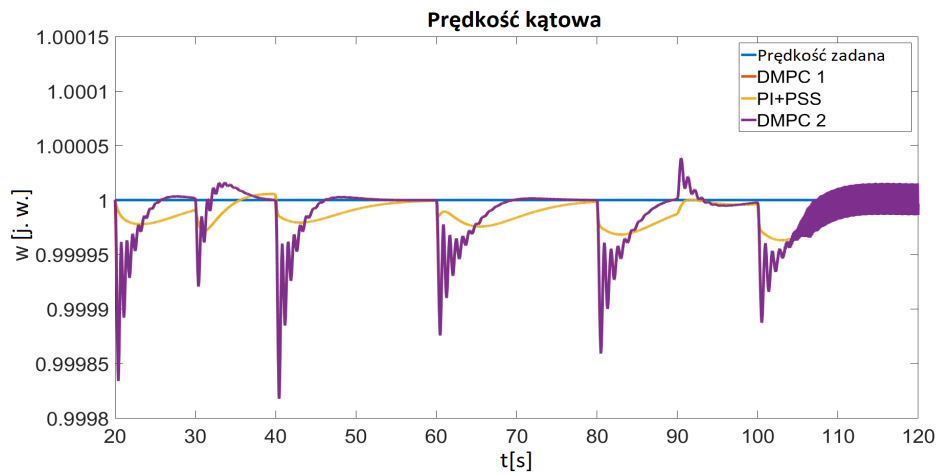


Rys. 7.42: Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

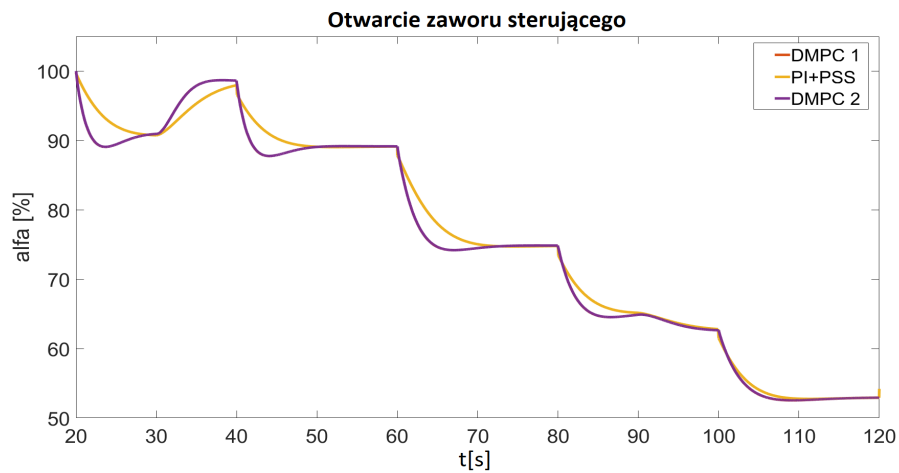


Rys. 7.43: Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

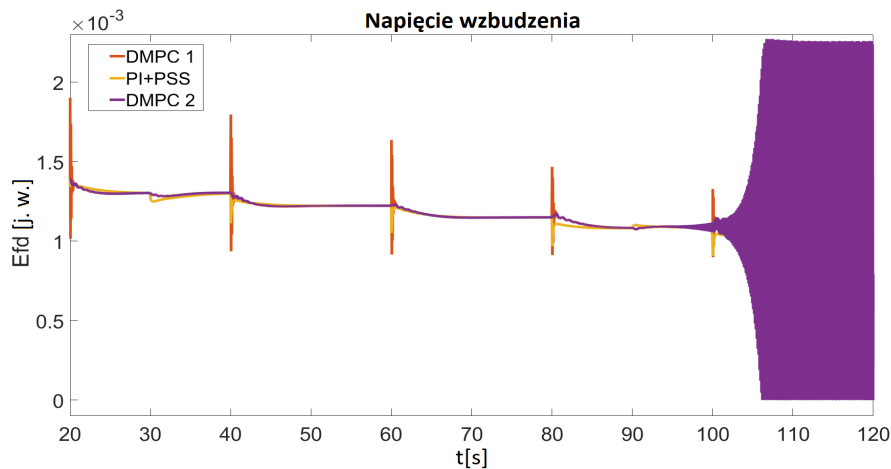
7. Struktury i algorytmy sterowania kooperującego



Rys. 7.44: Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.45: Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło.



Rys. 7.46: Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło.

Eksperyment z pracą turbozespołu z układami regulacji predykcyjnej z koordynacją i bez potwierdza stabilizujące działanie mechanizmu wymiany informacji. Brak informacji od drugiego z pary układów regulacji doprowadził do poważnych zakłóceń napięcia generatora.

Lokalne układy regulacji, wymieniając między sobą informacje, rozwiązują zadanie optymalizacji. Zadania postawione poszczególnym regulatorom stanowią fragmenty zadania optymalizacji dla jednego Centralnego zastępczego regulatora MPC (są wynikiem dekompozycji zadania optymalizacji). Zakładając zbieżność rozwiązania wypracowanego przez taki zbiór regulatorów do rozwiązania centralnego regulatora zastępczego, można przyjąć, że działanie takiego układu jest równoznaczne z rozwiązaniem złożonego, globalnego problemu optymalizacji. Przy takim założeniu, układ regulacji rozproszonej DMPC może być traktowany jak równoważnik regulatora MPC [12]. Na tej podstawie jest dowodzona stabilność proponowanego rozwiązania. Dla za-

pewnienia zbieżności konieczna jest wymiana informacji pomiędzy układami regulacji. Dodatkowo, stabilność układu zapewnia szereg ograniczeń na wartość sygnałów sterujących poszczególnych regulatorów (a co za tym idzie również ograniczeń na wyjścia układów).

7.4.7 Omówienie wyników symulacyjnych badań testowych

W ramach badań symulacyjnych porównano trzy różne układy sterowania: typowy regulator PI oraz dwa regulatory QDMC o różnych parametrach (różne horyzonty predykcji), które podczas każdego kroku rozwiązują problem optymalizacji z ograniczeniami dla zmiennych sterujących, wyrażonych jako nierówności liniowe. W obu przypadkach zastosowano algorytm rekurencyjnej metody najmniejszych kwadratów (RLS), aby uzyskać dokładne parametry uproszczonych modeli turbiny i generatora oraz określić odpowiedni model odpowiedzi skokowej dla regulatorów QDMC, z których składa się układ DMPC. Badania symulacyjne wykazują, że regulator QDMC realizuje trajektorie referencyjne mocy czynnej i prędkości kątowej, a jednocześnie tłumi oscylacje elektromechaniczne z zadowalającą jakością w porównaniu do typowych regulatorów PI i DMC. Ponadto, dzięki zastosowaniu zestawu wag, lokalne regulatory QDMC zapewniają dodatkowe stopnie swobody które umożliwiają dostrojenie całego systemu sterowania w zależności od potrzeb. Przeanalizowane scenariusze pozwoliły zbadać odporność proponowanego układu regulacji na szereg zakłóceń pochodzących zarówno od strony obiegu pierwotnego elektrowni jądrowej, jak i od systemów elektroenergetycznego oraz ciepłowniczego. Układ zachowuje się poprawnie podczas zmian obciążenia. Dodatkowe badania symulacyjne pozwoliły przeanalizować wpływ zmiany parametrów regulatora na szybkość stabilizacji mocy generatora i stabilność pracy układu.

Wyniki potwierdzają, że zastosowanie technologii kooperującego sterowania automatycznego systemu turbina parowa - generator synchroniczny pracujący ze zmiennym obciążeniem w określonym zakresie i podlegającym zewnętrznym zakłóceniom pozwala spełnić warunki czasu rzeczywistego i zapewnić stabilną pracę systemu. Dzięki zastosowaniu regulacji predykcyjnej bazującej na aktualnym modelu obiektu i kooperacji udało się osiągnąć poprawę całkowitych wskaźników jakości sterowania. Zastosowanie omawianego podejścia posiada trzy zalety w stosunku do rozwiązań klasycznych opartych o z góry zdefiniowane układy przyspieszająco-opóźniające fazę:

- poprawia jakość sterowania poprzez zmniejszenie wpływu zakłóceń tj. oscylacje (poprawa wskaźników całkowitych),
- nadąża za zmianą punktu pracy obiektu dzięki estymacji parametrów on-line, co zapewnia stałą jakość w pełnym zakresie zmian mocy (przewidywana praca EJ ze zmiennym obciążeniem),
- dostosowuje się do zmian w obiekcie, przez co może nadążać za zmianami wynikającymi z eksploatacji turbozespołu, czy też zostać wykorzystane (bez zmiany struktury) do sterowania turbozespołem o innych parametrach.

8 Komunikacja wyzwalana zdarzeniowo

8.1 Ograniczenie nadmiarowej komunikacji poprzez wyzwalanie zdarzeniowe

W związku z postępującą cyfryzacją i informatyzacją, zaistniała potrzeba zwiększenia ilości wymienianych informacji pomiędzy elementami systemu, w tym systemami sterowania. Komunikacja pomiędzy poszczególnymi urządzeniami oraz natychmiastowa dostępność aktualnych informacji pozwala na optymalizację pracy urządzeń. Ten rozwój prowadzi do zwiększonego obciążenia sieci komunikacyjnych. Z kolei duże obciążenia mogą prowadzić do problemów z transmisją lub opóźnień (a nawet zwiększonego zużycia energii przez urządzenia sieciowe). Literatura opisuje wykorzystanie technologii wyzwalanej zdarzeniami w różnych punktach systemu sterowania i w różnych zastosowaniach. Systemy samoczynnie wyzwalane różnią się od systemów wyzwalanych zdarzeniem źródłem zdarzenia wyzwalającego. Idea samoczynnego wyzwalania jest analogiczna do systemów z wyzwalaniem zdarzeniowym, z tą różnicą, że zdarzenie nie pochodzi spoza systemu (np. wartość mierzona), ale z modelu obiektu. Celem niniejszej rozprawy jest optymalizacja pracy układu sterowania turbozespołem elektrowni jądrowej. Optymalizacja pracy układu sterowania zestawem rozumiana jest w niniejszej rozprawie dwójako. Po pierwsze, optymalizacja polega na maksymalizacji jakości energii elektrycznej, rozumianej jako możliwie najdokładniejsze podążanie trajektorii zadanej mocy przy jednoczesnym minimalizowaniu zakłóceń amplitudy i częstotliwości napięcia, wyrażonych wartością całkowitych wskaźników jakości ISE/ITSE. W tym celu stosuje się zestaw dwóch kooperujących regulatorów MPC (rozdział 7). Po drugie, optymalizacja to zmniejszenie poboru mocy przez system sterowania oraz zajętości łączy komunikacyjnych poprzez

znaczne ograniczenie komunikatów przesyłanych pomiędzy systemami. Ograniczenie komunikacji nie tylko obniża zajętość łącza komunikacyjnego, ale także zmniejsza obciążenie procesora systemów uczestniczących w komunikacji (systemy sterowania, routery, przełączniki), co wpływa na ich zużycie energii. Istotne jest jednak, aby próba optymalizacji komunikacji pomiędzy sterownikami nie powodowała pogorszenia jakości energii elektrycznej poprzez np. ingerencję w pracę układów sterowania. W związku z tym, w ramach rozprawy, w celu rozwiązania zadania, jakim jest optymalizacja pracy układu regulacji zespołu turbina-generator, zdecydowano się podejść do problemu w dwóch etapach. W pierwszym kroku dokonano optymalizacji pracy układu sterowania poprzez umożliwienie poszczególnym układom regulacji wymiany informacji między sobą (kooperacja układów sterowania). W drugim kroku skupiono się na optymalizacji samego procesu wymiany informacji. W tym celu zdecydowano się na rozwiązaniach ograniczające liczbę wiadomości przesyłanych przez sieć. Jednym z możliwych podejść jest użycie wyzwalania zdarzeniowego zamiast wyzwalania czasem (TT, ang. *Time Triggered*). Oznacza to, że pewne akcje w systemie sterowania, czyli komunikacja pomiędzy jego elementami, nie odbywają się okresowo na podstawie upływu czasu, ale po wystąpieniu określonego zdarzenia wyzwalającego, co skutkuje znacznym zmniejszeniem obciążenia operacyjnego systemu pomiędzy występowaniem takich zdarzeń. W rozprawie proponuje się wykorzystanie komunikacji wyzwalanej zdarzeniami jako rozszerzenia kooperującego układu sterowania turbozespołem w celu zmniejszenia ilości przesyłanych informacji, a tym samym zmniejszenia obciążenia sieci transmisyjnych praktycznie bez pogorszenia jakości regulacji. Istotnym wyzwaniem w rozpatrywanych przypadkach jest charakter obiektu sterowania. Elektrownie jądrowe należą do systemów infrastruktury krytycznej, dlatego kluczową kwestią jest optyma-

lizacja ich niezakłóconej pracy. Dlatego konieczne jest uwzględnienie ryzyka, które może pojawić się również w projekcie systemu sterowania. Istotne jest właściwe zbilansowanie zysku związanego z ograniczoną komunikacją i możliwym pogorszeniem jakości sterowania związanym z ograniczeniem przepływu informacji pomiędzy elementami systemu.

Nowością, proponowaną w rozprawie, jest wykorzystanie komunikacji wyzwalanej zdarzeniami. Podejście ET jest wykorzystywane w wielu aplikacjach, w tym w sterowaniu ET (sterowanie tylko wtedy, gdy warunek jest spełniony), wyzwalanie ET (aktywacja aktuatora tylko wtedy, gdy warunek jest spełniony) lub pomiar ET (wykonywanie pomiaru tylko wtedy, gdy warunek jest spełniony). Ponieważ komunikacja w przypadku kooperujących ze sobą regulatorów MPC jest wykorzystywana wyłącznie do celów pomocniczych, zakłada się, że ilość informacji przesyłanych pomiędzy dwoma regulatorami może zostać znacznie ograniczona. W literaturze można znaleźć wiele opracowań dotyczących optymalizacji samego algorytmu MPC (np. optymalizacja solwera dla układów nieliniowych [88]).

Celem tej modyfikacji jest otrzymanie kooperującego systemu sterowania wyzwalanego zdarzeniami, składającego się z pary sterowników MPC wymieniających informacje tylko w określonych chwilach, co skutkuje znacznym zmniejszeniem obciążenia procesora i sieci komunikacyjnych.

Omawiany system składa się z siedmiu elementów: obiektu sterowania, dwóch regulatorów, dwóch układów pomiarowych i dwóch układów wykonawczych stanowiących finalny układ połączonych ze sobą obiektów. Obiekty te są ze sobą połączone i na każdym z tych połączeń występuje jeden z trzech rodzajów przepływu [40], a mianowicie:

- przepływ masowy (ruch zaworu, przepływ pary),
- przepływ energii (napięcie i prąd wzbudzenia, pomiar wielkości elek-

trycznych),

- przepływ informacji (komunikacja pomiędzy elementami systemu sterowania).

