
平成26年度アジアの低炭素社会実現のための
JCM大規模エネルギー起源二酸化炭素削減技術導入
調査事業委託業務

タイ国 スワンナプーム国際空港地域冷房プラント及び
コージェネプラントに対する
JCM大規模エネルギー起源二酸化炭素削減技術導入調査

平成27年3月

調査実施団体：公益財団法人 地球環境戦略研究機関

平成 26 年度アジアの低炭素社会実現のための JCM 大規模エネルギー起源
二酸化炭素削減技術導入調査事業委託業務
(概要版)

「タイ国 スワンナプーム国際空港地域冷房プラント
及びコージェネプラントに対する JCM 大規模エネルギー起源
二酸化炭素削減技術導入調査」
(調査実施団体：公益財団法人 地球環境戦略研究機関)

調査協力機関	三菱重工業株式会社 Mitsubishi heavy industries (Thailand).LTD,	
調査対象国・地域	タイ	
対象技術分野	省エネルギー	
プロジェクト概要	本調査は、タイ国 SPP 事業者の既設ガスタービンコンバインド発電設備において、ガスタービン吸気冷却システムを導入することで発電出力を増加させ、電力グリッドに炭酸ガス排出係数の少ない電力を供給することにより炭酸ガス発生量の削減を図る。	
JCM 方法論	適格性要件	要件 1：対象とする発電設備は、タイ国の SPP または IPP ガスタービンコンバインドサイクル発電設備である。 要件 2：ガスタービン発電設備に吸気冷却システムを付加した設備が対象となる。 要件 3：吸気冷却システムを付加することにより増加した電力を電力系統または周辺の需要先に売電できる設備を対象とする。
	デフォルト値の設定	デフォルト値として、以下の点を設定している。 a) グリッド電力排出係数 $FE_{EL,GRID}$ (tCO ₂ /MWh)：TGO の公式情報を参照 b) 燃料 (天然ガス) 排出係数 FE_{FUEL} (tCO ₂ /Nm ³)：同上
	ベースライン排出量の算定	ベースライン排出量は、以下の通り対象とする発電設備の発電量と同設備での排出係数を基に算出する。 $BE_y = EG_{By} \times FE_{EL,COMB}$ BE_y ：ベースライン排出量 (tCO ₂ /yr) EG_{By} ：対象設備発電量 (MWh/yr) $FE_{EL,COMB}$ ：対象設備電力排出係数(tCO ₂ /MWh)
	プロジェクト排出量の算定	プロジェクト排出量は、以下の通りプロジェクトでの発電に使用した燃料による排出量から、プロジェクトで増加した発電量を系統に供給することにより削減した排出量を差し引いて算定する。 $PE_y = PE_{FUEL,COM,y} - PE_{EL,GRID,y}$

		PE_y : プロジェクト排出量 (tCO ₂ /yr) $PE_{FUEL,COM,y}$: プロジェクトで使用した燃料の排出量 (tCO ₂ /yr) $PE_{EL,GRID}$: 増加発電量に相当する系統での排出量 (tCO ₂ /yr)
	モニタリング手法	<p>主要なモニタリング項目は、対象発電設備の発電量、燃料消費量、空気吸い込み温度及び発電量。これらを設備運転記録及び追加計測によりモニタリングする。</p>
GHG 排出量及び削減量		$ER_y = (BE_y - PE_y) \times ETA_{OPE} \times ETA_{LOAD}$ BE_y : ベースラインでの排出量 (tCO ₂ /yr) PE_y : プロジェクトでの CO ₂ 排出量 (tCO ₂ /yr) ER_y : CO ₂ 排出削減量 (tCO ₂ /yr) ETA_{OPE} : 対象設備の稼働率 (-) ETA_{LOAD} : 対象設備の負荷率 (-) <p>なお、今回調査した 2 事業者での年間 GHG 排出削減量推算値はそれぞれ 39,922 ton-CO₂/年、27,370ton-CO₂/年となった。但し、これらの値は設備の稼働率、設備利用率ともに 100%と仮定した試算値であり、実際の効果は現地の運転実態の調査結果に基づく評価が必要。</p>
環境影響等		<p>対象とするプロジェクトは、既設ガスタービンコンバインドサイクル発電所の出力向上を図るものである。そのため、プロジェクト実施にあたり新たに環境負荷が変化することはない。本調査にて対象となるプロジェクトに対して、環境影響を阻害する要因はなく、特段の対応も求められていない。</p>
事業計画・資金計画		<p>現段階で SPP 事業者に対して JCM 補助金を活用した補助金事業を展開する場合 50%の自己資金の目途付けをする必要があり、この点をクリアするための時間及び予算確保が重要になる。</p>
日本技術の導入可能性		<p>本調査にて対象となるプロジェクトにおいて、日本製技術の導入は「ターボ冷凍機、吸気冷却システム及びシステム制御システム」が該当する。</p>
ホスト国における持続可能な開発への寄与		<p>本プロジェクトでは日本から先進的な高効率発電技術及び冷凍システム技術が提供される。また、同種のシステムの高効率化に関する適用、運転技術等のノウハウも継承される。</p>

調査名：平成26年度アジアの低炭素社会実現のためのJCM大規模エネルギー起源二酸化炭素削減技術導入調査事業委託業務

「タイ国 スワンナプーム国際空港地域冷房プラント及びコージェネプラントに対するJCM大規模エネルギー起源二酸化炭素削減技術導入調査」
(ホスト国：タイ)

調査実施団体：公益財団法人 地球環境戦略研究機関

1. 調査実施体制

本調査では、上記調査実施団体以外に以下の4社の協力を得て、調査を実施した。

- ・三菱重工業株式会社 本調査事業の主要委託先。主として炭酸ガス削減及び省エネルギー技術適用のための調査及び検討を担当。
- ・MHI Thailand LTD Thai 国内の SPP 事業者とのコーディネーション

2. 調査の概要

2.1. プロジェクトの概要

今回の環境省委託業務の主目的である「発電所及びエネルギー多消費産業で利用され、大規模にエネルギー起源二酸化炭素の削減が可能な技術・プラント等の導入を目指す調査」として下記の調査を行った。

・SPP コージェネレーションプラントに対する二酸化炭素削減技術導入調査

タイ国内では、コージェネレーションプラントとしてガスタービンコンバインドサイクルを工業団地に設置し、工業団地に電力、水、蒸気、電力を供給する SPP (Small Power Producers) が大規模にビジネス展開を行っている。

本調査では、既存のSPP 事業者の保有するコージェネレーションプラントに対して、吸気冷却システムを導入し二酸化炭素削減量、エネルギーコスト削減量及び投資コストの概算を行い、本システムの技術導入の有効性について調査を行う。

2.2. ホスト国の状況

(1) タイ国内のタイ国際空港を含むSPP発電事業者及びSPPプログラムに関して

タイ政府は、SPP事業者に対して発電時の排熱や再生エネルギーを活用してエネルギー利用効率を上げ石油輸入・使用の削減を図ることを目的として1992年に創設したプログラム ” Regulations for the purchase of power from small power producers (SPPs) (For Electricity Generated from Non-Conventional Energy, Waste, Residual Fuel and Co-generation) ” が設定され、エネルギーの有効利用を図る制度を展開している。

タイ国際空港は、この制度を利用してガスタービンで発電し、その高温の廃熱を利用して蒸気を作り、蒸気タービンで更に発電し、余った蒸気を吸収式冷凍機で使って冷水を製造しながら、電力をEGAT及びタイ国際空港に販売しており、SPP事業者の一つに区分されている。

(2) タイ国のJCM参加について

タイ国は、報告書作成時点において、JCM署名国ではないものの、日本国とタイ国の政府間での

調整が進められており、早期の署名が期待される。

2.3 その他

本調査事業は、タイ国際空港コージェネプラントを主対象に実施する予定であったが設備情報等が入手できず、類似設備であるSPP発電プラントを主体に調査・検討を実施した。

3 タイ国際空港コージェネレーションシステム及びSPP事業者発電プラントに対して適用可能二酸化炭素削減技術について

3.1 FS SPP 事業者に関して

発電所及びエネルギー多消費産業で利用され、「大規模」にエネルギー起源二酸化炭素の削減が可能な技術・プラント等の導入を目指す調査を目的として、SPP プログラムで運営されている発電所、IPP 及び タイ電力公社(EGAT)運営のガスタービンコンバインドサイクル発電システムに対して吸気冷却システム及び電力の他に冷水及び蒸気を供給している SPP 発電所においては、冷水及び蒸気供給システムのコンバインドサイクル発電に対する影響に関して検討する。

各SPP オーナに聴取し、SPPの事業者で採用されているガスタービンは、ドイツ Siemens社ガスタービン SGT-800 もしくは 米国General Electric 社 LM6000の2機種が大多数を占めていることがわかった。

3.2 ガスタービン吸気冷却システムに関して

ガスタービン発電設備の一般的性質として、吸気温度が高くなると、作動流体である空気の密度が小さくなり、燃焼空気の質量流量が小さくなる為、出力が低下する。従って、大気温度が高くなる場合は、電力需要が高くなる一方で、電力供給能力が小さくなってしまう。吸気冷却システムとは、吸気温度を低下させることで、高大気温度時の低下出力を回復させるものである。

4. 吸気冷却システム適用における諸条件

4.1 タイ国 気象条件

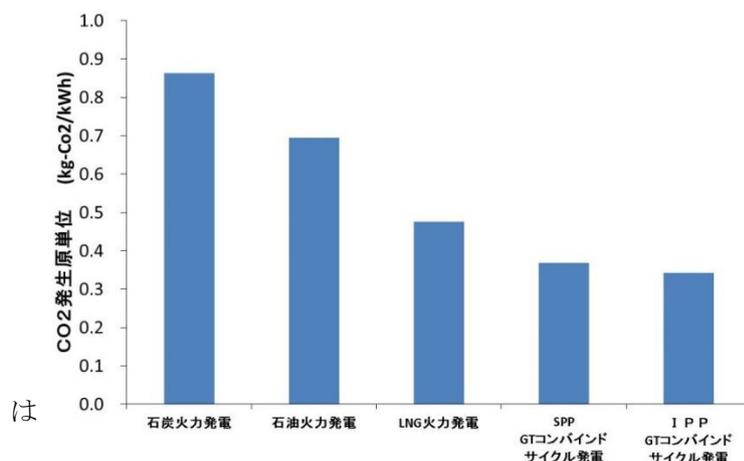
タイの気候は熱帯モンスーン気候であり、雨期と乾期に大別できるが、バンコクにおける年間平均気温は 29.1℃、平均湿度 76.2% (2012 年) と高温多湿で年中蒸し暑い。

4.2 発電事業者の CO2 発生原単位

電力の CO2 発生原単位は、燃料種別及び発電所の発電効率で異なる。現在の発電効率及び燃料種別による電力 CO2 発生原単位は、下記の通りとなる。

表-4.1 発電所区分による CO2 発生原単位

区分	発電効率	CO2 発生原単位 kg-CO2/kWh
石炭火力発電	41%	0.864
石油火力発電	41%	0.695
LNG 火力発電	41%	0.476
SPP クラスガスタービンコンバインドサイクル発電	52.7%	0.371
IPP クラスガスタービンコンバインドサイクル発電	56.7%	0.344



- (1) CO₂ 発生原単位の低いガスタービンコンバインドサイクル発電量を増加し石炭火力の発電量を減らすことによる CO₂ 削減効果
- (2) ガスタービンのヒートレートの改善による効果

4.3 タイ国内の電力 CO₂ 発生原単位に関して

本 FS で使用すべき CO₂ 発生量に関しては、タイ国政府機関 Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization): TGO (2007 年設立) が CDM プロジェクトの承認と確認機関として活動しており、TGO の公表数値を使うべきと判断した。

本 FS では、TGO の OM 0.5994kg-CO₂/kWh で計算する。

5. SPP 事業者 ガスタービンコンバインドサイクルに対する吸気冷却システムの適用 FS

5.1 検討対象 SPP ガスタービンコンバインドサイクルプラント

SPP のガスタービンコンバインドサイクルに対する吸気冷却システムの適用検討に関しては、SPP 事業者と面談し、検討対象となるガスタービンコンバインドサイクル発電設備をピックアップしてもらい、ガスタービンに吸気冷却設備を導入した場合の CO₂ 削減量及び経済性について検討した。

検討は、タイ国内で代表的に使用されている G 社 40MW 級機種及び S 社の 40MW 級機種を使用しているプラントを対象とした。

SPP 事業では、EGAT に販売できる電力は、90MW 以内という条件あり 110MW -120MW のガスタービンコンバインドサイクル発電設備を所有する事業者は、工業団地側の電力負荷が 40MW 程度以上ないと、吸気冷却設備を導入し出力増強しても電力を全量販売することができずメリットが発生しないので、工業団地側に十分負荷がある SPP 地点の選定を行ってもらった。

6. MRV 検証手法の検討

6.1 MRV 方法論

(1) 方法論タイトル

「IPP、SPP におけるガスタービンコージェネプラントへの吸気冷却システム適用」

(2) 方法論の概要

1) GHG 削減手段

既存のガスタービンコンバインド発電設備に対して、吸気冷却システムを付加することによりガスタービンコンバインド発電設備の発電量を増加させる。ガスタービンコンバインド発電設備における炭酸ガス発生原単位は一般的に電力系統の炭酸ガス発生原単位に比して大幅に改善されることにより、電力系統の電力を上記吸気冷却システムで増大させた発電量で置き換えることにより炭酸ガス発生量を削減することができる。また、吸気冷却システムで吸い込み空気温度を低下させることによりガスタービンコンバインド発電設備の発電効率も向上し燃料消費量が減少することにより炭酸ガス排出量が削減される。

2) ベースライン排出量の算定方法

ベースライン排出量は、対象とするガスタービンコンバインド発電設備での発電に使用される燃料に起因する炭酸ガス排出量とする。

3) プロジェクト排出量の考え方

プロジェクト排出量は、対象とするガスタービンコンバインド発電設備に吸気冷却システムを付帯させた場合の炭酸ガス排出量から、吸気冷却システムを付帯させることにより増加した発電量を電力系統に供給することにより電力系統側で減少した炭酸ガス発生量を差し引いたものとする。

吸気冷却システムによる増加発電量は実際の増加発電量からプロジェクトシナリオによる電力消費量（冷凍機駆動用電力等）を差し引いた正味の発電増加量とする。

(3) 適格性要件

本方法論は、以下の要件をすべて満たすことができるプロジェクトに適用することができる。

要件 1：対象とする発電設備は、タイ国の SPP または IPP ガスタービンコンバインドサイクル発電設備である。

要件 2：ガスタービン発電設備に吸気冷却システムを付加した設備が対象となる。

要件 3：吸気冷却システムを付加することにより、増加した電力を電力系統または周辺の需要先に売電できる設備を対象とする。

(4) 排出源と GHG のタイプ

1) ベースライン排出

ガスタービンコンバインド発電設備において発電のために消費した燃料に起因する排出であり、GHG の種類は炭酸ガスである。

2) プロジェクト排出

プロジェクト活動で吸気冷却システムを付帯されたガスタービンコンバインドサイクル発電設備において発電のために消費した燃料に起因する排出から、プロジェクト活動によって増加する発電量を当該国における平均的な手法で生成したと仮定した場合の排出を差し引いた排出であり、GHG の種類は炭酸ガスである。

(5) ベースライン排出量の設定とその計算

ベースライン排出量は、下式の通り計算できる。

$$BE_y = BE_{FUEL,COM_y} \tag{6.1.-1}$$

(6) プロジェクト排出量の算定

プロジェクト排出量は、下式の通り計算できる。

$$PE_y = PE_{FUEL,COM_y} - PE_{EL,GRID_y} \tag{6.1.-2}$$

(7) GHG 排出削減量の算定

GHG 排出削減量は、下式の通り計算できる。

$$ER_y = (BE_y - PE_y) \times ETA_{OPE} \times ETA_{LOAD} \tag{6.1.-3}$$

パラメーター	SI 単位	内容
BE_y	tCO2/yr	ベースラインでの CO2 排出量
PE_y	tCO2/yr	プロジェクトでの CO2 排出量
BE_{FUEL,COM_y}	tCO2/yr	ベースラインでのガスタービンコンバインド発電設備で発電に用いられた燃料に起因する CO2 排出量

$PE_{FUEL,COM,y}$	tCO ₂ /yr	プロジェクトでのガスタービンコンバインド発電設備で発電に用いられた燃料に起因する CO ₂ 排出量
$PE_{EL,GRID,y}$	tCO ₂ /yr	プロジェクトで増加した発電量を系統から供給した場合の CO ₂ 排出量
ER_y	tCO ₂ /yr	推定 CO ₂ 排出削減量
ETA_{OPE}	—	プロジェクト設備の稼働率
ETA_{LOAD}	—	プロジェクト設備の負荷率

(8) モニタリングするデータ・パラメーター

GHG 排出削減量算出のためにモニタリングが必要となる主要なデータ・パラメーターは、以下の通りである。

パラメーター	SI 単位	内容
$FE_{EL,GRID}$	tCO ₂ /MWh	グリッドで供給される平均的な電力の CO ₂ 排出係数 ▶ デフォルト値 (0.599 t-CO ₂ /MWh : タイ GT0 報告資料)
$FE_{EL,COMB}$	tCO ₂ /MWh	ベースラインでのガスタービンコンバインド発電設備の電力 CO ₂ 排出係数
$FE_{EL,COMP}$	tCO ₂ /MWh	プロジェクトでのガスタービンコンバインド発電設備の電力 CO ₂ 排出係数
T	K	ガスタービン吸気温度 ▶ 温度計による計測値
$EG_{B,y}$	MWh/yr	ベースラインでの発電設備の年間発電量 ▶ プロジェクトでの年間発電量と吸い込み温度 T から逆算
ETA_{OPE}	—	y 年におけるプロジェクト設備の稼働率 ▶ 発電設備運転記録
ETA_{LOAD}	—	y 年におけるプロジェクト設備の平均負荷率 ▶ 発電設備運転記録
$FE_{EL,COMP}$	tCO ₂ /MWh	プロジェクトでの発電設備の電力 CO ₂ 排出係数 ▶ 発電設備記録の年間発電量と燃料消費量から推算

6.2 プロジェクト設計書 (PDD) 案作成に関する調査 (案)

(1) プロジェクト名

SPP、IPP におけるガスタービンコージェネプラントへの吸気冷却システム適用

(2) プロジェクト及び適用技術及び/または措置の概要

本提案の JCM プロジェクトは、タイ国のコージェネプラント及びタイ国際空港地域冷房プラントを対象に、ガスタービンの吸気予冷システム及び高効率のターボ冷凍機を導入することによりエネルギー効率を改善し、エネルギー起源の二酸化炭素排出量の削減を目的としたものである。具体的には、下記の 2 種のシステムについてその効果と可能性を調査する。

- 1) タイ国の SPP、IPP を対象としてガスタービンに吸気冷却システムを追加設置することにより複合発電システムの出力増加と発電効率の改善を図り電力系統に CO2 発生原単位の少ない電力を供給することにより二酸化炭素排出量削減を図る。
- 2) 典型的なコージェネプラントとしてスワナプーンズワンナプーム国際空港地域冷房プラントを対象として既存の吸収冷凍機を高効率のターボ冷凍機と置き換えることにより余剰となる蒸気で発電量を増加させることにより電力系統に CO2 発生原単位の少ない電力を供給することにより二酸化炭素排出量削減を図る。(設備情報が入手できず本項目は今回の検討対象から除外)

(3) 先進国からの貢献

本プロジェクトでは日本から先進的な高効率発電技術及び冷凍システム技術が提供される。また同種のシステムの高効率化に関する適用、運転技術等のノウハウも継承される。

(4) 承認方法論の適用

適格基準	方法論の説明	プロジェクト情報
基準 1	対象とする発電設備は、タイ国の SPP または IPP ガスタービンコンバインドサイクル発電設備であること。	タイ国内には、タイ企業と海外企業が提携して多くの SPP 事業を展開しており、対象となる設備も多数ある。
基準 2	ガスタービン発電設備に吸気冷却システムを付加できる設備であること。	SPP 事業者の多くは、吸気冷却が適用可能なガスタービンプラントを採用しているところが多い。
基準 3	吸気冷却システムを付加することにより、増加した電力を電力系統または周辺の需要先に売電できる設備を対象とする。	吸気冷却システムは日本国内でも実績のある確立された技術である。

(5) 排出削減量の算定

本プロジェクトに関連する温暖化ガス排出源は発電用燃料であり、温暖化ガスは炭酸ガスである。排出量削減量算定要領は 6.1. MRV 方法論による。

7. プロジェクトの実施に向けた具体的な資金計画、工事計画、運営計画、実施体制等

プロジェクトの実施に向けた具体的な資金計画、工事計画、運営計画、実施体制等を検討する。

7.1 ガスタービン吸気冷却システムの実施における工程

タイ国 SPP のガスタービン吸気冷却システムのプロジェクトは、下記のように想定される。

(1) SPP 事業者に対するガスタービン吸気冷却システムの JCM 要件に対する適格性

表-7.1 SPP ガスタービン吸気冷却システムの適格性に対する考察

適格性	要件内容	当プロジェクトに関する説明
要件 1	・ “チェックリスト” により、JCM の下での提案プロジェクトの適格性と、JCM 方法論のプロジェクトへの適用可能性を容易に判断することができる	本 FS 第 6 章において MRV 及び PPD について説明。

<p>データ (パラメータ)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ パラメータのリストにより、JCM 方法論を用いた温室効果ガス排出削減量/吸収量の計算に必要なデータを、プロジェクト参加者が知ることができる。 ・ 国やセクター固有のデフォルト値があらかじめ提供される。 	<p>SPP 発電設備にガスタービン吸気冷却システムを適用した場合は、下記の対応で削減効果量の評価が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 既設発電設備 中央監視装置によりすべての運転記録がなされている。 ・ 追設ガスタービン吸気冷却システム 監視装置及び運転記録装置を設置 <p>タイ国 Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization): TGO がタイ国内の発電電力 CO2 発生原単位を毎年公表している。</p>
<p>計算</p>	<ul style="list-style-type: none"> ・ あらかじめ作成されたスプレッドシートにより、パラメータに対応する値を入力することで、方法論に従った温室効果ガス排出削減量/吸収量を自動的に計算することができる。 	<p>本 FS 第 6 章において MRV 及び PPD について説明。</p>

上記の通り、SPP 事業者に対するガスタービン吸気冷却適用においては JCM 要件に対する適格性を有していると思われる。

(2) 吸気冷却システムに関わるスケジュール

一般的にプロジェクトスケジュールは、機器納期により決定される。主要機器の製作スケジュールは、下記の通りとなる。

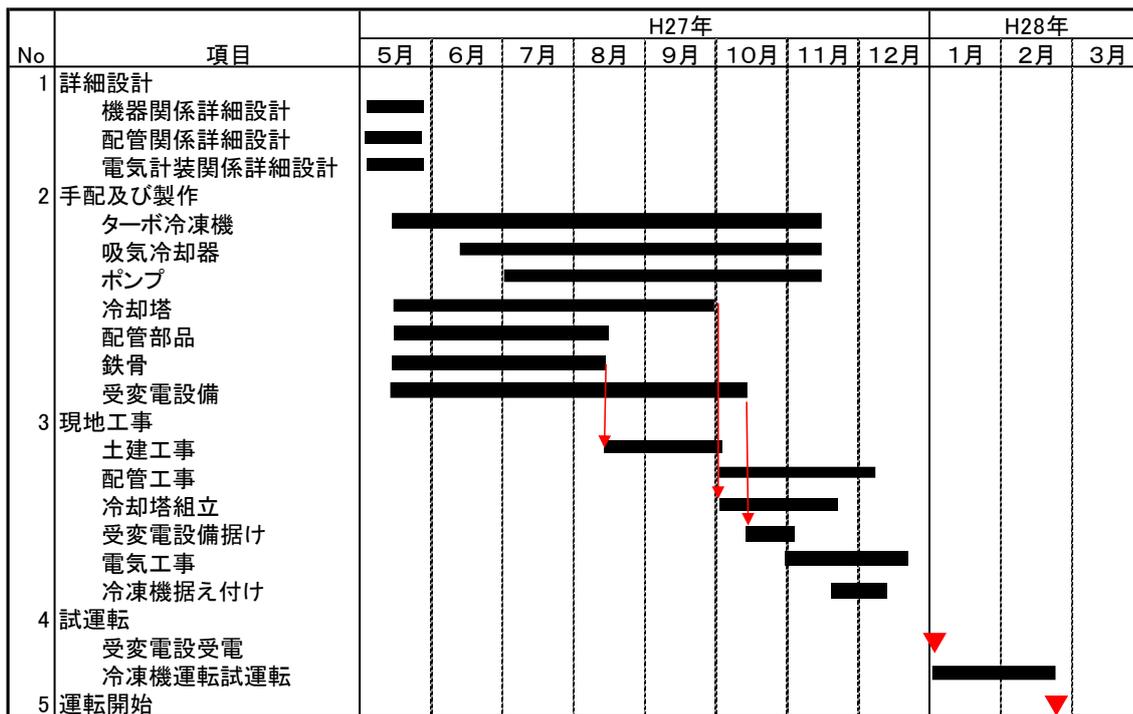
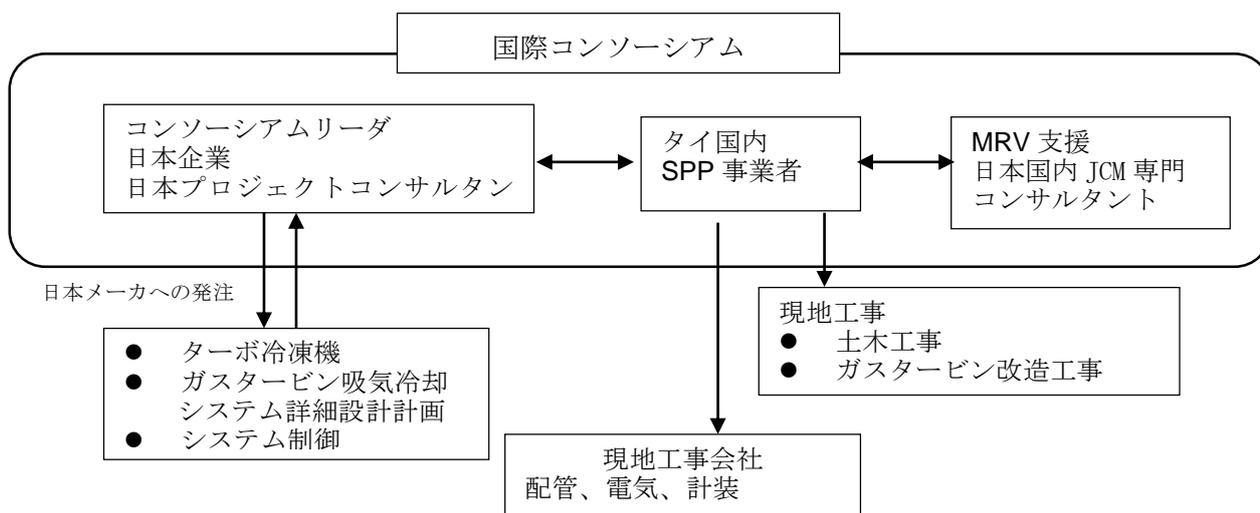


図-7.1 SPP ガスタービン吸気冷却システム建設スケジュール

7.2 実施体制

ガスタービン吸気冷却システムにおいては、タイ国内及びASEAN 諸国で調達できない機器は、ターボ冷凍機、吸気冷却システム及びシステム制御システムがあげられるがその他は調達可能である。実施においては、下記の実施体制が構築されるものとする。



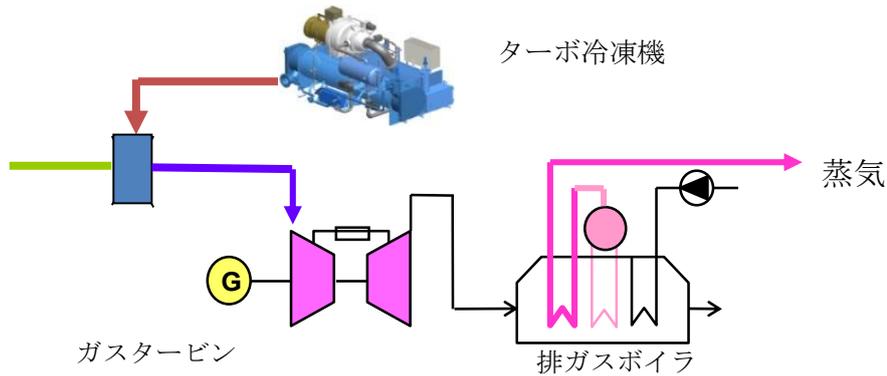
[上記体制における配慮]

- 1) 主要機器であるターボ冷凍機及び制御システムの日本メーカーへの発注
システムの信頼性と品質の確保
- 2) 工事等
現地工事会社への発注

**SPP コンバインドサイクル発電設備に対する
ガスタービン吸気冷却システム適用による
二酸化炭素削減事業**

1. ガスタービン吸気冷却の効果

ガスタービンの燃焼空気温度を冷却することによりガスタービン出力増加可能である。
吸気温度を下げることににより、ガスタービン本体の効率(Heat Rate)も改善される。



a. 外気温度によるガスタービン出力の変化

区分	外気温度 35℃の時出力	外気温度 15℃の時出力	出力差
米国 G 社ガスタービン	36.6MW	42MW	5.4MW
ドイツ S 社ガスタービン	39MW	47MW	8MW

