Abstract

During the last years, gas turbines have been widely used to produce electricity power. Gas turbine power plants mainly met the increase on load at peaking load. However, gas turbine power plants have the disadvantages of decreases in maximum power output in the summer daytime, which reduces the availability of gas turbines. One of the ways to avoid aforementioned disadvantage is making by cool inlet air of the gas turbine to increase the density, improve the gas turbine performance and augment maximum power output. In addition, one of the ways for cooling the inlet air is to make ice by driving electric compression refrigerators using during off-peak load. Store it in ice storage tank and use it for cooling the inlet air during the on-peak period. Thermal energy storage for combustion turbine inlet air cooling offers an economical solution when short duration capacity enhancements are required.

The objectives of this research is to investigate the effect of inlet air cooled by ice storage in Garri power plant station, expected results of the thermal energy storage for combustion turbine inlet air cooling system are included and economical profits.

A computer based calculation procedure using Excel worksheet was built, and applied to estimate the effect of the system on Garri power plant station. The calculation based on the plant data which is the combustion turbine model Alstom-GE PG-6551B, ambient air design is 35.7 DB/ 30% RH, and enthalpy 64.04 kJ/kg, inlet air design 15 DB/ 100% RH, and enthalpy 42.01 kJ/kg, air mass flow 518300 kg/hr @ 15, and peak cooling hour is 4 hours/day, 5 days/week. The results for the designing calculations were 20.6% increased in power generation or 6.1MW increased in capacity and 5.2% increased in efficiency. The project installation cost about 4103599 SDG and 2.1 years payback period of the system.

□□□□□□

خلال السنوات الأخيرة، أُستخدمت التوربينات الغازية لإنتاج الطا قة الكهربائية على نطاق واسع .تُستخدم المحطات الغازية لم قابلة الزيادة في الحمل الكهربائي أثناء فترة ا لذروة. ومع ذلك، فللمحطات الغازية عيوب إذ أنها لا تستطيع إنتاج الطا قة التصميميه لها أثناء نهار الصيف، مما يقلل من توافر طا قتها. يعتبر تبريد الهواء الداخل للضاغط للمحطات الغاز ية إ حدى الطرق لتجنب نقصان الطا قة المذكورة وذلك بزيادة كثا فة الهواء، مما يؤدي إلى تحسين الأداء وزيادة الطا قة المولدة من المحطات الغازية. ومن إحدى الطرق المتبعه لتبريد الهواء ا لداخل إلى التوربينات الغازية إنتاج الثلج بواسطة الدورات الإنضغاطية خارج فترة الذروة. يتم تخز ين الثلج المنتج في مستودعات التخزين وإستخدامه لتبريد الهواء أثناء فترة ا لذروة. نظام تبر يد الهواء الداخل إلى التوربينات الغازية بواسطة تخزين الثلج يعتبر حلاً إ قتصادياً لز يادة الطا قة المو لدة منها لفترات قصيرة.

يهدف هذا البحث هو دراسة تأثير تبريد الهواء الداخل إلي محطة قري الغازية بواسطة نظام تخزين الثلج، والنتائج المتو قعة لهذا النظام، مع تضمين الأرباح الإ قتصادية.

تم إنشاء ور قة إكسل لإجراء العمليات الحسابية، وتطبيقها لتقدير تأثير النظام علي محطة قري الغازيه. تمت إجراء حسابات علي بيانات محطة قري الغازيه ا لتي بها توربين غازي من نوع Alstom-GE PG-6551B، عند در جة حرارة هواء الجو 35.7 ورطوبه نسبيه 30% (ومحتوي حراري 64.04kJ/kg)، ودرجة حرارة الهواء الداخل الي الضاغط 15 ورطوبه نسبيه 100% ومحتوي حراري 42.04 KJ/kg، ومعدل كتلة الهواء ا لداخل ا لي الضاغط 518,300kg/hr عند 15 ، وفترة الذروه 4 ساعات في اليوم و 5 أيام في الاسبوع. وكانت مخرجات البرنامج 20.6% زيادة في إنتاج الكهرباء أو 6.1 ميغاواط و 5.2% زياده في الكفاءة. تكلفة المشروع حوالي 4,103,599 جنيه سوداني وتتم إستعادة تكلفة المشروع خلال سنتين تقريباً.

Table of Contents

	Subject	Page Number
	Dedication	I
	Acknowledgement	II
	Abstract	III
	مُسْتَخْلَصْ	IV
	Table of Contents	V
	Nomenclature	VIII
	List of Figures	X
	List of Tables	XII
	Chapter One: Introduction	
1.1	Introduction	1
1.2	Project Objective	2
1.3	project methodology	2
1.4	Thesis outlines	2
	Chapter Two: The Gas Turbine	
2.1	An overview of gas turbines	4
2.2	Gas turbine performance	6
2.3	Gas turbine design considerations	8
2.4	Classifications of gas turbines	10
2.4.1	Frame type heavy-duty gas turbines	10
2.4.2	Aircraft-derivative Gas Turbines	11
2.4.3	Industrial type gas turbines	12
2.4.4	Small gas turbines	13

2.4.5 Micro turbines 13

2.5 Major gas turbine components 14

2.5.1 Compressors 14

2.5.1.1 Axial flow compressors 16

2.5.1.2 Centrifugal flow compressors 17

2.5.2 Combustors 19

Chapter Three: Gas Turbine Power Augmentation Methods

3.1 Introduction 21

3.2 Gas turbine Power Augmentation 23

3.2.1 Gas turbine intake air-cooling methods 24

3.2.1.1 Evaporative cooling 24

3.2.1.2 Refrigeration Cooling 26

3.2.1.3 Evaporative Cooling of Pre-compressed Air 28

3.2.1.4 Thermal Energy Storage Systems 29

3.2.2 Other methods of Gas turbine Power Augmentation 30

3.2.2.1 Mid-Compressor Flashing of Water 30

3.2.2.2 Injection of Humidified and Heated Compressed Air 31

3.2.2.3 Injection of Water or Steam at the Gas Turbine 32

Compressor Exit

3.2.2.4 Injection of Steam in the Combustor of the Gas 33

Turbines Utilizing Present Dual Fuel Nozzles

3.3 Literature Review 34

Chapter Four: The Calculation Procedure

4.1 Introduction 37

4.2 System overview 37

4.3 Estimation of the cooling load and Refrigeration 39

Capacity

4.4 Ice storage tank sizing 42

4.5 Gas turbine Power and Heat Rate 43

4.6 Revenues 45

4.7 The Excel Worksheet 46

Chapter Five: The Profitability of the TESTIAC at Garri Power Plant Gas Turbine

5.1 Estimation of the cooling load and Refrigeration 47

Capacity

5.2 Ice storage tank sizing 48

5.3 The Revenues and Power 50

5.4 Thermal energy storage inlet air cooling economics 50

Chapter Six: Conclusions and Recommendations

6.1 Conclusions 53

6.2 Recommendations 54

References 55

Appendices