Optymalizacja pracy systemu ma na celu zminimalizowanie tych przepływów, a tym samym - oszczędność zasobów. W celu ograniczenia przepływów masowych i energetycznych (optymalizacja pracy elementów wykonawczych) autorzy proponują zastosowanie układów sterowania predykcyjnego MPC, które pozwalają na uwzględnienie wielkości zmian sygnału sterującego i jego ograniczeń w procesie sterowania. Ten aspekt optymalizacji układu sterowania turbiną-generatorem został omówiony w poprzednich rozdziałach oraz w [71]. W literaturze spotkać można również [9] rozwiązania optymalizujące wykorzystanie elementów wykonawczych poprzez sterowanie zdarzeniowe, gdzie sterownik nie reaguje cyklicznie (TT), ale jego działanie jest wyzwalane zdarzeniem (ET). Takie rozwiązanie można zastosować również w odniesieniu do omawianego systemu sterowania, jednak dla przejrzystości wyводу zostanie to pominięte, a rozważania skupią się na innych kanałach komunikacji. Istnieją również rozwiązania z wyzwalaniem samoczynnym ST, w których działanie systemu nie jest uwarunkowane zdarzeniem zewnętrznym, ale czas jego działania jest określany na podstawie obliczeń wewnątrz systemu opartych na modelu matematycznym [20]. W takim przypadku układ pomiarowy sam określa, kiedy należy pobrać kolejną próbkę, aby nie przegapić istotnej zmiany stanu obiektu. Ze względu na charakter obiektu sterowania (elektrownia jądrowa) zdecydowano się na rezygnację z tego podejścia. Ze względu na konieczność zachowania bezpieczeństwa pracy przyjęto, że stan instalacji musi być stale monitorowany, a regulacja nie może odbywać się w pętli otwartej (na podstawie modelu i historycznych wartości sygnałów). W omawianych badaniach główny nacisk położono jedynie na połączenia po-

między czujnikami a układami sterowania, a zaproponowane rozwiązanie ma na celu zminimalizowanie trzeciego z wyżej wymienionych przepływów, czyli przepływ informacji. O ile, jak wspomniano powyżej, nie należy rezygnować z ciągłego pomiaru parametrów pracy turbozespołu, o tyle reakcja układu sterowania na wszystkie wartości pomiarów nie jest konieczna. Dlatego przyjmuje się, że komunikacja między czujnikiem a układem sterowania może zostać zainicjowana tylko wtedy, gdy pomiar może mieć wpływ na zmianę sygnału sterującego. Podobnie – w proponowanym rozwiązaniu, gdzie układy sterowania dodatkowo wymieniają między sobą informacje w postaci opracowanych wartości sygnałów sterujących – komunikacja pomiędzy układami sterowania nie musi być cykliczna, ale tylko wtedy, gdy może ona wpływać na działanie drugiego systemu. W obu przypadkach problematyczne okazuje się to, że oba układy sterowania, a mianowicie turbina i generator, wykorzystują estymację parametrów modelu obiektu on-line metodą najmniejszych kwadratów. Dlatego też należy wziąć pod uwagę wpływ asynchronicznej komunikacji między obiektami na algorytmy estymacji. Celem opisanych badań było zatem określenie warunków, jakim powinna podlegać komunikacja asynchroniczna wyzwalana zdarzeniami (jakie zdarzenie ma wyzwolić komunikację, jakie są ograniczenia) oraz zapewnienie poprawnego działania omawianych algorytmów po przejściu na asynchroniczną komunikację wyzwalaną zdarzeniowo.

8.2 Komunikacja wyzwalana zdarzeniowo w układzie regulacji turbozespołu

Przyjmuje się, że komunikacja między sterownikami ma charakter pomocniczy i jest wymagana tylko wtedy, gdy systemy te wykonują jakąś akcję. W przypadku pracy w stanie ustalonym, komunikacja nie jest wymagana

i można ją zminimalizować lub nawet całkowicie wyeliminować. Takie podejście powinno drastycznie ograniczyć komunikację przy zachowaniu jakości sterowania. W badaniach przyjęto, że komunikacja pomiędzy systemami sterowania odbywa się okresowo co 0,01 sekundy. Odpowiada to cyklicznej transmisji informacji przez sieć, przy jednoczesnym pominięciu ewentualnych opóźnień transmisji spowodowanych obciążeniem sieci przez inne urządzenia. W przypadku układu wyzwalanego czasowo, przy wymianie informacji pomiędzy dwoma sterownikami, informacja o aktualnej wartości sygnału sterującego (sygnały: otwarcie zaworu regulacyjnego α i napięcie wzbudzenia E_{fd}) przesyłana jest w dowolnej chwili natychmiast (co 0,01 sekundy). W przypadku systemu wyzwalanego zdarzeniami wprowadzono reguły, które sprawiają, że aktualizacja sygnału jest wysyłana dopiero po przekroczeniu określonego progu. W pozostałych chwilach drugi regulator wykorzystuje uzyskaną wcześniej wartość. Układ sterowania turbiną wysyła aktualizację, gdy zmiana sygnału sterującego α przekroczy 1% (8.1). Sterownik generatora wysyła aktualizację, gdy sygnał sterujący E_{fd} przekroczy 0,00001 j.w. (8.2).

$$\Delta\alpha(k) = |\alpha(k) - \alpha(k-1)| \geq 1\% \quad (8.1)$$

$$\Delta E_{fd}(k) = |E_{fd}(k) - E_{fd}(k-1)| \geq 0,00001 \text{ j.w.} \quad (8.2)$$

Dzięki temu cała komunikacja między dwoma sterownikami zostaje przerwana, gdy instalacja pracuje w stanie ustalonym i nie są dokonywane ani potrzebne żadne aktualizacje sygnałów sterujących. Ponieważ turbozespół jest instalacją nieliniową, a w omawianym rozwiązaniu zastosowano liniowy układ sterowania MPC (co omówiono w poprzednich rozdziałach) zdecydowano się na identyfikację on-line z wykorzystaniem metody RLS. Estymacja parametrów odbywa się w sposób ciągły, dlatego ważne jest, aby czas rozbieżności między rzeczywistymi wartościami sygnału a wartościami wykorzystywanymi przez system identyfikacji oraz wielkość tych rozbieżności były jak

najmniejsze. Powoduje to konieczność komunikowania nawet najmniejszych zmian w sygnałach, co pozwala algorytmowi RLS lepiej nadążać za poprawnymi parametrami modelu. To ostatnie powoduje wzrost liczby komunikatów przesyłanych pomiędzy systemami w stosunku do systemów o inaczej zdefiniowanych warunkach wyzwalania komunikacji. Jednak ze względu na to, że występują okresy pracy ustalonej, w których zmiany sygnału są minimalne, osiągnięty jest kompromis polegający na częstej wymianie informacji w okresach intensywnej pracy układów sterowania, co pozwala algorytmowi RLS i sterownikowi na pracę, a podczas pracy w stanie ustalonym, gdy sygnały zmieniają się nieznacznie, komunikacja jest drastycznie ograniczona.

W celu zobrazowania wpływu niewłaściwie dobranych warunków wyzwalania rozważono również inny przypadek. Nowy warunek wyzwolenia zdefiniowano następująco: układ sterowania turbiną wysyła aktualizację, gdy zmiana sygnału sterującego α przekracza 10% (8.3), a regulator generatora komunikuje się, gdy sygnał sterujący E_{fd} przekroczy 0,1 j.w. (8.4).

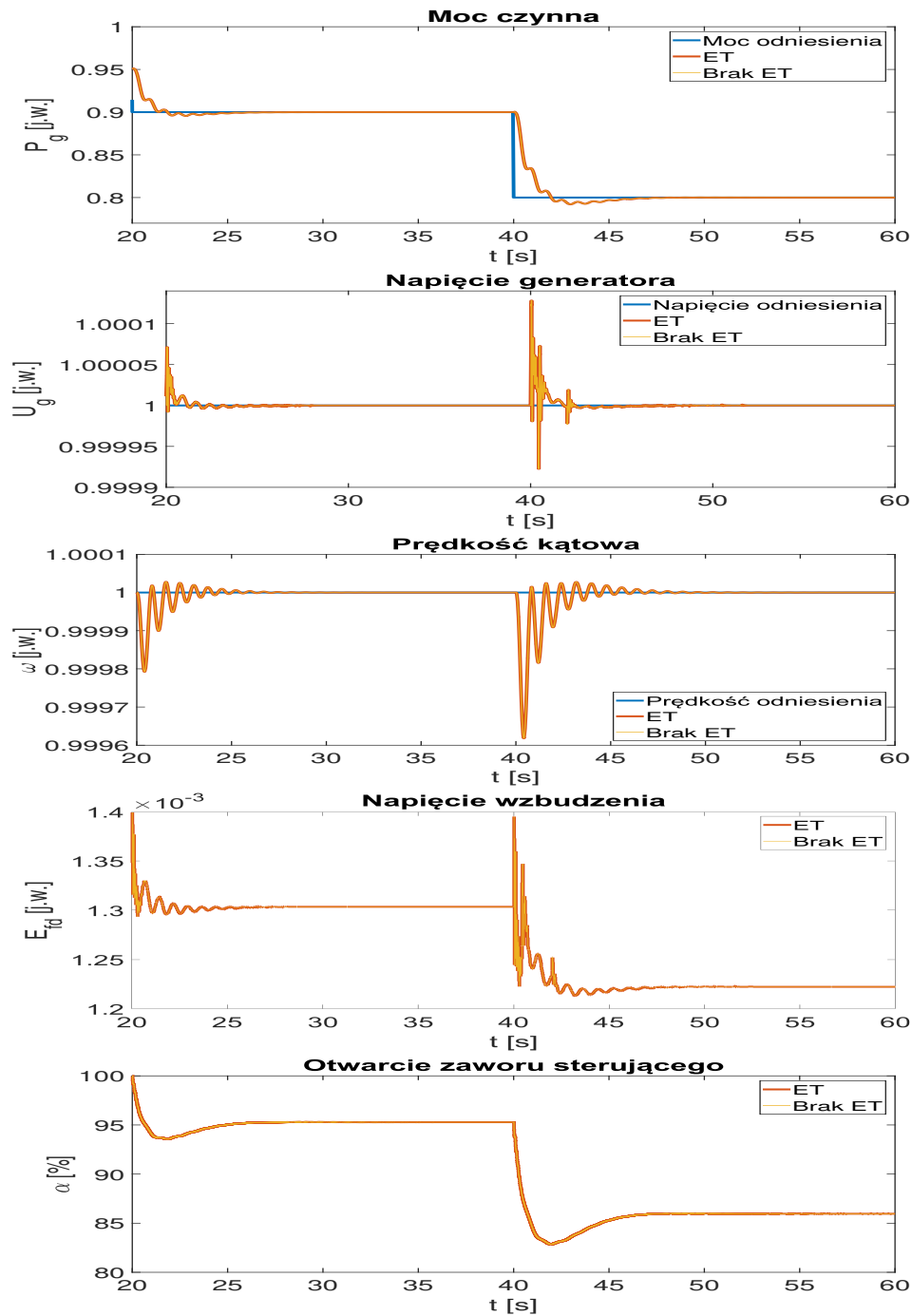
$$\Delta\alpha(k) = |\alpha(k) - \alpha(k - 1)| \geq 10\% \quad (8.3)$$

$$\Delta E_{fd}(k) = |E_{fd}(k) - E_{fd}(k - 1)| \geq 0,1 \text{ j.w.} \quad (8.4)$$

Trzeci z rozpatrywanych przypadków zakładał wykorzystanie oryginalnych warunków wyzwalania ((8.1) i (8.2)), zapewniających poprawną pracę układu, ale w odmiennych warunkach pracy. Wszystkie z trzech omówionych przypadków zweryfikowano w ramach symulacyjnych badań testowych i opisano w sekcji 8.3.

8.3 Symulacyjne badania testowe zaproponowanego algorytmu wyzwalania zdarzeniowego

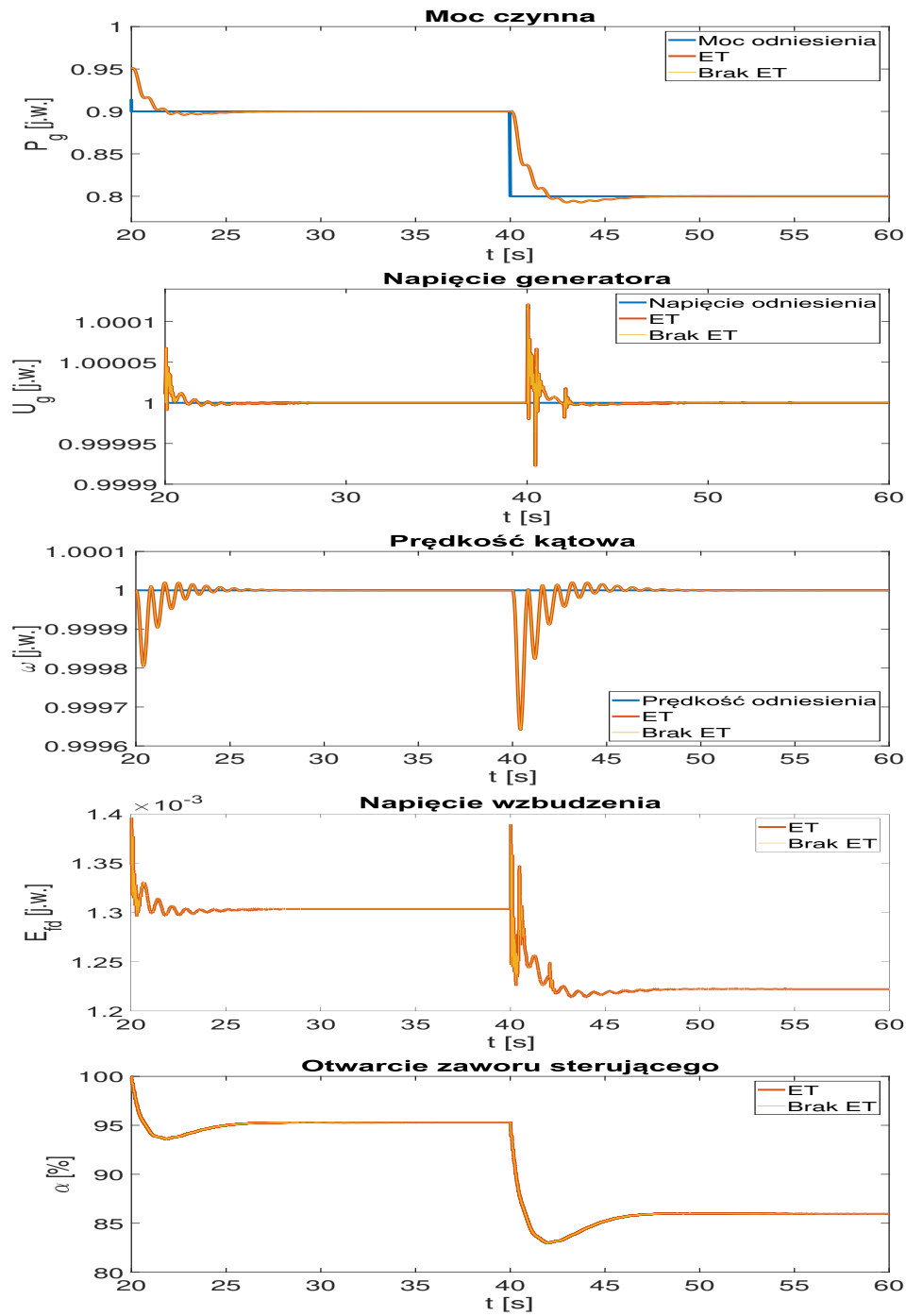
W celu zaprezentowania omawianego rozwiązania przeprowadzono szereg badań symulacyjnych z wykorzystaniem środowiska Matlab/Simulink. Porównano reakcje dwóch układów regulacji na zmianę trajektorii zadanej mocy czynnej (regulator turbiny) przy stabilizacji napięcia na wartości zadanej (regulator generatora). Oba układy składały się z identycznych regulatorów MPC (o horyzontach predykcji generatora i turbiny N_G/N_T równych jeden oraz horyzontom predykcji $H_G = 20$ i $H_T = 40$), które sterują identycznymi obiektami. System A) korzystał z rozwiązania komunikacyjnego wyzwalanego zdarzeniami (ET), podczas gdy system B) działał w trybie komunikacji wyzwalanym czasowo (Brak ET). Wzięto pod uwagę dwa różne rodzaje komunikacji: komunikację jednokierunkową, w której tylko sterownik turbiny udostępnia swój sygnał sterujący oraz komunikację dwukierunkową, w której oba sterowniki udostępniają sobie nawzajem swoje sygnały sterujące. W celu ograniczenia ilości przypadków testowych, w oparciu o [70], zrezygnowano z analizy komunikacji jednostronnej w przeciwnym kierunku (wymiany tylko sygnału E_{fd}). Wykazano tam, że ten kanał komunikacyjny ma dużo mniejsze znaczenie niż wymiana sygnału α . Wyniki dla komunikacji jednokierunkowej przedstawiono na rysunku 8.1 w formie graficznej oraz w tabeli 8.1 w formie tabelarycznej. Wyniki dla komunikacji dwukierunkowej przedstawiono na rysunku 8.2 oraz w tabeli 8.1. Całkowe wskaźniki jakości ISE i ITSE [71] zostały użyte do przedstawienia wyników w formie ilościowej, aby zachować jednolitą prezentację wyników.