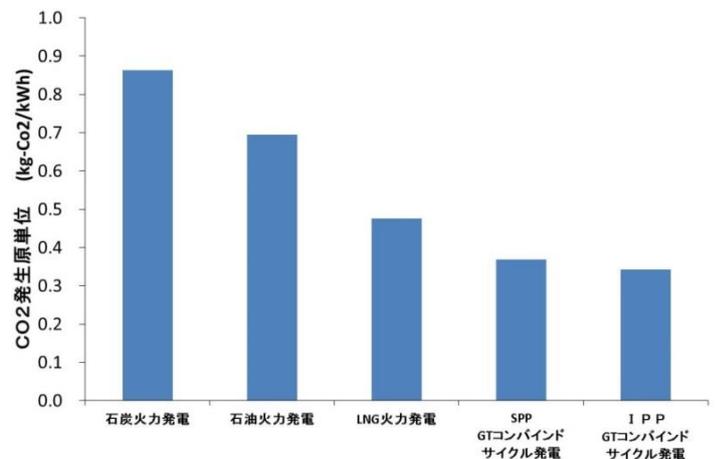
b. 吸気冷却によるガスタービン発電ヒートレートの改善

吸気冷却を実施することにより 3.7% - 4%の効率改善が可能

2. ガスタービン吸気冷却を適用することによる二酸化炭素排出削減

別による電力 CO2 発生原単位は、下記の通りとなる。

区分	発電 効率	CO2 発生原単位 kg-CO ₂ /kWh
石炭火力発電	41%	0.864
石油火力発電	41%	0.695
LNG 火力発電	41%	0.476
SPP クラス ガスタービン コンバインド サイクル発電	52.7%	0.371
IPP クラス ガスタービン コンバインド サイクル発電	56.7%	0.344



発電所区分による CO2 発生原単位

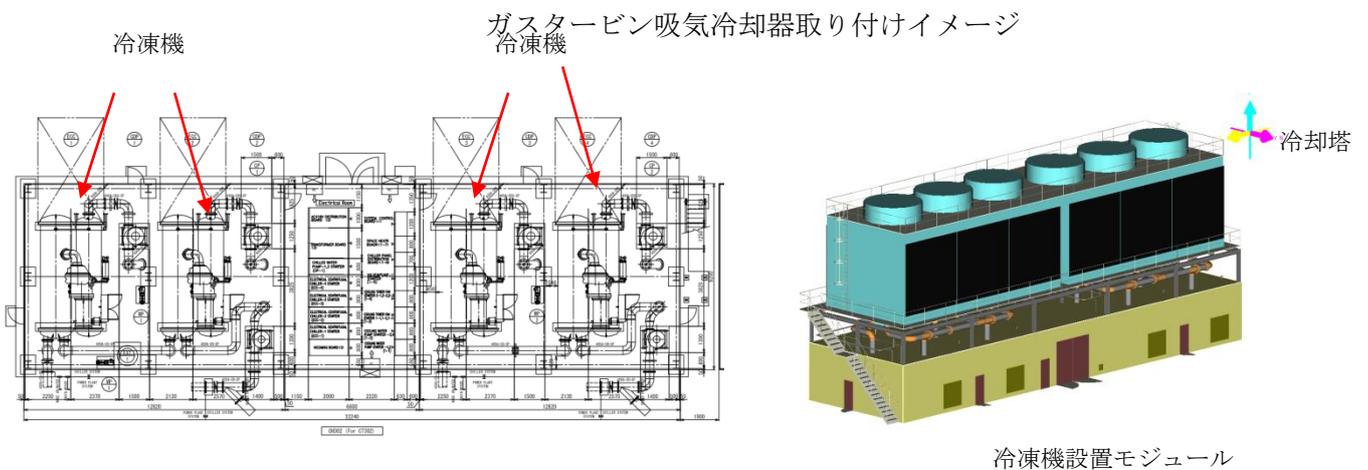
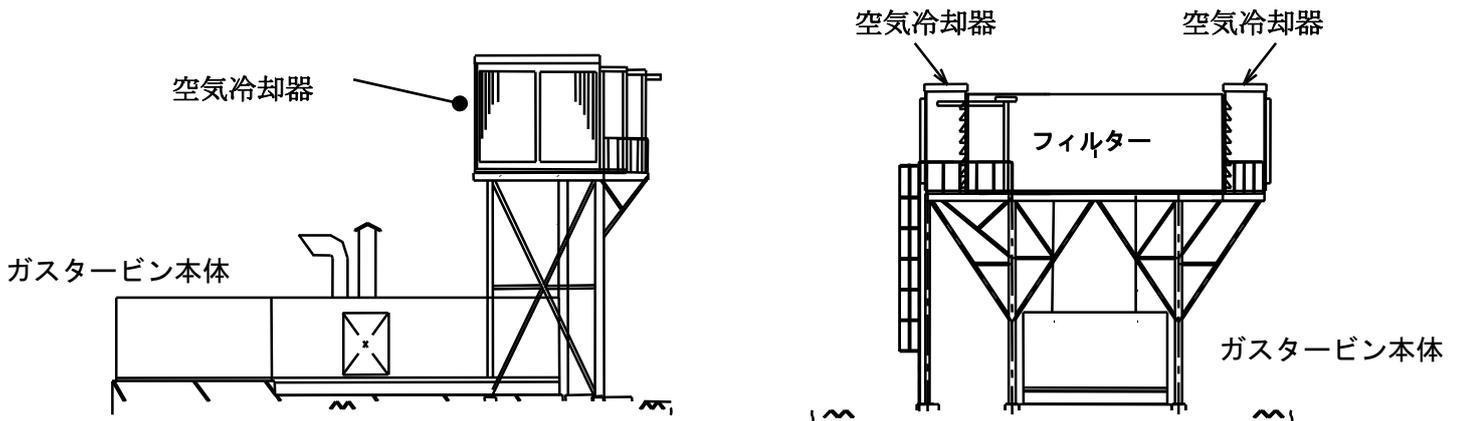
タイ国内の系統電力の二酸化炭素発生原単位は、 $0.599\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$ であり、ガスタービンコンバインドサイクル発電設備の二酸化炭素発生原単位は、 $0.371\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$ であるので、SPP 事業者の発電設備の出力を増加することにより二酸化炭素の削減を図る。

SPP 事業者のガスタービン吸気冷却システムを適用した場合の二酸化炭素削減量を下記に示す。

システム	CO2 削減量
G 社 GT x 2 + ST コンバインドサイクル発電設備	39,922 ton-CO2/年
S 社 GT x 2 + ST コンバインドサイクル発電設備	27,370ton-CO2/年

注：上記は、ガスタービンコンバインドサイクル発電設備が年間稼働した想定で算出

3. ガスタービン吸気冷却システム



ガスタービン吸気冷却システムモジュールイメージ

目次

第1章 調査の背景と概要-----	1
1.1 調査背景	
1.2 業務の概要	
第2章 タイ国のエネルギー供給に関する制度について-----	3
2.1 タイ国内のタイ国際空港を含む SPP 発電事業者に関して	
2.2 電力供給体制	
2.3 SPP 発電事業プログラムに対する日本企業及び海外企業の参画	
2.4 SPP 発電事業が電力供給を行っている工業団地に関して	
2.5 発電割合とタイ国の発電の方向性に関して	
2.6 発電に関わるガス供給	
2.7 タイ国内の天然ガス利用に関わる方向性についての考察	
2.8 タイ国 SPP に関わる現在の問題	
第3章 タイ国際空港コージェネレーションシステム及び SPP 事業者発電プラントに対して適 用可能二酸化炭素削減技術について-----	13
3.1 FS SPP 事業者に関して	
3.2 ガスタービン吸気冷却システムに関して	
3.3 日本国内でのガスタービン吸気冷却適用事例	
3.4 コージェネレーションシステムの蒸気タービン出力改善	
第4章 吸気冷却システム適用における諸条件-----	30
4.1 タイ国 気象条件	
4.2 天然ガスコスト	
4.3 発電電力販売コスト	
4.4 IPP 及び SPP 発電事業者の CO ₂ 発生原単位	
4.5 タイ国内の電力 CO ₂ 発生原単位に関して	

第 5 章 SPP 事業者 ガスタービンコンバインドサイクルに対する吸気冷却システムの適用
FS-----35

5.1 検討対象 S P P ガスタービンコンバインドサイクルプラント

5.2 吸気冷却システム導入による CO₂ 削減量の評価について

5.3 SPP クラスガスタービンコンバインドサイクル発電設備 吸気冷却システム適用評価

5.4 SPP クラスガスタービンコンバインドサイクル発電設備吸気冷却適用における

注意事項

資料-5.1 G 社製 ガスタービン吸気冷却適用モデルケース

資料-5.2 S 社製 ガスタービン吸気冷却適用モデルケース

第 6 章 MRV 検証手法の検討-----62

6.1 MRV 方法論 (案)

6.2 PDD (案)

第 7 章 プロジェクトの実施に向けた具体的な資金計画、工事計画、運営計画、実施体制等
-----73

7.1 ガスタービン吸気冷却システムの実施における工程

7.2 実施体制

7.3 資金計画

(参考資料編)-----78

第 1 回調査報告

第 2 回調査報告

第 3 回調査報告

■ 略語/ Abbreviation

ACM	Approved Consolidated Methodology 承認済み統合方法論
AM	Approved Methodology 承認済み方法論
BaU(BAU)	Business-as-Usual 提案プロジェクトと同等の効果を提供する一般的方法での排出量、成り行きシナリオ
BOCM	Bilateral Offset Credit Mechanism (二国間クレジット制度)
C/P	Counter Part カウンターパート
CDM	Clean Development Mechanism クリーン開発メカニズム
DOEs	Designated Operational Entities CDMにおける指定運営機関
GHG	Green House Gas 温室効果ガス
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change 気候変動に関する政府間パネル
JCM	Joint Crediting Mechanism 二国間クレジット制度
JICA	Japan International Cooperation Agency 独立行政法人 日本国際協力機構
MRV	Measurement, Reporting, Verification 測定・報告・検証
NAMAs	Nationally Appropriate Mitigation Actions 開発途上国による適切な緩和行動
NAPA	National Adaptation Programmes of Action 国別適応行動計画
NGO	Non-Governmental Organizations 非政府組織
TPEs	JCMにおける第三者機関 JCMにおける妥当性確認や検証のための第三者機関
UNFCCC	UN Framework Convention on Climate Change 気候変動に関する国際連合枠組条約、(略称; 地球温暖化防止条約等)
PDD	Project Design Document プロジェクト設計文書
PPP	Public Private Partnership 官民連携
QA/QC	Quality Assurance/Quality Control 品質保証・品質管理
REDD+	Reducing Emissions from Deforestation and Forest Degradation PLUS 森林減少や森林劣化の回避による排出削減(REDD)に、植林事業や森林保全等による炭素ストックの積極的な増加を加えた、拡張概念
TOE	Ton of Oil Equivalent 石油換算トン
CHP	Combined Heat and Power 熱電供給システム
CSP	Combined Steam and Power コージェネレーションシステム 発電と蒸気供給を同時に行う設備
DEDE	Department of Alternative Energy Development and Efficiency

	代替エネルギー開発・効率化局
DEDP	Department of Energy Development and Promotion エネルギー開発・推進局
ECP	Energy Conservation Plan 省エネルギー計画
EGAT	Electric Generating Authority of Thailand タイ王国発電公社
EGCO	Electricity Generating Company タイの発電会社
EPPO	Energy Policy Planning Office エネルギー政策企画事務局
ESI	Electricity supply industry 電力業
GEF	Global Environment Fund 地球環境基金
IPP	Independent Power Producers 独立系発電事業者
LNG	Liquid Natural Gas 液化天然ガス
LPG	Liquid Petroleum Gas 液化プロパンガス
MEA	Metropolitan Electric Authority 首都圏配電公社
NEPO	National Energy Policy Office, Now EPPO. 国家エネルギー政策局
NERC	National Energy Regulatory Commission 国際エネルギー管理委員会
NPC	National Policy Committee 国家政策委員会
PCAF	Power Consumer Assistant Fund
PEA	Provincial Electric Authority 地方配電公社
PTT	Plc Petroleum Authority of Thailand Public Company タイ石油公社
PTTEP	PTT EXPLORATION AND PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED タイ石油開発公社
RATCH	Ratchaburi Electricity Generating Holding ラチャブuri・エレクトリシティ・ジェネレーティング・ホールディング
SPP	Small Power Producer 中小型発電所の建設によりEGATへ売電することができる事業認可を受けた民間独立発電事業者
TOD	Time of Day 時刻
TOU	Time of Use 使用時間
VSPP	Very Small Power Producer 極小発電事業者
VAT	Value Added Tax 付加価値税

第1章. 調査の背景と概要

1.1 調査背景

(1)調査の目的

平成25年9月26日、スウェーデン・ストックホルムにおいて開催された気候変動に関する政府間パネル（IPCC）第36回総会において、IPCC 第5次評価報告書第1作業部会報告書（自然科学的根拠）の政策決定者向け要約（SPM）が承認・公表され、気候システムの温暖化については疑う余地がなく、人間活動が20世紀半ば以降に観測された温暖化の主な要因であった可能性が極めて高い、と発表された。日本は、2050年までに世界全体の温室効果ガスの排出量を少なくとも半減するとの目標をすべての国と共有するよう努めるとともに、長期的な目標として2050年までに80%の温室効果ガスの排出削減を目指すこととしている（平成24年4月27日閣議決定の環境基本計画より）。2050年に温室効果ガス排出を世界で半減させるためには経済成長が著しいアジア大洋州の国々において、温室効果ガス排出削減プロジェクトを大規模に発掘・形成し、アジアにおける持続可能な低炭素社会の構築に向けた動きを加速させることが必要といえる。そのために、海外における日本のエネルギー起源CO₂排出削減への貢献を適切に評価する新たなメカニズム（JCM：Joint Crediting Mechanism）を構築することが必要とされている。

本調査では、将来的な二国間クレジット制度（JCM；Joint Crediting Mechanism）による事業化に資する調査として、発電所及びエネルギー多消費産業で利用され、「大規模」にエネルギー起源二酸化炭素の削減が可能な技術・プラント等の導入を目指す調査（「平成26年度アジアの低炭素社会実現のためのJCM大規模エネルギー起源二酸化炭素削減技術導入調査事業」）をテーマとしてタイ国 スワナプーンスワンナプーム国際空港地域冷房プラント及びコージェネプラントに対するJCM大規模エネルギー起源二酸化炭素削減技術導入調査を行なった。

(2)調査の期間

平成26年12月10日から平成27年3月20日（金）

1.2. 業務の概要

今回の環境省委託業務の主目的 発電所及びエネルギー多消費産業で利用され、「大規模」にエネルギー起源二酸化炭素の削減が可能な技術・プラント等の導入を目指す調査として下記の調査を行なった。

(1)SPP コージェネレーションプラントに対する二酸化炭素削減技術導入調査

タイ国内では、コージェネレーションプラントとしてガスタービンコンバインドサイクルを工業団地に設置し、工業団地に電力、水、蒸気、電力を供給する SPP (Small Power Producers) が大規模にビジネス展開を行っている。既存のSPP 事業者の保有するコージェネレーションプラントに対して、吸気冷却システムを導入し二酸化削減量、エネルギーコスト削減量及び投資コストの概算を検討する。

第2章. タイ国のエネルギー供給に関する制度について

2.1 タイ国内のタイ国際空港を含む SPP 発電事業者に関して

(1) SPPプログラムに関して

タイ政府は、SPP事業者に対して発電時の排熱や再生エネルギーを活用してエネルギー利用効率を上げ石油輸入・使用の削減を図ることを目的として1992年に創設したプログラム ”Regulations for the purchase of power from small power producers(SPPs) (For Electricity Generated from Non-Conventional Energy, Waste, Residual Fuel and Co-generation) ” が設定され、エネルギーの有効利用を図る制度を展開している。

本制度は EGATの募集に対して事業者がプロジェクトを申請し、一定の基準を満たす事業にSPP事業として承認が与えられる。料金などの売電条件は募集時にEGATから提示され、承認を受けた事業者に一様に適用されるもので、競争入札とは異なる。SPP事業者が本プログラムの適用を受けると、EGATが90MWまで電力の買い取りを保証し、残りの電力及び熱（蒸気・冷却水）を、工業団地事業者等顧客に対し、独自に販売できる制度となっている。この制度を利用して 発電した電力を販売している業者の調査結果を3章に示している。

(2) タイ国際空港でのコージェネレーションシステム及び地域冷房プラントに関して

District Cooling System and Power Plant (DCAP) 社は、タイ電力公社 (EGAT)、タイ石油公社 (PTT) と首都圏配電公社 (MEA) により設立され、2006年より首都バンコクにあるスワンナプーム国際空港とその周辺施設に、冷水、電力、蒸気といったユーティリティを供給している。

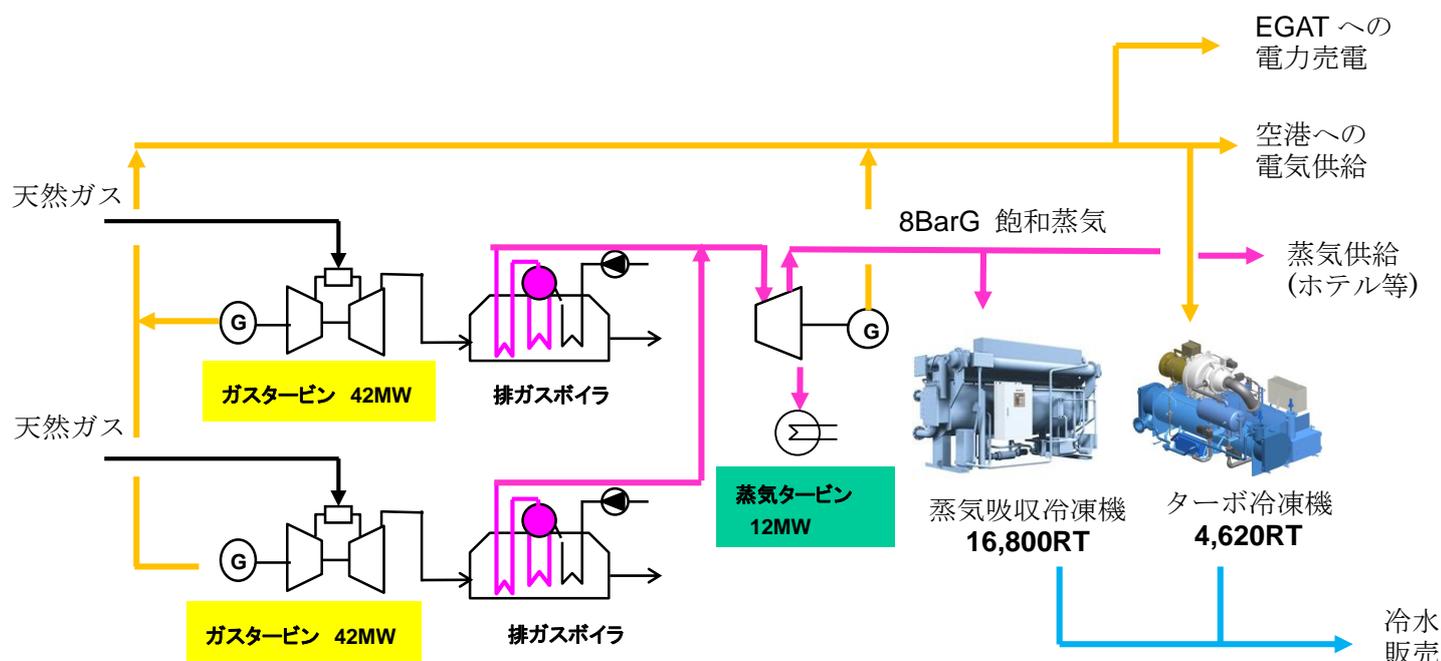


図-2.1 DCAP コージェネレーションプラント+ 地域冷房プラント

DCAPは、この制度を利用してガスタービンで発電し、その高温の廃熱を利用して蒸気を作り、蒸気タービンで更に発電し、余った蒸気を吸収式冷凍機で使って冷水を製造しながら、電力をEGAT及びタイ国際空港に販売しており、SPP事業者の一つに区分されている。タイ国際空港のコージェネレーションシステムは、SPPの発電事業プログラムにも登録して50MWをEGATに売電する契約を結んでいる。（5年契約で現在(2015年)も継続中）契約区分は、SPP Non-Firm contract cogeneration system that were started commercial with EGATというカテゴリの契約となっている。

(3) SPP 事業者に関して

海外企業として日本、ドイツ及びフランス企業がタイ企業と共同でSPPプログラムを利用してビジネスを展開している。本制度を活用した発電システムは、EGATへの売電が90MW 工業団地に対して30MW 程度を想定して 110MW 程度の容量で計画されている事例が多い。

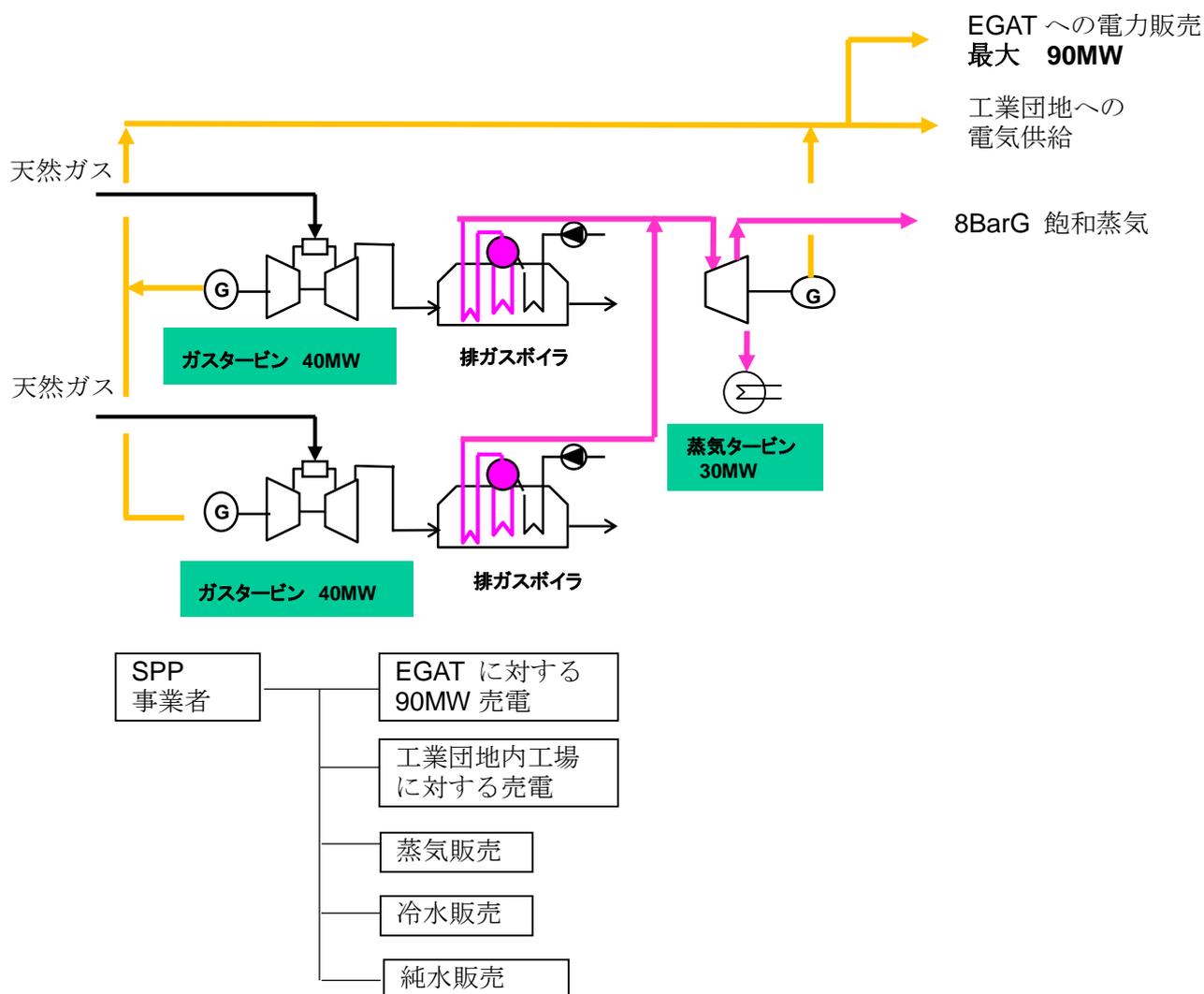
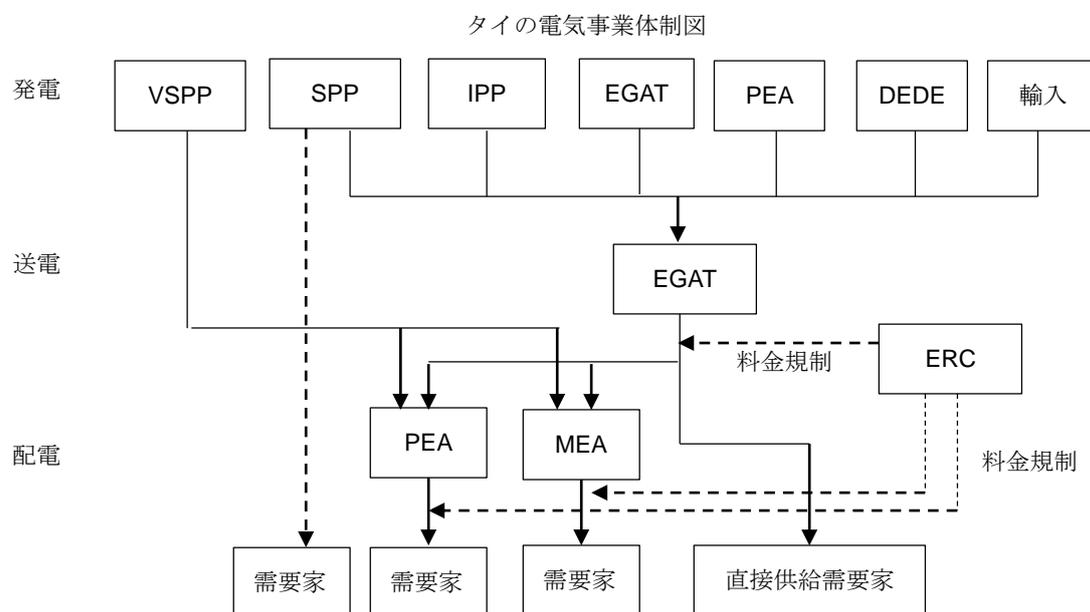


図-2.2 SPP 事業者のエネルギー販売イメージ

SPP事業者は、工場内の需要家に対して電力以外にも蒸気、冷水、純水の販売等のビジネスの展開を行っている。工場内の需要家への電力販売単価は独自（工場オーナーとのネゴ）に決定される。工場オーナーは、EGAT からの買電もしくはSPP事業者からの買電選択できる。

2.2 電力供給体制

タイ国の電力供給体制を下記の通りしめす。



出典 タイの将来の発電事情と日本企業の事業機会¹⁾

図-2.3 タイ国内電力供給体制

(1) タイ発電公社 (EGAT)

EGAT は、1969 年5 月に「ヤンヒー電力公社」(YEA)、「褐炭公社」(LA)、「東北電力公社」(NEEA) の3 社が合併して設立された公営の発送電事業者である(管轄はエネルギー省)。その後、長らく国内の発送電事業を独占してきたが、後述する電気事業自由化の流れで1992 年から独立系発電事業者(IPP)や小規模発電事業者(SPP)が発電部門に参入したため、以降はオフテーカー(電力購入者)としての役割も果すようになった。2011 年末時点で、EGAT は電気事業者全体(自家発を除く)の発電設備容量の51.3%(14,998MW)を所有・運転している。また、IPP やSPP、近隣諸国より電力を購入し、配電事業者(MEA とPEA)に卸供給を行うとともに、大口需要家への直接供給も行っている。さらに、送変電設備や給電設備を保有し、系統運用も行っている。

(2) 首都圏配電公社 (MEA)

MEA は、EGAT が設立される以前の1958 年に「バンコク電気会社」と政府の「発電局」が合併し設立された(管轄は内務省)。2012 年現在、MEA は、首都バンコクと隣接する2つの県で配電事業を行っている。

(3) 地方配電公社 (PEA)

PEA は、1960 年に地方電化の推進を目的に設立された(管轄は内務省)。MEA の管轄以外の地域(73 県)を4グループに分けて配電事業を行っており、営業区域はタイ全土の99%を占めて

いる。

(4) 独立系発電事業者 (IPP)

タイでは、1992年から発電分野への民間資本参加が可能となった。まず、EGAT から分離・独立する形でElectricity Generating Public Co., Ltd (EGCO) が設立された後、1994年にはIPPの公募(第一次)が開始された。公募はフェーズⅠ(1996年～2000年運開、3カ所出力計1,750MW)とフェーズⅡ(2001年以降運開、4カ所出力計4,927.5MW)に分けられ、7つのプロジェクトが選ばれた。次いで、2007年12月に第二次(2012年～2014年運開分)の公募が行われ、新たに4プロジェクト(総出力4,400MW)が選定された。そして、2012年12月4日には、5,400MWにのぼる第三次(2021～2026年運開分)の公募が発表され、2013年7月に5,000MW分が最終リストに残っていることが明らかにされた。IPPは、EGCOやRatchaburi Electricity Generating Holding (RATCH)のようなEGATから分離された事業者と、それ以外の事業者とに大別される。

