

SPIS TREŚCI

SPIS WAŻNIEJSZYCH OZNACZEŃ	9
1. WSTĘP	11
2. KRÓTKA CHARAKTERYSTYKA SEKTORA ENERGETYCZNEGO W POLSCE	14
2.1. Analiza aktualnego stanu struktury wytwarzania elektryczności i ciepła w Polsce.....	16
2.1.1. Elektryczność	16
2.1.2. Ciepło	18
2.2. Ewolucja struktury wytwórczej elektryczności i ciepła w Polsce.....	19
2.2.1. Elektryczność	19
2.2.2. Ciepło	21
2.2.3. Nowoczesne technologie energetyczne na OZE	22
2.3. Inwestycje w polski sektor energetyczny	23
2.3.1. Ważniejsze inwestycje w energetyce konwencjonalnej w Polsce – koniec 2016 r.	23
2.3.2. Ważniejsze inwestycje w OZE w Polsce – koniec 2016 r.....	24
2.4. Wnioski.....	26
3. ANALIZA WRAŻLIWOŚCI SPRAWNOŚCI GENERACJI ELEKTRYCZNOŚCI NA PRZYKŁADZIE BLOKU WĘGLOWEGO	27
3.1. Definicje sprawności poszczególnych maszyn i urządzeń	30
3.2. Blok węglowy 900 MW _e na zaawansowane ultranadkrytyczne parametry pary	32
3.2.1. Podstawowe parametry analizowanego bloku 900 MW	32
3.2.2. Ocena sprawności bloku dla różnych założeń.....	36
3.2.3. Struktura bloku węglowego zintegrowanego z instalacją wychwyty CO ₂	39
3.2.4. Wpływ energochłonności procesu wychwyty CO ₂ na parametry eksploatacyjne bloku.....	41
3.3. Wnioski.....	43
4. OCENA WYBRANYCH METOD MODELOWANIA PRZEPŁYWU.....	45

4.1. Kanał z występem kołowym	48
4.1.1. Obliczenia RANS	51
4.1.2. Obliczenia URANS	54
4.1.3. Obliczenia LES.....	55
4.2. Kanał turbinowy	57
4.3. Przepływ nad komorą	63
4.3.1. Obliczenia LES.....	64
4.3.2. Obliczenia CAA (Computational Aeroacoustics) – akustyczny postprocessor	67
4.4. Wnioski.....	71
5. SPOSOBY OCENY PRACY OSIOWYCH STOPNI TURBIN CIEPLNYCH	73
5.1. Definicje współczynników strat i ich fizyczna interpretacja.....	75
5.2. Ocena pracy stopnia turbiny gazowej metodami CFD.....	78
5.2.1. Siatka numeryczna dla stopnia turbinowego	81
5.2.2. Warunki brzegowe.....	83
5.3. Ocena strat w stopniu	85
5.3.1. Dyskusja strat dla referencyjnych parametrów pracy – przypadek „zimny”	86
5.3.2. Dyskusja strat dla rzeczywistych parametrów pracy – przypadek „gorący”	94
5.4. Podsumowanie.....	100
6. WYZNACZANIE CHARAKTERYSTYKI PRZYKŁADOWEGO USZCZELNIENIA LABIRYNTOWEGO	102
6.1. Wyznaczenie charakterystyk dla geometrii uszczelnienia	104
6.2. Wyznaczenie rozkładu ciśnienia wzdłuż uszczelnienia	106
6.3. Wnioski.....	108
7. MODELOWANIE ZAGADNIENIA SPRĘŻONEGO CIEPLNO- PRZEPŁYWOWEGO W KONWEKCYJNIE CHŁODZONYM WIĘŃCU ŁOPATKOWYM	109
7.1. Dane łopatki turbiny gazowej.....	110
7.2. Model numeryczny	113
7.3. Porównanie wyników obliczeń z danymi eksperymentalnymi	114