Rys. 8.1: Wyniki dla regulatorów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - komunikacja jednokierunkowa.

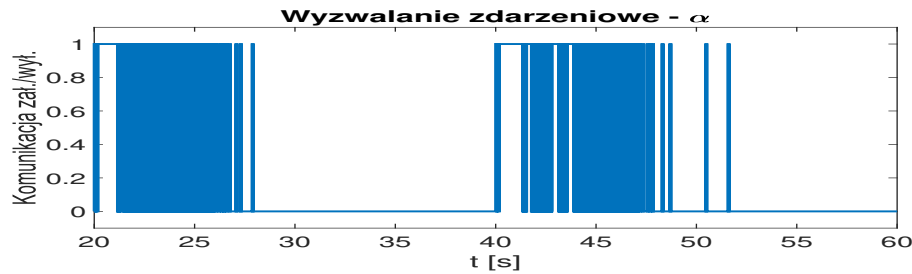
Tab. 8.1: Wskaźniki ISE i ITSE dla układów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET)

Komunikacja jednokierunkowa		
	ET	Brak ET
ISE P_g	$5,5540 \cdot 10^{-3}$	$5,5540 \cdot 10^{-3}$
ISE U_g	$2,0720 \cdot 10^{-9}$	$2,0720 \cdot 10^{-9}$
ISE w	$6,9800 \cdot 10^{-8}$	$6,9800 \cdot 10^{-8}$
Σ ISE	$5,5541 \cdot 10^{-3}$	$5,5541 \cdot 10^{-3}$
Komunikacja dwukierunkowa		
	ET	Brak ET
ITSE P_g	$9,2080 \cdot 10^{-2}$	$9,2080 \cdot 10^{-2}$
ITSE U_g	$3,3450 \cdot 10^{-8}$	$3,3450 \cdot 10^{-8}$
ITSE w	$1,1330 \cdot 10^{-6}$	$1,1330 \cdot 10^{-6}$
Σ ITSE	$9,2081 \cdot 10^{-2}$	$9,2081 \cdot 10^{-2}$
Komunikacja jednokierunkowa		
	ET	Brak ET
ISE P_g	$5,8444 \cdot 10^{-3}$	$5,8444 \cdot 10^{-3}$
ISE U_g	$1,8800 \cdot 10^{-9}$	$1,8800 \cdot 10^{-9}$
ISE w	$6,2540 \cdot 10^{-8}$	$6,2540 \cdot 10^{-8}$
Σ ISE	$5,8444 \cdot 10^{-3}$	$5,8444 \cdot 10^{-3}$
Komunikacja dwukierunkowa		
	ET	Brak ET
ITSE P_g	$9,7050 \cdot 10^{-2}$	$9,7050 \cdot 10^{-2}$
ITSE U_g	$3,0390 \cdot 10^{-8}$	$3,0390 \cdot 10^{-8}$
ITSE w	$1,0170 \cdot 10^{-6}$	$1,0170 \cdot 10^{-6}$
Σ ITSE	$9,7051 \cdot 10^{-2}$	$9,7051 \cdot 10^{-2}$

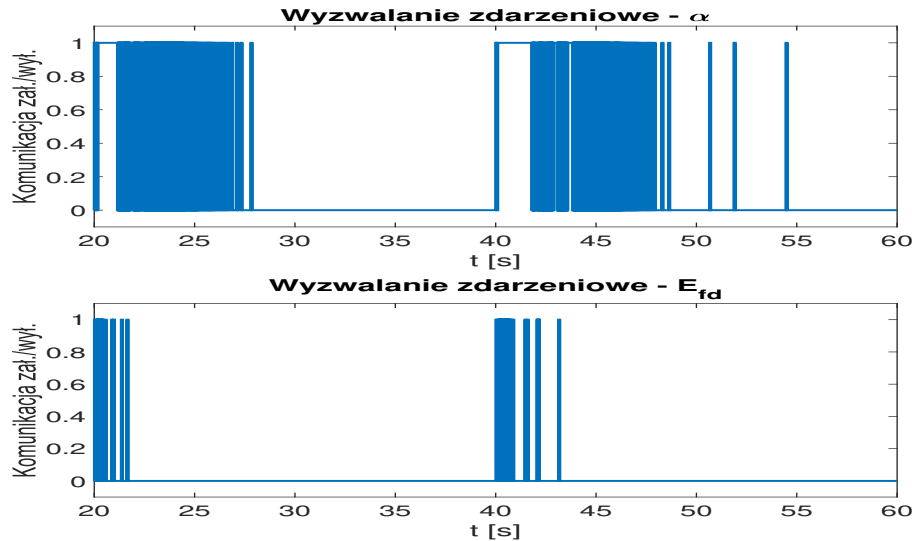


Rys. 8.2: Wyniki dla regulatorów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - komunikacja dwukierunkowa.

Dodatkowo, wykres sygnału komunikacji/braku komunikacji dla jednokierunkowej wymiany informacji przedstawiono na rysunku 8.3, a dla dwukierunkowej na rysunku 8.4. Wartość 1 oznacza chwile, w których następuje komunikacja, a 0 – przypadki braku komunikacji i wymiany informacji o sygnałach wymienianych pomiędzy układami sterowania: otwarcia zaworu sterującego α i napięcia wzbudzenia E_{fd} . Tabela 8.2 pokazuje procent czasu, w którym nastąpiła komunikacja i czasu bez komunikacji.



Rys. 8.3: Chwile w których nastąpiła komunikacja (komunikacja zał./wył.) - komunikacja jednokierunkowa.



Rys. 8.4: Chwile, w których nastąpiła komunikacja (komunikacja zał./wył.) - komunikacja dwukierunkowa.

Tab. 8.2: Procentowy czas komunikacji.

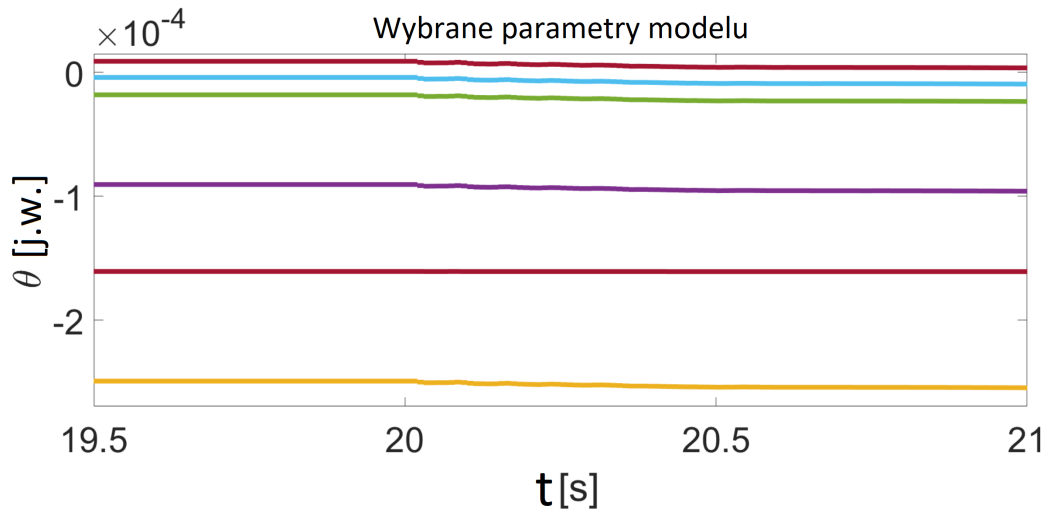
Jednokierunkowa	zał. [%]	wył. [%]
α	15.50	84.50
Dwukierunkowa	zał. [%]	wył. [%]
α	16.05	83.95
E_{fd}	5.00	95.00

Ponadto, porównano parametry uzyskane przez algorytm RLS dla systemu z komunikacją Event-Triggered i bez niej. W tabeli 8.3 przedstawiono przykładowe wyniki dla modelu generatora (21 parametrów) uzyskane podczas eksperymentu omówionego powyżej. Na rysunku 8.5 przedstawiono kilka parametrów zmienianych przez algorytm RLS w czasie po zmianie punktu pracy obiektu (skokowej zmianie zadanej mocy czynnej) w 20. sekundzie symulacji.

Tab. 8.3: Estymaty parametrów modelu.

Param.	Wyzwalanie zdarzeniowe	Wyzwalanie czasem
θ_1	0,085810	0,085810
θ_2	0,001300	0,001300
θ_3	0,032940	0,032940
θ_4	0,022450	0,022450
θ_5	0,005281	0,005281
θ_6	0,001690	0,001690
θ_7	-0,000161	-0,000161
θ_8	0,917500	0,917500
θ_9	0,072310	0,072310
θ_{10}	-0,002283	-0,002283
θ_{11}	0,003443	0,003443
θ_{12}	0,006298	0,006298
θ_{13}	0,002595	0,002595
θ_{14}	0,000979	0,000979
θ_{15}	-0,018220	-0,018220
θ_{16}	0,006801	0,006801
θ_{17}	-0,000251	-0,000251
θ_{18}	-0,000092	-0,000092
θ_{19}	-0,000020	-0,000020
θ_{20}	-0,000006	-0,000006
θ_{21}	0,000007	0,000007

Rysunek 8.5 pokazuje, w jaki sposób parametry są dostosowywane online, aby odzwierciedlić zmiany w zachowaniu obiektu w różnych warunkach pracy. W tym przypadku zmiana nastąpiła poprzez zmianę punktu pracy, ale to samo zachowanie jest pożądane w przypadku zmian wynikających z użytkownika, takich jak np. zużycie łożysk turbiny. Otrzymane wyniki są zbieżnie z wynikami z rozdziału 6.



Rys. 8.5: Zmiana kilku wybranych parametrów modelu generatora w wyniku działania algorytmu RLS.

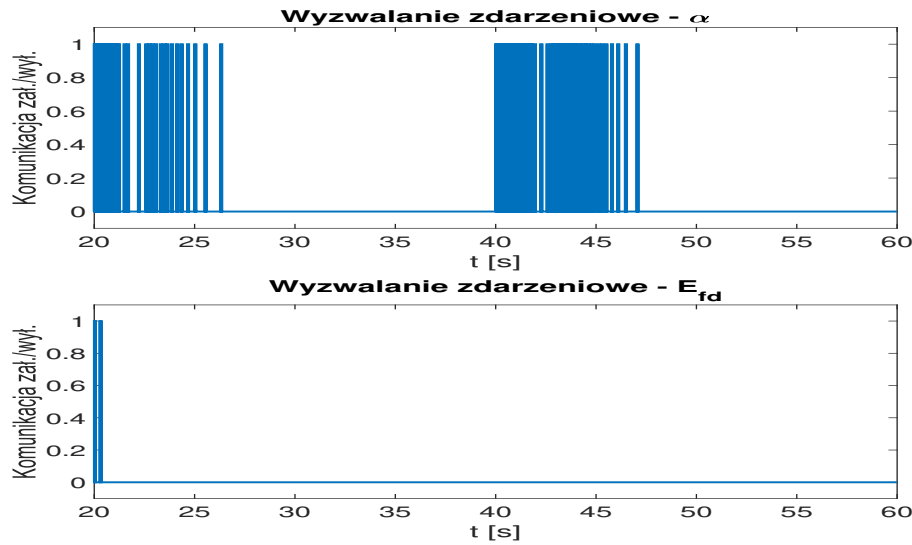
Rysunek 8.6 przedstawia wyniki eksperymentu, w którym zastosowano niepoprawnie dobrane warunki wyzwalania. Otrzymane dla tego przypadku wartości wskaźników wydajności przedstawiono w tabeli 8.4.

Tab. 8.4: Wskaźniki ISE i ITSE dla układów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - niepoprawnie dobrane warunki ET.