(5) 小規模発電事業者 (SPP)

SPPは、10MW超90MW以下の電力をEGATに売却する発電事業者である。天然ガス、石炭等の従来型燃料を用いたコージェネレーションシステムや、ゴミ、バイオマス、太陽光・太陽熱等の再生可能エネルギーを利用してエネルギー利用効率を上げるとともに、石油輸入・使用の削減を図ること等を目的として1992年に導入された。2012年3月時点でのSPPの状況は、SPPからEGATへの売電容量合計が2,554MWとなっている。なお、日系企業では中部電力、関西電力、電源開発等が参画している。

(6) 極小規模発電事業者 (VSPP)

VSPPは、10MW以下の電力を配電会社(MEAまたはPEA)に売却する極小規模発電事業者である。再生可能エネルギーの開発を促進する2012年3月時点でのVSPPの状況をみると、売電容量は682MWに達している。

(7) エネルギー規制委員会 (ERC)

首相府直轄のエネルギー政策全般の最高意思決定機関

2.3 SPP 発電事業プログラムに対する日本企業及び海外企業の参画

タイ政府から承認を受けたSPPに対し、EGATが電力買い取りを20～25年間という長期間にわたって保証する。SPPの多くは天然ガスを発電燃料としているが、天然ガスの価格上昇分は買い取り価格に反映される仕組みでとなっている。従ってリスクの少なく収益が確保できるビジネスとなっており、タイ国以外の企業が投資参加している。

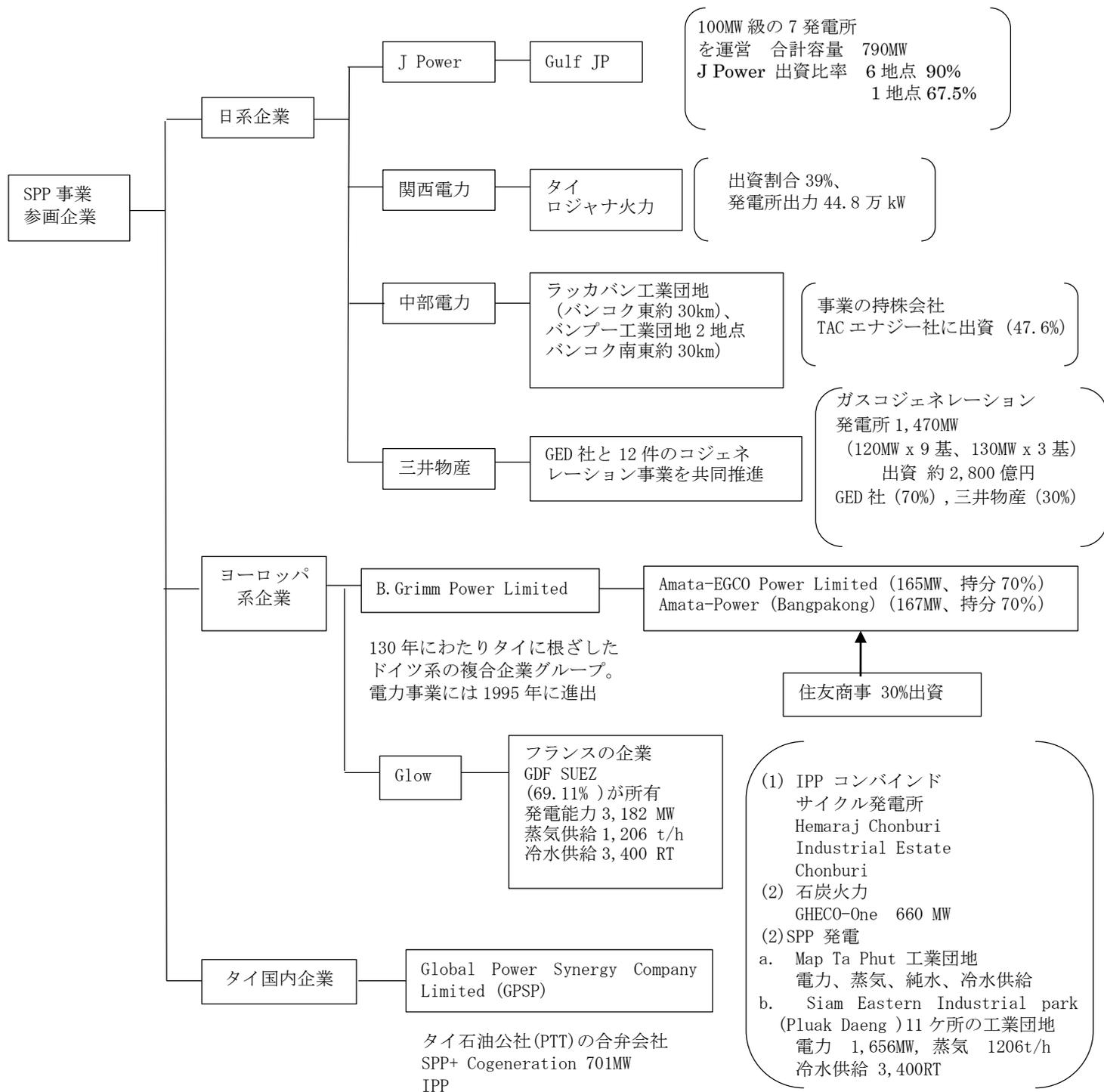


図-2.4 タイ国内電力供給体制

日系及びヨーロッパ系の企業が出資しているがタイ企業との合弁でビジネスが推進されている。

2.4 SPP 発電事業が電力供給を行っている工業団地に関して

タイ工業団地公社がタイ全国の工業団地の開発と運営を通じて工業の発展を広めることを目的に工業団地の開発、運営を行い。公社の工業団地には工場用地の他に、道路、排水路、廃水処理施設、洪水防止システム、電気、水道、電話などのインフラが整備されている。

公社はタイ各地の15県、47の工業団地を所有している。公社が直接運営管理を行っているのは11カ所、そして、民間企業との合弁事業による運営管理が36カ所である。2009年の海外からの投資受け入れの41.4%を日本が占め、最も大きな比率となっている。

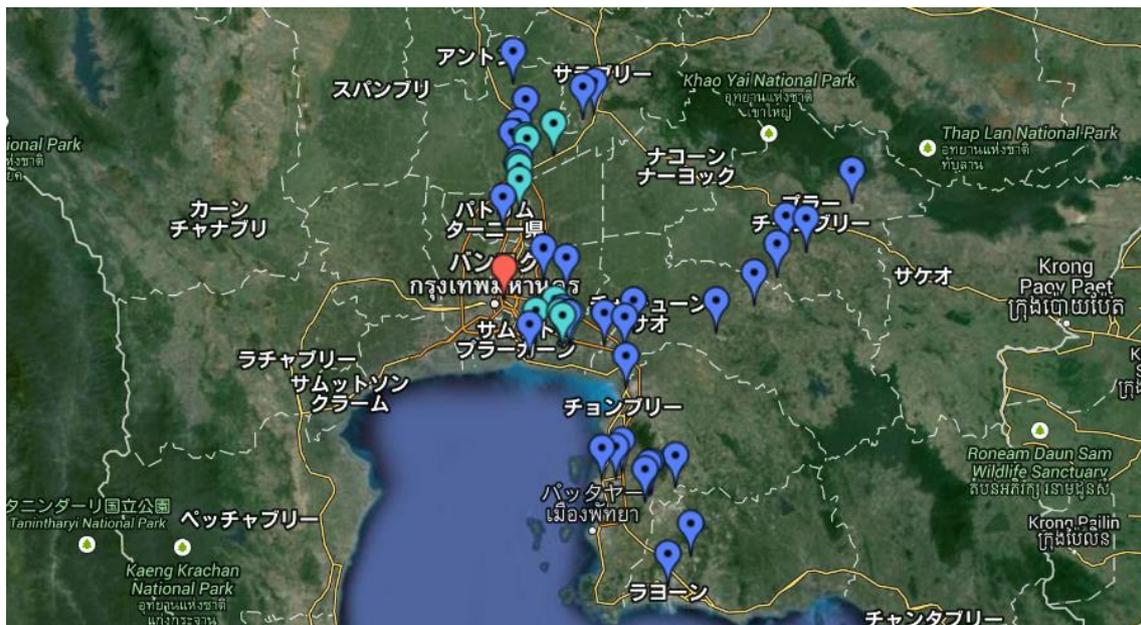


図 2.5 バンコク周辺の工業団地位置

2.5 発電割合とタイ国の発電の方向性に関して

タイ王国は2007年推定の人口が6,400万人であり、2006年の一次エネルギー供給量は約1.0億石油換算トンと、エネルギー自給率は52%である。2006年の総電力供給量は1,390億kWhであり、そのうち48.9%は公営の電力会社であるタイ発電公社（EGAT）が発電し供給している。

また、現在のタイの火力発電は燃料の7割が天然ガス、2割が石炭となっている。タイ発電公社（EGAT）は2013年3月14日、保有する発電設備容量約3,200万kWの約70%をガス火力が占めていることから、ミャンマーからのガス供給が停止すると電力不足に陥る可能性があるため、現在の電源開発計画（PDP：2013～2030年：2030年までに3,900万kWを開発）を見直し、将来的に石炭火力発電所の比率を高めていくと発表した。現行PDPでは、コンバインドサイクル発電所を中心として開発が行われることになっており、石炭火力については800万kWの開発に留まっている。10月に発表が予定されている新PDPでは、2,000万kW以上の石炭火力の開発が盛り込まれると見られる。増強は石炭火力発電が中心となる見通しである。

電力事情の改善に向けてのIPPの建設の検討も地域住民の反対により計画遅延等の事例も報告されている。ガスタービン利用のコンバインドサイクル発電設備の建設のスピードは鈍化し、石炭火力発電の比率が高まる中でタイ国内の電力のCO₂発生原単位は悪化していくものと思われる。発電所の建設がガス火力から石炭火力発電にシフトしていく中で既存の高効率ガスタービンコンバインドサイクル発電所の効率改善及び出力上昇を行う技術の導入は、重要である。

2.6 発電に関わるガス供給

発電の70%は天然ガスに頼っており、天然ガス供給はミャンマーからの輸入とマレーシアとの共同開発ガス田からの供給されている。タイ国内の天然ガス発電所のガス供給はミャンマーからも供給されている。2013年ベースでは、ミャンマー国内の天然ガス生産量が約131億立方メートルとなり、その約7割がタイ向けに供給されている。

(1) タイ国内の天然ガス供給

タイのパイプラインは、タイ湾内のガス田群から陸上に輸送する海上幹線ライン、ミャンマーから輸入するミャンマーラインの2つに分けられる。タイでは2000年末に、ミャンマー産ガスで発電するRatchaburi発電所とWangnoi間のパイプラインが完成したことにより、首都Bangkokを中心に東西のパイプライン網がつながった。これにより、タイ湾からの天然ガスをBangkok西のRatchaburi発電所に供給することも、またはその逆の輸送も可能となった。

(2) ミャンマーからのガス供給

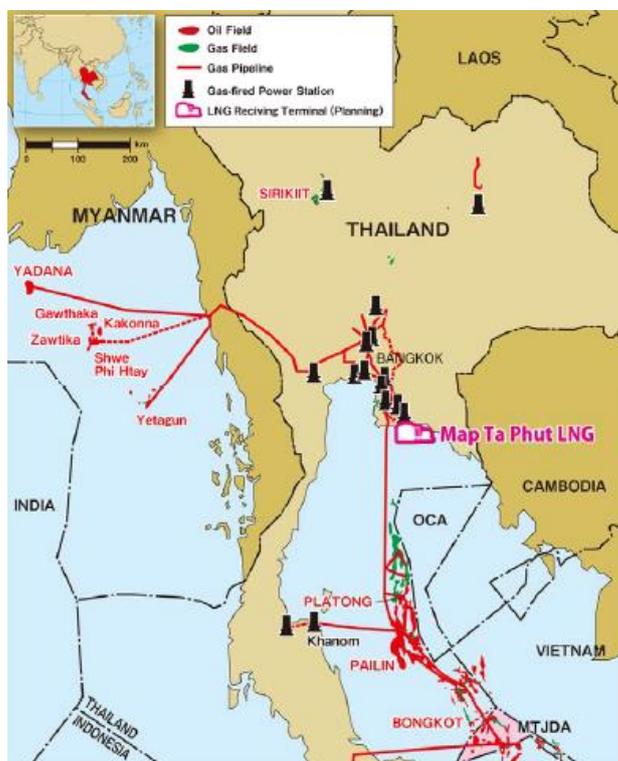
1) Yetagun ガス田

1992年にChevronTexacoが発見し、2000年から生産を開始している。タイとの間で30年間の供給契約に調印、230kmの海底および42kmの陸上パイプラインでタイにガスを輸出している。

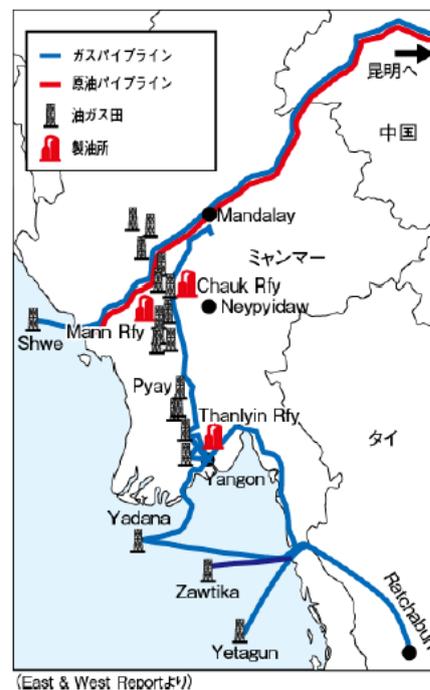
2) Zawtika ガス田

2010年7月にタイとの間で日量2億4,000万cfの天然ガスの売買契約に調印、2014年8月より270kmの海底および30kmの陸上パイプラインで供給を開始した。PTT EXPLORATION AND

PRODUCTION PUBLIC COMPANY LIMITED (PTTEP) が80%、MOGE が20%の権益を保有している。PTTEP にとって海外最大の海洋ガス田開発である。



タイ国内 天然ガスパイプライン
出典 広域アセアン天然ガスパイプライン網構想 4)



ミャンマーからの 天然ガスパイプライン
出典 JPEC レポート 5)

2.7 タイ国内の天然ガス利用に関わる方向性についての考察

2014年12月に発表された電源開発計画（PDP：2013～2030年：2030年までに3,900万kWを開発）は石炭火力の増設に向けて見直されており、タイ国内の電力のCO2発生原単位は増加していくと思われる。

(1) タイ国内の天然ガス産出動向と発電燃料の石炭への転換

タイのエネルギー供給は国産ガスを主体とするガス比率が高い。しかしガス生産・近隣からのパイプライン輸入量は2010年代後半にピークを迎え、以降漸減する見通しであるLNG輸入を計画し、それぞれ2011～12年に輸入を開始する。

(2) 天然ガス安定供給問題

ガス供給に関しても2013年の4月と12月にはミャンマーからのガス供給が1週間途絶え、2014年6月にはタイランド湾の共同ガス田からの供給が途絶し、タイ南部の工場は電力使用の10%カットを余儀なくされた。タイランド湾のガス田開発にしても、ここ7年ほど新たなコンセッションが行なわれていない。タイの天然ガスコストは補助金投入により、実勢コストベースの市場価格より低く抑えられている。

2.8 タイ国 SPP に関わる現在の問題

1992年に創設したプログラムに始まった（SPP）の事業契約が2017年から順次切れる。SPP事業者は通常、政府機関と25年の売電契約を結び、工業団地内に設けた発電所から団地入居企業の工場に電気のほか熱、蒸気などを供給している。2017年に第1陣として、東部チョンブリ県のアマタナコン、同ラヨン県マプタプット、レムチャバンなど古くからある工業団地の25カ所の発電所が契約期限を迎える。25カ所の発電容量は計2,908メガワット（MW）、うち電力供給契約量は約1,800MW。SPPと政府の買電契約の失効後は、事業権の再入札、既存事業者との新規契約締結、あるいは代替契約締結により、電力を確保することになるが、これまでの政情不安などにより、政府の方針はいまだ決定していない。向こう10年間に契約が満了となるタイの民間発電事業は計28件。内訳は、SPP25件のほか、独立発電事業者（IPP）も3件（電力供給契約量2,250MW）が契約満了を迎える。

参考文献

- 1) アジア太平洋研究所資料 14—05 : 東南アジアにおける電力市場の発展と日本企業研究会報告書, タイの将来の発電事情と日本企業の事業機会 (2013 年度)
- 2) 社団法人日本機械工業連合会, 社団法人 : 平成 22 年度日本プラント協会我が国の発電プラントの国際展開に寄与する途上国へのプラント・メンテナンス・インフラ構築・導入に関する調査研究報告書
- 3) Mizuho Industry Focus 2014 年7 月18 日、大野 真紀子 : Vol. 158 発電システムメーカーによる EPC への取り組み意義と課題 —新興国火力発電市場における戦略方向性—
- 4) 長谷川 徹, 広域アセアン天然ガスパイプライン網構想 —その概要・課題・メリットの検証— http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/0/392/200107_012a.pdf
- 5) JPEC レポート 平成26 年12 月18 日 経済開放下で新たな展開に入ったミャンマーの石油ガス産業
- 6) JOGMEC 石油調査部 : タイ・マレーシア : 国営石油企業のガスを巡る海外進出と発電用燃料の選択 http://oilgas-info.jogmec.go.jp/pdf/4/4386/1105_out_m_my_th_invest.pdf
- 7) Ministry of Energy SUMMARY OF THAILAND POWER DEVELOPMENT PLAN 2012 – 2030 (PDP2010: REVISION 3)

第3章 タイ国際空港コージェネレーションシステム及びSPP事業者発電プラントに対して適用可能な二酸化炭素削減技術について

SPP 事業者の発電システム（タイ国際空港地域 コージェネレーションシステムを含む）に対して適用可能な技術について説明する。

3.1 FS SPP 事業者に関して

発電所及びエネルギー多消費産業で利用され、「大規模」にエネルギー起源二酸化炭素の削減が可能な技術・プラント等の導入を目指す調査を目的として、SPPプログラムで運営されている発電所、IPP及びタイ電力公社(EGAT)運営のガスタービンコンバインドサイクル発電システムに対して吸気冷却システム及び電力の他に冷水及び蒸気を供給しているSPP発電所においては、冷水及び蒸気供給システムのコンバインドサイクル発電に対する影響に関して検討する。

(1) SPP プログラムでの発電所調査

SPP 発電所オーナー下記の通り面談を申し入れ調査協力をお願いした。

第1回調査 2015年 1月7日 -1月9日

SPP 発電所オーナー面談及びFS 協力申し入れ

- a. 日系出資 SPP企業G社
- b. ヨーロッパ系出資 SPP事業者G社
- c. ヨーロッパ系出資 SPP事業者B社
- d. タイ国内SPP事業者 G社

第2回調査 2015年1月26日 -1月28日

SPP 発電所オーナー面談及び協力申し入れ

- a. タイ国内SPP事業者 G社
- b. タイ国内SPP事業者 D社

上記客先の概要は、「第2章 2.4 SPP 発電事業プログラムに対する日本企業及び海外企業の参画」に記載しているので参照。各SPP オーナーに聴取し、各工業団地の発電容量及びガスタービンのメーカーの型式をまとめたデータを 表-3.1に示す。

表-3.1に示されるように SPPの事業者で採用されているガスタービンは、ドイツ Siemens社 ガスタービン SGT-800 もしくは 米国General Electric 社 LM6000の2機種であることが分かる。また、表-3.2 にSPP事業者として登録された事業者のリストを示す。

表-3.2 に SPP 事業者の区分として“Firm Contract”と“Non Firm Contract”の2種類ある。

[Firm Contract]

EGAT に対して、供給電力出力保証及び発電所の運転スケジュールを保証する契約。したがって発電所の出力及び運用に関してEGAT の契約で縛られる。契約期間は、25年の長期にわたる。

[Non Firm Contract]

EGAT に対して、供給電力出力保証及び発電所の運転スケジュールは保証しない契約。販売電力も特にEGATに縛られない契約。5年間の契約となりその都度、契約を延長していく。タイ国際空港地域冷房プラントのコージェネレーション設備もNon Firm Contract を行っている。

表- 3.1 SPP コンバインド発電所リスト

主な出資者	会社名/所在地	ガスタービン		容量 (MW)	EGAT 売電	蒸気供給
Gulf JP	Saraburi A Cogeneration Co.,Ltd	Siemens	SGT-800	106.2		
	Saraburi B Cogeneration Co.,Ltd	Siemens	SGT-800	106.2		
	Industrial Cogen Co., Ltd	Siemens	SGT-800	113.3		
	Combine Heat & Power Co., Ltd	Siemens	SGT-800	109.1		
	Chachoensao Cogeneration Co.,Ltd	Siemens	SGT-800	107.8		
	Phatum Cogeneration Co.,Ltd	Siemens	SGT-800	118.9		
	R1L Cogeneration Co.,Ltd	Siemens	SGT-800	124.1		
	Gulf Cogeneration Co., Ltd	General Electric	GE(MS6001B)	111	90	
	Sumut Prakan Cogeneration Co, Ltd	General Electric	GE(MS6001B)	128	90	
	Nong Khae Cogeneration Co, Ltd	General Electric	GE(MS6001B)	131	90	
G Grim	Amata Steam Supply Co.,Ltd	Siemens	SGT-800	165.8		
	Amata Power Co.,Ltd	Siemens	SGT-800	108.7		
	Amata Power Co.,Ltd	Siemens	SGT-800	165.8		
	Amata B Grim Power 1 Limited	Siemens	V 64.3	168	90	
	Amata B Grim Power 2 Limited	Alstom	PG 6561B	108	90	
Glow Energy	Glow SPP1 Co.,Ltd (1)	Alstom	GT8C	67.7	55	
	Glow SPP1 Co.,Ltd (2)	Alstom	GT8C	68.3	55	
	Glow SPP2 Co.,Ltd (1)	General Electric	GE(MS6001B)	70	60	
	Glow SPP2 Co.,Ltd (2)	General Electric	GE(MS6001B)	120	90	
	Thai National Power Co.,Ltd	石川島播磨重工	LM6000F	101.2		
Rojana Power	Rojana Power Co.,Ltd	石川島播磨重工	LM6000PD	106		
	Rojana Power Co.,Ltd	石川島播磨重工	LM6000PD	122	90	
Sahacogen Power Plants	Sahacogen (Chonburi) Public Company Limited.	石川島播磨重工	LM6000PC x 3	170		50 t/h
PTT Global Power Synergy Company Limited (GPSC)	Banpa-in Ayutthaya			119		20t/h
	Bangkadee Pathumthani			117		15t/h
	Nawanakorn Pathumthani			127		15t/h
	CUP-1 (At Map Ta Phut, Rayong) CUP-2 (At Map Ta Phut, Rayong) CUP-3 (At Hemaraj IE, Rayong)					
RQJANA POWER COMPANY LTD	Rojana Industrial Park at Ayuthaya	General Electric	LM 6000 PCx 6	344 MWe		
EGCO Cogeneration Co., Ltd	Rayong, Thailand	General Electric	LM 6000 PCx 2	120		10t/h
DCAP	Suwanabumi International Air Port	石川島播磨重工	LM 6000 PCx 2	55	50	

表-3.2.1 SPP 事業者リスト (SPP Firm Contract)

No.	Company	Location	Power Plant Type	Type of fuel	Installed Capacity (MW)	Contract amount of electric power (MW)	Term of agreement	SCOD	COD
SPP Firm contract cogeneration system that were started commercial with EGAT									
1	Glow Energy Public Company Limited. (Phase 1)	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	150.000	90.000	21	1-Apr-1996	1-Apr-1996
2	Glow Energy Public Company Limited. (Phase 2)	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	150.000	90.000	21	1-Oct-1996	1-Oct-1996
3	PTT Petrochemical Public Company Limited	Mueang, Rayong	Thermal Power Plant	Coal	55.000	9.500	21	1-Feb-1997	1-Feb-1997
4	PTT Global Chemical Public Company Limited	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas, Off Gas	171.100	32.000	21	1-Apr-1997	1-Apr-1997
5	Glow SPP 1 Co.,Ltd. (Phase 1)	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	67.680	55.000	23	15-Jan-1998	3-Feb-1998
6	Thaioil Power Co.,Ltd.	Sriracha, Chonburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	138.880	41.000	25	1-Mar-1998	1-Apr-1998
7	Defence Energy Department	Phang, Chiangmai	Biodiesel	Fuel Oil	10.400	4.500	21	1-May-1998	26-Jun-1998
8	Gulf Cogeneration Co.,Ltd.	Mueang, Saraburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	111.000	90.000	21	14-Aug-1998	3-Sep-1998
9	Amata B.Grimm Power 1 Co.,Ltd.	Mueang, Chonburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	168.000	90.000	21	30-Sep-1998	17-Sep-1998
10	Glow SPP 1 Co.,Ltd. (Phase 2)	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	66.345	55.000	23	15-Aug-1998	18-Sep-1998
11	Bangkok Cogeneration Co.,Ltd.	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	115.300	90.000	21	25-Dec-1998	4-Feb-1999
12	National Power Supply Public Company Limited (Phase 1)	Srimahapote, Prachinburi	Thermal Power Plant	Coal, Scraps of wood	164.000	90.000	25	15-Mar-1999	12-Mar-1999
13	Glow SPP 2 Co.,Ltd. (Phase 1)	Mueang, Rayong	Gas Turbine Power Plant	Natural Gas	70.000	60.000	25	1-Apr-1999	29-Mar-1999
14	Sahacogen (Chonburi) Publib Company Limited	Sriracha, Chonburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	139.000	90.000	25	31-Mar-1999	19-Apr-1999
15	Glow SPP 2 Co.,Ltd. (Phase 2)	Mueang, Rayong	Gas Turbine Power Plant	Natural Gas	70.000	60.000	25	1-May-1999	26-Apr-1999
16	Rojana Power Co.,Ltd. (Phase 1)	U-Thai, Ayutthaya	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	131.500	90.000	25	31-Mar-1999	26-May-1999
17	National Power Supply Public Company Limited (Phase 2)	Srimahapote, Prachinburi	Thermal Power Plant	Coal, Scraps of wood	164.000	90.000	25	1-Jul-1999	12-Jul-1999
18	Samutprakarn cogeneration co. ltd	Mueang, Samutprakarn	Co-Generation Power Plant	Coal	128.000	90.000	21	1-Jul-1999	23-Aug-1999
19	Glow SPP 3 Co.,Ltd. (Phase 1)	Srimahapote, Prachinburi	Thermal Power Plant	Coal	160.000	90.000	25	1-Jun-1999	1-Sep-1999
20	Glow SPP 3 Co.,Ltd. (Phase 2)	Srimahapote, Prachinburi	Thermal Power Plant	Natural Gas	160.000	90.000	25	15-Aug-1999	20-Mar-2000
21	Glow SPP 11 Co.,Ltd. (Phase 1)	Pluagdeang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	120.000	90.000	25	30-Sep-2000	4-Oct-2000
22	Nong khae cogeneration co. ltd	Nongkhae, Saraburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	131.000	90.000	21	1-Oct-2000	12-Oct-2000
23	Sime darby power co. ltd	Sriracha, Chonburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	105.000	60.000	21	15-Jul-2001	16-Jul-2001
24	Amata B.Grimm Power 2 Co.,Ltd.	Mueang, Chonburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	108.000	90.000	21	30-Sep-2001	28-Sep-2001
25	Egco cogeneration co. ltd	Bankai, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	120.000	60.000	21	1-Jan-2003	28-Jan-2003
26	Siam Power Generation Public Company Limited. (Phase 1)	Bankai, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	168.430	90.000	21	30-Oct-2010	29-Dec-2010
27	Glow Energy Public Company Limited. (Phase 3)	MapTaPut Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	77.000	74.000	25	1-Jun-2012	1-Jun-2012
28	Amata B.Grimm Power 3 Co.,Ltd.	Amatanakorn Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	165.820	90.000	25	1-Sep-2012	1-Oct-2012
29	Glow SPP 11 Co.,Ltd. (Phase 2)	Pluagdeang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	101.180	90.000	25	1-Dec-2012	12-Dec-2012
30	Gulf JP KP1 Co., Ltd.	Nongkhae, Saraburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	106.200	90.000	25	5-Jan-2013	5-Jan-2013
31	Gulf JP KP2 Co., Ltd.	Nongkhae, Saraburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.300	90.000	25	1-Feb-2013	1-Feb-2013
32	Gulf JP TCL Co., Ltd.	Mueang, Saraburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	106.200	90.000	25	1-Mar-2013	1-Mar-2013
33	Gulf JP NNK Co., Ltd.	Mueang, Chachengsao	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	107.790	90.000	25	1-Apr-2013	1-Apr-2013
34	Gulf JP NLL Co., Ltd.	Bankai, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	124.130	90.000	25	1-May-2013	1-May-2013
35	Amata B.Grimm Power (Rayong) 2 Co.,Ltd.	Pluagdeang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	108.740	90.000	25	1-Jun-2013	21-Jun-2013
36	Bangpa-in Cogeneration Co.,Ltd.	Bangpa-in Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	106.250	90.000	25	1-Jun-2013	28-Jun-2013
37	Gulf JP CRN Co., Ltd.	Samkhok, Patumthani	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	118.890	90.000	25	1-Jul-2013	1-Jul-2013
38	Gulf JP NK2 Co., Ltd.	Nongkhae, Saraburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	109.100	90.000	25	1-Oct-2013	1-Oct-2013
39	Rojana Power Co.,Ltd. (Phase 2)	U-Thai, Ayutthaya	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	131.460	90.000	25	1-Jul-2013	18-Oct-2013
40	Navanakorn Electric Co.,Ltd.	Klongluang, Patumthani	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	118.500	90.000	25	2-Apr-2013	31-Oct-2013
41	Amata B.Grimm Power (Rayong) 1 Co.,Ltd.	Pluagdeang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	165.820	90.000	25	1-Nov-2013	1-Nov-2013
				Total Capacity	4,903.015	3,211.000	MW		