8. NUMERYCZNA I EKSPERYMENTALNA OCENA POŁA PRZEPŁYWU PARY MOKREJ W KANAŁACH TURBINOWYCH	117
8.1. Analiza pola przepływu pary mokrej w dyszy de Laval.....	117
8.1.1. Analiza wyników	122
8.1.2. Wnioski	130
8.2. Analiza pola przepływu pary mokrej w kanale łopatkowym	130
8.2.1. Płaska palisada łopatek kierowniczych	131
8.2.2. Płaska palisada łopatek wirnikowych.....	139
8.2.3. Wnioski	145
9. PODSUMOWANIE	147
BIBLIOGRAFIA.....	149
Streszczenie.....	156

CONTENTS

NOMENCLATURE.....	9
1. INTRODUCTION.....	11
2. BRIEF DESCRIPTION OF THE POLISH POWER GENERATION SECTOR.....	14
2.1. Analysis of the current structure of heat and electricity generation in Poland.....	16
2.1.1. Electricity	16
2.1.2. Heat	18
2.2. Evolution of heat and electricity generation structure in Poland.....	19
2.2.1. Electricity	19
2.2.2. Heat	21
2.2.3. State-of-the-art RES power technologies	22
2.3. Investment in the Polish power sector.....	23
2.3.1. Major investments in conventional power generation in Poland as of the end of 2016.....	23
2.3.2. Major investments in RES in Poland as of the end of 2016.....	24
2.4. Conclusions	26
3. SENSITIVITY ANALYSIS OF ELECTRICITY GENERATION EFFICIENCY ON THE EXAMPLE OF A COAL-FIRED POWER UNIT....	27
3.1. Definition of efficiency of individual machines and devices.....	30
3.2. Advanced ultra-supercritical 900 MW _e coal fired power unit.....	32
3.2.1. Basic parameters of the analysed 900 MW power unit.....	32
3.2.2. Assessment of the power unit efficiency for different assumptions	36
3.2.3. Structure of coal-fired power unit integrated with CO ₂ capture installation.....	39
3.2.4. Impact of the CO ₂ capture process energy consumption on the power unit operating parameters	41
3.3. Conclusions	43
4. ASSESSMENT OF THE FLOW MODELLING METHODS	45

4.1. Circular-bump channel	48
4.1.1. RANS calculations	51
4.1.2. URANS calculations	54
4.1.3. LES calculations	55
4.2. Turbine channel	57
4.3. Flow over a cavity	63
4.3.1. LES calculations	64
4.3.2. CAA (Computational Aeroacoustics) calculations – in acoustic postprocessor.....	67
4.4. Conclusions	71
5. METHODS OF ASSESSMENT OF THE THERMAL TURBINE AXIAL STAGES OPERATION	73
5.1. Definitions of loss coefficients and their physical interpretation	75
5.2. Assessment of the gas turbine stage operation using CFD methods	78
5.2.1. Turbine stage numerical mesh.....	81
5.2.2. Boundary conditions.....	83
5.3. Assessment of the stage losses	85
5.3.1. Discussion of losses for reference operating parameters – „cold” case	86
5.3.2. Discussion of losses for real operating parameters – „hot” case.....	94
5.4. Conclusions	100
6. DETERMINATION OF AN EXAMPLE LABYRINTH SEAL CHARACTERISTICS	102
6.1. Determination of characteristics for the seal geometry	104
6.2. Determination of the pressure distribution along the seal	106
6.3. Conclusions	108
7. CONJUGATE HEAT TRANSFER MODELLING IN A BLADE RING COOLED BY CONVECTION.....	109
7.1. Data of the gas turbine blade	110
7.2. Numerical model	113
7.3. Comparison between computational results and experimental data.....	114

8. NUMERICAL AND EXPERIMENTAL ASSESSMENT OF THE WET STEAM FLOW FIELD IN TURBINE CHANNELS	117
8.1. Analysis of the wet steam flow field in de Laval nozzle.....	117
8.1.1. Analysis of results	122
8.1.2. Conclusions	130
8.2. Analysis of the wet steam flow field in the blade channel	130
8.2.1. Linear stator-blade cascade	131
8.2.2. Linear rotor-blade cascade	139
8.2.3. Conclusions	145
9. SUMMARY	147
BIBLIOGRAPHY	149
Abstract.....	157