Komunikacja dwukierunkowa	ET	Brak ET
ISE P_g	$5,5841 \cdot 10^{-3}$	$5,5844 \cdot 10^{-3}$
ISE U_g	$2,0008 \cdot 10^{-9}$	$1,8800 \cdot 10^{-9}$
ISE w	$6,2690 \cdot 10^{-8}$	$6,2540 \cdot 10^{-8}$
Σ ISE	$5,5842 \cdot 10^{-3}$	$5,5845 \cdot 10^{-3}$
ITSE P_g	$9,7000 \cdot 10^{-2}$	$9,7050 \cdot 10^{-2}$
ITSE U_g	$3,2850 \cdot 10^{-8}$	$3,0390 \cdot 10^{-8}$
ITSE w	$1,0200 \cdot 10^{-6}$	$1,0170 \cdot 10^{-6}$
Σ ITSE	$9,7001 \cdot 10^{-2}$	$9,7051 \cdot 10^{-2}$

Brak ciągłej wymiany informacji i pomiarów prądu dostarczanych do algorytmu RLS powoduje znaczne oscylacje napięcia generatora U_g . Jak wykazano w pracy [70], jeden z kanałów komunikacyjnych α ma istotny wpływ na działanie współpracującego układu sterowania turbozespołem. Dlatego, pomimo tego że praca obu kanałów komunikacji została znacznie zakłócona, znaczące pogorszenie jakości odnotowano tylko w przypadku napięcia generatora, a nie mocy czynnej P_g czy prędkości obrotowej ω_g . Pogorszenie to widoczne jest również w zmianie wartości parametrów ISE/ITSE. Wyniki te wskazują na konieczność doboru dobrych warunków wyzwalania w technologii ET. Chociaż zastosowanie wyzwalania zdarzeniowego może znacząco zoptymalizować wymianę informacji, to jednak zły dobór zdarzeń wyzwalających może negatywnie wpłynąć na sposób działania całego systemu sterowania.

Rysunek 8.7 i tabela 8.5 przedstawiają czasy wyzwalania dla układu z niepoprawnie dobranymi warunkami wyzwalania (warunki (8.3) i (8.4)). Dobór bardziej rygorystycznych warunków wyzwalania (zmiany sygnału muszą być znacznie większe) doprowadził do rzadszej komunikacji pomiędzy układami sterowania. Takie zachowanie powoduje, że współpracujący system pracuje z nieaktualną informacją, co powoduje pogorszenie jakości sterowania.



Rys. 8.7: Chwile, w których nastąpiła komunikacja (komunikacja zał./wył.) - komunikacja dwukierunkowa - niepoprawnie dobrane warunki ET.

Tab. 8.5: Procentowy czas komunikacji - niepoprawnie dobrane warunki ET.

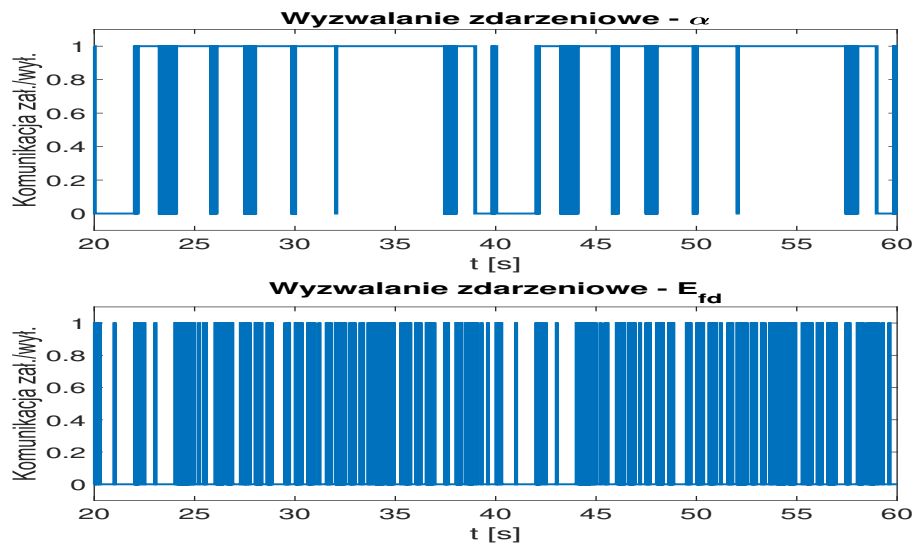
Dwukierunkowa	zał. [%]	wył. [%]
α	7,13	92,87
E_{fd}	1,18	98,82

W celu pokazania wzrostu częstotliwości komunikacji w zależności od trybu pracy turbozespołu, zwiększono częstotliwość zmian wartości zadanej mocy czynnej P_g do 2 s. Dzięki temu w prezentowanym okresie symulacji wynoszącym 40 sekund zwiększono liczbę zmian wartości zadanej z 2 do 20, wymuszając częstszą komunikację. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 8.8 oraz w tabeli 8.6. Podobnie jak w przypadku eksperymentu z wolniejszym tempem zmiany zadanej trajektorii mocy czynnej P_g , oba układy (z ET i bez ET) zachowują się identycznie. Nie zaobserwowano znaczącego pogorszenia jakości. Wyniki te potwierdzają również całkowite wskaźniki jakości.

Tab. 8.6: Wskaźniki ISE i ITSE dla układów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - zmiana zadanej mocy czynnej co 2 s.

Komunikacja dwukierunkowa	ET	Brak ET
ISE P_g	$1.4010 \cdot 10^{-1}$	$1.4010 \cdot 10^{-1}$
ISE U_g	$1.1720 \cdot 10^{-8}$	$1.690 \cdot 10^{-8}$
ISE w	$8.5830 \cdot 10^{-7}$	$8.5830 \cdot 10^{-7}$
Σ ISE	$1.4010 \cdot 10^{-1}$	$1.4010 \cdot 10^{-1}$
ITSE P_g	$2,7670 \cdot 10^0$	$2,7670 \cdot 10^0$
ITSE U_g	$2,4270 \cdot 10^{-7}$	$2,4210 \cdot 10^{-7}$
ITSE w	$1,8970 \cdot 10^{-5}$	$1,8970 \cdot 10^{-5}$
Σ ITSE	$2,7670 \cdot 10^0$	$2,7670 \cdot 10^0$

Rysunek 8.9 i tabela 8.7 pokazują czas wywołania wymiany informacji w obu kanałach komunikacji (α i E_{fd}) oraz stosunek czasu, w jakim komunikacja wystąpiła do całkowitego czasu symulacji. Zgodnie z oczekiwaniami, znaczny wzrost dynamiki zmiany wartości zadanej spowodował większą potrzebę wymiany informacji. W związku z tym systemy sterowania komunikowały się częściej, co istotnie wpłynęło na odsetek czasu komunikacji. Ilustruje to, jak zmiana scenariusza testowego wpływa na efektywność rozwiązania ET. Niemniej jednak, nawet w tak wymagającym przypadku, zastosowanie technologii wyzwalania zdarzeń pozwala ograniczyć ilość informacji przesyłanych przez sieć.



Rys. 8.9: Chwile, w których nastąpiła komunikacja (komunikacja zał./wył.) - komunikacja dwukierunkowa - zmiana wartości zadanej mocy czynnej co 2 s.

Tab. 8.7: Procentowy czas komunikacji - zmiana zadanej mocy czynnej co 2 s.

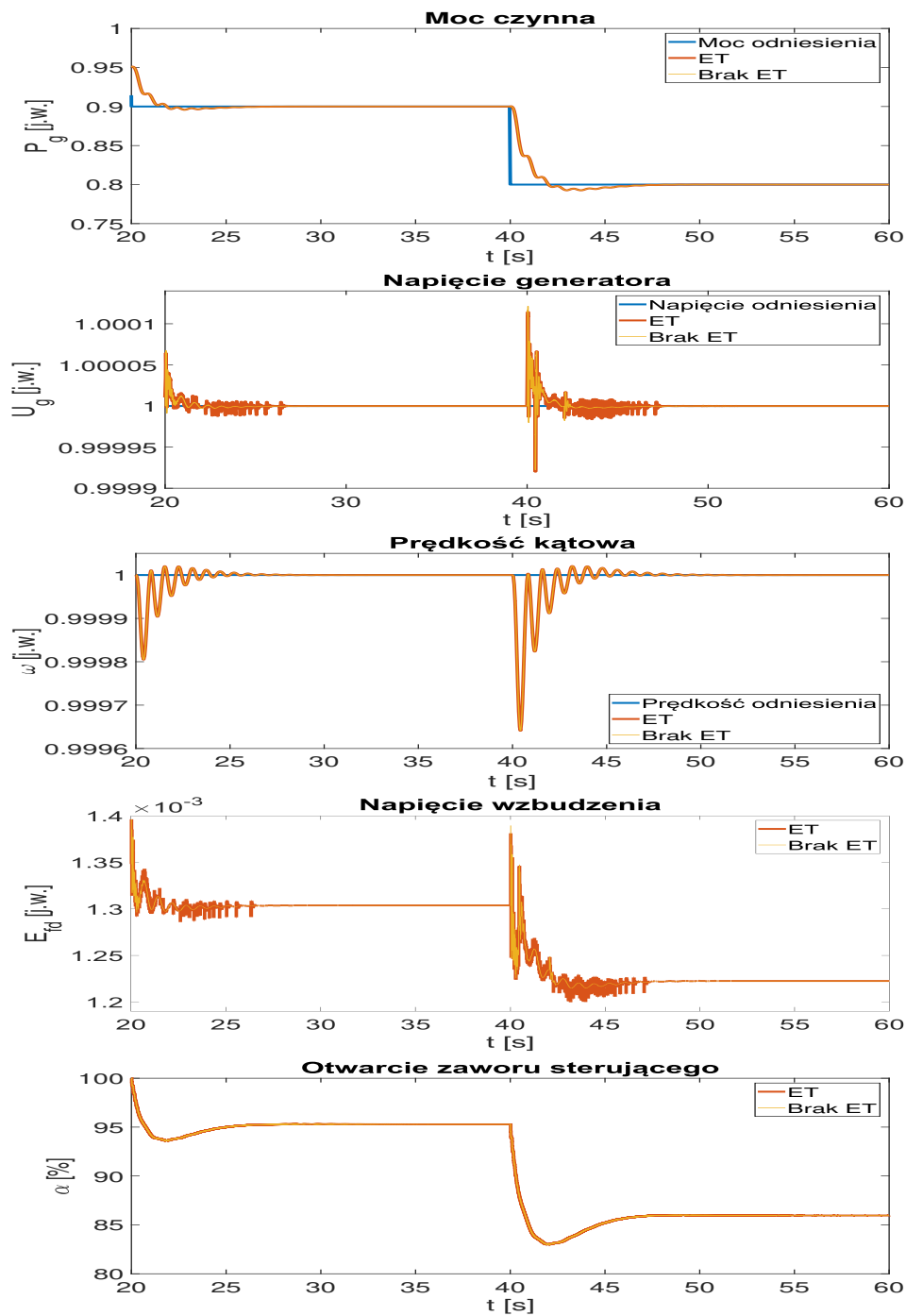
Dwukierunkowa	zał. [%]	wył. [%]
α	84,30	15,70
E_{fd}	15,35	84,65

Uzyskane wyniki pokazują, że możliwe jest zmniejszenie nakładu na komunikację (zmniejszenie obciążenia sieci komunikacyjnej, zmniejszenie obciążenia procesora). Zarówno analiza przebiegów wielkości elektrycznych (moc, amplituda napięcia, częstotliwość napięcia), jak i całkowite wskaźniki jakości ISE/ITSE nie wykazują obniżenia jakości sterowania z powodu ograniczonej komunikacji. Spadek jakości sterowania jest niezauważalny, a układy reagują w podobny sposób. Ograniczenie dla komunikacji dwukierunkowej w pierwszym z rozpatrywanych przypadków sięga 89,5% (średnie wartości indeksu

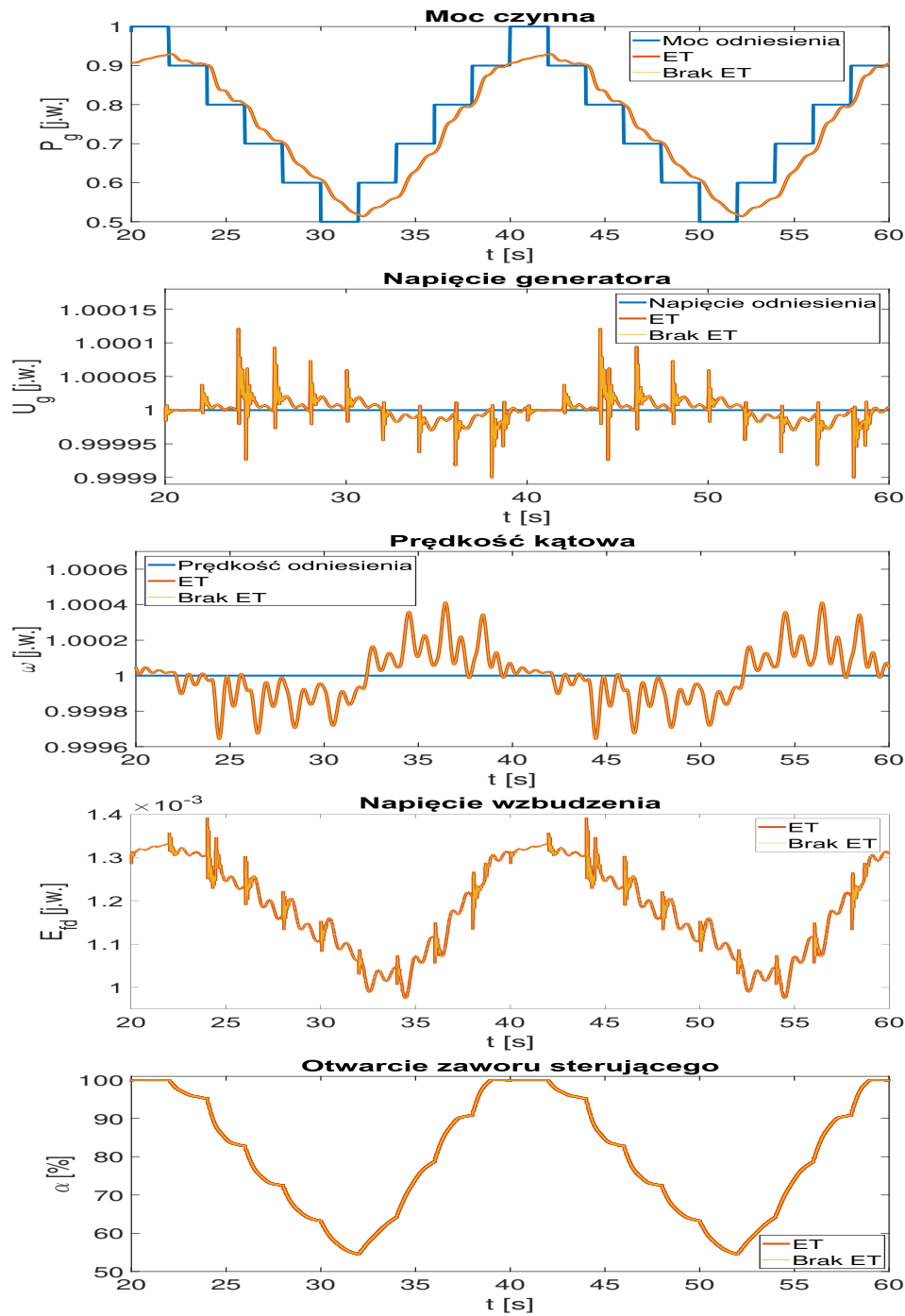
dla obu sygnałów) i 84,5% dla komunikacji jednokierunkowej. Wiąże się to z długimi okresami, w których układ sterowania ma jedynie stabilizować moc i napięcie generatora. W takiej sytuacji regulatory utrzymują stałą wartość sygnałów sterujących i nie ma potrzeby komunikowania aktualizacji sygnału. W chwilach zmiany wartości zadanej, gdy następuje częsta zmiana wartości sygnału sterującego, komunikacja jest częsta, co pozwala zapewnić dokładność estymacji parametrów i jakość sterowania porównywalną z jakością systemu z komunikacją ciągłą. Odsetek czasu bez komunikacji zależy również od przeprowadzonego eksperymentu. Zmiana częstotliwości zmiany wartości zadanej mocy spowodowała zwiększenie częstotliwości komunikacji pomiędzy regulatorami turbiny i generatora, jednakże nawet w tym przypadku, zauważalne jest ograniczenie obciążenia łącza (15,70% dla α i 84,65% dla E_{fd}). W przypadku komunikacji jednokierunkowej czas komunikacji był jeszcze krótszy. Z drugiej strony, dla przypadków, w których zmiana wartości zadanej byłaby bardziej dynamiczna, potrzeba komunikacji byłaby większa, co skutkowało mniejszą liczbą okresów braku komunikacji.