表-3.2.2 SPP 事業者リスト(SPP Firm Contract) (再生エネルギー利用)

No.	Company	Location	Power Plant Type	Type of fuel	Installed Capacity (MW)	Contract amount of electric power (MW)	Term of agreement	SCOD	COD
42	National Power Plant 3 Co.,Ltd	Panomsarakham, Chachengsao	Thermal Power Plant	Husk, Scraps of wood	47.400	41.000	25	1-Apr-1999	21-Apr-1999
43	National Power Plant 2 Co.,Ltd.	Bangpakong, Chachengsao	Thermal Power Plant	Husk, Scraps of wood	10.400	8.000	21	1-Apr-1999	7-May-1999
44	Bio-Mass Power Co.,Ltd.	Watsing, Chainat	Thermal Power Plant	Bagasses	6.000	5.000	25	31-Jan-2001	9-Sep-2001
45	Roi-et green co.,Ltd.	Mueang, Roi-et	Thermal Power Plant	Bagasses	9.900	8.800	21	1-Apr-2003	29-May-2003
46	National Power Plant 5 Co.,Ltd.	Srimahapote, Prachinburi	Thermal Power Plant	Scraps of wood & Black Liquor	87.200	50.000	25	31-Oct-2003	5-Nov-2003
47	National Power Plant 11 Co.,Ltd.	Srimahapote, Prachinburi	Thermal Power Plant	Black Liquor	32.900	25.000	25	28-Nov-2003	2-Dec-2003
48	Can chang bio-energy co.,Ltd.	Danchang, Suphanburi	Thermal Power Plant	Bark, Husk, Bagasse	48.000	25.000	21	16-May-2004	15-Jul-2004
	The company requested to increase production					2.000		1-Jul-2005	
49	Mitr phol bio power co.,Ltd. (Mitr Phol Sugar Group)	Phukhiao, Chiayaphum	Thermal Power Plant	Bark, Husk, Bagasse	56.900	29.000	21	16-Jul-2004	6-Sep-2005
50	A.T. biopower co.,Ltd.	Bangmunnak, PhiChit	Thermal Power Plant	Husk	22.500	20.000	25	24-Dec-2005	21-Dec-2005
51	SATUK BIOMASS CO., LTD	Satuek, Buriram	Thermal Power Plant	Husk and Other Biomass	7.500	6.500	21	15-Dec-2005	24-Jan-2006
52	Gulf yala green co.,Ltd	Mueang, Yala	Thermal Power Plant	Rubber wood chips	23.000	20.200	25	1-Oct-2006	28-Nov-2006
53	Khon Kaen Sugar Power Plant Co.,Ltd. (Phase 1)	Nampong, Khonkhan	Thermal Power Plant	Bagasses and Other Biomass	30.000	20.000	21	31-Oct-2006	26-Dec-2006
54	Mungcharoen green power co. ltd	Mueang, Surin	Thermal Power Plant	Husk	9.900	8.000	21	15-Dec-2006	23-Jan-2007
55	Surat thani green energy co. ltd	Punpin, Suratthani	Thermal Power Plant	Palm	9.900	8.800	25	1-Jul-2007	13-Sep-2007
56	Dan chang bio-energy co. ltd (Phase 2)	Danchang, Suphanburi	Thermal Power Plant	Bagasse	11.400	10.000	25	15-Sep-2009	13-Nov-2009
	The company requested to increase production					0.800		1-Sep-2012	1-Sep-2012
57	Mitr phol biopower co. ltd (Phase 2)	Phukhiao, Chiayaphum	Thermal Power Plant	Bagasse	11.400	10.000	25	15-Sep-2009	13-Nov-2009
58	Mungcharoen biomass co. ltd	Mueang, Surin	Thermal Power Plant	Bagasse and Scraps of wood	17.000	15.500	25	1-Jul-2012	5-Sep-2012
				Total Capacity	441.300	313.600	MW		

表-3.2.3 SPP 事業者リスト(SPP Firm Contract) (契約はしているが運用初めてない)

No.	Company	Location	Power Plant Type	Type of fuel	Installed Capacity (MW)	Contract amount of electric power (MW)	Term of agreement	SCOD	COD
<i>SPP Firm contract cogeneration system according to the conclusion of the National Energy Policy Council 2007 that were sign the contract but still not start commercial with EGAT.</i>									
59	B.grimm bip power co. ltd	Mueang, Patumthani	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	112.000	90.000	25	1-Mar-2015	
60	Siam Power Generation Public Company Limited (Phase 2)	Bankai, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	166.530	90.000	25	1-Jun-2016	
				Total Capacity	278.530	180.000	MW		
<i>SPP Firm contract cogeneration system according to the conclusion of the National Energy Policy Council 2010 that were sign the commercial contract after EIA but still not start commercial with EGAT.</i>									
61	Ratchaburi world cogeneration co. ltd	Ratchaburi Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	115.280	90.000	25	1-Nov-2014	
62	Advance agro asia co. ltd	Panomsarakham, Chachengsao	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	105.430	90.000	25	1-Mar-2015	
63	PPTC Co.,Ltd.	Latkrabang Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.900	90.000	25	1-Dec-2015	
64	Siam pure rice co. ltd	Chaiyo, Angthong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	105.506	90.000	25	1-Jun-2018	
				Total Capacity	440.116	360.000	MW		
<i>SPP Firm contract cogeneration system according to the conclusion of the National Energy Policy Council 2010 that were sign the commercial contract before EIA and the contract has been effective but still not start commercial with EGAT.</i>									
65	Ratchaburi world cogeneration co. ltd (Phase 2)	Ratchaburi Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	115.280	90.000	25	1-Mar-2015	
66	Bangkadi Clean Energy Ltd	Bangkadi Industrial Park	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.290	90.000	25	1-Jul-2015	
67	SSUT Co.,Ltd.	Bangpu Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	108.300	90.000	25	1-Apr-2016	
68	Bowin Clean Energy Co., Ltd	Hemmarat Industrial Estate Chonburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.902	90.000	25	1-Nov-2016	
69	IRPC Clean power co. ltd (Phase 1)	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	115.217	90.000	25	1-Jun-2017	
70	IRPC Clean power co. ltd (Phase 2)	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	115.217	90.000	25	1-Jun-2017	
				Total Capacity	681.206	540.000	MW		

No.	Company	Location	Power Plant Type	Type of fuel	Installed Capacity (MW)	Contract amount of electric power (MW)	Term of agreement	SCOD	COD
SPP Firm contract cogeneration system according to the conclusion of the National Energy Policy Council 2010 that were sign the commercial contract before EIA and the contract has not been effective and still not start commenrcial with EGAT.									
71	Amata B.Grimm Power 4 Co.,Ltd.	Amatanakorn Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.902	90.000	25	1-Nov-2015	
72	Thai Oil Public Company Limited (Phase 1)	Sriracha, Chonburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	121.730	90.000	25	1-Apr-2016	
73	Amata B.Grimm Power 5 Co.,Ltd.	Amatanakorn Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.902	90.000	25	1-Jun-2016	
74	Nava Nakorn Electricity Generating Co., Ltd.	Klongluank, Patumthani	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	129.320	90.000	25	1-Jun-2016	
75	Thai Oil Public Company Limited (Phase 2)	Sriracha, Chonburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	109.740	90.000	25	1-Jun-2016	
76	SSUT Co.,Ltd (Phase 2)	Bangpu Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	108.300	90.000	25	1-Jun-2016	
77	Nava Nakorn Electricity Generating Co., Ltd. (Phase 2)	Banpong, Ratchaburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	124.640	90.000	25	1-Feb-2017	
78	Nava Nakorn Electricity Generating Co., Ltd. (Phase 3)	Banpong, Ratchaburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	124.640	90.000	25	1-Feb-2017	
79	Rainbow Power Co.,Ltd.	Eastern Seaboard Industrial Estate, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	124.957	90.000	25	1-May-2017	
80	Amata B.Grimm Power (Rayong) 3 Co.,Ltd.	Amatacity Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.902	90.000	25	1-Jun-2017	
81	Bangpa-in cogeneration co. ltd (Phase 3)	Bangpa-in Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	120.500	90.000	25	1-Jun-2017	
82	Rojana Power Co.,Ltd. (Phase 3)	Rojana Industrial Park	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	112.010	90.000	25	1-Jun-2017	
83	The Electricity Generating Public Company Limited (Phase 1)	Klongluang, Patumthani	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	125.490	90.000	25	1-Jun-2017	
84	Electric and Steam Co.,Ltd.	Eastern Seaboard Industrial Estate, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	123.499	90.000	25	1-Jul-2017	
85	Eastern Seaboard Power Co.,Ltd.	Eastern Seaboard Industrial Estate, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	123.499	90.000	25	1-Sep-2017	
86	Rayong Electricity Generating Co., Ltd.	Hemmarat Eastern Seaboard Industrial Estate, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	123.499	90.000	25	1-Nov-2017	
87	2010 Cogeneration Co.,Ltd.	Hemmarat Eastern Seaboard Industrial Estate, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	123.499	90.000	25	1-Jan-2018	
88	Kabin Cogen Co., Ltd	Kabinburi, Prachinburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	119.643	90.000	25	1-Mar-2018	
89	Amata B.Grim Power (Rayong) 4 Co.,Ltd.	Amatacity Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.902	90.000	25	1-Jun-2018	
90	HITECH COGENERATION CO., LTD	Hi-tech Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	124.684	90.000	25	1-Sep-2018	
91	Amata B.Grim Power (Rayong) 5 Co.,Ltd.	Amatacity Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.902	90.000	25	1-Oct-2018	
92	Victory Energy Co.,Ltd.	Hi-tech Industrial Estate	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	124.957	90.000	25	1-Nov-2018	
93	Palang ngan promburi Co.,Ltd. (บริษัท พลังงานพรหมบุรี จำกัด)	Hemmarat Industrial Zones, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	122.350	90.000	25	1-Jan-2019	
94	Thai energy generator Co.,Ltd.	Nongkhae, Saraburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	119.643	90.000	25	1-Mar-2019	
95	Suranaree Energy Generating Co., Ltd	Suranari Industrial Zones, Nakornratchasima	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	123.499	90.000	25	1-May-2019	
96	B.Grim Power (Ratchaburi) 1 Co.,Ltd.	V.R.M Industrial Estate, Ratchaburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.902	90.000	25	1-Jun-2019	
97	Ratchaburi cogeneration co. ltd	Bangpong, Ratchaburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	111.759	90.000	25	1-Jun-2019	
98	Blue sky cogen co ltd	Suranari Industrial Zones, Nakornratchasima	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	124.957	90.000	25	1-Jul-2019	
99	B.Grim Power (Ratchaburi) 2 Co.,Ltd.	V.R.M Industrial Estate, Ratchaburi	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	113.902	90.000	25	1-Oct-2019	
				Total Capacity	3,464.129	2,610.000	MW		
SPP Firm contract renewable that is pending the signing of the contract.									
100	The Electricity Generating Kornburi Co.,Ltd. (KBS Group)	Kornburi, Nakornratchasima	Thermal Power Plant	Bagasse	35.000	22.000	25	15-Dec-2013	
				Total Capacity	35.000	22.000	MW		
				Grand Total Capacity	10,243.296	7,236.600	MW		

SCOD : Scheduled Commercial Operation Date
COD : Commercial Operation Date
EIA : Environmental Impact Assessment

表-3.2.4 SPP 事業者リスト (SPP Non-Firm Contract)

DCAP

No.	Company	Location	Power Plant Type	Type of fuel	Installed Capacity (MW)	Contract amount of electric power (MW)	Term of agreement	SCOD	COD
<i>SPP Non-Firm contract cogeneration system that were started commercial with EGAT</i>									
1	IRPC Public Company Limited (Phase 1)	Mueang, Rayong	Thermal Power Plant	Natural Gas, Coal, Oil	108.000	45.000	5 Years and Continuing	-	28-May-1994
2	Panjabol Puls Industries Public Company Limited	Bangsai, Ayutthaya	Thermal Power Plant	Coal	40.000	8.000	5 Years and Continuing	-	16-Nov-1995
3	DCAP	Bangphli, Samutprakarn	Gas Turbine Power Plant	Natural Gas	55.000	50.000	5 Years and Continuing	-	15-Mar-2006
	<i>The company requested to increase production</i>				40.000	15.000			28-Jan-2013
4	Global Power Synergy Public Company limited (Phase1)	Mueang, Rayong	Thermal Power Plant	Natural Gas	300.000	60.000	5 Years and Continuing	-	24-Jan-2009
5	Global Power Synergy Public Company limited (Phase2)	Mueang, Rayong	Thermal Power Plant	Natural Gas	150.000	40.000	5 Years and Continuing	-	17-Sep-2010
6	RojanaPower Co.,Ltd. (Phase 4)	Uthai, Ayutthaya	Thermal Power Plant	Natural Gas	121.135	50.000	5 Years and Continuing	-	26-Jul-2013
	<i>The company requested to increase production</i>					20.000		-	5-Jul-2014
				Total Capacity	814.135	288.000	MW		
<i>SPP Non-Firm contract cogeneration system that is pending the signing of contract</i>									
7	PPT Global Chemical Ltd. (Phase 2)	Mueang, Rayong	Co-Generation Power Plant	Natural Gas	206.000	60.000	-	July-2014	-
				Total Capacity	206.000	60.000	MW		
<i>SPP Non-Firm contract renewable that were started commercial with EGAT</i>									
8	Mitr Phol Bio-Power (Phuvian) Co.,Ltd. (Mitr Phol Sugar Group)	Nongrue, Khonkhan	Thermal Power Plant	Bagasses	27.000	6.000	5 Years and Continuing	-	11-Jun-1997
	<i>The company requested to increase production</i>					2.000			26-Jan-2010
9	U-Thong Industry (บริษัท น้ำตาลไทยมิตรผล จำกัด)	U-thong, Suphanburi	Thermal Power Plant	Bagasses	18.000	7.000	5 Years and Continuing	-	8-Feb-2000
10	Saraburi (บริษัท น้ำตาลสุพรรณ จำกัด)	Wangmuang, Saraburi	Thermal Power Plant	Bagasses	29.500	8.000	5 Years and Continuing	-	4-Jan-2002
11	Thai Roong Ruang Industry Co.,Ltd. (Thai Roong Ruang Sugar Group)	Srithep, Petchaboon	Thermal Power Plant	Bagasses	29.500	4.000	5 Years and Continuing	-	21-Jan-2003
	<i>The company requested to increase production</i>					4.000			23-Jul-2008
12	Angvian (Ratchasima) (บริษัท อกลำพูนรัตนวิทย์ จำกัด)	Keangsanamang, Nakornratchasima	Thermal Power Plant	Bagasses	34.000	30.000	5 Years and Continuing	-	22-Aug-2003
13	The Kumphawapi Sugar Co.,Ltd.	Kumphawapi, Udonthani	Thermal Power Plant	Bagasses	19.600	4.000	5 Years and Continuing	-	2-Apr-2004
	<i>The 1st company requested to increase production</i>					1.000			13-Dec-2005
	<i>The 2nd company requested to increase production</i>					1.000			30-Mar-2010
14	Thai Carbon Black Public Company Limited	Mueang, Angthong	Thermal Power Plant	Waste Gas	19.000	6.000	5 Years and Continuing	-	20-Jul-2006
	<i>The company requested to increase 6MW before</i>					6.000			
15	(บริษัท ราชบุรีพลังงาน จำกัด Ratchaburi Palangngan Co.,Ltd) Ratchaburi Electricity Generating Holding Company Limited	Kongkrait, Sukhothai	Thermal Power Plant	Natural gas is byproduct from crude oil production	1.950	1.723	5 Years and Continuing	-	27-Jun-2007
16	Khon Kaen Sugar Power Plant Company Limited.	Borploy, Kamchanaburi	Thermal Power Plant	Bagasses	65.000	22.000	5 Years and Continuing	-	30-Nov-2010
	<i>The company requested to increase 8MW before</i>								3-Nov-2011
	<i>The company requested to increase production</i>					8.000			1-Jul-2014
17	Department of Alternative Energy Development and Efficiency Ministry of Energy.	Makham, Chanthaburi	Hydro Power Plant	Waterpower	13.260	12.200	5 Years and Continuing	-	21-Mar-2011
18	Natural Energy Development Co.,Ltd.	Khoksamrong, Lopburi	Solar Power Plant	Solar energy	60.000	55.000	5 Years and Continuing	-	22-Dec-2011
19	DanChang Bio-Energy Co.,Ltd. (Phase3)	Danchang, Suphanburi	Thermal Power Plant	Bagasses and husk	32.000	25.000	5 Years and Continuing	31-Mar-2012	29-May-2012
20	Bangchak Petroleum Public Company Limited	Bangpa-in, Ayutthaya	Solar Power Plant	Solar energy	34.200	30.000	5 Years and Continuing	1-Nov-2011	16-Jul-2012
21	First Korat Wind Co.,Ltd. (Wind Energy Holding)	Dankhantot, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	103.500	90.000	5 Years and Continuing	29-Aug-2012	14-Nov-2012
22	Mitr Phol Bio-Power (Kalasin) Co.,Ltd. (Mitr Phol Sugar Group)	Kuchinarai, Kalasin	Thermal Power Plant	Bagasses	32.000	28.000	5 Years and Continuing	15-Sep-2012	18-Jan-2013
23	K.R.2 Co.,Ltd.	Dankhantot, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	103.500	90.000	5 Years and Continuing	26-Nov-2012	8-Feb-2013
24	Kaset Thai Bio-Power Co.,Ltd. (KTIS Group)	Taklee, Nakornsawan	Thermal Power Plant	Bagasses	60.000	60.000	5 Years and Continuing	1-Apr-2013	7-Oct-2013
25	ea solar nakornsawan Co.,Ltd.	Thatago, Nakornsawan	Solar Power Plant	Solar energy	90.720	90.000	5 Years and Continuing	1-Dec-2013	1-Dec-2013
26	E.S Power Co.,Ltd.	Wattananakorn, Sakaew	Thermal Power Plant	Bagasses	23.000	20.000	5 Years and Continuing	30-Oct-2013	21-Jan-2014
27	Uthai Thani Bio-Energy Co.,Ltd.	Sawang-arom, Uthai Thani	Thermal Power Plant	Bagasses	20.000	16.000	5 Years and Continuing	31-Jan-2014	11-Apr-2014
				Total Capacity	815.730	626.923	MW		

表-3.2.5 SPP 事業者リスト (SPP Non-Firm Contract)

No.	Company	Location	Power Plant Type	Type of fuel	Installed Capacity (MW)	Contract amount of electric power (MW)	Term of agreement	SCOD	COD
<i>SPP Non-Firm contract renewable that were sign the contract but still not start commercial with EGAT.</i>									
28	Sernsang palang ngan Co.,Ltd.	Khoksamrong, Lopburi	Solar Power Plant	Solar energy	40,000	40,000	5 Years and Continuing	8-Nov-2014	
29	Thai Roong Ruang Energy Co., Ltd. (Thai Roong Ruang Sugar Group)	Wangmuang, Saraburi	Thermal Power Plant	Bagasses	20,000	18,000	5 Years and Continuing	31-Oct-2014	
30	sea solar lampang Co.,Ltd.	Lampang	Solar Power Plant	Solar energy	90.720	90,000	5 Years and Continuing	1-Dec-2014	
31	khao kor wind power co.,Ltd.	Khaokho, Petchabun	Wind Power Plant	Wind Power	60,000	60,000	5 Years and Continuing	21-Jan-2015	
32	Energy Absolute Public Company Limited	Prompiram, Pitsanulok	Solar Power Plant	Solar energy	90.720	90,000	5 Years and Continuing	1-Dec-2015	
33	Wind Energy Development Public Company Limited (Wayu Wind Farm Project)	Dankhuntot, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	59.200	50,000	5 Years and Continuing	1-Sep-2016	
34	TPI Polene Power Co.,Ltd.	Kheangkhoi, Saraburi	Thermal Power Plant	Garbage	60,000	55,000	5 Years and Continuing	1-Jul-2015	
35	Chaivaphum Wind Farm Co.,Ltd.	Subyai, Chaivaphum	Wind Power Plant	Wind Power	105,000	90,000	5 Years and Continuing	1-Dec-2016	
36	Greenobation Power Co.,Ltd. (Saranlom Wind Farm Project)	Dankhuntot, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	67,500	60,000	5 Years and Continuing	1-Sep-2016	
37	Teparak Wind Co.,Ltd.	Teparak and Dankhuntot, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	92,000	90,000	5 Years and Continuing	31-Jan-2016	
38	Tropical Wind Co.,Ltd.	Teparak, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	92,000	90,000	5 Years and Continuing	30-Jun-2016	
39	K.R.S.3 Co.,Ltd.	Teparak, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	92,000	90,000	5 Years and Continuing	30-Jun-2016	
40	Krissana Wind Power Co.,Ltd.	Dankhuntot and Sikhiu, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	94,500	90,000	5 Years and Continuing	30-Sep-2017	
					Total Capacity	963.640	913.000	MW	
<i>SPP Non-Firm contract renewable that is pending the signing of the contract.</i>									
41	Watabak Wind Co.,Ltd.	Tepsathit, Chaivaphum	Wind Power Plant	Wind Power	62,100	60,000	5 Years and Continuing	8-Nov-2014	
42	TPI Polene Power Co.,Ltd. (Phase)	Kaengkhoi, Saraburi	Thermal Power Plant	Garbage	20,000	18,000	5 Years and Continuing	31-Oct-2014	
43	Energy Absolute Public Company Limited (Beach Turbine Project 1)	Ranod, Songkhla	Wind Power Plant	Wind Power	36,800	36,000	5 Years and Continuing	1-Dec-2014	
44	Energy Absolute Public Company Limited (Beach Turbine Project 2)	Huasai, Nakornsithammarat	Wind Power Plant	Wind Power	46,000	45,000	5 Years and Continuing	21-Jan-2015	
45	Energy Absolute Public Company Limited (Beach Turbine Project 2)	Pakpanang, Nakornsithammarat	Wind Power Plant	Wind Power	46,000	45,000	5 Years and Continuing	1-Dec-2015	
46	Nathalin Welstar Energy Co.,Ltd.	Wichianburi, Petchabun	Wind Power Plant	Wind Power	44,000	44,000	5 Years and Continuing	1-Sep-2016	
47	K R one Co.,Ltd.	Teparak, Nakornratchasima	Wind Power Plant	Wind Power	96,000	90,000	5 Years and Continuing	1-Jul-2015	
48	Korat Wind Energy Co.,Ltd. (Frindship wind farm project)	Sikhiu Nakornratchasima,	Wind Power Plant	Wind Power	52,500	50,000	5 Years and Continuing	1-Dec-2016	
49	Energy Absolite Public Company Limited (Hanuman 1 project)	Tepsathit, Chaivaphum	Wind Power Plant	Wind Power	46,000	45,000	5 Years and Continuing	1-Sep-2016	
50	Energy Absolite Public Company Limited (Hanuman 5 project)	Tepsathit, Chaivaphum	Wind Power Plant	Wind Power	48,300	48,000	5 Years and Continuing	31-Jan-2016	
51	Energy Absolite Public Company Limited (Hanuman 8 project)	Nakornratchasima							
52	Energy Absolite Public Company Limited (Hanuman 10 project)	Tepsathit, Chaivaphum	Wind Power Plant	Wind Power	57,500	45,000			
53	Energy Absolite Public Company Limited (Hanuman 10 project)	Tepsathit, Nongbuarahew, Chaivaphum	Wind Power Plant	Wind Power	57,500	42,000	5 Years and Continuing	30-Jun-2016	
54	United Tanker Co.,Ltd.	Bamnetnarong, Chaivaphum	Wind Power Plant	Wind Power	92,000	80,000			
55	Windchai Co.,Ltd.	Thayang, Petchburi	Wind Power Plant	Wind Power	95,000	85,000	5 Years and Continuing	30-Jun-2016	
56	Subpud Energy 1 Co.,Ltd.	Nikhomkhamsoi, Mukdahan	Wind Power Plant	Wind Power	52,250	45,000			
57	Subpud Energy 2 Co.,Ltd.	Wichianburi, Petchabun	Wind Power Plant	Wind Power	63,250	60,000	5 Years and Continuing	30-Sep-2017	
					Total Capacity	956.450	878.000	MW	
					Grand Total Capacity	3,755.955	2,765.923	MW	

(2) IPP 大型発電所

“IPP 大型発電所の実績に関しては タイの将来の発電事情と日本企業の事業機会（2013 年度）“
 (第2章 参考文献 1) 参照に下記発電所リストを作成。

表-3.3 IPP 事業者リスト

発電所	所有者	EPC	ガスタービン	設備容量	運転開始
Kaeng Koi	Gulf Electrical (EGCO 51%, J Power49%)	Alstom	Alstom GT26B2	1468	2007年
Rahcaburi Power	Rahcaburi Power (香港電燈 25%, 中部電力15% 豊田通商 10%, Rathch 25% PTT 15%, Shaha Union 10%)	三菱重工	三菱重工 M701F	1400	2008年
Chana (1号機)	EGAT	Siemens 丸紅	Siemens (SGT5-4000F)	710	2008年
South Bangkok	EGAT	三菱重工	三菱重工 M701F	710	2008年
Banba kong (5号機)	EGAT	Siemens 丸紅	Siemens (SGT5-4000F)	710	2008年
North Bangkok	EGAT	日立、住友商事	GE (MS9001FA)	700	2010年
Nong Seng	Gulf JP NS	三菱重工	三菱重工 M701F4	1600	2014年
Utai	Gulf JP UT	三菱重工	三菱重工 M701F4	1600	2015年
Wng Noi (4号機)	EGAT	Siemens 丸紅	Siemens (SGT5-4000F)	769	2014年
Chana (1号機)	EGAT	Siemens 丸紅	Siemens (SGT5-4000F)	782	2014年
North Bangkok(2号機)	EGAT	Alstom, 住友商事	Alstom (GT26 upgarde)	850	2016年
Kanom	KEGCO	三菱重工	三菱重工 M701F5	977	2016年

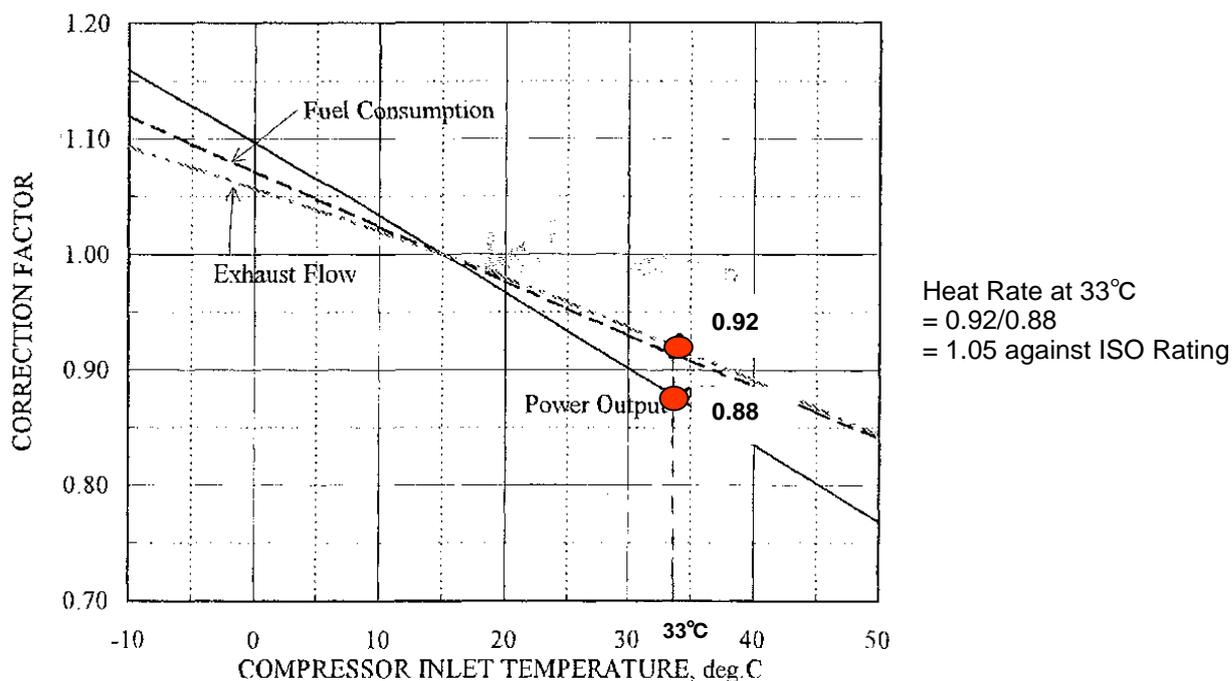
3.2 ガスタービン吸気冷却システムに関して

ガスタービン発電設備の一般的性質として、吸気温度が高くなると、作動流体である空気の密度が小さくなり、燃焼空気の質量流量が小さくなる為、出力が低下する。従って、大気温度が高くなる夏場は、電力需要が高くなる一方で、電力供給能力が小さくなってしまう。吸気冷却システムとは、吸気温度を低下させることで、高大気温度時の低下出力を回復させるものである。