Tak duże ograniczenie komunikacji jest możliwe, ponieważ wymiana informacji pomiędzy obydwoma systemami sterowania ma znaczenie pomocnicze. W przypadku regulacji lub pomiarów wyzwalanych zdarzeniami – szczególnie w przypadku obiektu infrastruktury krytycznej, jakim jest elektrownia – tak duża redukcja może nie być możliwa. Uzyskane wyniki pokazują, że w omawianym przypadku możliwe jest znaczne ograniczenie komunikacji przy zachowaniu jakości sterowania. Ponadto, udało się uniknąć problemów z zastosowaną w rozwiązaniu metodą RLS, która wymaga aktualnych wartości sygnałów do prawidłowej estymacji parametrów modelu. Wykorzystując warunki wyzwalania, które aktualizują informacje przy minimalnych zmianach w sygnale sterującym, algorytm RLS zawsze działa z dokładny-

mi wartościami. Pomiedzy zdarzeniami wyzwalajacymi uzywane sa ostatnio wyslane wartosci, ktore tylko nieznacznie odbiegaja od rzeczywistych. Wynikowe, obliczone parametry zarowno dla komunikacji wyzwalanej zdarzeniem, jak i wyzwalanej czasem sa takie same w ramach przyjetaj dokladnosc. Takie podejscie pozwala na utrzymanie jakosci sterowania przy jednoczesnym zmniejszeniu komunikacji i obciazenia procesora podczas pracy w stanie ustalonym. W badaniach przeanalizowano jedynie wplyw wyzwalania zdarzen na komunikacje miedzy systemami sterowania. Ma to na celu wyizolowanie tego szczegolnego przypadku dzialania ET i umozliwienie analizy jego pracy w izolacji. Wyniki uzyskane podczas testow symulacyjnych wskazuja na znaczne zmniejszenie ilosci przesylyanych informacji, co przeklada sie na mniejsze obciazenie kanalow komunikacyjnych oraz obciazenie procesora. Ten szczegolny przypadek komunikacji (wymiana wartosci sygnalow sterujacych pomiedzy sterownikami) sam w sobie nie generuje duzych obciazen, wiec nawet tak znaczne zmniejszenie ilosci wyslyanych komunikatow, nie musi miec znacznego wplywu na cala siec komunikacyjna. Przyjmuje sie jednak, ze w przypadku ukkladu sterowania kooperacyjnego rowniez pomiary i/lub dzialanie ukkladu sterowania moga byc wyzwalane zdarzeniami (ET) lub na podstawie modelu (ST). Ponadto, z tej samej sieci komunikacyjnej moga korzystac inne systemy sterowania lub inne urzadzenia wymieniajace wlasne komunikaty. Zaklada sie zatem, ze rozszerzenie wykorzystania podejscia ET i ST na inne kanały komunikacyjne moze pozwolíc, dzieki efektowi skali, na znaczne ograniczenie wykorzystania zasobow, tj. przepustowosci lacza czy obciazenia procesora w calaj sieci komunikacyjnej.



Rys. 8.6: Wyniki dla regulatorów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - komunikacja dwukierunkowa - niepoprawnie dobrane warunki ET.



Rys. 8.8: Wyniki dla kontrolerów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - komunikacja dwukierunkowa - zmiana zadanej mocy czynnej co 2 s.

9 Podsumowanie i wnioski

9.1 Podsumowanie

W ramach rozprawy przedstawiono ideę optymalizacji działania układu regulacji turbozespołu poprzez zastosowanie kooperacji regulatorów predykcyjnych z komunikacją wyzwalaną zdarzeniowo. W celu analizy proponowanych rozwiązań, konieczne było opracowanie modeli matematycznych turbiny i generatora na potrzeby syntezy oraz weryfikacji działania algorytmów sterowania przy zmiennym obciążeniu elektrycznym lub cieplnym. Aby je zweryfikować, porównano wyniki symulacji z wykorzystaniem liniowych i nieliniowych modeli generatora synchronicznego i turbiny parowej. Otrzymane wyniki potwierdziły słuszność stosowania modeli liniowych o zmiennych parametrach w zależności od punktu pracy turbozespołu. Opracowane nieliniowe modele symulacyjne umożliwiają analizę pracy generatora synchronicznego i turbiny parowej w zmiennych warunkach pracy przy braku dostępu do obiektu rzeczywistego. Modele te wykorzystano jako obiekty wirtualne, które posłużyły do weryfikacji działania układów regulacji.

Na ich podstawie otrzymano uproszczone modele matematyczne, które następnie wykorzystano do syntezy lokalnych układów regulacji turbiny i generatora. Udowodniono, że zastosowanie nowoczesnych metod sterowania może prowadzić do polepszenia jakości sterowania rozumianej jako zmniejszenie odchyłeń dynamicznych, powstających oscylacji oraz zmienności sygnału sterującego.

Klasyczne układy regulacji PID bazują na wartości pojedynczego wyjścia obiektu. Dodatkowo zaś, niezależne, zdecentralizowane i nieskoordynowane układy regulacji nie pozwalają uwzględnić interakcji zachodzących pomiędzy elementami systemu złożonego, które to - gdy są odpowiednio duże - mogą

znacząco wpływać na jakość sterowania lub też prowadzić do utraty stabilności.

W związku z powyższym, w ramach rozprawy, opracowano rozproszony, kooperujący układ sterowania zespołu turbina-generator. Zdecydowano się na zdecentralizowane podejście do układu sterowania, którego zaletą jest ograniczenie wpływu błędnego działania lokalnych układów na działanie całego systemu i zakłócającego wpływu interakcji. W celu uwzględnienia informacji o zachodzących interakcjach i wyeliminowania wad dotychczasowych rozwiązań, zdecydowano się na wprowadzenie mechanizmu kooperacji, a następnie wykorzystano metodę zdarzeniowego wyzwiania komunikacji w celu dalszej optymalizacji.

Aby zwiększyć niezawodność i elastyczność rozwiązania, zrezygnowano z zastosowania pojedynczego scentralizowanego układu sterowania. W przypadku scentralizowanych układów regulacji wszystkie elementy ściśle od siebie zależą, co zwiększa ryzyko w razie awarii któregoś z nich.

Do standardowych rozwiązań stosowanych w regulacji turbozespołu należy wykorzystanie niezależnych układów regulacji turbiny i generatora opartych o regulację PID i bloki przyspieszająco-opóźniająco-fazę z dodatkowymi modułami pomocniczymi i ogranicznikami. Zasadniczą wadą tych układów jest nieuwzględnianie nieliniowego charakteru obiektu sterowania, jakim jest turbozespół EJ oraz brak wymiany informacji pomiędzy regulatorami pomimo interakcji turbiny i generatora. Proponowany regulator DMPC stanowi zbiór układów regulacji predykcijnej MPC (typu QDMC) współpracujących ze sobą. Jednym z większych problemów przy syntezie rozproszonych układów sterowania jest dekompozycja obiektu złożonego. W rozprawie przyjęto obiektowe podejście do modelowania układu złożonego. Podzielono zespół turbina-generator na dwa układy turbiny i generatora z własnymi układami

regulacji oraz obiekty otoczenia. Zadanie sterowania turbozespołu podzielono zaś na dwa podzadania regulacji turbiny i generatora. Problem rozwiązywany przez każdy z regulatorów jest prostszy niż problem optymalizacji dla scentralizowanego układu sterowania. Każdy z tych układów wymienia bowiem informację o wartości wypracowanego sygnału sterującego z drugim regulatorem, dla którego stanowi on - poprzez zależności wewnątrz obiektu - sygnał zakłócający. W tym podejściu nie zastosowano żadnej nadrzędnej warstwy koordynującej. Stabilność układu zapewniona jest przez wymianę informacji i ograniczenia uwzględniane przez każdy z regulatorów. Mimo że tak otrzymane rozwiązanie nie jest optymalne, to wypracowane trajektorie są w stanie stabilizować obiekt sterowania. Możliwe jest to przy przyjęciu horyzontów sterowania na tyle długich, aby w pełni uwzględnić stany przejściowe i ewentualną utratę stabilności systemu oraz zastosowanie awaryjnych regulatorów pomocniczych.

Dodatkowo, w rozprawie zaproponowano wykorzystanie komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo pomiędzy układami regulacji w systemie sterowania turbozespołu elektrowni jądrowej. To rozwiązanie zmniejsza ilość informacji przesyłanych przez sieć, co zmniejsza jej obciążenie. Ponieważ w omawianym przypadku zastosowano estymację parametrów modelu on-line z wykorzystaniem rekurencyjnej metody najmniejszych kwadratów, konieczne jest buforowanie historycznych wartości sygnałów oraz wymiana informacji z pakietami umożliwiającymi asynchroniczne wykorzystanie RLS. Mimo wzrostu wielkości przesyłanych pakietów danych (zestaw danych historycznych), znaczne zmniejszenie liczby przesyłanych pakietów pozwala na zmniejszenie obciążenia sieci. Dodatkowo, dzięki temu, że opracowany mechanizm komunikacji zakłada komunikację asynchroniczną, jest również odporny na utratę danych. Jeśli pakiet danych nie zostanie odebrany, algorytm w ogóle się nie uruchomi,

co zapobiega wykorzystaniu niekompletnych danych. Ponadto, ograniczenie momentów wykonania algorytmu tylko do momentów asynchronicznych związanych z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem również zmniejsza obciążenie jednostki obliczeniowej.

Współcześnie prowadzone są badania mające na celu implementację algorytmów regulacji predykcyjnej w czasie rzeczywistym z wykorzystaniem mikrokontrolerów [46] czy też programowalnych macierzy bramek FPGA [7]. Dotychczas otrzymane wyniki pozwalają twierdzić, że proponowane rozwiązanie jest wykonalne, a rozproszony układ regulacji DMPC turbosespołu elektrowni jądrowej jest możliwy do implementacji i pracy w czasie rzeczywistym. Rozdział 1., 2. i 3. rozprawy stanowią wprowadzenie do problemu sterowania blokiem jądrowym oraz zawierają sformułowanie rozważanego problemu oraz przegląd literatury. Rozdział 4. przedstawia obiektowe podejście do projektowania systemu sterowania. Rozdział 5. zawiera opis modeli matematycznych wykorzystanych w procesie syntezy układu sterownia. W rozdziale 6. omówiono klasyczne metody sterowania jak i nowoczesne algorytmy, które stanowią podstawę niniejszej rozprawy. Rozdział 7. przedstawia proponowane algorytmy kooperacji. Rozdział 8. rozszerza omawiane rozwiązanie o zastosowanie komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo. Podsumowanie rozprawy znajduje się w rozdziale 9.

Do najważniejszych wyników pracy należy zaliczyć poprawę całkowitych wskaźników jakości sterowania (ISE/ITSE) turbospołem oraz znaczące zmniejszenie ilości przesyłanych informacji poprzez sieć komunikacyjną.

Przedstawione rozwiązanie pozytywnie przeszło weryfikację podczas symulacyjnych badań testowych polegającą na analizie odporności na wewnętrzne i zewnętrzne zakłócenia jak np. zmiana ciśnienia pary dostarczanej do turbiny, zmiana ilości ciepła odbieranego przez system ciepłowniczy, czy zmiana

napięcia SEE. Omawiany układ regulacji również zapewnił stałą jakość regulacji niezależnie od punktu pracy turbozespołu, co jest istotne z punktu widzenia motywacji powstania pracy jaką jest planowana praca EJ w warunkach zmiennego obciążenia. Zastosowanie podejścia obiektowego i opracowane zasady kooperacji układów sterowania pozwalają na dalszą rozbudowę układu w przyszłości o regulatory innych obiektów EJ jak np. układu regulacji reaktora. Dodatkowo, zastosowanie komunikacji wyzwalanej zdarzeniowo rozbudowuje koncepcję kooperacji układów optymalizując ten proces. Otrzymane w rozprawie wyniki mogą stanowić bazę dla syntezy adaptacyjnych, kooperujących układów sterowania z wyzwalaniem zdarzeniowym również obiektów innych niż EJ. Najważniejszymi wynikami przeprowadzonych badań są:

- poprawa całkowitych wskaźników jakości sterowania turbozespołem dzięki zastosowaniu kooperującej, adaptacyjnej, regulacji predykcyjnej w porównaniu do rozwiązań opartych o klasyczne technologie,
- zapewnienie stałej jakości pracy układu regulacji niezależnie od punktu pracy turbozespołu (praca EJ ze zmiennym obciążeniem),
- opracowanie zasad obiektowego podejścia do budowy układu regulacji EJ, które mogą służyć jako baza do włączenia kolejnych układów regulacji do wspólnego kooperującego systemu sterowania,
- opracowanie reguł kooperacji układów sterowania dla systemu infrastruktury krytycznej jakim jest EJ, opartych o dobrowolność komunikacji i autonomię układów sterowania,
- opracowanie zasad wyzwalających komunikację w celu optymalizacji procesu komunikacji w kooperacyjnych układach sterowania mających na celu minimalizację obciążenia sieci przesyłowych, bez obniżenia jakości sterowania mierzonej całkowitymi wskaźnikami jakości,

- zastosowanie technologii pozwalających minimalizować zużycie energii (minimalizacja zmian sygnału sterującego, minimalizacja częstotliwości komunikacji), co staje się coraz istotniejsze w dzisiejszych czasach.

Nowością podejścia prezentowanego w pracy jest: zastosowanie do sterowania turbozespołem elektrowni jądrowej kooperującego układu dwóch regulatorów predykcyjnych wymieniających między sobą informacje, wykorzystanie estymacji parametrów modelu on-line metodą RLS oraz optymalizacja komunikacji między regulatorami dzięki technologii wyzwiania zdarzeniowego ET. Otrzymane rozwiązania pokazują możliwość zastąpienia klasycznych i stosowanych powszechnie w energetyce rozwiązań z zakresu sterowania rozwiązaniami bardziej zaawansowanymi, bazującymi na najnowszych zdobyczach automatyki i elektroniki.

9.2 Wnioski

Proponowany w rozprawie układ kooperacyjnego sterowania zespołem turbina-generator pracującego ze zmiennym obciążeniem (elektrycznym lub cieplnym) z komunikacją wyzwianą zdarzeniowo, pozwala uzyskać lepsze wartości wskaźników jakości sterowania rozumiane jako zmniejszenie oscylacji napięcia generatora, przy utrzymaniu błędu nadążania za mocą czynną generatora na porównywalnym poziomie (mierzone wskaźnikami ISE/ITSE). Ponadto, dzięki zastosowaniu wyzwiania zdarzeniowego, możliwe jest znaczące ograniczenie ilości przesyłanych informacji pomiędzy kooperującymi regulatorami. Zaproponowany w rozprawie mechanizm wyzwiania nie wpływa negatywnie na jakość estymacji parametrów poprzez RLS oraz na jakość sterowania w porównaniu do układu bez mechanizmu wyzwiania zdarzeniowego.

9.3 Dalsze prace

Kolejnym etapem badań nad optymalizacją pracy układu sterowania turbozespołem będzie zwiększenie zakresu komunikacji oraz zastosowanie mechanizmu komunikacji wyzwalanej zdarzeniami, sterowania zdarzeniami oraz samowyzwalanego pomiaru. Rozbudowa komunikacji poprzez np. wymianę całych przewidywanych trajektorii zmiany sygnału sterującego (przy dłuższych horyzontach sterowania) lub sygnału sterowanego (na całym horyzoncie predykcji) może mieć wpływ na jakość kooperacji. Przewiduje się, że wymiana większej ilości informacji pomiędzy regulatorami może pozytywnie wpłynąć na jakość sterowania. Dodatkowo, zastosowanie innych metod wyzwalania zdarzeniowego/samoczynnego miałyby na celu dalsze ograniczenie komunikacji we wszystkich możliwych kanałach komunikacji. Przyczyniłoby się to do ograniczenia komunikacji między czujnikami a systemami sterowania oraz między sterownikami a elementami wykonawczymi. O ile opisane w rozprawie zmniejszenie ilości przesyłanych informacji w jednym kanale komunikacyjnym ogranicza ilość przesyłanych danych tylko w pewnym zakresie, to zakłada się, że powszechne stosowanie rozwiązań ET i ST może przynieść zauważalną różnicę ze względu na efekt skali. Opisane powyżej modyfikacje mogą umożliwić dalszą optymalizację pracy układu sterowania turbozespołu elektrowni jądrowej.

Literatura

- [1] Commission implementing decision (eu) 2017/1442 - of 31 july 2017 - establishing best available techniques (bat) conclusions, under directive 2010/75/eu of the european parliament and of the council, for large combustion plants - (notified under document c (2017) 5225). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32017D1442from=EN>, note = Dostęp: 25 czerwca 2021.
- [2] National energy and climate plans, assessment of the final national energy and climate plan of Poland. https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/staff_working_document_assessment_necp_poland_en.pdf. Dostęp: 25 czerwca 2021.
- [3] Polskie sieci elektroenergetyczne S.A. - dzienne raporty. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse>. Dostęp: 28 czerwca 2021.
- [4] Polskie sieci elektroenergetyczne S.A. - raporty roczne. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2020>. Dostęp: 13 czerwca 2021.
- [5] Program polskiej energetyki jądrowej 2020. <https://www.gov.pl/web/polski-atom/program-polskiej-energetyki-jadrowej>. Dostęp: 27 czerwca 2021.
- [6] 421.5-2005 - ieeec recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE*, 2005.

-
- [7] M. Ławryńczuk A. Wojtulewicz. Hardware accelerators for fast implementation of dmc and gpc control algorithms using fpga and their applications to a servomotor. *Advanced, Contemporary Control, Advances in Intelligent Systems and Computing*, 1196:1079–1091, 2020.
- [8] A. Anta and P. Tabuada. To sample or not to sample: Self-triggered control for nonlinear systems. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 55, 2010.
- [9] F. D. Brunner, W.P.M.H. Heemels, and F. Allgöwer. Robust self-triggered MPC for constrained linear systems. *2014 European Control Conference (ECC)*, 2014.
- [10] F. D. Brunner, W.P.M.H. Heemels, and F. Allgöwer. Robust event-triggered MPC for constrained linear discrete-time systems with guaranteed average sampling rate. *IFAC-PapersOnLine*, 48:117–122, 2015.
- [11] F. D. Brunner, W.P.M.H. Heemels, and F. Allgöwer. Robust self-triggered MPC for constrained linear systems: A tube-based approach. *Automatica*, 72:73–83, 2016.
- [12] E. Camponogara, D. Jia, B.H. Krogh, and S. Talukdar. Distributed model predictive control. *IEEE Control System*, 22, 2002.
- [13] M. Ditkoff, T. Moore, C. Allen, and D. Pollard. The ideal collaborative team. <http://www.ideachampions.com/downloads/collaborationresults.pdf>, 2012.
- [14] K. Duzinkiewicz, A. Kobylarz, K. Kulkowski, M. Grochowski, T. A. Rutkowski, and P. Sokólski. Wielobszarowy system sterowania turboze-

-
- społu elektrowni jądrowej. *Zeszyty naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej*, 42, 2015.
- [15] A. Eqtami, S. Heshmati-alamdari, D. V. Dimarogonas, and K. J. Kyriakopoulos. A self-triggered model predictive control framework for the cooperation of distributed nonholonomic agents. *52nd IEEE Conference on Decision and Control*, 2013.
- [16] P. Giselsson and A. Rantzer. Distributed model predictive control with suboptimality and stability guarantees. *49th IEEE Conference on Decision and Control*, 59, 2010.
- [17] P. Giselsson and A. Rantzer. On feasibility, stability and performance in distributed model predictive control. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 59, 2014.
- [18] W. Grote. Ein beitrag zur modell basierten regelung von entnahmedampturbinen. *Fakultät für Maschinenbau der Ruhr-Universität Bochum*, 2009.
- [19] H. He, J. Zhou, H. Lei, C. Li, and L. Yang. Research on fuzzy-PID excitation controller of synchronous generator based on improved pso algorithm. *Proceedings of the Eighth International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, 2009.
- [20] W.P.M.H. Heemels, K.H. Johansson, and P. Tabuada. An introduction to event-triggered and self-triggered control. *2012 IEEE 51st IEEE Conference on Decision and Control (CDC)*, 2012.
- [21] J. A. Hernandez, H. A. Botero, J. D. Ospina, and J. C. Perez. Excitation system parameters estimation using evolutionary algorithms. *IEEE*, 2006.

- [22] J. Horring and B. Randell. Process structuring. *ACM Comput Surv* 5, 1973.
- [23] R. Hovsopian, J. D. Osorio, M. Panwar, C. Chrysostomidis, and J. C. Ordonez. Grid-scale ternary-pumped thermal electricity storage for flexible operation of nuclear power generation under high penetration of renewable energy sources. *Energies*, 14(3858), 2021.
- [24] A. Hołownia and K. Wojtoń. Systemy sterowania bloków jądrowych z reaktorami typu wodno-ciśnieniowego - przegląd układów i sprzętu. *Politechnika Gdańska*, 1987.
- [25] Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Polityka energetyczna Polski do 2040 r.: Appendix 2 conclusions from forecast analyses for the energy sector. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>. Dostęp 20 czerwca 2021.
- [26] A. Imieliński. Model matematyczny generatora synchronicznego dla potrzeb symulatora pełnozakresowego. 1987.
- [27] J. Jakubowski. Elektrownie jądrowe. *Wydawnictwo Naukowo-Techniczne*, 2013.
- [28] Z. Kaixuan, L. Ruiye, and G. Zhizhong. Non-linear time-delay robust control for steam turbine generator units. *2016 UKACC 11th International Conference on Control (CONTROL) Belfast, UK, 31st August - 2nd September*, 2016.
- [29] S. Karnouskos, P. J. Marrón, and D. Minder. Research roadmap on cooperating objects. *European Commission*, 2009.

- [30] S. Karnouskos, P. J. Marrón, and D. Minder. The emerging domain of cooperating objects. *Springer*, 2012.
- [31] K. Kim, P. Rao, and J. Burnworth. Application of swarm intelligence to a digital excitation control system. *2008 IEEE Swarm Intelligence Symposium St. Louis MO USA,,* 2008.
- [32] P. Koltun, A. Tsykalo, and V. Novozhilov. Life cycle assessment of the new generation gt-mhr nuclear power plant. *Energies*, 11(3452), 2018.
- [33] M. Kordestani, M. S. Khoshro, and A. Mirzaee. Predictive control of large steam turbines. *IEEE*, 2013.
- [34] M. Kordestani and A. A. Safavi. An advanced multiple model based control of an industrial steam turbine using fast version of gpc. *24th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, 2016.
- [35] P. Kundur. Dynamic models for steam and hydro turbines in power system studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-92(6):1904–1915, 1973.
- [36] F. L. Lewis, H. Zhang, K. Hengster-Movric, and A. Das. Cooperative control of multi-agent systems: Optimal and adaptive design approaches. *Springer*, 2014.
- [37] T.A. Lipo. Analysis of synchronous machines. *CRC Press*, 2012.
- [38] C. Loo, L. Vanfretti, E. Liceaga-Castro, and E. Enrique Acha. Synchronous generators modeling and control using the framework of individual channel analysis and design: Part 1. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 8(5), 2007.

- [39] M. Lovera. Control-oriented modelling and identification theory and practice. *Control Engineering Series 80*, 2015.
- [40] M. Lovera. Control-oriented modelling and identification: Theory and practice. *Control, Robotics and Sensors*, 2015.
- [41] J. Machowski. Regulacja systemu elektroenergetycznego. *Oficina wydawnicza Politechniki Warszawskiej*, 2017.
- [42] Jose M. Maestre and Rudy R. Negenborn. *Distributed Model Predictive Control Made Easy*. Intelligent Systems, Control and Automation: Science and Engineering. Springer, Dordrecht, 2014.
- [43] M. S. Mahmoud and M. Sabih. Networked event-triggered control: an introduction and research trends. *International Journal of General Systems*, 43, 2014.
- [44] M. Mazo, A. Anta, and P. Tabuada. On self-triggered control for linear systems: Guarantees and complexity. *2009 European Control Conference (ECC)*, 2009.
- [45] M. Oettingen. Assessment of the radiotoxicity of spent nuclear fuel from a fleet of pwr reactors. *Energies*, 14(3094), 2021.
- [46] M. Ławryńczuk P. Chaber. Implementation of analytical generalized predictive controllers for very fast applications using microcontrollers: preliminary results. *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 577:378–387, 2017.
- [47] A. Peakman, B. Merk, and K. Hesketh. The potential of pressurised water reactors to provide flexible response in future electricity. *Energies*, 13(941), 2020.

- [48] S. Perycz. Stabilność regulacji prędkości turbozespołów parowych napędzających generatory synchroniczne. *Instytut Maszyn Przepływowych*, 1972.
- [49] S. Perycz and W. Próchnicki. Model matematyczny turbiny parowej bloku jądrowego z reaktorem WWER pozwalający badać procesy przejściowe przy $w = var$. 1989.
- [50] PowerSystem DynamicPerformance Committee. Dynamic models for turbine-governors in power system studies. *IEEE Power & Energy Society*, 2013.
- [51] Wydawnictwo Naukowe PWN. Słownik języka polskiego PWN. Dostęp: 2019.12.22.
- [52] G. Renxi, H. Yang, W. Hao, M. Xiaobi, and X. Lingling. Design of PID excitation controllers for synchronous generators based on fuzzy rbf neural network. *School of Electrical Engineering, Guangxi University*, 2008.
- [53] C. W. Reynolds. Flocks, herds, and schools: A distributed behavioral model. *Computer Graphics*, 1987.
- [54] A. Reński. Opracowanie metody i wykonanie przykładowej analizy systemowej pracy bloku jądrowego z reaktorem wodnym przy częściowym skojarzeniu. *Projekt badawczy technologie wspomagające rozwój bezpiecznej energetyki jądrowej*, 2014.
- [55] J. Roschelle and S. Teasley. The construction of shared knowledge in collaborative problem solving. *O'Malley*, 1995.

- [56] J.A. Rossiter. Model-based predictive control: A practical approach. 2013.
- [57] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Praca KSE - zapotrzebowanie mocy KSE. Dostęp: 2023.05.25.
- [58] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035. <https://www.pse.pl/-/prognoza-pokrycia-zapotrzebowania-szczytowego-na-moc-w-latach-2016-2035>. Dostęp: 27 czerwca 2021.
- [59] Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej. 2006.
- [60] S.A. Salamati, H.D. Taghirad, and A. Chaibakhsh. Robust control of a steam turbine power based on a precise nonlinear model. *The 5th Conference on Thermal Power Plants (IPGC2014)*, 2014.
- [61] J. Shamma. Cooperative control of distributed multi-agent systems. *Wiley*, 2007.
- [62] D. Shi, R. J. Elliott, and T. Chen. Event-based state estimation of discrete-state hidden markov models. *Automatica*, 65:12–26, 2016.
- [63] C. Sioutis and J. Tweedale. Agents cooperation and collaboration. *Springer*, 2006.
- [64] M. Sobierajski. Informatyczne i techniczne aspekty współczesnych sieci elektroenergetycznych. *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne*. Dostęp: 2017.01.20.

- [65] P. Sokółski, T. A. Rutkowski, and K. Duzinkiewicz. The qdmc model predictive controller for the nuclear power plant steam turbine control. *Krajowa Konferencja Automatyki*, 2017.
- [66] P. Sokółski, T.A Rutkowski, and K. Duzinkiewicz. The excitation controller with gain scheduling mechanism for synchronous generator control. *2015 20TH International Conference on Methods and Models in Automation and Robotics (MMAR)*, pages 23–28, 2015.
- [67] P. Sokółski. Implementacja krzepkich metod estymacji dla celów regulacji predykcyjnej typu mpc, innowacyjne rozwiązania w obszarze automatyki. *Innowacyjne rozwiązania w obszarze automatyki, robotyki i pomiarów*, 2011.
- [68] P. Sokółski, A. Kobylarz, K. Kulkowski, K. Duzinkiewicz, T.A. Rutkowski, and M. Grochowski. Advanced control structures of turbo generator system of nuclear power plant. *Acta Energetica*, 3:83–96, 2015.
- [69] P. Sokółski, T. A. Rutkowski, B. Ceran, D. Horla, and D. Złotecka. Power system stabilizer as a part of a generator mpc adaptive predictive control system. *Energies*, 14(20), 2020.
- [70] P. Sokółski, T.A. Rutkowski, B. Ceran, D. Horla, and D. Złotecka. The influence of cooperation on the operation of an mpc controller pair in a nuclear power plant turbine generator set. *Energies*, 15 (18), 2022.
- [71] P. Sokółski, T.A. Rutkowski, B. Ceran, D. Horla, and D. Złotecka. Numbers, please: Power- and voltage-related indices in control of a turbine-generator set. *Energies*, 15(7), 2022.
- [72] K. Sroka and I. Grzędzielski. Elektrownie jądrowe w warunkach awarii katastrofalnej. *Acta Energetica*, 1(6)(5-5), 2011.