(1) ガスタービンの特性

下記にガスタービンの一般的な特性を示す。

一般的にガスタービンは、15°Cの温度で計画されており、15°Cの条件での性能を 1.0と仮定すると気温の上昇とともに出力は、低下する。たとえば外気温度 33°Cの時は、発電出力は、0.88に落ちる。ガスタービンのヒートレート（1kW発電するのに必要な燃料消費率）も 5%程度悪化する。



注) 上記ガスタービン特性は、機種ごとに異なる。

図-3.1 ガスタービン特性

ガスタービン吸気冷却システムは、ガスタービンの吸気温度を下げることによりガスタービンの出力を上げるものである。ヒートレートについては、吸気温度が下がることにより改善されるが、吸気冷却コイル圧損を考慮する必要あり、一般的には、ヒートレート変化ないものとして計画する。

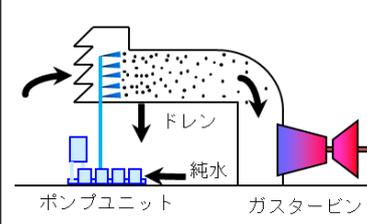
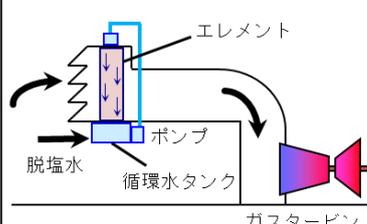
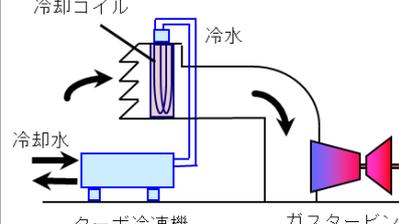
(2) ガスタービン吸気冷却システムのタイプ

ガスタービン発電設備の一般的性質として、吸気温度が高くなると、作動流体である空気の密度が小さくなり、燃焼空気の質量流量が小さくなる為、出力が低下する。従って、大気温度が高

くなる夏場は、電力需要が高くなる一方で、電力供給能力が小さくなってしまふ。吸気冷却システムとは、吸気温度を低下させることで、高気温度時の低下出力を回復させるものである。吸気冷却システムで広く知られているものとして、以下の3種類が挙げられる。

- (1) フォグシステム
- (2) エバポレーティブクーラ
- (3) チラーシステム

表-3.4 ガスタービン吸気冷却システムの比較 出典 参考文献¹⁾

	フォグシステム	エバポレーティブクーラ	チラーシステム
原理	吸気フィルタ後流に水噴霧ノズルを設置し、吸気に直接、純水を噴霧。蒸発の際に気化熱を奪うことで冷却。	吸気フィルタ後流にエレメントを設置し、脱塩水を流下させる。吸気が通過する際に蒸発熱を奪うことで冷却。	吸気フィルタ後流に冷却コイルを設置し、ターボ冷凍機で冷却した冷水を流す。吸気がコイルを通過する際に熱交換により冷却。
構成			
吸気温度低下量	約5℃ (大気条件: 30℃, 60%RH)	約5℃ (大気条件: 30℃, 60%RH)	約15℃ (大気条件: 30℃, 60%RH)
ガスタービン出力増加率	約3% (@30℃, 60%RH)	約3% (@30℃, 60%RH)	約9% (@30℃, 60%RH)

これらは、冷却の手法の違いで2つに分けられる。(1)フォグシステムと(2)エバポレーティブクーラは、吸気中に水分を蒸発させ、気化熱を奪うことで吸気温度を低下させるものであるのに対し、(3)チラーシステムは、熱交換により冷却を行うものである。表1にそれぞれの特徴を比較する。チラーシステムは冷却能力を適当に大きくすれば、露点温度以下にまで冷却を行うことができる。この違いは、相対湿度が高いほど際立ち、日本の夏のような高温多湿の気候条件では、チラーシステムの設置により得られる出力増加量は他の吸気冷却システムと比較して大きくなる。本FSにおいてはチラーシステムの適用について検討する。

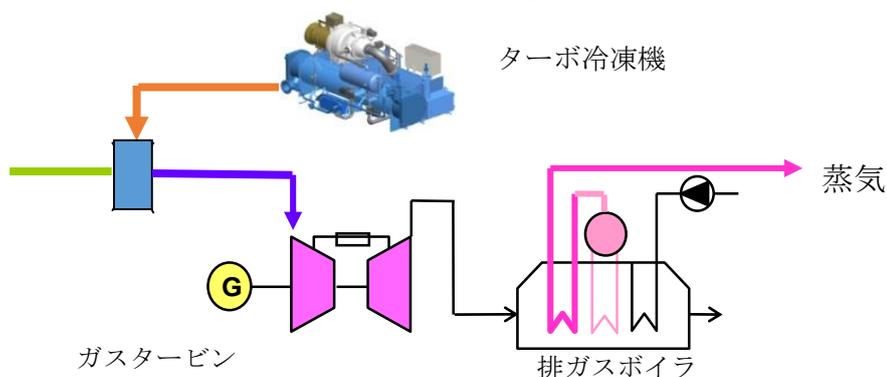


図-3.2 ターボ冷凍機を利用した吸気冷却

3.3 日本国内でのガスタービン吸気冷却適用事例

日本の夏季は3ヶ月程度しかないが、ガスタービン吸気冷却は、夏季の電力デマンド削減による電力基本料金削減、夏季の電力不足対策としてガスタービン吸気冷却システムの適用事例はある。

以下に日本国内の事例を示す。

(1) ガスタービン出力計測例

静岡県内で稼働しているガスタービンの運転データを貰い受け外気温度とガスタービン出力をプロットした事例を図-3.3に示す。

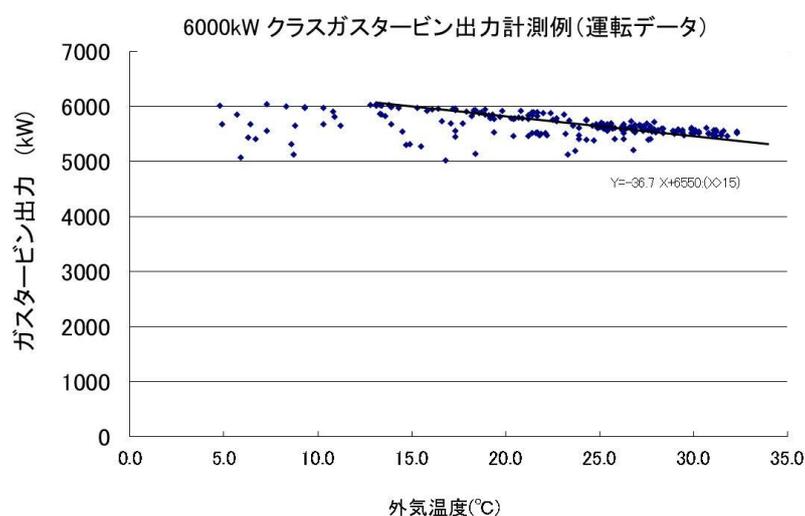


図-3.3 日本国内でのガスタービン出力計測例

(2) 日本国内での吸気冷却適用事例

神奈川県内にある 米国製 出力20,000kWクラス航空機転用ガスタービンに対してガスタービン吸気冷却システムを適用した事例を紹介する。

1) ガスタービン出力特性

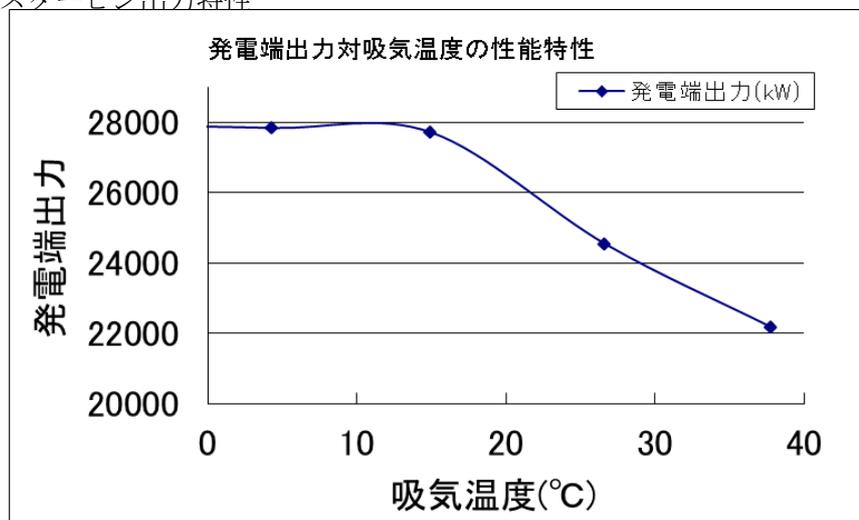


図-3.4 ガスタービン出力特性

2) ガスタービンに対する空気冷却器取り付け

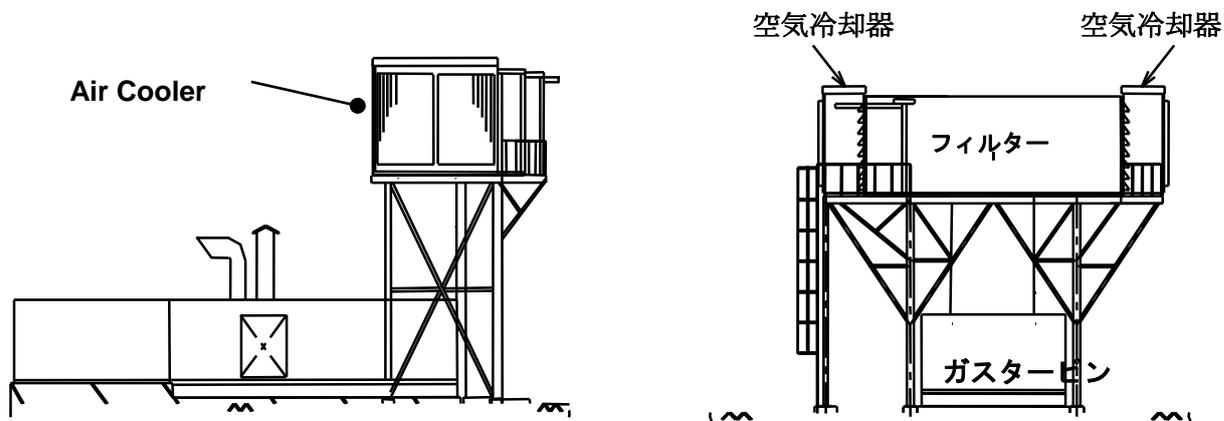


図-3.5 ガスタービン吸気冷却器取り付けイメージ

3) 吸気冷却器

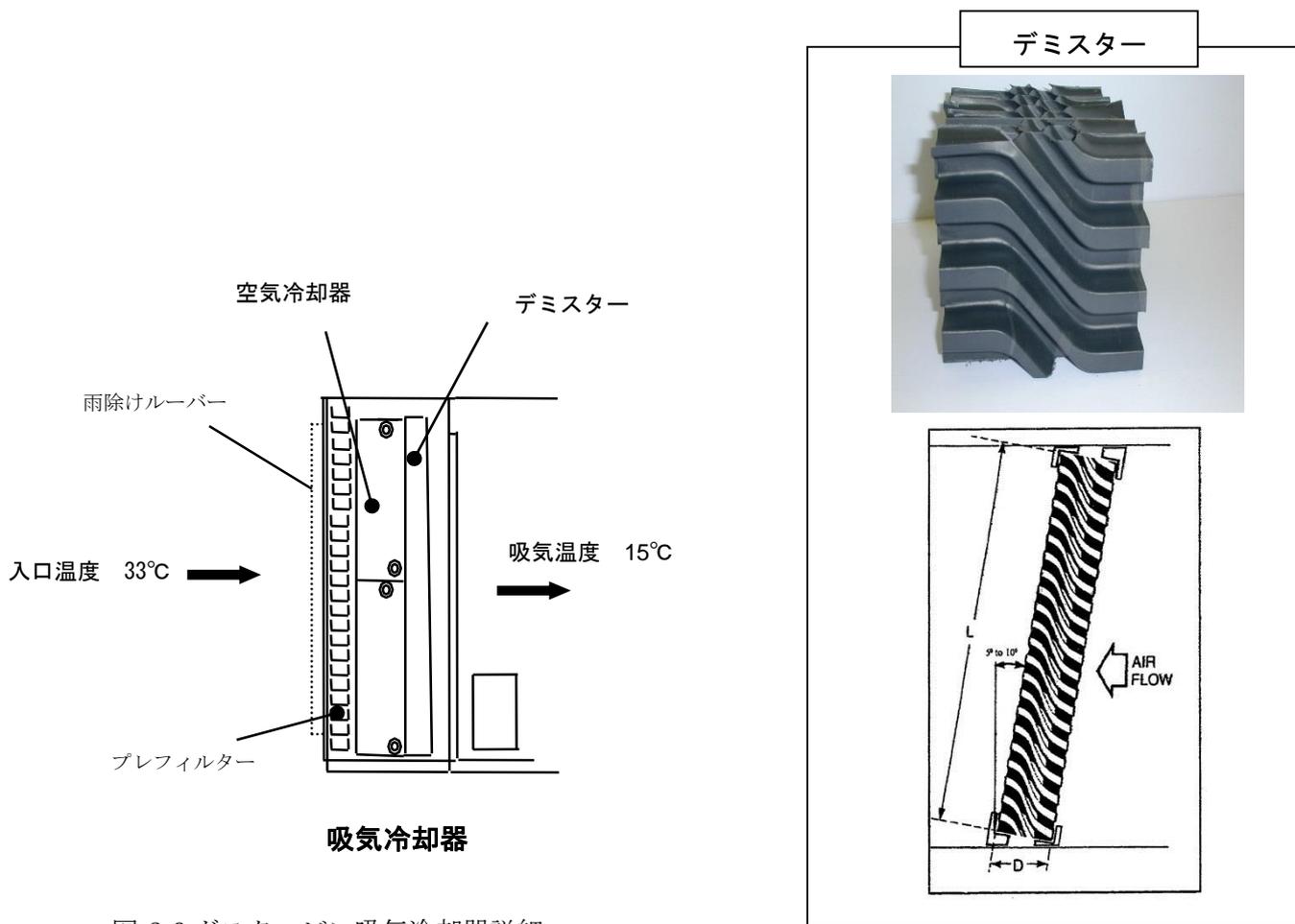


図-3.6 ガスタービン吸気冷却器詳細

4) 吸気冷却器取り付け事例

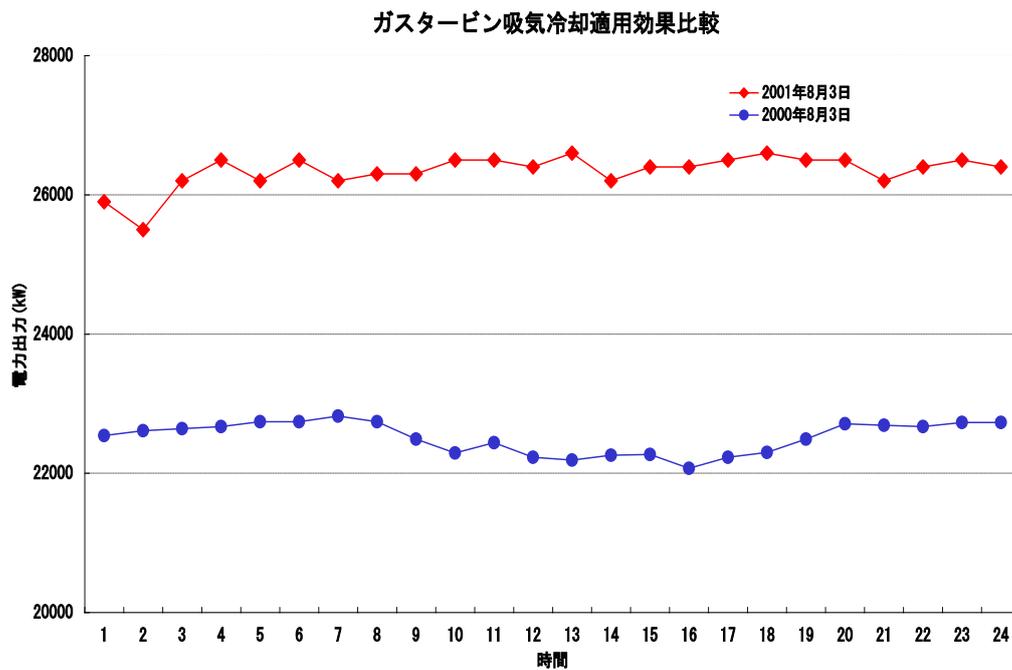
吸気冷却器は、ガスタービン本体の改造を改造しない条件で取り付けました。

ガスタービンメーカーとオーナーの間には、細かい契約条件あり、それらの条件に抵触しない方法で改造工事をおこなった。



図-3.7 ガスタービン吸気冷却器取り付け状況

5) 夏季におけるガスタービン出力上昇計測事例



吸気冷却無条件出力	22,500kW
吸気冷却運転時出力状況	26,300kW
電力出力 UP	3,800kW
日間出力 UP	約 92,000KWh/日

図-3.8 ガスタービン吸気冷却発電出力増加状況

6) 日本国内での吸気冷却月ごとの発電量の比較

下記の日本国内の吸気冷却の適用による月ごとの発電出力の比較を示す。

日本国内でガスタービン吸気冷却が有効な時期は 6月-9月であるが短期間においても有効であることがわかる。

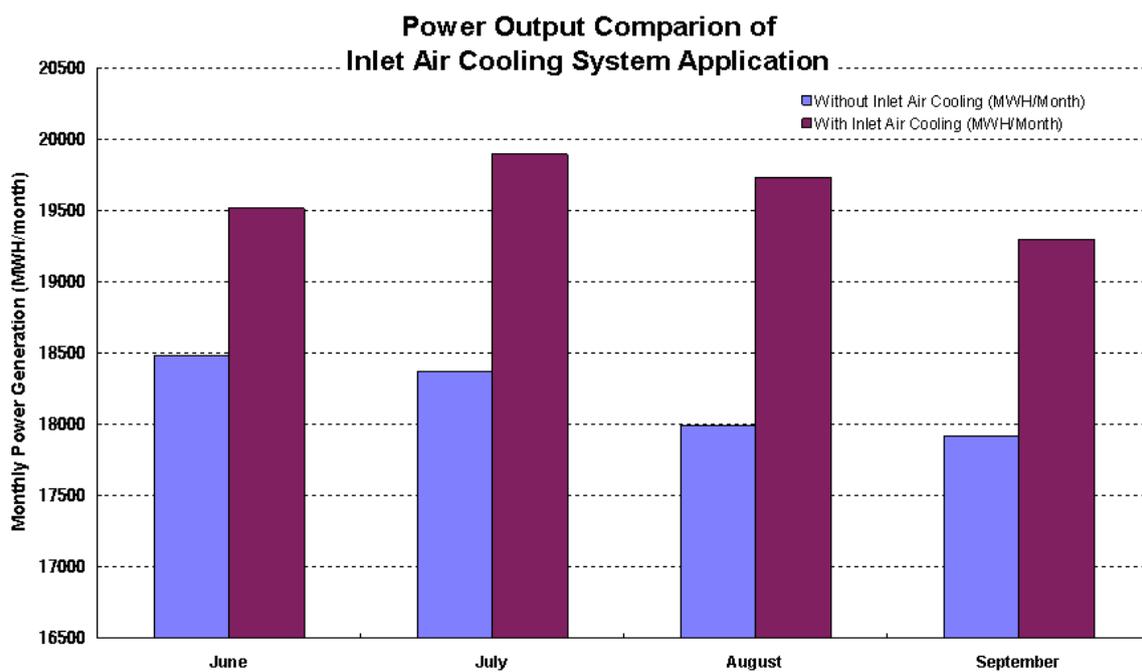


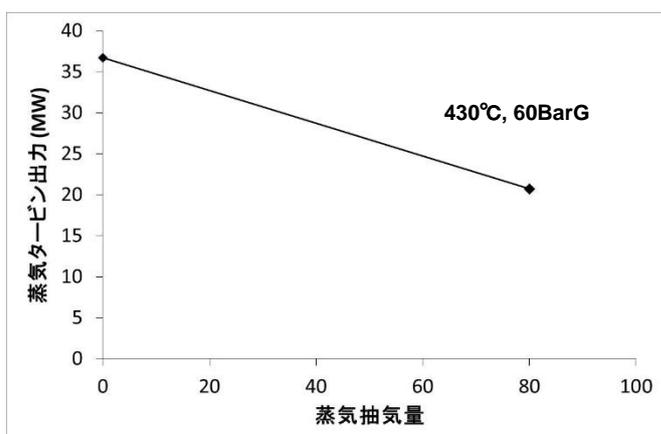
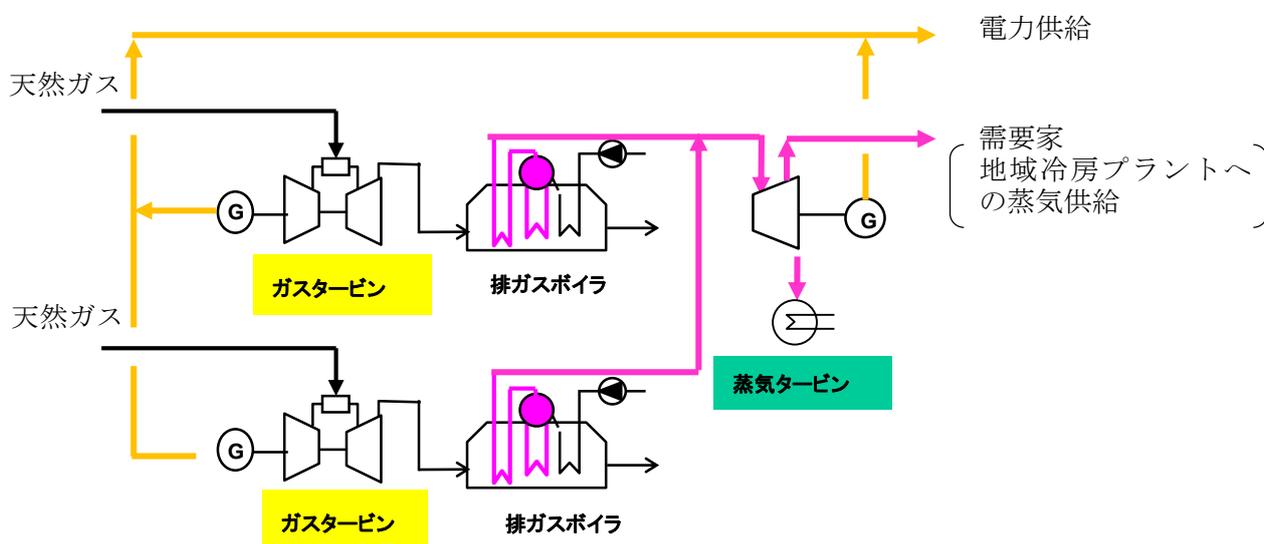
図-3.9 ガスタービン吸気冷却発電出力増加状況比較

3.4 コージェネレーションシステムの蒸気タービン出力改善

タイ国際空港のコージェネレーションシステム及びSPP事業者の発電設備は、排ガスボイラーで生成した蒸気で蒸気タービンを駆動している。蒸気タービンの他に需要家側(タイ国際空港では地域冷房プラントの蒸気吸収冷凍機の駆動用蒸気)に蒸気を供給している。

一般的にコージェネレーションシステムでは、蒸気タービンの中間段より抽気しており、蒸気抽気量が増加すると蒸気タービン電力発電量は減少する。

タイ国際空港地域冷房プラントでは蒸気タービンの中間段抽気蒸気を地域冷房プラントの蒸気吸収冷凍機駆動蒸気として利用しており、地域冷房プラント側の冷熱源機器構成がコージェネレーション側の効率に影響を与える。



SPPコージェネレーションシステム採用蒸気タービン特性例

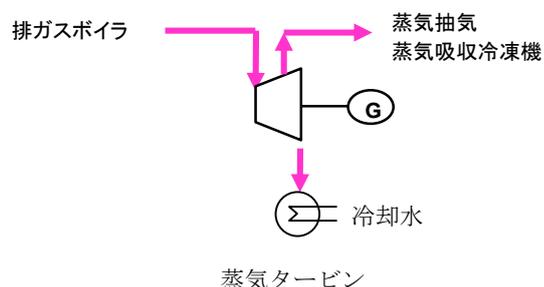


図-3.10 蒸気タービン出力改善

タイ国際空港地域冷房システムとコージェネレーションシステムのエネルギー効率改善に関しては、冷房用冷水をターボ冷凍機で製造するか 吸収冷凍機で製造するのどちらが効率的であるかについて検討する必要がある。

参考文献

- 1) 吉田 圭佑, 藤井 慶太, 國廣 哲人, 富田 康意 ,GT学会2014年5月号(吸気冷却特集) :
発電用大型ガスタービン向けターボ冷凍機吸気冷却システムについて
- 2) 小室隆信、伊藤栄作、園田隆、富田康意、日高孝平、澁谷誠司、“外気高温下における吸気冷却によるガスタービン複合発電プラントの出力アップ”、三菱重工技報、Vol. 47, No. 4 (2010), pp. 49-54

第4章 吸気冷却システム適用における諸条件

4.1 タイ国 気象条件

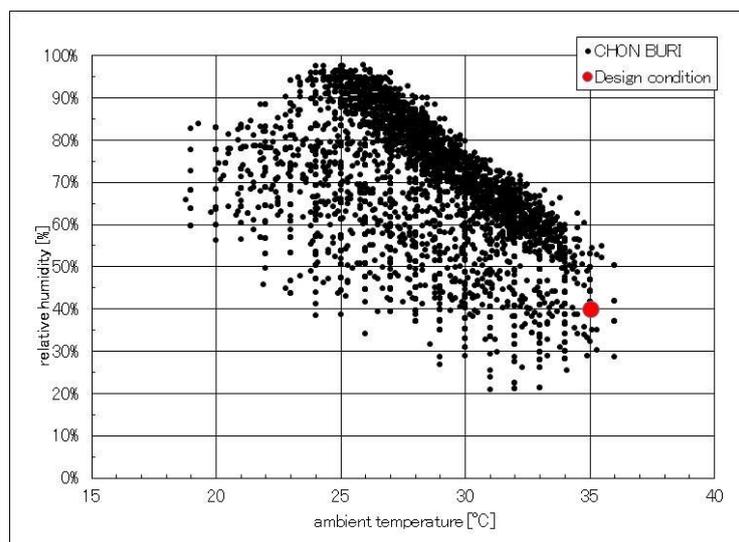
タイの気候は熱帯モンスーン気候であり、雨期と乾期に大別できるが、バンコクにおける年間平均気温は29.1℃、平均湿度76.2%（2012年）と高温多湿で年中蒸し暑い。3～5月が最も暑く、日中戸外では気温が40℃を越える日もある。

一番涼しい12月の平均気温が17℃であり、季節は11月～2月の乾期、3月～5月の暑期、6月～10月のグリーン・シーズン（雨期）の3シーズンに分類される。

タイ国 Chon Buri地区の外気温度と湿度の関係をプロットしたデータを下記に示す。吸気冷却システムの計画条件は、35℃、湿度40%で計画すればよいと考えられる。Chon Buri 地区は、最も工業団地が集中して存在する地区である。下記データは、2008年のタイ国気象庁のデータ（365日、1時間ごとの計測値を）プロットしたデータである。



図-4.1 タイ気象条件



出典 2008年 NOAA 気象データ
FEDERAL CLIMATE COMPLEX DATA DOCUMENTATION
FOR INTEGRATED SURFACE DATA November 17, 2008
Location: CHON BURI-Thailand

4.2 天然ガスコスト

今回コンタクトしたSPP 事業者天然ガス購入コストについて聴取した結果を下記に示す。

A 事業者は、バンコク周辺、B事業者は バンコクから 300km 程度離れており、ガスパイプラインコストが天然ガス購入コストに付与されていると思われる。

表-4.1 SPP 事業者に聴取天然ガスコスト

	天然ガスコスト
A 事業者	320 Baht/MMBTU
B 事業者	346Baht/MMBTU

上記 コストを日本等と比較する。(MMBTU = 25m³, 1Baht = 3.63円)

A事業者のケースで 46.4円/m³となる。

各国のガス単価比較は、タイ、マレーシア、中国、日本のガス単価比較を下記に示す。

表-4.2 各国天然ガスコスト比較

国	現地コスト単位	日本円換算	備考
マレーシア	Gas 16.07 RM/MMBTU	21.0	ガスマレーシア単価
タイ	320 Baht/MMBTU	46.4	SPP 事業者からの聴取
中国	3RMB/M ³	59.4	独自調査
日本	-	82.4	Tガスコージェネレーション パッケージ第1種