- [73] L. Sun, J. Feng, G. M. Dimirovski, and J. Zhao. Adaptive robust h_∞ control of the generator excitation system. *2009 American Control Conference*, 2009.
- [74] R. Szymkiewicz. Modelowanie matematyczne przepływów w rzekach i kanałach. *Wydawnictwo Naukowe PWN*, 2000.
- [75] R. Szymkiewicz. Regulacja predykcyjna obiektów nieliniowych z zastosowaniem techniki dmc i modelowania rozmytego. *Politechnika Warszawska*, 2002.
- [76] Y. Tsutsumi T. Hiyama. Neural network based adaptive fuzzy logic excitation controller. *Power System Technology 2000 Proceedings. PowerCon*, 2000.
- [77] P. Tabuada. Event-triggered real-time scheduling of stabilizing control tasks. *IEEE Transactions on Automatic Control*, 52, 2007.
- [78] P. Tatjewski. Advanced control of industrial processes. 2007.
- [79] P. Tatjewski. Sterowanie predykcyjne - preskrypt. *Program rozwojowy politechniki Warszawskiej*, 2011.
- [80] K. Tomsovic and M.Y. Chow. Tutorial on fuzzy logic applications in power systems. *Prepared for the IEEE-PES Winter Meeting in Singapore*, 2000.
- [81] S. Trimpe and J. Buchli. Event-based estimation and control for remote robot operation with reduced communication. *2015 IEEE International Conference on Robotics and Automation (ICRA)*, 2015.

- [82] V. Vajpayee, E. Top, and V. M. Becerra. Analysis of transient interactions between a pwr nuclear power plant and a faulted electricity grid. *Energies*, 14(1573), 2021.
- [83] A. Wierzbicki. Modele i wrażliwość układów sterowania. *Wydawnictwo Naukowo-Techniczne*, 1977.
- [84] ENEA Operator Sp. z o.o. Instrukcja ruchu i eksploatacji sieci dystrybucyjnej. 2014.
- [85] R. Zajczyk. Stabilność napięciowa podsystemu elektroenergetycznego. *Acta Energetica*, 2(4):63–74, 2010.
- [86] K. Zakrzewski. Transformatory najwyższych mocy i napięć - problematyka technologiczna i badawcza. *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne*, 83/2009, 2009.
- [87] Wei Zhao, Baihai Zhang, Senchun Chai, Lingguo Cui, and Fenxi Yao. Distributed model predictive control of linear systems with unmeasurable states and uncertain parameters. In *2017 32nd Youth Academic Annual Conference of Chinese Association of Automation (YAC)*, pages 916–921, 2017.
- [88] M. Ławryńczuk, P. M. Marusak, P. Chaber, and D. Seredyński. Initiation of optimisation solvers for nonlinear model predictive control: Classical vs. hybrid methods. *Energies*, 15(7), 2022.

Spis rysunków

1.1	Dobowe obciążenie Polskiego Systemu Elektroenergetycznego (24.05.2023, środa) [57].	17
3.1	Model turbiny IEEE1 z regulatorem mocy i prędkości [8].	30
3.2	Ogólna struktura układu sterowania turbiny parowej.	31
3.3	Struktura klasycznego układu regulacji generatora.	32
3.4	Regulator wzbudzenia ST1A [50].	33
3.5	Stabilizator systemowy PSS1A [50].	33
3.6	Rozproszona regulacja predykcyjna DMPC [42].	35
3.7	Różne strategie wyzwalania zdarzeniami: sterowanie (zielony), pomiar (niebieski), komunikacja (żółty), kooperacja (pomarańczowy).	36
4.1	Schemat przepływu energii w elektrowni jądrowej [24].	39
4.2	Obieg pierwotny i wtórny elektrowni jądrowej [27].	40
4.3	Turbogenerator z systemem sterowania podłączony do systemu elektroenergetycznego poprzez transformator i linię przesyłową wraz z odbiorem ciepła.	42
4.4	Zawór sterujący.	45
4.5	Układ wzbudzenia generatora.	46
4.6	Zawór sterujący - schemat blokowy.	47
4.7	Dyspozycja mocy.	48
4.8	Połączenie z systemem elektroenergetycznym.	49
4.9	Schemat wymiennika ciepła.	50
4.10	Uproszczony schemat systemu ciepłowniczego.	51
4.11	Połączenie turbina-generator.	52
4.12	Połączenie SEE - generator.	53
4.13	Połączenie system ciepłowniczy - turbina.	54

4.14	Połączenie turbina-generator.	55
4.15	Turbozespół elektrowni jądrowej jako układ połączonych obiektów.	56
5.1	Schemat blokowy turbiny parowej 4CK-465 (1-16 - stopnie turbiny).	59
5.2	Przepływy przez objętość.	60
5.3	Generator synchroniczny współpracujący z systemem elektroenergetyczny.	66
5.4	Model generatora współpracującego z SEE (Generator-Transformator-Linia-System).	67
5.5	Schemat zastępczy generatora w osi d" [26].	70
5.6	Schemat zastępczy generatora w osi „q” [26].	70
5.7	Krzywe magnesowania szczeliny powietrznej (czerwona) oraz generatora synchronicznego (dane stabelaryzowane – zielony, aproksymacja funkcją wykładniczą - brązowy).	75
5.8	Parametry nasycenia magnetycznego K_d i K_q	77
5.9	Przebieg strumienia w osi podłużnej generatora bez uwzględnienia zjawiska nasycenia (różowy) oraz z nieliniowymi współczynnikami korekcyjnymi (niebieski).	78
5.10	Schemat modelowy generatora synchronicznego współpracujący z systemem elektroenergetycznym poprzez układ przesyłowy [26].	79
5.11	Schemat turbiny 4CK-465 - struktura modelu.	80
5.12	Schemat postępowania przy budowie i wykorzystaniu modelu procesu sterowanego [83].	82
5.13	Struktura modelu wejście-wyjście turbozespołu.	85
5.14	Struktura wewnętrzna modelu wejście-wyjście turbozespołu.	86

5.15	Struktura modelu wejście-wyjście turbiny parowej.	87
5.16	Struktura modelu wejście-wyjście generatora synchronicznego.	89
5.17	Tory "przetwarzania" informacji w modelu wejście-wyjście generatora synchronicznego.	90
5.18	Ogólna struktura uproszczonego modelu turbozespołu.	91
5.19	Szczegółowa struktura uproszczonego modelu turbozespołu.	92
5.20	Schemat blokowy algorytmu RLS.	93
5.21	Parametry modelu identyfikowane on-line (RLS).	97
5.22	Zmiana parametrów modelu w czasie.	98
5.23	Porównanie przebiegu mocy czynnej dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.	100
5.24	Porównanie przebiegu napięcia generatora dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.	101
5.25	Porównanie przebiegu prędkości obrotowej dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.	101
5.26	Porównanie przebiegu mocy czynnej dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.	102
5.27	Porównanie przebiegu napięcia generatora dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.	103
5.28	Porównanie przebiegu prędkości obrotowej dla złożonego modelu nieliniowego i uproszczonego modelu o parametrach estymowanych on-line.	103

6.1	Automatyczna regulacja napięcia elektrowni [41].	112
6.2	Regulacja wtórna i trójna [41].	114
6.3	Regulacja mocy i częstotliwości [41].	115
6.4	Typowa struktura układu sterowania zespołem turbina-generator.	117
6.5	Obszar dopuszczalnych obciążeń generatora synchronicznego obciążonego mocą czynną i bierną przy danym napięciu U_s . [64].	120
6.6	Układy regulacji rozmytej turbosespołu [68].	124
6.7	Struktura symulator-optimizer.	124
6.8	Regulator QDMC z estymacją parametrów modelu obiektu metodą RLS.	126
6.9	Idea działania regulatora predykcyjnego MPC [67].	127
6.10	Dwie pierwsze kolumny macierzy A.	131
6.11	Proponowana struktura układu regulacji z zamianą regulatora turbiny na regulator DMC/QDMC.	135
6.12	Proponowana struktura układu regulacji z zamianą regulatora generatora na regulator DMC/QDMC.	136
6.13	Schemat ideowy adaptacyjnego regulatora predykcyjnego MPC [67].	136
6.14	Moc elektryczna (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI, DMC i QDMC.	138
6.15	Prędkość kątowna (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI, DMC i QDMC.	139
6.16	Napięcie generatora (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI, DMC i QDMC.	139
6.17	Stopień otwarcia zaworu sterującego (skok zadanej mocy czyn- nej) - regulatory PI, DMC i QDMC.	140

6.18	Moc elektryczna (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI i QDMC generatora.	141
6.19	Prędkość kątowna (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI i QDMC generatora.	141
6.20	Napięcie generatora (skok zadanej mocy czynnej) - regulatory PI i QDMC generatora.	142
6.21	Obliczanie modelu na potrzeby regulatora QDMC turbiny. . .	143
6.22	Obliczanie modelu na potrzeby regulatora QDMC generatora. . .	143
6.23	Nieparametryczny model turbogeneratora (skok jednostkowy). . .	145
7.1	Centralny regulator MPC turboszespołu.	151
7.2	Koordinacja regulatorów MPC turbiny i generatora.	169
7.3	Proponowana struktura sterowania z rozproszoną regulacją MPC z lokalnymi QDMC dla zespołu turbina-generator. . . .	170
7.4	Proponowany układ sterowania turboszespołu.	172
7.5	Etapy algorytmu w czasie dla układu regulacji turbiny (T) i generatora (G).	172
7.6	Schemat środowiska testowego.	174
7.7	Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.	177
7.8	Trajektoria prędkości kątowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.	178
7.9	Trajektoria napięcia generatora i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło.	178

-
- 7.10 Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 179
- 7.11 Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 179
- 7.12 Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 181
- 7.13 Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 181
- 7.14 Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 182
- 7.15 Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 182
- 7.16 Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 183

-
- 7.17 Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 184
- 7.18 Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 184
- 7.19 Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 185
- 7.20 Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 185
- 7.21 Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło przy mocy czynnej 85%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 186
- 7.22 Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. . . . 187
- 7.23 Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 188
- 7.24 Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 188

-
- 7.25 Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 189
- 7.26 Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok ciśnienia pary przy mocy czynnej 70%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 189
- 7.27 Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 191
- 7.28 Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 192
- 7.29 Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 192
- 7.30 Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 193
- 7.31 Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok napięcia SEE o 5%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 193
- 7.32 Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 194
- 7.33 Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 195

-
- 7.34 Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 195
- 7.35 Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 196
- 7.36 Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok częstotliwości napięcia SEE o 0.1%) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 196
- 7.37 Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60). 198
- 7.38 Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60). 198
- 7.39 Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60). 199
- 7.40 Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60). 199
- 7.41 Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) regulatorów QDMC turbiny o 3 różnych horyzontach predykcji (30, 43, 60). 200
- 7.42 Trajektoria mocy czynnej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 202

-
- 7.43 Trajektoria napięcia i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 202
- 7.44 Trajektoria prędkości obrotowej i jej realizacja przy użyciu dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 203
- 7.45 Otwarcie zaworu sterującego (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 203
- 7.46 Napięcie wzbudzenia (wielkość sterująca) dla dwóch różnych regulatorów DMPC 1 i DMPC 2 (skok zapotrzebowania na ciepło podczas realizacji zadanej mocy czynnej - brak kooperacji) - rozwiązanie klasyczne jako tło. 204
- 8.1 Wyniki dla regulatorów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - komunikacja jednokierunkowa. . . 215
- 8.2 Wyniki dla regulatorów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - komunikacja dwukierunkowa. . . . 217
- 8.3 Chwile w których nastąpiła komunikacja (komunikacja zał./wył.) - komunikacja jednokierunkowa. 218
- 8.4 Chwile, w których nastąpiła komunikacja (komunikacja zał./wył.) - komunikacja dwukierunkowa. 218
- 8.5 Zmiana kilku wybranych parametrów modelu generatora w wyniku działania algorytmu RLS. 221

8.7	Chwile, w których nastąpiła komunikacja (komunikacja zał./wył.) - komunikacja dwukierunkowa - niepoprawnie dobrane warunki ET.	223
8.9	Chwile, w których nastąpiła komunikacja (komunikacja zał./wył.) - komunikacja dwukierunkowa - zmiana wartości zadanej mocy czynnej co 2 s.	225
8.6	Wyniki dla regulatorów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - komunikacja dwukierunkowa - niepoprawnie dobrane warunki ET.	228
8.8	Wyniki dla kontrolerów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - komunikacja dwukierunkowa - zmiana zadanej mocy czynnej co 2 s.	229

Spis tabel

5.1	Wartości wzmocnienia K_d i K_q w zależności od wartości strumienia magnetycznego.	76
5.2	Parametry modelu zidentyfikowane on-line (RLS) - punkt pracy $P_g = 50\%$	99
6.1	Całkowe wskaźniki jakości.	138
7.1	Testowane konfiguracje regulatorów.	175
7.2	Parametry regulatorów	176
7.3	Wskaźnik wydajności układu regulacji - zmiana obciążenia elektrycznego.	180
7.4	Wskaźnik wydajności układu regulacji - zmiana obciążenia cieplnego.	186
7.5	Wskaźnik wydajności układu regulacji - zmiana ciśnienia pary.	190

7.6	Wskaźnik wydajności układu regulacji -skok napięcia SEE.	194
7.7	Wskaźnik wydajności układu regulacji - skok częstotliwości napięcia SEE.	197
7.8	Wskaźnik jakości działania układu regulacji - skok częstotliwości napięcia SEE.	200
8.1	Wskaźniki ISE i ITSE dla układów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET)	216
8.2	Procentowy czas komunikacji.	219
8.3	Estymaty parametrów modelu.	220
8.4	Wskaźniki ISE i ITSE dla układów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - niepoprawnie dobrane warunki ET.	221
8.5	Procentowy czas komunikacji - niepoprawnie dobrane warunki ET.	223
8.6	Wskaźniki ISE i ITSE dla układów z komunikacją wyzwalaną zdarzeniem (ET) i bez niej (Brak ET) - zmiana zadanej mocy czynnej co 2 s.	224
8.7	Procentowy czas komunikacji - zmiana zadanej mocy czynnej co 2 s.	225
A.1	Parametry turbiny 4CK-465.	261
A.2	Nominalne przepływy przez upusty.	262
B.1	Parametry generatora.	264