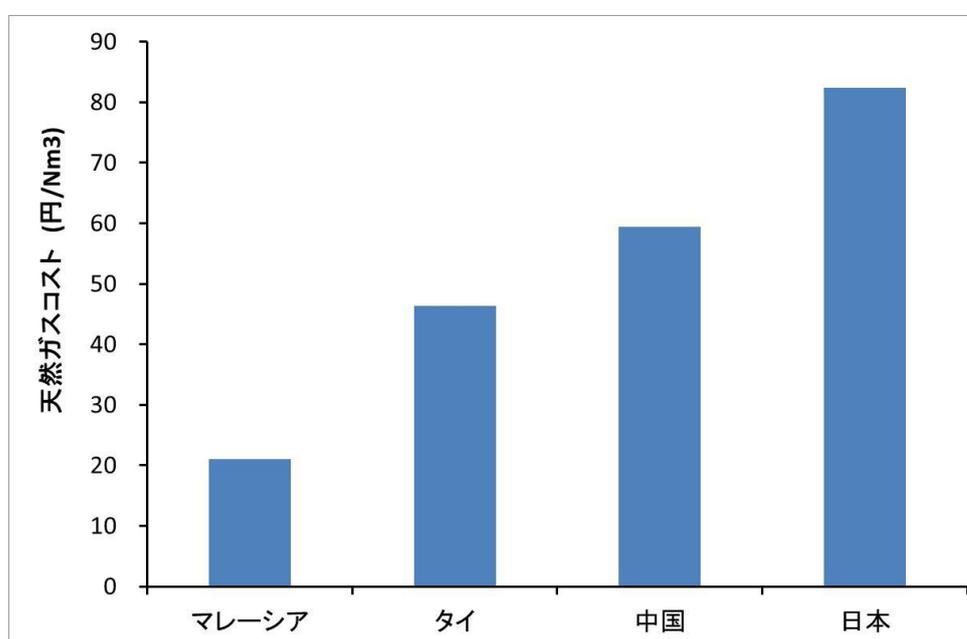


図-4.2 各国天然ガスコスト比較

マレーシアのガスコストは、政府の補助金等の支援あり、市場価格より安く設定されている。

4.3 発電電力販売コスト

SPP事業者にEGAT への電力販売コスト及び工業団地への電力販売コストについて聴取した。

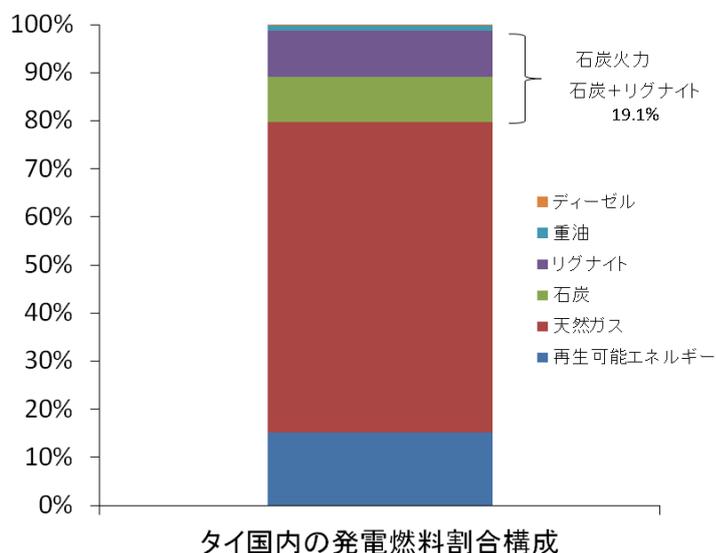
表-4.3 SPP 事業者に発電電力コスト

	EGAT への 電力売電価格	工業団地への 電力売電価格
A 事業者	2.95Baht/kWh	3.35Baht/kWh
B 事業者	Peak 3.7Baht/kWh Off-Peak 2.9 Baht/kWh	Peak 3.5 Baht/kWh Off-Peak 2.1 Baht/kWh

4.4 IPP 及び SPP 発電事業者の CO2 発生原単位

タイ国内における石炭火力発電で消費する燃料割合は 19.1% 程度と報告されている。

燃料種別	割合 (%)
再生可能エネルギー	15.1
天然ガス	64.6
石炭	9.5
リグナイト	9.6
重油	1.11
ディーゼル	0.1



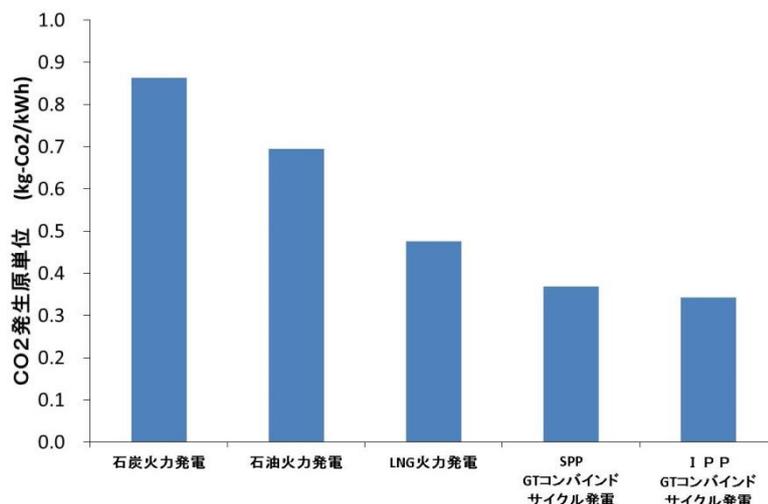
出典 SUMMARY OF THAILAND POWER DEVELOPMENT PLAN2012 - 2030(PDP2010: REVISION 3)

図-4.3 タイ国内発電燃料割合

電力のCO₂ 発生原単位は、燃料種別及び発電所の発電効率で異なる。現在の発電効率及び燃料種別による電力CO₂ 発生原単位は、下記の通りとなる。

表-4.4 発電所区分による CO2 発生原単位

区分	発電効率	CO2 発生原単位 kg-CO ₂ /kWh
石炭火力発電	41%	0.864
石油火力発電	41%	0.695
LNG 火力発電	41%	0.476
SPP クラス ガスタービン コンバインド サイクル発電	52.7%	0.371
IPP クラス ガスタービン コンバインド サイクル発電	56.7%	0.344



出典
火力発電の CO₂ 発生原単位は参考文献 3)、ガスタービンコンバインドサイクル発電の効率は報告者計算、ガスタービンコンバインドサイクル CO₂ 発生原単位は、参考文献 4) Natural Gas 物性値を使用し算出

図-4.4 発電所区分による CO2 発生原単位

吸気冷却導入によるCO₂削減効果の評価は、下記2点での評価となる。

- (1) CO₂発生原単位の低いガスタービンコンバインドサイクル発電量を増加し石炭火力の発電量を減らすことによるCO₂削減効果
- (2) ガスタービンのヒートレート改善による効果

4.5 タイ国内の電力 CO₂発生原単位に関して

本FSで使用すべきCO₂発生量に関しては、タイ国政府機関 Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization): TGO (2007年設立) が CDM プロジェクトの承認と確認機関として活動しており、TGOの公表数値を使うべきと判断した。

表-4.5 タイ国内電力 二酸化炭素排出係数 出典 4)

CDM project type	Emission Factor (tCO ₂ /MWh)		
	EF _{grid,OM}	EF _{grid,BM}	EF _{grid,CM}
General project	0.5994	0.4231	0.5113

OM (オペレーティングマージン) : 既存発電施設の排出係数。現在、グリッドに連結されている発電施設の電力を代替する考え方であり、短期的影響を考慮する場合に使われる。

BM (ビルドマージン) : 最近建設された発電所の排出係数。今後建設される発電所を代替する考え方であり、長期的影響を考慮する場合に使われる。

CM (コンバインドマージン) : OM とBM の平均。

本FSでは、TGOのOM 0.5994kg-CO₂/kWh で計算する。

参考文献

- 1) 平成24年2月 資源エネルギー庁 火力発電について
<https://www.env.go.jp/council/06earth/y0613-11/ref04.pdf>
- 2) 小室隆信、伊藤栄作、園田隆、富田康意、日高孝平、澁谷誠司、“外気高温下における吸気冷却によるガスタービン複合発電プラントの出力アップ”、三菱重工技報、Vol. 47, No. 4 (2010), pp. 49-54
- 3) 電中研 ニュース No. 468, 2010 August 電源別のライフサイクルCO₂を調査
- 4) Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization): TGO, SUMMARY REPORT THE STUDY OF EMISSION FACTOR FOR ELECTRICITY GENERATION OF THAILAND IN YEAR 2010
- 5) 株式会社日本政策金融公庫 国際協力銀行, 国際協力銀行の地球環境保全業務における温室効果ガス排出削減量の測定・報告・検証に係るガイドライン 平成23年2月改訂

第 5 章 SPP 事業者 ガスタービンコンバインドサイクルに対する吸気冷却システムの適用 FS

5.1 検討対象 SPP ガスタービンコンバインドサイクルプラント

SPPのガスタービンコンバインドサイクルに対する吸気冷却システムの適用検討に関しては、SPP事業者と面談し、検討対象となるガスタービンコンバインドサイクル発電設備をピックアップしてもらい、ガスタービンに吸気冷却設備を導入した場合の CO₂ 削減量及び経済性について検討した。

検討は、タイ国内で代表的に使用されている G 社 40MW級機種及び S 社の40MW 級機種を使用しているプラントを対象とした。

SPP事業では、EGAT に販売できる電力は、90MW以内という条件あり 110MW -120MW のガスタービンコンバインドサイクル発電設備を所有する事業者は、工業団地側の電力負荷が 40MW程度以上ないと、吸気冷却設備を導入し出力増強しても電力を全量販売することができずメリットが発生しないので、工業団地側に十分負荷がある S P P 地点の選定を行ってもらった。

5.2 吸気冷却システム導入による CO₂ 削減量の評価について

吸気冷却システムのガスタービンコンバインドサイクル発電設備の効果は、a.二酸化炭素発生量の少ない電力の増加及びb.ガスタービンの発電ヒートレート改善の2種類考えられる。

[ガスタービン吸気冷却効果]

a. 電力出力 UP (低 CO₂ 発生原単位電力利用量増加)

次式で計算

$$EG_{GTINC} = EG_{GT}(Td) - EG_{GT}(T(m, d, h)) \quad (5.1)$$

$$EG_{STINC} = EG_{ST}(EG_{GT}(Td)) - EG_{ST}(EG_{GT}(T(m, d, h))) \quad (5.2)$$

$$EG_{INC} = EG_{GTINC} + EG_{STINC} \quad (5.3)$$

$$EG_{INCy} = \sum_{m=1to12} \sum_{d=1to31} \sum_{h=1to24} EG_{INC} \quad (5.4)$$

$$ER_{y,estimated} = EG_{INCy} \times (FE_{EL GRID} - FE_{EL COM}) / 1000 \quad (5.5)$$

EG_{GTINC} ガスタービン電力出力増加量 (kW)

$EG_{GT}(T)$ ガスタービン電力出力計算関数 (kW)

T は 吸気温度

EG_{STINC} 蒸気タービン電力出力増加量 (kW)

$EG_{ST}(EG_{GT}(T))$ 蒸気タービン電力出力計算関数 (kW)

ガスタービン出力の関数とする

$EG_{GT}(Td)$ 設計外気温度 (15°C) のガスタービン電力出力量 (kW)

$T(m, d, h)$	外気温度計測値	
EG_{INC}	コンバインド発電 電力増加量	(kW)
EG_{INCY}	年間発電出力増	(kWh/year)
$ER_{y,estimated}$	年間 CO2 削減量	(ton-CO2/year)
$FE_{EL GRID}$	系統電力 CO2 発生係数	(kg-CO2/kWh)
	デフォルト値 4章 表-4.5 $EF_{grid,OM}$ 0.5994	(kg-CO2/kWh)
$FE_{EL COM}$	コンバインドサイクル CO2 発生係数	(kg-CO2/kWh)
	デフォルト値 4章 表-4.4 SPP クラス 0.371	(kg-CO2/kWh)
y	計算対象年	
m	計算対象月	
d	計算対象日	
h	計算対象時間帯	
T	ガスタービン設計吸気温度	
B	ベースライン	
P	プロジェクト	

b. 吸気冷却によるガスタービンヒートレートの改善による CO₂ 削減量

$$E_{DEC HR} = EG_{GT}(T(m, d, h)) \times (HR_{COM B} - HR_{COM P}) \div LHV_{FUEL} \times FE_{FUEL} \quad (5.6)$$

$$E_{DEC HR y} = \sum_{m=1 \text{ to } 12} \sum_{d=1 \text{ to } 30} \sum_{h=1 \text{ to } 24} E_{DEC HR} \quad (5.7)$$

$E_{DEC HR y}$	ガスタービンヒートレート改善による CO2 削減量	(kg-CO2/year)
$E_{DEC HR}$	ガスタービンヒートレート改善による CO2 削減量	(kg-CO2/h)
$HR_{COM B}$	吸気冷却無の状態のヒートレート	(MJ/kWh)
$HR_{COM P}$	吸気冷却ありの状態のヒートレート	(MJ/kWh)
LHV_{FUEL}	天然ガス熱量	(MJ/Nm ³)
FE_{FUEL}	天然ガス CO2 発生量	(kg-CO2/Nm ³)

c. 吸気冷却による出力 UP による経済性

コンバインドサイクル発電設備の年間発電量は、(5.1)-(5.4) で計算される。

(1) 電力収入増加

電力出力増加による収益増加は、次式で計算される。

$$C_{EL INC y} = \sum_{m=1 \text{ to } 12} \sum_{d=1 \text{ to } 30} \sum_{h=1 \text{ to } 24} EG_{INC} \times C_{EL UNIT} \quad (5.8)$$

$C_{EL INC y}$	年間電力収入増加量	(Bhat/年)
$C_{EL UNIT}$	電力単価	(Bhat/kWh)

(2) 燃料コスト

$$FUEL_{INC} = EG_{GT}(T(m, d, h)) \times HR_{COMB} - EG_{GT}(T_d) \times HR_{COMP} \div LHV_{FUEL} \quad (5.9)$$

$$C_{FUEL INC y} = \sum_{m=1 \text{ to } 12} \sum_{d=1 \text{ to } 31} \sum_{h=1 \text{ to } 24} FUEL_{INC} \times C_{FUEL} \quad (5.10)$$

$FUEL_{INC}$	天然ガス消費増加量	(Nm ³ /h)
C_{FUEL}	天然ガス単価	(Bhat/Nm ³)
$C_{FUEL INC y}$	年間ガスコスト増加量	(Bhat/年)

(3) 吸気冷却システム適用による年間メリット

$$IASC_{INC y} = C_{EL INC y} - C_{FUEL INC y} \quad (5.11)$$

$IASC_{INC y}$	吸気冷却システム導入によるメリット	(Bhat/年)
----------------	-------------------	----------

CO₂発生量及び経済効果は、365日 x 24時間の外気条件（外気温度及び湿度）計測データとガスタービン及び蒸気タービンの特性データを用いてシミュレーションをおこない、評価する。

5.3 SPP クラスガスタービンコンバインドサイクル発電設備 吸気冷却システム適用評価

検討対象としたSPP クラスのコンバインドサイクル発電設備に対して 吸気冷却システムの検討した結果を下記の通り示す。

(1) 検討資料

G 社 40MW級機種 x 2 + ST コンバインドサイクル発電設備 資料- 5.1

S 社 40MW級機種 x 2 + ST コンバインドサイクル発電設備 資料- 5.2

(2) CO₂ 削減効果及び想定投資回収

システム	CO ₂ 削減量	投資回収
G 社 GT x 2 + ST コンバインドサイクル発電設備	39,922 ton-CO ₂ /年	0.92年
S 社 GT x 2 + ST コンバインドサイクル発電設備	27,370ton-CO ₂ /年	1.67年

上記の通り、同一規模のコージェネレーションシステムでもCO₂削減効果はことなる。G 社の40MW級機種は、航空機 エアバス、ボーイング社等の大型旅客機に採用されているエンジンである（航空機転用ガスタービン）。一般的に航空機転用ガスタービンは、外気温度の影響を大きく受けるためガスタービン吸気冷却システム適用による発電出力の増加およびヒートレイト改善効果が大きい。タイ国内のSPP事業者の採用エンジンは上記のガスタービンが主体であり、また、発電出力も110MW-130MWと容量もほぼ同一であるため、他のSPP事業者でCO₂削減効果および投資回収効果検討する場合においてもエンジン種別で推定可能と考えられる。

5.4 SPP クラスガスタービンコンバインドサイクル発電設備吸気冷却適用における注意事項

SPP の発電事業は、EGAT に最大 90MW の電力販売、工業団地に電力、蒸気、冷水の販売を行っている。従って SPP 事業者が吸気冷却システムを適用して発電能力を増強しても増加電力を販売できるかが本システムが実現するかのポイントとなる。

従って、ガスタービン吸気冷却適用可能地点も工業団地側の電力需要の状態によっては発電出力増加分を全量販売できない場合がある。

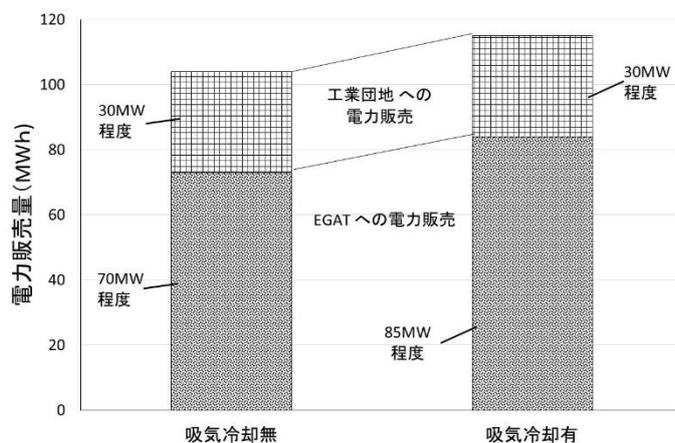


図-5.1 SPP 事業者に対するガスタービン吸気冷却適用電力販売イメージ

資料 - 5.1

G 社製 ガスタービン吸気冷却適用モデルケース

1 検討対象プラント概要

タイでSPP事業を行っているタイ国内企業G社に FS 対象プラントを選定してもらい、コージェネレーションシステムへの吸気冷却システムに関して検討をおこなった。 検討対象プラントは、工業地帯に蒸気および電力を供給している。

本検討対象プラントはG 社のガスタービン40MW級機種 x 2 + 蒸気タービンからなる。システム詳細およびCO2削減量検討結果は、添付にします。



写真-1 コージェネレーションシステム



写真-2 排ガスボイラ



写真-3 発電機



写真-4 ガスタービン本体

2 吸気冷却用 FS (タイ国内企業 G 社向け)

2.1 概要

本書は、タイ国内企業 G 社のガスタービン複合発電システムの電力増加について、纏めたものである。

2.2 ガスタービン複合発電プラントの構成

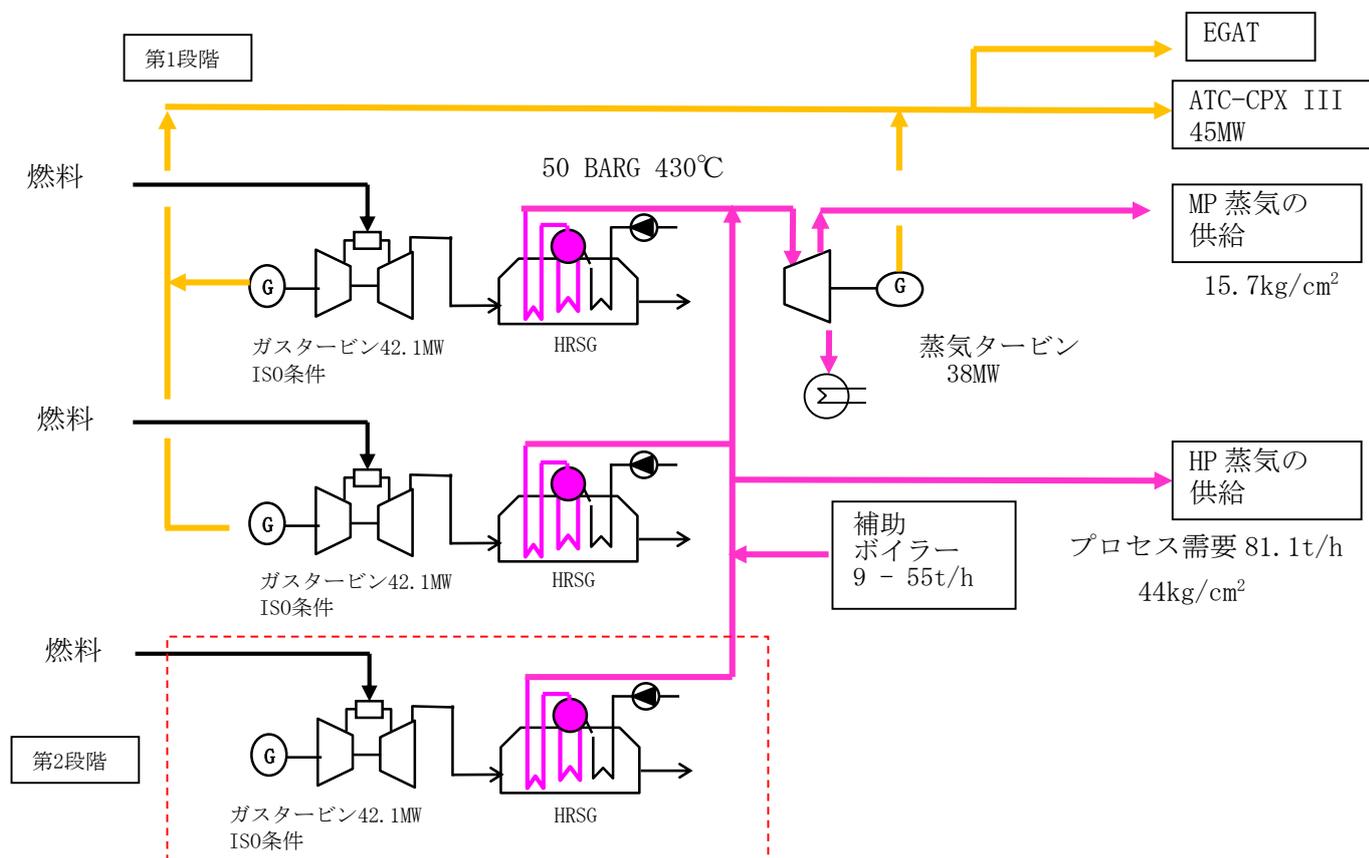


図 1 ガスタービンコージェネレーションシステム

G 社プラント蒸気消費量

		Total	HP steam	MP steam
Maximum process steam demand	t/h	162.4	105.5	56.9
Normal process steam demand	t/h	108.9	81.1	27.8

1 G 社プラント蒸気圧力および温度

		Operation	Design
HP steam pressure	kg/cm ² (g)	44.0	48.0
HP steam temperature	°C	405	430
MP steam pressure	kg/cm ² (g)	15.7	17.3
MP steam temperature	°C	259	280

2.3 ガスタービンデータ

ガスタービンの条件を下記に示す。

No.	項目	詳細	単位	備考
1	GT メーカー	G 社		
2	GT モデル	40MW 級機種 50 Hz		
3	GT 台数	2	set	
4	運用開始年	2009		
5	定格電力出力	42100 kW@5163 rpm	kW	ISO 条件
			kW	サイト条件
6	GT 設計外気温度	35	℃	サイト条件
7	GT 設計外気湿度	76	%	サイト条件
8	設計条件での吸気流量	130	Kg/S	サイト条件
9	設計条件での燃料消費量	-	Nm3/h	
10	GT 発電効率	熱発生率(LHV) 11588 kJ/kWh	%	
11	HRSG 蒸気		℃	
	a. 温度	430		
	b. 圧力	50 barg	Mpa barg	
	c. 蒸気流量	140	トン/h	

2.4 ユーティリティ条件

GT 吸気冷却システムの実現可能性について、計算する。

項目	データ	単位
燃料燃焼熱	902.7565	MMBTU/Nm3 LHV(dry) BTU/SCF
燃料価格	346	Baht/MMBTU
EGAT に対する発電量の販売価格	ピーク時 = 3.7 ピーク時以外 = 2.9	Baht/kWh (*1)
工業団地に対する発電量の販売価格	ピーク時 = 3.5 ピーク時以外 = 2.1	Baht/kWh (*1)
用水コスト	上水 = 23.75	Baht/m3

2.5GT 吸気冷却の適用

(1) 入口温度

ガスタービン吸気冷却システムを適用することで、以下の条件でコンプレッサーの入口温度を低下させる。

	入口温度
外気温度	35℃
吸気 冷却器通過後の温度	15℃

(2) 電力増加のチェック

吸気温度を 35℃から 15℃へ冷却することで 14.6%の電力増加が期待される。

(3) ヒートレートの向上

吸気冷却システムを適用することで、Heat Rate は 3.7%向上する。

2.6 外気空気条件

図2にタイ国の周囲温度を示す。

吸気冷却システムの設計温度は、35℃、40%と決定できる。

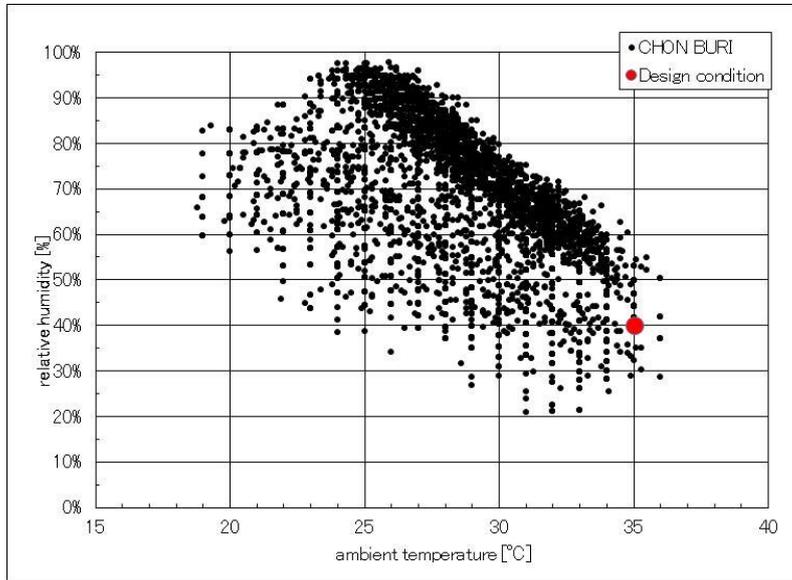


図 2 大気温度の条件

2.7.吸気冷却システムの冷凍機システム計画

a. 空気冷却コイルの吸気条件

GT 設計大気温度	35℃
GT 設計相対湿度	40%
吸気のエントルピー	17kcal/kg

a. 空気冷却コイルの出口温度条件

GT 設計大気温度	15℃
GT 設計相対湿度	100%
吸気のエントルピー	9.9kcal/kg

設計上燃焼空気流量： 130 kg/s (<= GT1台当り)

吸気冷却がある場合の燃焼エアーク流量 $130\text{kg/s} \times 1.146 = 149\text{ kg/s}$

必要な冷房能力 $= 149\text{kg/s} \times (17\text{ kcal/kg} - 9.9\text{ kcal/kg}) \times 3600 / 3024$

$= 1254\text{ RT} \times \text{ガスタービン (2台)}$

$= 2508\text{RT}$

2.8.蒸気タービン

以下に、蒸気タービンの発電量と蒸気消費量の関係を示す。

蒸気	蒸気タービン	備考
100t/h	23000 kW	外部流量 0t/h
150t/h	37000 kw	外部流量 0t/h

蒸気増加量に対する電力出力増加

$$= (37000\text{kW}-23000\text{kW}) / (150\text{t/h}-100\text{t/h})$$

$$= 280\text{kW/t}$$

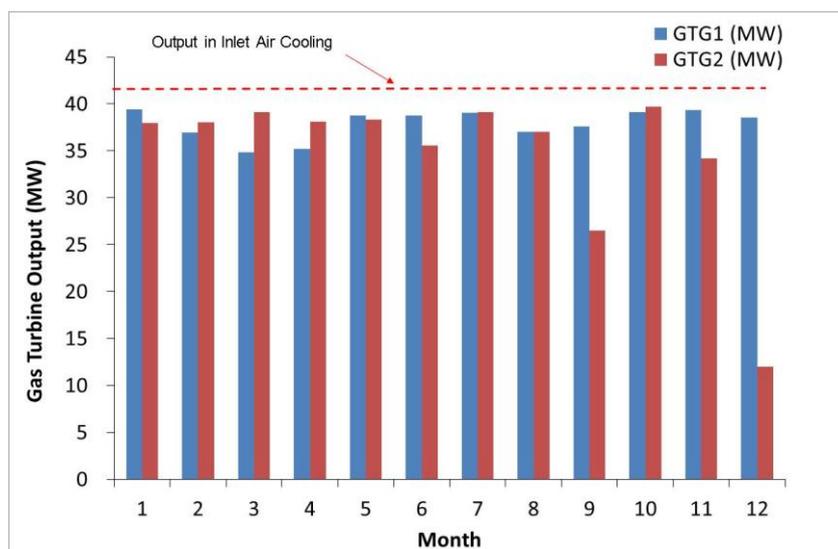
3 2014年 ガスタービン発電設備の運転実績データ

(1) 月ごとの電力出力

	GTG1 (kW)	GTG2 (kW)	STG (kW)
1月	29,329,230	28,241,714	5,227,366
2月	24,827,559	25,565,844	3,496,605
3月	25,950,866	29,087,396	3,883,267
4月	25,353,858	27,463,507	3,544,509
5月	28,842,617	28,503,896	5,198,784
6月	27,908,861	25,607,658	3,927,448
7月	29,048,579	29,115,868	4,758,126
8月	27,525,369	27,559,471	5,115,393
9月	27,061,725	19,076,006	6,726,459
10月	29,126,891	29,544,719	6,325,517
11月	28,315,468	24,607,237	3,786,034
12月	28,658,131	8,930,923	1,142,508

(2) 時間ごとのガスタービン出力

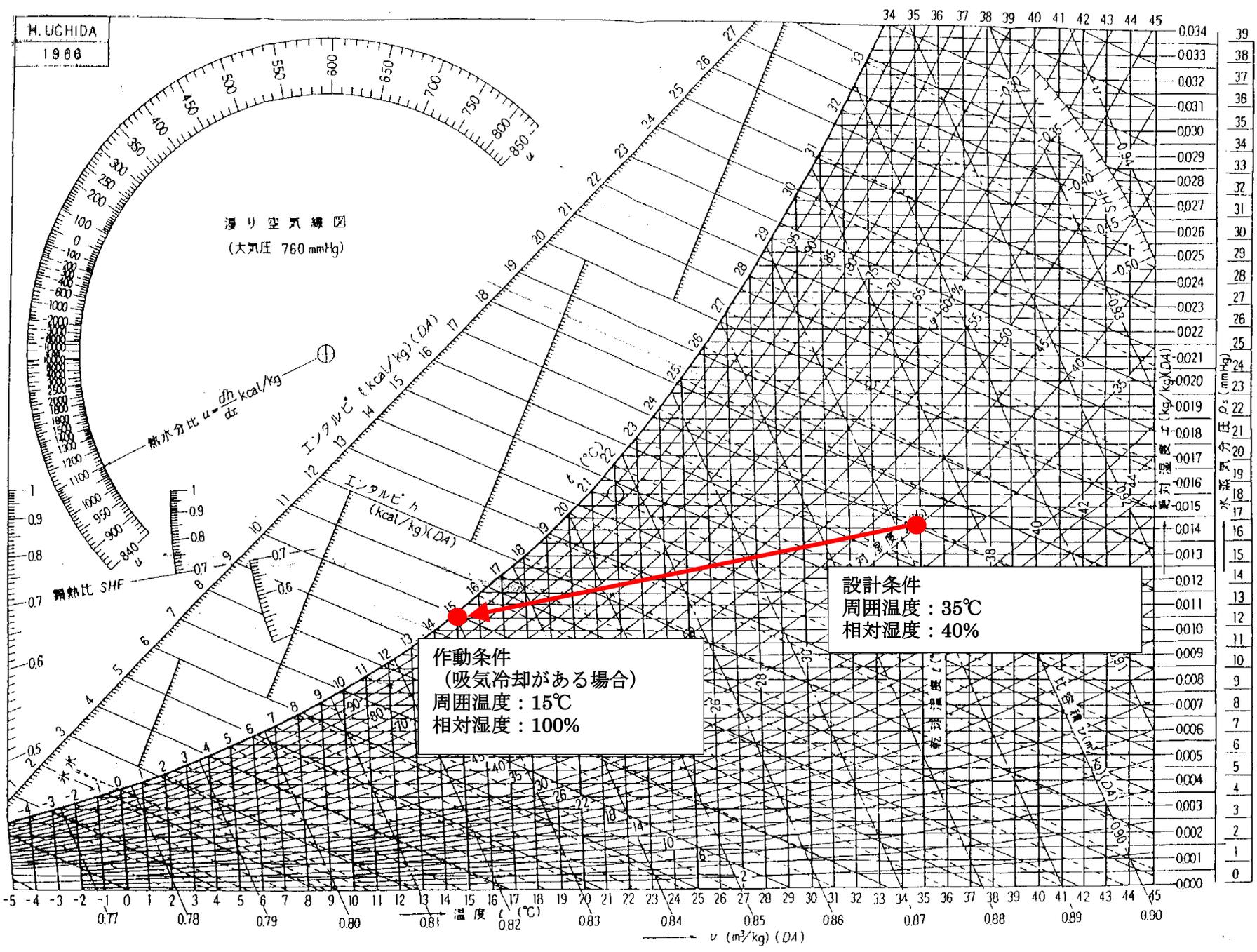
	GTG1 (MW)	GTG2 (MW)
1月14日	39.4	38.0
2月14日	36.9	38.0
3月14日	34.9	39.1
4月14日	35.2	38.1
5月14日	38.8	38.3
6月14日	38.8	35.6
7月14日	39.0	39.1
8月14日	37.0	37.0
9月14日	37.6	26.5
10月14日	39.1	39.7
11月14日	39.3	34.2
12月14日	38.5	12.0



上記データより、GTG-1、GTG-2ともに外気温の影響により出力が低下しているが年間通じて高負荷で運転していることがわかる。

H. UCHIDA
1968

湿り空気線図
(大気圧 760 mmHg)



作動条件
(吸気冷却がある場合)
周囲温度 : 15°C
相対湿度 : 100%

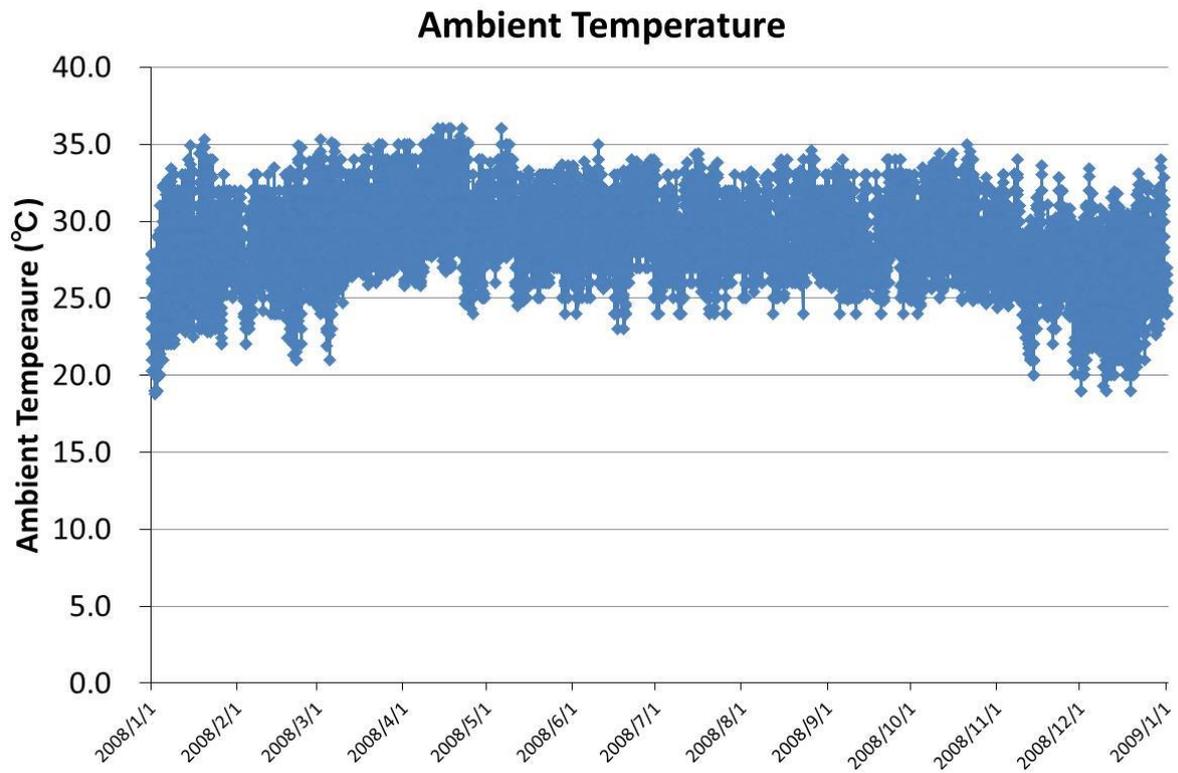
設計条件
周囲温度 : 35°C
相対湿度 : 40%

0
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39

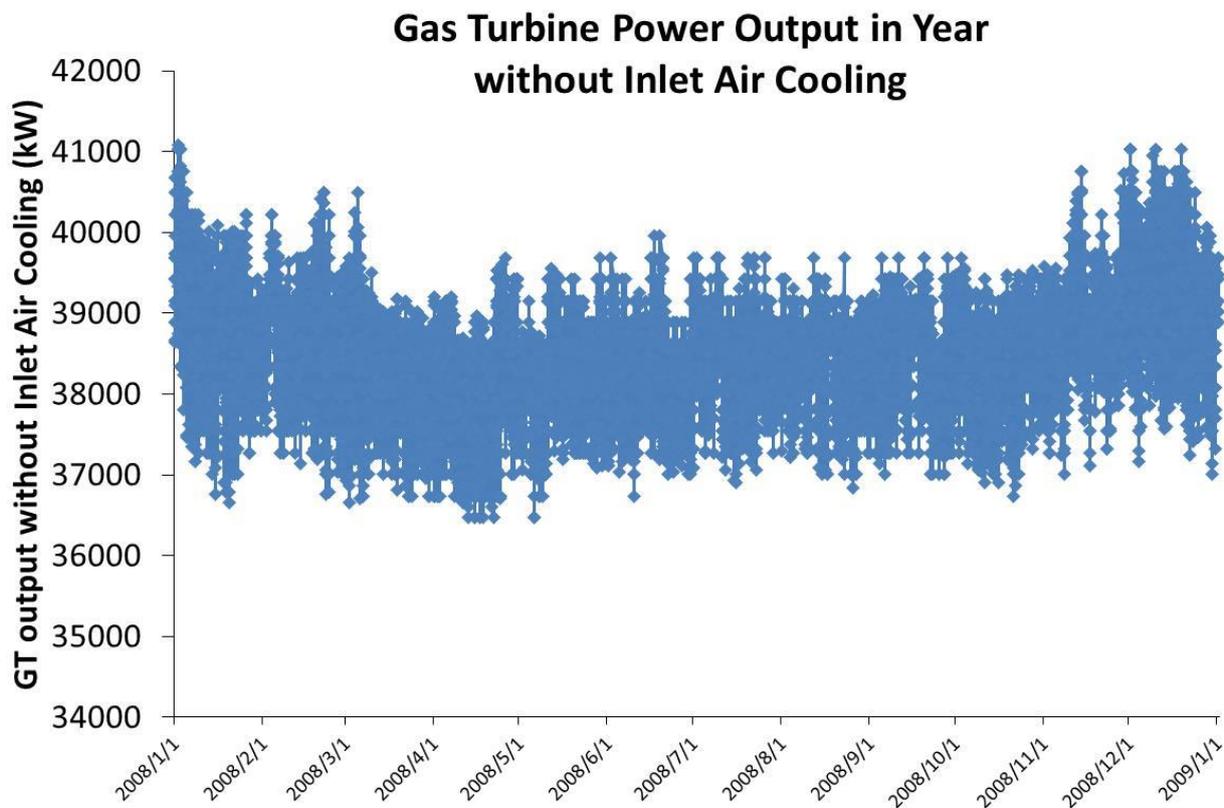
4.吸気冷却システムのメリット算出

吸気冷却システムのメリットは、(5.1)–(5.11) 式を年間気象条件をガスタービンの運転条件に適用し、365日 x 24時間のコージェネレーションシステムのシミュレーションを行い 吸気冷却システムのメリットを計算した。

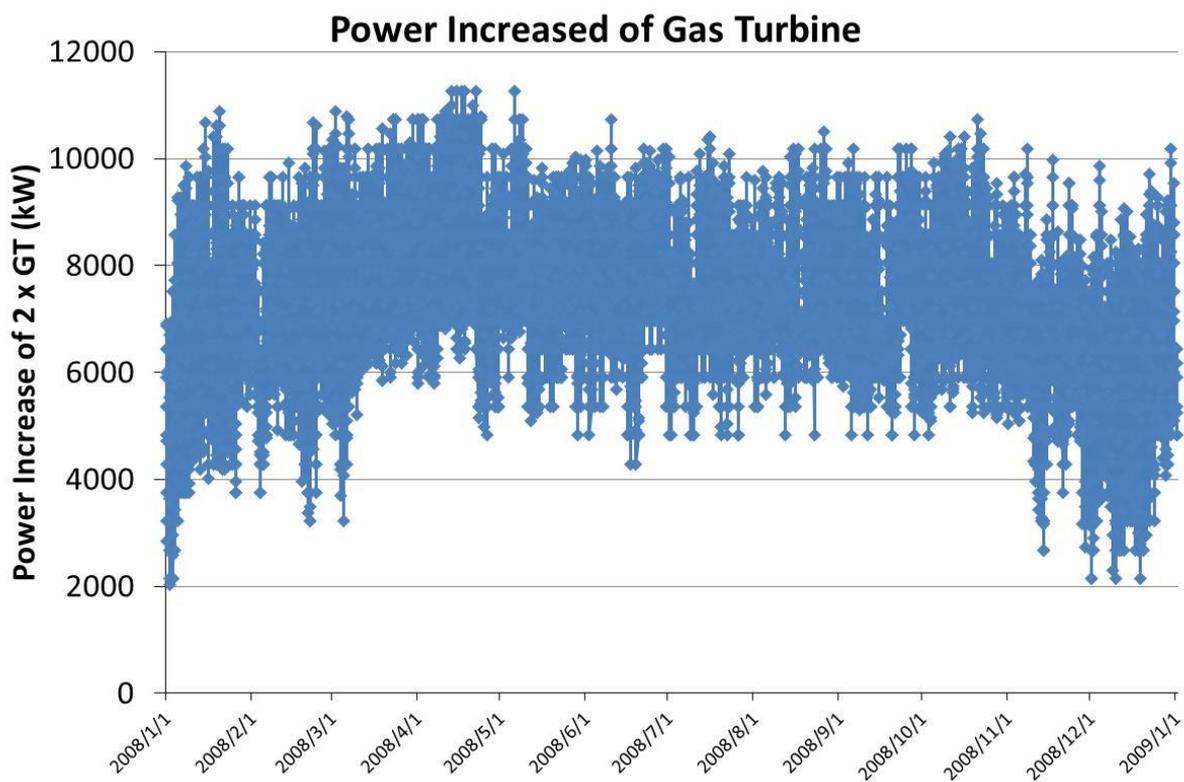
(1) 外気温度



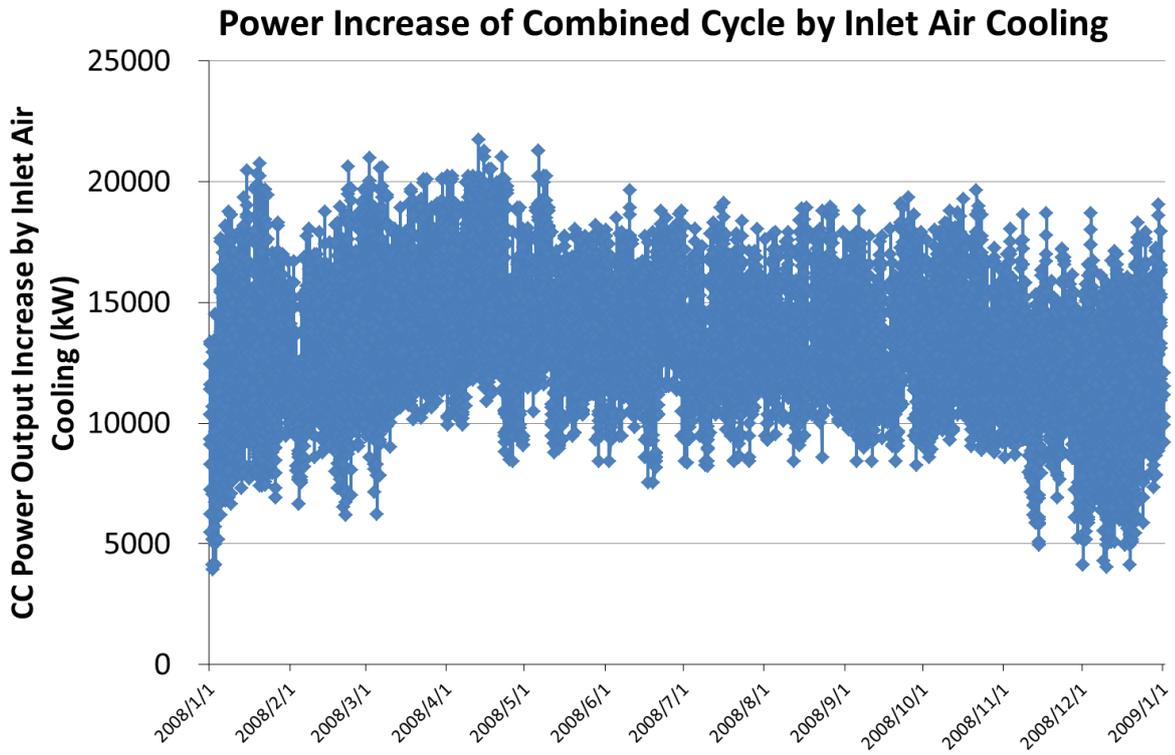
(2) 吸気冷却システムを使用しないガスタービンの出力



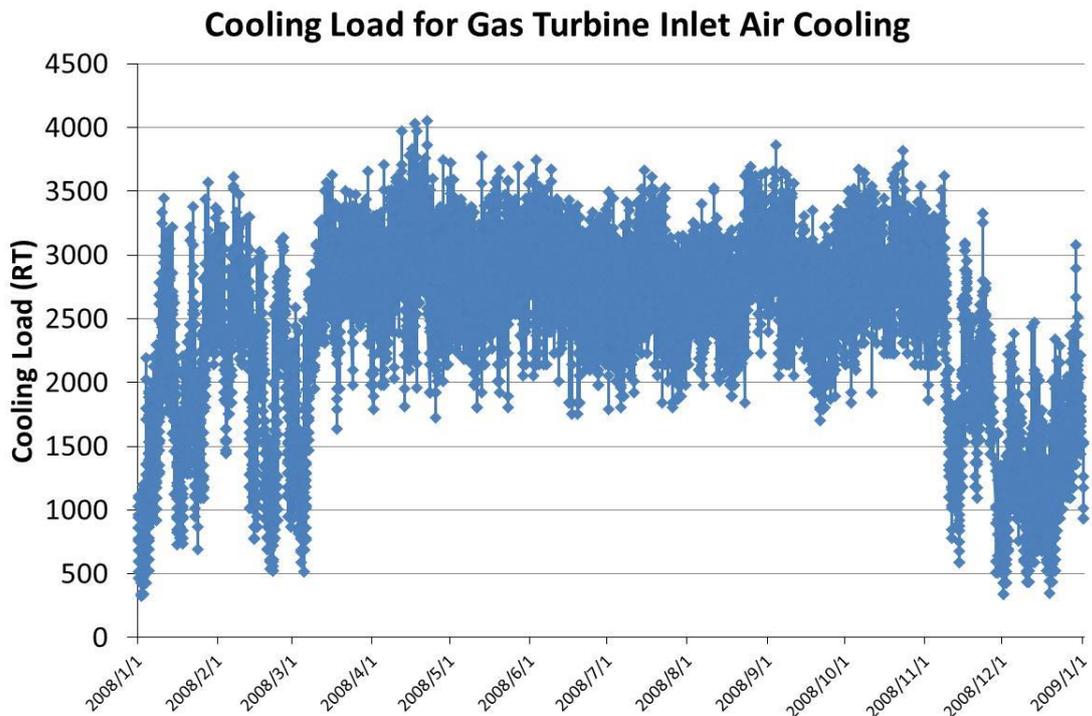
(3) 吸気冷却システムによるガスタービン（2台）の電力増加



(4) 吸気冷却システムによるコンバインドサイクル発電量の増加



(5) 吸気冷却による冷房負荷



資料 - 5.2

S 社製 ガスタービン吸気冷却適用モデルケース

1 検討対象プラント概要

ドイツ系の企業が投資しているSPP 事業者に対してガスタービン吸気冷却の適用のための計画条件を提供してもらい経済性の検討をおこなった。本検討対象プラントはS 社のガスタービン40MW級機種 x 2 +蒸気タービンからなる。システム詳細およびCO2削減量検討結果は、添付にします。本検討対象の客先は、同一仕様のSPP発電所を5ヶ所保有する。

定格	ガスタービン	蒸気タービン	最大出力	設計外気温度	最大電力	平均電力 デマンド	設計蒸気供給	EGAT 電力供給	工業団地
142.1MW	50MW x 2	42.1MW x 1	132 MW	15℃	128MW	104MW	30t/h	平均 80MW 最大 90MW	平均 24 MW 最大 38 MW

2 吸気冷却用 FS（ドイツ系企業 B 社向け）

2.1 概要

本書は、ドイツ系企業 B 社のガスタービン複合発電システムの電力増加について、検討内容をまとめたものである。

2.2 ガスタービンコンバインドサイクル発電プラントの構成

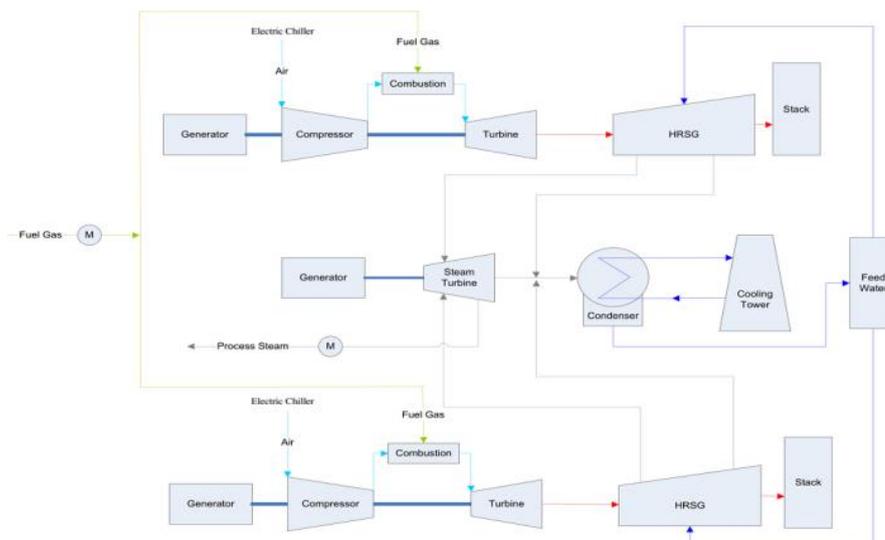


図 1 ガスタービンコンバインド発電サイクルの構成

(1) 定格性能

No	Item	Information	Unit	Remarks
1	GTメーカー	S社		
2	GTモデル	40MW級機種		
3	GT台数	2	set	
4	運転開始年	2013		
5	定格電力出力	48,845	kW	
6	GT設計外気温度	15	degC	
7	GT設計外気湿度	76	%	
8	設計条件での吸気流量	-	Kg/S	
9	設計条件での燃料消費	9.256	SCF/kWh	
10	GT発電効率	9,727	kJ/kWh	
11	HRSG 蒸気 (LP)			
	a. 温度	245.9	degC	
	b. 圧力	8.97	bara	
	c. 蒸気流量	11.88	Ton/h	
12	HRSG 蒸気 (HP)			
	d. 温度	514.2	degC	
	e. 圧力	79.3	bara	
	f. 蒸気流量	64.56	Ton/h	

- (2) ガスタービン吸気冷却による電力増加
電力出力の増加は、周囲温度によって異なるが、吸気温度を 35°C から 15°C へ冷却することで 8MW の電力増加を見込むことができる。
- (3) ヒートレートの向上
ヒートレートは、10.09MJ/kW から 9.6MJ/kW (約 4.8%) に向上する。

2.3 蒸気タービン出力の特性

蒸気タービン出力と蒸気消費量の関係を以下に示す。

蒸気流量50t/hで蒸気タービン出力14MW

蒸気流量100t/hで蒸気タービン出力30MW

$$\text{蒸気出力の増加率} = (30\text{MW} - 14\text{MW}) / (100\text{t/h} - 50\text{t/h}) = 0.32\text{MW/トン-蒸気}$$

2.4 必要な冷房能力

(1) 燃焼空気流量

吸気流量条件を入手出来なかったため、米国系 G 社同クラスガスタービンを基に吸気流量を 3.55kg/MW と想定する。

$$\text{燃焼空気流量} = 3.55\text{kg/MW} \times 47\text{MW} = 166.85\text{kg/s}$$

(2) 周囲空気の条件

図 2 にタイ国の周囲温度を示す。

吸気冷却システムの設計温度は、35°C、40%と決定できる。

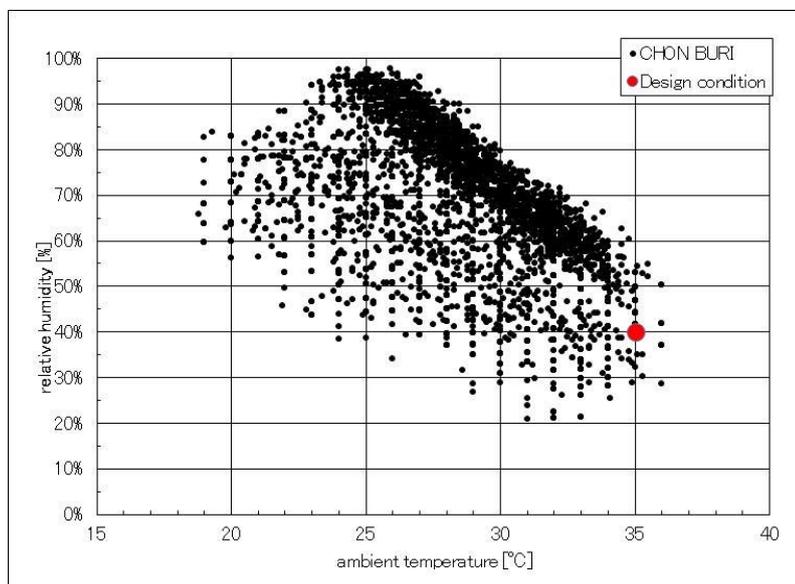


図 2 周囲温度の条件

2.5.吸気冷却システムの冷凍機システム計画

b. 吸気冷却コイルの吸気条件

GT 設計周囲温度	35°C
GT 設計周囲 湿度	40%
吸気のエンタルピー	17kcal/kg

b. 空気冷却コイルの排気条件

GT 設計周囲温度	15°C
GT 設計周囲 湿度	100%
吸気のエンタルピー	9.9kcal/kg

吸気冷却がある場合の燃焼エアーク流量 $130\text{kg/s} \times 1.146 = 149\text{ kg/s}$ (ガスタービン1台)

$$\begin{aligned} \text{必要な冷房能力} &= 166.85\text{kg/s} \times (17\text{ kcal/kg} - 9.9\text{ kcal/kg}) \times 3600 / 3024 \\ &= 1410\text{ RT} \times \text{ガスタービン (2台)} \\ &= 2800\text{RT} \end{aligned}$$

2.6.ユーティリティ条件

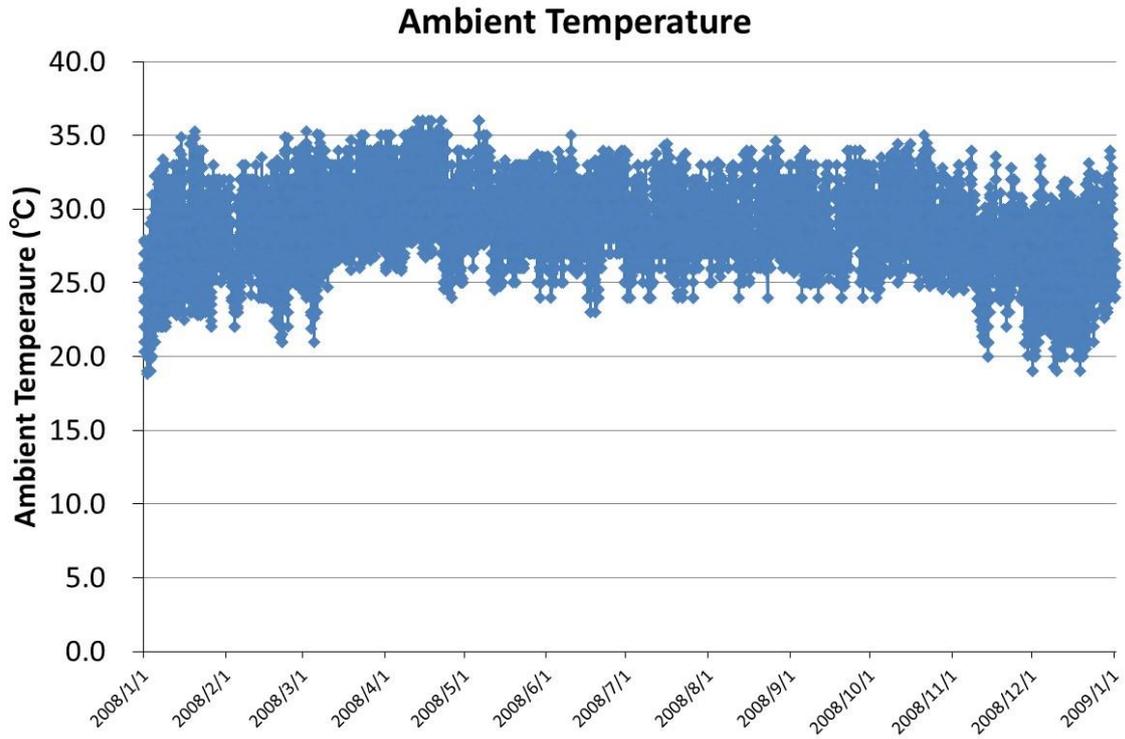
GT吸気冷却システムの経済性について、ユーティリティ条件は下記条件で計算する。

項目	データ	単位
平均燃料発熱量(HHV)	996	MMBTU/SCF
燃料価格	320	Baht/MMBTU
EGAT に対する発電量の販売価格	2.95	Baht/kWh (*1)
産業に対する発電量の販売価格	3.35 (11kV に対して)	Baht/kWh (*1)
用水コスト	20	Baht/m ³