A Turbina

Ciśnienia występujące w turbinie opisują równania: (A.1-A.16):

$$\dot{p}_1 = \frac{1}{\tau_1} [\dot{m}_1(p_f, p_1, u_1) - \dot{m}_2(p_1, p_2)] \quad (\text{A.1})$$

$$\dot{p}_2 = \frac{1}{\tau_2} [\dot{m}_2(p_1, p_2) - \dot{m}_3(p_2, p_3) - \dot{m}_{pm}(\dot{m}_2)] \quad (\text{A.2})$$

$$\dot{p}_3 = \frac{1}{\tau_3} [\dot{m}_3(p_2, p_3) - \dot{m}_4(p_3, p_4)] \quad (\text{A.3})$$

$$\dot{p}_4 = \frac{1}{\tau_4} [\dot{m}_4(p_3, p_4) - \dot{m}_5(p_4, p_5) - \dot{m}_{u1}(u_3)] \quad (\text{A.4})$$

$$\dot{p}_5 = \frac{1}{\tau_5} [\dot{m}_5(p_4, p_5) - \dot{m}_6(p_5, p_6)] \quad (\text{A.5})$$

$$\dot{p}_6 = \frac{1}{\tau_6} [\dot{m}_6(p_5, p_6) - \dot{m}_7(p_6, p_7)] \quad (\text{A.6})$$

$$\dot{p}_7 = \frac{1}{\tau_7} [\dot{m}_7(p_6, p_7) - \dot{m}_8(p_7, p_8) - \dot{m}_{u2}(u_4)] \quad (\text{A.7})$$

$$\dot{p}_8 = \frac{1}{\tau_8} [\dot{m}_8(p_7, p_8) - \dot{m}_9(p_8, p_9)] \quad (\text{A.8})$$

$$\dot{p}_9 = \frac{1}{\tau_9} [\dot{m}_9(p_8, p_9) - \dot{m}_{10}(p_9, p_{10})] \quad (\text{A.9})$$

$$\dot{p}_{10} = \frac{1}{\tau_{10}} [\dot{m}_{10}(p_9, p_{10}) - \dot{m}_{11}(p_{10}, p_{11})] \quad (\text{A.10})$$

$$\dot{p}_{11} = \frac{1}{\tau_{11}} [\dot{m}_{11}(p_{10}, p_{11}) - \dot{m}_{12}(p_{11}, p_{12}) - \dot{m}_s(\dot{m}_{11})] \quad (\text{A.11})$$

$$\dot{p}_{12} = \frac{1}{\tau_{12}} [\dot{m}_{12}(p_{11}, p_{12}) - \dot{m}_{13}(p_{12}, p_{13})] \quad (\text{A.12})$$

$$\dot{p}_{13} = \frac{1}{\tau_{13}} [\dot{m}_{13}(p_{12}, p_{13}) - \dot{m}_{14}(p_{13}, p_{14}) - \dot{m}_{u3}(u_6)] \quad (\text{A.13})$$

$$\dot{p}_{14} = \frac{1}{\tau_{14}} [\dot{m}_{14}(p_{13}, p_{14}) - \dot{m}_{15}(p_{14}, p_{15}) - \dot{m}_{u4}(u_7)] \quad (\text{A.14})$$

$$\dot{p}_{15} = \frac{1}{\tau_{15}} [\dot{m}_{15}(p_{14}, p_{15}) - \dot{m}_{16}(p_{15}, p_{16}) - \dot{m}_{u5}(u_8)] \quad (\text{A.15})$$

$$\dot{p}_{16} = \frac{1}{\tau_{16}} [\dot{m}_{16}(p_{15}, p_{16}) - \dot{m}_{17}(p_{16}, p_{ab})] \quad (\text{A.16})$$

Tab. A.1: Parametry turbiny 4CK-465.

	m_0 [kg/s]	T_{e0} [K]	p_{e0} [bar]	p_{a0} [bar]	V [m ³]	K_{ST}
wlot	748,638	525,830	43,500	41,610	4,000	1353,550
1	748,638	525,830	41,610	36,433	0,030	854,060
2	748,638	518,000	36,433	31,687	0,040	947,620
3	748,638	510,040	31,687	27,285	1,130	1049,360
4	668,365	501,790	27,285	23,509	0,045	1081,070
5	668,365	493,840	23,509	19,999	0,052	1201,900
6	668,365	485,520	19,999	16,729	1,800	1343,830
7	615,474	476,680	16,729	13,723	0,066	1404,500
8	615,474	467,260	13,723	11,065	0,068	1639,040
9	615,474	457,480	11,065	8,074	0,078	1739,940
10	615,474	447,270	8,074	6,724	0,084	2912,120
Przegrzewacz	504,510	436,490	6,724	6,586	480,000	7777,290
1	504,510	483,650	6,449	3,900	0,192	2160,240
2	504,510	438,150	3,900	2,344	7,000	3388,010
3	472,726	398,460	2,344	1,200	0,360	4686,430
4	472,726	383,570	1,200	0,762	7,500	9987,230
5	449,920	365,450	0,762	0,287	20,000	12184,700
6	423,006	341,250	0,287	0,048	15,000	27616,050

Tab. A.2: Nominalne przepływy przez upusty.

<i>Upust</i>	$m_0[kg/s]$	<i>Upust</i>	$m_0[kg/s]$
do przegrzewacza	28,500	3	31,788
1	51,758	4	22,802
2	52,891	5	26,110

B Generator

Dla punktu pracy równego 100% mocy czynnej oddawanej do sieci model liniowy przyjmuje postać:

$$A = \begin{bmatrix} -12,17 & -81,33 & 3,877 & 8,041 & 0 & 27,14 & -221,7 \\ -314,2 & -11,98 & 0 & 0 & 11,67 & -285 & -31,09 \\ 0,1848 & 0 & -1,718 & 1,487 & 0 & 0 & 0 \\ 9,835 & 0 & 38,15 & -50,46 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 23,83 & 0 & 0 & -30,01 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 314,2 \\ 0,151 & -0,02965 & -0,06961 & -0,1444 & -0,02939 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 312,7 & 0 \\ 0 & 0 & 29,78 & 0 \\ 314,2 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0,155 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.2})$$

$$C = \begin{bmatrix} -0,00778 & 0,5734 & 0,1472 & 0,1852 & -0,4525 & -0,2142 & 0,5053 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 314,2 \\ -1,371 & 0,03837 & 0,5849 & 0,9888 & 0,169 & -0,1199 & 0,6155 \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

$$D = \begin{bmatrix} 0,1429 & 0 & 0,3727 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0,1429 & 0 & 0,6672 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

Tab. B.1: Parametry generatora.

G+L+T+SEE	Jednostka	Wartość
S_n	MVA	547,06
P_n	MW	465
U_n	kV	21
I_n	kA	15,04
$\cos \phi_n$	-	0,85
f	Hz	50
E_{fdn}	V	437
I_{fn}	A	4437
R_{sn}	Ω	0,001072
R_{fdn}	Ω	0,0735
X_l	[-]	0,181
X_d	[-]	2,015
X_d'	[-]	0,293
X_d''	[-]	0,219
X_q	[-]	1,968
X_q''	[-]	0,227
T_d'	s	0,978
T_d''	s	0,017
T_q''	s	0,0017
H_j	[-]	6,45
l	km	37,5
R	Ω/km	$7,6 \cdot 10^{-5}$
X	Ω/km	$9,3 \cdot 10^{-4}$
R_t	[-]	0,002811
X_t	[-]	0,002811
X_s	264[-]	0,1198
R_s	[-]	0,0120

C Modele turbozespołu

Modele obiektu w postaci skoków jednostkowych:

$$\underline{Q}_{11} = [0,0313 \ 0,0466 \ 0,0705 \ 0,0930 \ 0,0977 \ 0,0892 \ 0,1066 \ 0,1211 \ 0,1354 \ 0,1496 \\ 0,1631 \ 0,1769 \ 0,1910 \ 0,2048 \ 0,2184 \ 0,2318 \ 0,2450 \ 0,2580 \ 0,2707 \ 0,2833 \ 0,2956 \\ 0,3077 \ 0,3196 \ 0,3312 \ 0,3427 \ 0,3540 \ 0,3651 \ 0,3760 \ 0,3867 \ 0,3972 \ 0,4075 \ 0,4176 \\ 0,4276 \ 0,4374 \ 0,4470 \ 0,4565 \ 0,4657 \ 0,4749 \ 0,4838 \ 0,4926 \ 0,5013 \ 0,5098 \ 0,5181]$$

$$\underline{Q}_{12} = [0,0710 \ 0,1292 \ 0,1989 \ 0,2825 \ 0,3574 \ 0,4383 \ 0,5601 \ 0,6717 \ 0,7759 \\ 0,8715 \ 0,9564 \ 1,0300 \ 1,0914 \ 1,1406 \ 1,1785 \ 1,2063 \ 1,2251 \ 1,2363 \ 1,2413 \ 1,2414 \\ 1,2378 \ 1,2315 \ 1,2235 \ 1,2146 \ 1,2054 \ 1,1963 \ 1,1878 \ 1,1800 \ 1,1733 \ 1,1675 \ 1,1627 \\ 1,1590 \ 1,1561 \ 1,1541 \ 1,1527 \ 1,1520 \ 1,1517 \ 1,1519 \ 1,1522 \ 1,1528 \ 1,1535 \ 1,1543 \\ 1,1551]$$

$$\underline{Q}_{21} = [0,0100 \ -0,0007 \ -0,0174 \ -0,0360 \ -0,0731 \ -0,1133 \ -0,1133 \ -0,1150 \ - \\ 0,1122 \ -0,1053 \ -0,0959 \ -0,0843 \ -0,0717 \ -0,0591 \ -0,0468 \ -0,0353 \ -0,0247 \ -0,0153 \\ -0,0071 \ -0,0001 \ 0,0056 \ 0,0101 \ 0,0136 \ 0,0162 \ 0,0180 \ 0,0191 \ 0,0197 \ 0,0198 \\ 0,0196 \ 0,0191 \ 0,0184 \ 0,0177 \ 0,0169 \ 0,0160 \ 0,0153 \ 0,0145 \ 0,0138 \ 0,0132 \ 0,0127 \\ 0,0123 \ 0,0119 \ 0,0116 \ 0,0114]$$

$$\underline{Q}_{22} = [0,0859 \ 0,1669 \ 0,2814 \ 0,4161 \ 0,5551 \ 0,6969 \ 0,8400 \ 0,9853 \ 1,1330 \\ 1,2832 \ 1,4361 \ 1,5916 \ 1,7499 \ 1,9109 \ 2,0748 \ 2,2415 \ 2,4111]$$

Estymaty parametrów modeli liniowych:

$$\underline{M}_1 = [0,07138 \ -0,009322 \ 0,0103 \ 0,01427 \ -0,005077 \ 0,009521 \ 0,0478 \ 0,955 \ 0,05956 \\ -0,004374 \ -0,04646 \ -0,02378 \ -0,02998 \ -0,02509 \ 0,0001056 \ -0,0001277 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$$

$$\underline{M}_2 = [0,03129 \ -0,01403 \ 0,007215 \ -0,001581 \ -0,01775 \ -0,01504 \ 0,02508 \ 0,9361$$

0,07548 0,01703 -0,02115 0,01257 -0,009582 -0,02591 0,0000799 -0,0001612 0
0 0 0 0]

$\underline{M}_3 =$ [0,01003 -0,02032 -0,007466 -0,001293 -0,01707 -0,003556 0,04085
0,9586 0,04085 0,9586 0,1012 -0,01862 -0,06521 -0,02657 -0,02743 -0,01974
0,0000677 -0,0001291 0 0 0 0 0]

$\underline{M}_4 =$ [0,08591 0,001683 0,03298 0,02242 0,005251 0,001682 -0,0002107
0,9234 0,07818 0,002105 0,004 0,006547 0,003411 0,002404 -0,02558 0,00214
0 0 0 0 0]

D Publikacje

W ramach prac związanych z rozprawą doktorską przeprowadzono wiele symulacyjnych badań testowych, na których podstawie powstał szereg referatów i publikacji. Są to między innymi:

- M. Czapliński, K. Duzinkiewicz, R. Piotrowski, T.A. Rutkowski, **P. Sokólski**, Comparison of state feedback and PID control of pressurizer water level in nuclear power plant, Archives of Control Sciences Volume 23(LIX), 2013 No. 4, 455–471
- K. Duzinkiewicz, A. Kobylarz, K. Kulkowski, M. Grochowski, T.A. Rutkowski, **P. Sokólski**, Advanced control structures of turbo generator system of nuclear power plant, Aktualne problemy w elektroenergetyce Jastrzębia Góra, 17–19 czerwca 2015
- K. Duzinkiewicz, A. Kobylarz, K. Kulkowski, M. Grochowski, T.A. Rutkowski, **P. Sokólski**, Wielobszarowy system sterowania turbozespołu elektrowni jądrowej, Zeszyty naukowe Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej, vol. 42, Gdańsk 2015
- K. Duzinkiewicz, T.A. Rutkowski, **P. Sokólski**, The excitation controller with gain scheduling mechanism for synchronous generator control, 20th International Conference on Methods and Models in Automation and Robotics, 24-27 August, 2015, Międzyzdroje
- **P. Sokólski**, Implementacja krzepkich metod estymacji dla celów regulacji predykcyjnej typu MPC, Innowacyjne rozwiązania w obszarze automatyki, robotyki i pomiarów, Oficyna wydawnicza PIAP, 2011
- K. Duzinkiewicz, T.A. Rutkowski, **P. Sokólski**, Simplified, multiregional fuzzy model of a nuclear power plant steam turbine, 21th International Conference on Methods and Models in Automation and Robotics, 2016,
- **P. Sokólski**, T.A. Rutkowski, K. Duzinkiewicz, The QDMC Model Predic-

tive Controller for the Nuclear Power Plant Steam Turbine Control, Krajowa Konferencja Automatyki 2017, 18-21 czerwca 2017, Kraków,

- **P. Sokólski**, T.A. Rutkowski, K. Duzinkiewicz, The Distributed Model Predictive Controller for the Nuclear Power Plant Turbine Generator, The 22nd International Conference on Methods and Models in Automation and Robotics, 28-31 sierpnia 2017

- **P. Sokólski**, T. A. Rutkowski, B. Ceran, D. Złotecka, D. Horla, Robustness Analysis of a Distributed MPC Control System of a Turbo-Generator Set of a Nuclear Plant – Disturbance Issues, Automation 2021: Recent Achievements in Automation, Robotics and Measurement Techniques (pp.166-184), 1 kwietnia 2021

- **P. Sokólski**, T. A. Rutkowski, B. Ceran, D. Złotecka, D. Horla, Power System Stabilizer as a Part of a Generator MPC Adaptive Predictive Control System, Energies 2021, 14(20), 6631, 14 października 2021

- **P. Sokólski**, T. A. Rutkowski, B. Ceran, D. Złotecka, D. Horla, Numbers, Please: Power- and Voltage-Related Indices in Control of a Turbine-Generator Set, Challenge and Research Trends of Power System Simulation, Energies 2022, 15(7), 2453, 27 marca 2022

- **P. Sokólski**, T. A. Rutkowski, B. Ceran, D. Złotecka, D. Horla, The Influence of Cooperation on the Operation of an MPC Controller Pair in a Nuclear Power Plant Turbine Generator Set, Optimal Power Flow: Optimization and Control of Electric Power Systems, Energies 2022, 15(18), 6702, 13 września 2022