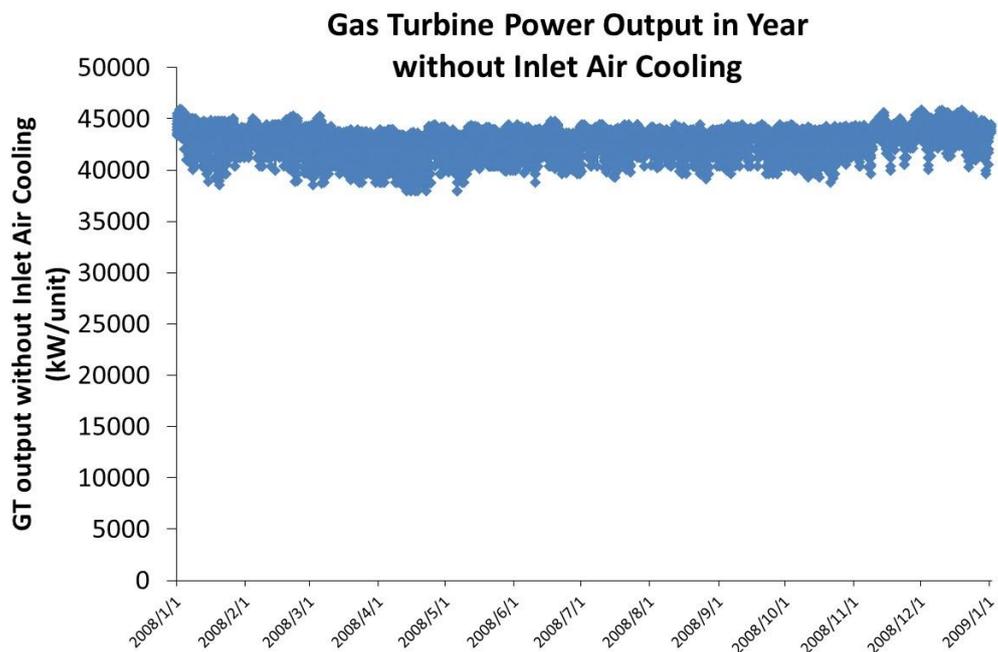
2.7.吸気冷却システムのメリット算出

吸気冷却システムのメリットは、(5.1)–(5.11) 式を年間気象条件をガスタービンの運転条件に適用し、365日 x 24時間のコージェネレーションシステムのシミュレーションを行い 吸気冷却システムのメリットを計算した。

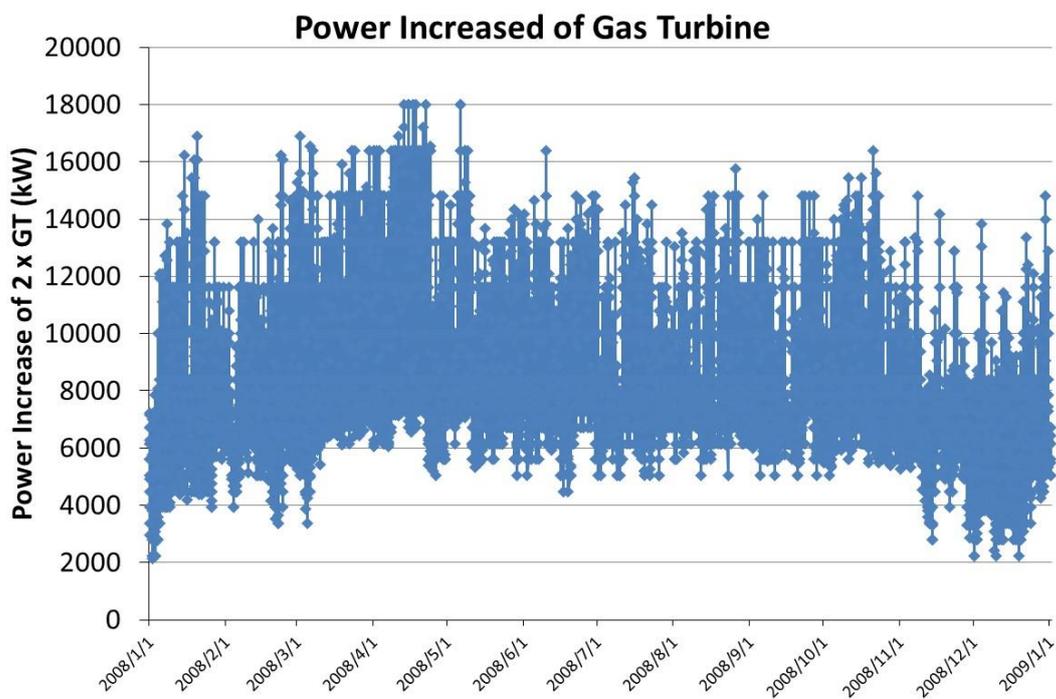
(1) 周囲温度



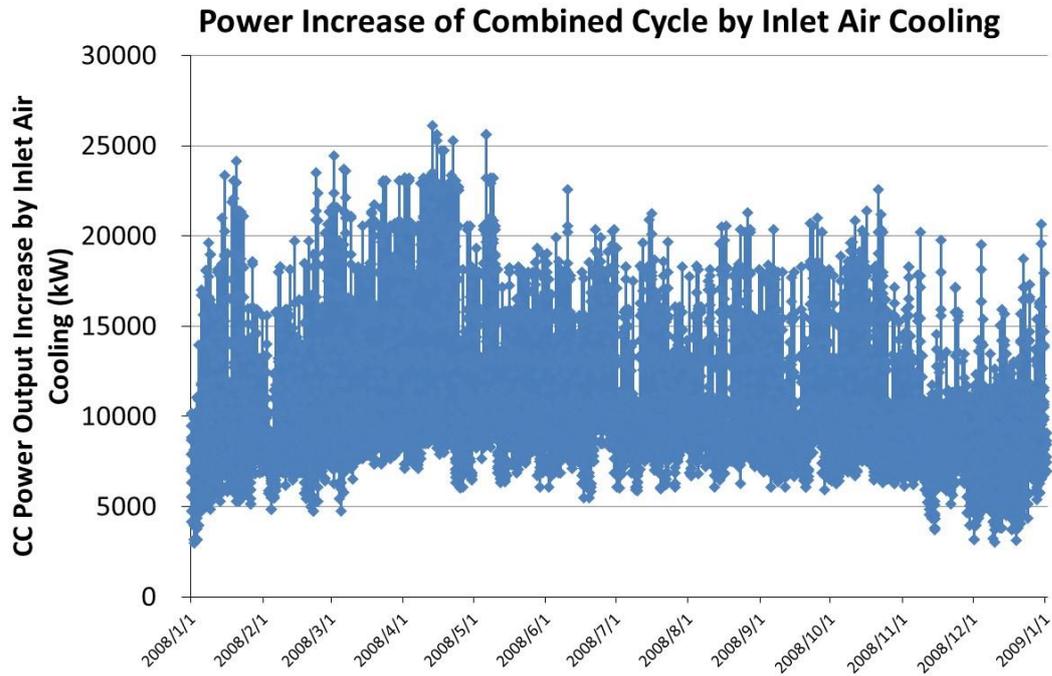
(2) 吸気冷却システムを使用しないガスタービンの出力



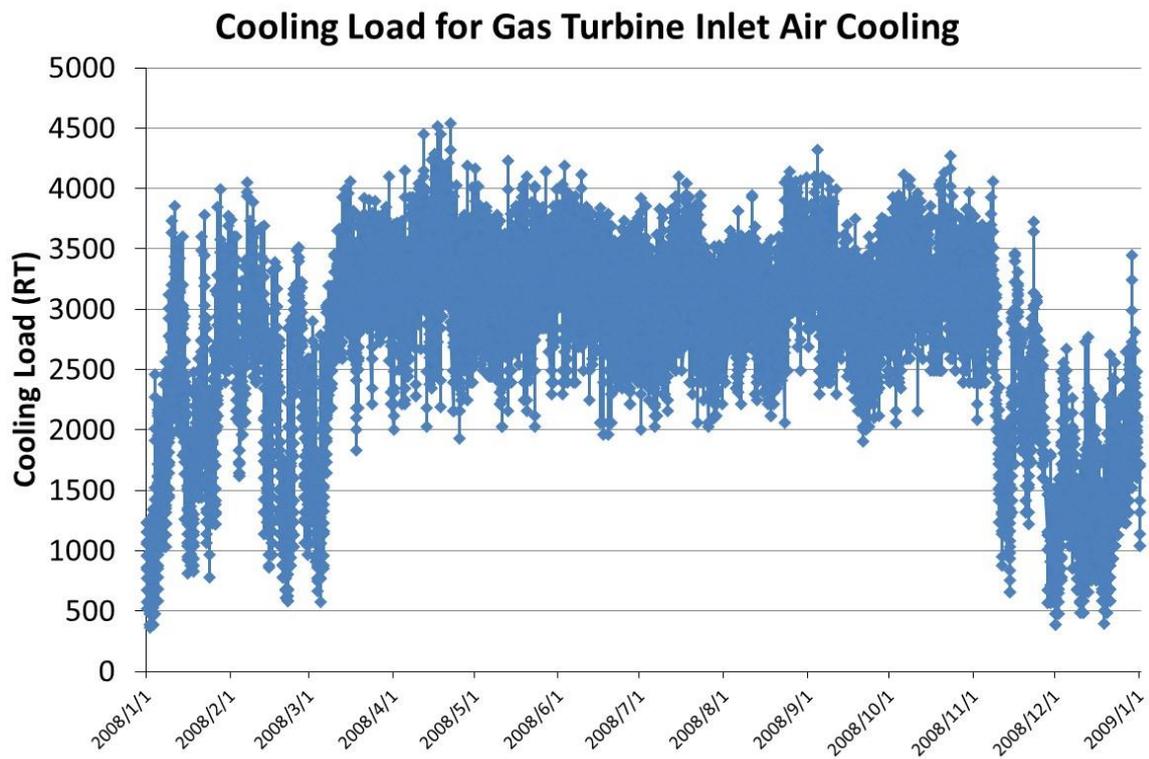
(3) 吸気冷却システムによるガスタービン（2台）の電力増加



(4) 吸気冷却システムによるコンバインドサイクル発電量の増加



(5) 吸気冷却による冷房負荷



[ガスタービン吸気冷却システムのメリット]

コンバインドシステムの年間算定に基づき、ガスタービン吸気冷却システムのメリットは以下のようになる。

ガスタービン吸気冷却システム適用前後の年間発電量およびグリッドからの年間買電量

項目	吸気冷却適用前	吸気冷却適用後
GTCC 年間発電量	979,872 MW h/年	1,070,316 MW h/年
グリッドからの買電量	90,444 MW h/年	0 MW h/年
GTCC の CO2 発生量	396,611 トン-CO2/年	423,417 トン-CO2/年
グリッドの CO2 発生量	54,176 トン-CO2/年	0 トン-CO2/年

GT吸気冷却システムの年間費用のメリット 117,110,352 Bhat/年
CO2削減量 27,370 トン-CO₂/年

冷凍機システム能力 4,000RT
冷凍機コスト 1,500US\$/RT
総費用 600万US\$

通貨為替 32.57Bhat/US\$

ガスタービン吸気冷却システム容量	4000RT
IACS の予算	1500US\$/RT US\$6,000,000
投資回収	195,420,000Bhat 1.67 年

第6章 MRV方法論(案)、PDD(案)の作成

6.1 MRV方法論(案)

(1) 方法論タイトル

「IPP、SPPにおけるガスタービンコージェネプラントへの吸気冷却システム適用」

(2) 用語の定義

用語	定義
ガスタービンコンバインド発電設備	ガスタービンで発電後の排熱を利用して蒸気タービンを駆動させることにより高効率に発電する設備
吸気冷却システム	ガスタービン発電設備に置いて、吸い込み空気を冷凍機等で冷却することにより、吸い込み空気量を増大させて発電量を増加させるシステム
コージェネプラント	化石燃料発電プラントにおいて、発電と同時に熱供給（温水、冷水）を行う設備
IPP	Independent Power Producer、独立系発電事業者
SPP	Small Power Producer、小規模発電事業者

(3) 方法論の概要

1) GHG 削減手段

既存のガスタービンコンバインド発電設備に対して、吸気冷却システムを付加することによりガスタービンコンバインド発電設備の発電量を増加させる。ガスタービンコンバインド発電設備における炭酸ガス発生原単位は一般的に電力系統の炭酸ガス発生原単位に比して大幅に改善されることにより、電力系統の電力を上記吸気冷却システムで増大させた発電量で置き換えることにより炭酸ガス発生量を削減する。

また、吸気冷却システムで吸い込み空気温度を低下させることによりガスタービンコンバインド発電設備の発電効率も向上し燃料消費量が減少することにより炭酸ガス排出量が削減される。

2) ベースライン排出量の算定方法

▶ベースライン排出量は、対象とするガスタービンコンバインド発電設備での発電に使用される燃料に起因する炭酸ガス排出量とする。

3) プロジェクト排出量の基本的な考え方

▶プロジェクト排出量は、対象とするガスタービンコンバインド発電設備に**吸気冷却システムを付帯させた場合の炭酸ガス排出量**から、吸気冷却システムを付帯させることにより増加した発電量を電力系統に供給することにより電力系統側で減少した炭酸ガス発生量を差し引いたものとする。

▶**吸気冷却システムによる増加発電量は**実際の増加発電量からプロジェクトシナリオによる電力消費量（冷凍機駆動用電力等）を差し引いた正味の発電増加量とする。

4) 参考とした MRV 方法論

J-MRV	株式会社国際協力銀行の地球環境保全業務における温室効果ガス排出削減量の測定・報告・検証に係るガイドライン
-------	--

(4) 適格性要件

本方法論は、以下の要件をすべて満たすことができるプロジェクトに適用することができる。

要件 1：対象とする発電設備は、タイ国の SPP または IPP ガスタービンコンバインドサイクル発電設備である。

要件 2：ガスタービン発電設備に吸気冷却システムを付加した設備が対象となる。

要件 3：吸気冷却システムを付加することにより、増加した電力を電力系統または周辺の需要先に売電できる設備を対象とする。

(5) 排出源と GHG のタイプ

1) ベースライン排出

排出源	GHG 種類
ガスタービンコンバインド発電設備において発電のために消費した燃料に起因する排出	CO ₂

2) プロジェクト排出

排出源	GHG 種類
プロジェクト活動で吸気冷却システムを附帯されたガスタービンコンバインドサイクル発電設備において発電のために消費した燃料に起因する排出から、プロジェクト活動によって増加する発電量を当該国における平均的な手法で生成したと仮定した場合の排出を差し引いた排出	CO ₂

- (6) ベースライン排出量の設定とその計算
 ベースライン排出量は、下式の通り計算できる。：

$$BE_y = BE_{FUEL,COM_y} \quad (6.1.1-1)$$

ここで、 BE_{FUEL,COM_y} は下式の通り計算できる。

$$BE_{FUEL,COM_y} = EG_{B_y} \times FEEL_{COMB} \quad (6.1.1-2)$$

$$EG_{B_y} = EG_{GTB_y} + EG_{STB_y} \quad (6.1.1-3)$$

$$EG_{GTB_y} = \text{③③③} EG_{GTB}(T(m,d,h)) \quad (6.1.1-4)$$

$$EG_{STB_y} = \text{③③③} EG_{STB}(EG_{GT}(T(m,d,h))) \quad (6.1.1-5)$$

パラメーター	SI 単位	内容
BE_y	tCO ₂ /yr	y 年におけるベースライン排出量
BE_{FUEL,COM_y}	tCO ₂ /yr	y 年におけるベースラインでのガスタービンコンバインド発電設備で発電位用いられた燃料に起因するCO ₂ 排出量
EG_{B_y}	MWh/yr	ベースラインでのガスタービンコンバインド発電設備の年間発電量
EG_{GTB_y}	MWh/yr	ベースラインでのガスタービンによる年間発電量
EG_{STB_y}	MWh/yr	ベースラインでの蒸気タービンによる年間発電量
$FEEL_{COMB}$	tCO ₂ /MWh	ベースラインでのガスタービンコンバインド発電設備の電力CO ₂ 排出係数
$T(m, d, h)$	K	ガスタービン空気吸い込み温度

- (7) プロジェクト排出量の算定
 プロジェクト排出量は、下式の通り計算できる。：

$$PE_y = PE_{FUEL,COM_y} - PE_{EL,GRID_y} \quad (6.1.1-6)$$

ここで、 PE_{FUEL,COM_y} 、 $PE_{EL,GRID_y}$ は、下式の通り計算できる。

$$PE_{FUEL,COM_y} = EG_{P_y} \times FEEL_{COMB} \quad (6.1.1-7)$$

$$PE_{EL,GRID_y} = EG_{INC_y} \times FEEL_{GRID} \quad (6.1.1-8)$$

$$EG_{INC,y} = EG_{P,y} - EG_{B,y} - ECTURBO \quad (6.1.1-9)$$

$$EG_{P,y} = EG_{GTP,y} + EG_{STP,y} \quad (6.1.1-10)$$

$$EG_{GTP,y} = \sum_m \sum_d \sum_h EG_{GTP}(Td) \quad (6.1.1-11)$$

$$EG_{STP,y} = \sum_m \sum_d \sum_h EG_{STP}(EG_{GTP}(Td)) \quad (6.1.1-12)$$

パラメーター	SI 単位	内容
PE_y	tCO ₂ /yr	y年におけるプロジェクトでのCO ₂ 排出量
$PE_{FUEL,COM,y}$	tCO ₂ /yr	y年におけるプロジェクトでのガスタービンコンバインド発電設備で発電に用いられた燃料に起因するCO ₂ 排出量
$PE_{EL,GRID,y}$	tCO ₂ /yr	プロジェクトでY年に増加した発電量を系統から供給した場合のCO ₂ 排出量
$EG_{INC,y}$	MWh/yr	プロジェクト活動で増加する年間発電量
$ECTURBO$	MWh/yr	プロジェクト活動で吸気冷却のために稼働するターボ冷凍機で消費する電力量
$FEEL_{GRID}$	tCO ₂ /MWh	電力系統で供給される平均的な電力のCO ₂ 排出係数
$EG_{P,y}$	MWh/yr	プロジェクトでのガスタービンコンバインド発電設備の年間発電量
$EG_{GTP,y}$	MWh/yr	プロジェクトでのガスタービンによる年間発電量
$EG_{STP,y}$	MWh/yr	プロジェクトでの蒸気タービンによる年間発電量
Td	K	ガスタービン吸い込み空気設計温度

(8) リークージ

顕著な影響が認められない限り、リークージは考慮しないものとする。

(9) GHG 排出削減量の算定

GHG 排出削減量は、下式の通り計算できる。：

$$ER_y = (BE_y - PE_y) \times ETA_{OPE} \times ETA_{LOAD} \quad (6.1.1-13)$$

パラメーター	SI 単位	内容
ER_y	tCO ₂ /yr	y年における推定CO ₂ 排出削減量
ETA_{OPE}	—	y年におけるプロジェクト設備の稼働率

<i>ETA_{LOAD}</i>	—	y年におけるプロジェクト設備の負荷率
---------------------------	---	--------------------

(10) 固定値としてのデータおよびパラメーター・添字の説明

上記(6)(7)について、事前に固定するデータとその出所および変数・添字の説明は下表の通りである。

変数、添字	SI 単位	内容
<i>x</i>	-	クレジット期間
<i>y</i>	-	クレジット期間中の特定年 (1～ <i>x</i>)
<i>m</i>	-	月
<i>d</i>	-	日
<i>h</i>	-	時間
<i>B</i>	-	ベースライン
<i>P</i>	-	プロジェクト
<i>T</i>	K	空気吸い込み温度
<i>T_d</i>	K	設計吸い込み温度
<i>EL</i>	-	電力
<i>FUEL</i>	-	燃料
<i>COM</i>	-	コンバインド発電設備
<i>GT</i>	-	ガスタービン
<i>ST</i>	-	蒸気タービン
<i>GRID</i>	-	電力系統
<i>INC</i>	-	増加量
<i>ETA</i>	-	比率
<i>LOAD</i>	-	負荷
<i>OPE</i>	-	運転

(11) モニタリングするデータ・パラメーター

上記(6)、(7)について、GHG 排出削減量算出のためにモニタリングが必要となるデータ・パラメーターは、以下の通りである。：

パラメーター	SI 単位	内容
<i>FEEL_{GRID}</i>	tCO ₂ /MWh	グリッドで供給される平均的な電力のCO ₂ 排出係数 ▶デフォルト値 (0.599 t-CO ₂ /MWh)
<i>FEEL_{COMB}</i>	tCO ₂ /MWh	ベースラインでのガスタービンコンバインド発電設備の電力 CO ₂ 排出係数

$FEEL_{COMP}$	tCO ₂ /MWh	プロジェクトでのガスタービンコンバインド発電設備の電力CO ₂ 排出係数
T	K	ガスタービン吸気温度 ➤ 温度計による計測値
$EG_{B y}$	MWh/yr	ベースラインでのガスタービンコンバインド発電設備の年間発電量 ➤ プロジェクトでの年間発電量と吸い込み温度Tから逆算
ETA_{OPE}	—	y年におけるプロジェクト設備の稼働率 ➤ 発電設備運転記録
ETA_{LOAD}	—	y年におけるプロジェクト設備の平均負荷率 ➤ 発電設備運転記録
$FEEL_{COMP}$	tCO ₂ /MWh	プロジェクトでのガスタービンコンバインド発電設備の電力CO ₂ 排出係数 ➤ 発電設備記録の年間発電量と燃料消費量から推算

6.2 PDD (案)

Joint Crediting Mechanism Project Design Document Form

Note: This JCM Project Design Document (PDD) is drafted as the result of the GEC's JCM Feasibility Study Programme in JFY2013. Therefore, this draft PDD is not officially approved by any governments involved in JCM, and is subject to change in the future.

A. プロジェクトの記述

A.1. プロジェクト名

IPP、SPP におけるガスタービンコージェネプラントへの吸気冷却システム適用

A.2. プロジェクト及び適用技術及び/または措置の概要

本提案のJCMプロジェクトは、タイ国のコージェネプラント及びタイ国際空港地域冷房プラントを対象に、ガスタービンの吸気予冷システム及び高効率のターボ冷凍機を導入することによりエネルギー効率を改善し、エネルギー起源の二酸化炭素排出量の削減を目的としたものである。

具体的には、下記の2種のシステムについてその効果と可能性を調査する。

- (1) タイ国の SPP、IPP を対象としてガスタービンに吸気冷却システムを追加設置することにより複合発電システムの出力増加と発電効率の改善を図り電力系統に CO₂ 発生原単位の少ない電力を供給することにより二酸化炭素排出量削減を図る。
- (2) 典型的なコージェネプラントとしてスワナプーンスワンナプーム国際空港地域冷房プラントを対象として既存の吸収冷凍機を高効率のターボ冷凍機と置き換えることにより余剰となる蒸気で発電量を増加させることにより電力系統に CO₂ 発生原単位の少ない電力を供給することにより二酸化炭素排出量削減を図る。

A.3. プロジェクトの実施場所 (経度緯度を含む)

国	タイ
省、州、県	スワナプーンスワンナプーム バンコク
緯度、経度	東経 100 度 34 分、北緯 13 度 44 分

A.4. プロジェクト参加者名

タイ	未定
日本	地球環境戦略研究機関、三菱重工業

A5 プロジェクト期間

プロジェクトの開始時期	未定
予測されるプロジェクトの継続期間	10 年間

A6 先進国からの貢献

本プロジェクトでは日本から先進的な高効率発電技術及び冷凍システム技術が提供される。また、同種のシステムの高効率化に関する適用、運転技術等のノウハウも継承される。

B. 承認方法論の適用

B.1. 方法論の選択

適用される方法論	JCM-JP-***-***
Version number	Ver. **

B.2. プロジェクトが承認方法論の適用性要件をどのように満たすかについての説明

適格基準	方法論の説明	プロジェクト情報
基準 1	対象とする発電設備は、タイ国のSPPまたはIPPガスタービンコンバインドサイクル発電設備であること。	タイ国内には、タイ企業と海外企業が提携して多くのSPP事業を展開しており、対象となる設備も多数ある。
基準 2	ガスタービン発電設備に吸気冷却システムを付加できる設備であること。	SPP事業者の多くは、吸気冷却が適用可能なガスタービンプラントを採用しているところが多い。
基準 3	吸気冷却システムを付加することにより、増加した電力を電力系統または周辺の需要先に売電できる設備を対象とする。	吸気冷却システムは日本国内でも実績のある確立された技術である。

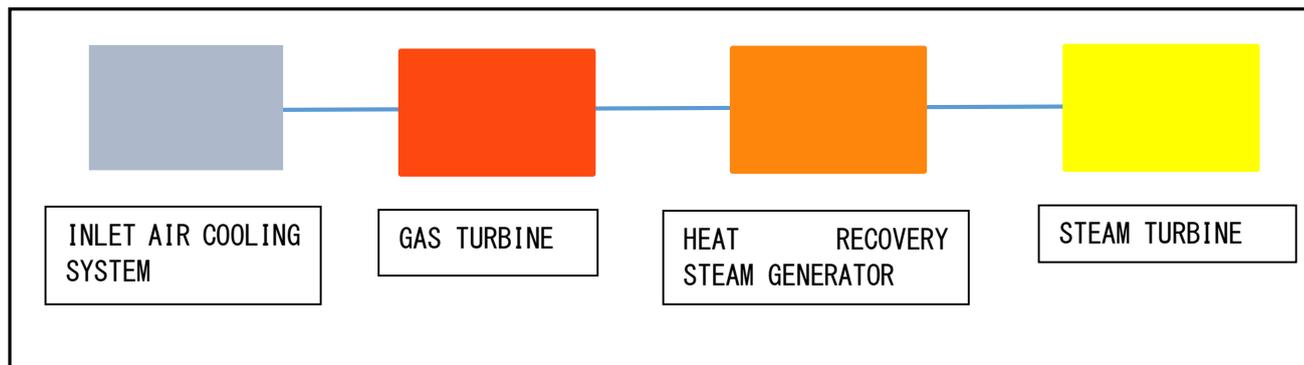
C. 排出削減量の算定

C.1. プロジェクトに関連する全ての排出源と関連する温室効果ガス

JCM プロジェクトに関連のある全ての温暖化ガス排出源

現状の排出	
排出源	温暖化ガス
発電用燃料	CO ₂
プロジェクトでの排出	
排出源	温暖化ガス
発電用燃料	CO ₂

C.2. プロジェクトに関連する全ての排出源及びモニタングポイントの図



C.3. 各年の推定排出量削減量 (1 対象プラントについて)

年	現状の排出量 (tCO _{2e})	プロジェクト実行後の排出量の評価 (tCO _{2e})	排出量の現象の予想 (tCO _{2e})
1 年目	410,000	390,000	20,000
2 年目	410,000	390,000	20,000
3 年目	410,000	390,000	20,000
4 年目	410,000	390,000	20,000
5 年目	410,000	390,000	20,000

D. 環境影響評価

プロジェクトに対する環境影響評価の法的な要請	N/A
------------------------	-----

E. 地域の利害関係者との協議

E.1. 地域利害関係者からの要請

ない

E.2. 受領したコメントの要旨とそれらの検討

要請はない

F. 参考資料

ない

Reference lists to support descriptions in the PDD, if any.

Monitoring Plan Sheet (calculation process sheet)

モニタリングシート(兼 効果評価シート)

			SPP-A	SPP-B	単位	パラメータ	出典
I. 吸気冷却の効果							
1. 排出削減量の算定結果							
	排出削減量		27333.1	39887.2	tCO ₂ /yr	ER _{y,estimated}	
2. 選択されたデフォルト値等							
	設備稼働率		1.0	1.0	—	ETA _{OPE}	
	設備負荷率		1.0	1.0	—	ETA _{LOAD}	
	燃料(液化天然ガス)発熱量		38.06	38.06	MJ/Nm ³		*1
	電力系統平均CO ₂ 排出係数		0.599	0.599	tCO ₂ /MWh	FE _{EL GRID}	*1
3. ベースラインでの排出量算定結果							
	ベースライン排出量		397,155	415,689	tCO ₂ /yr	BE _y	
	ベースラインでの年間発電量		979,872	1,073,475	MWh/yr	EG _{B y}	
	ベースラインの発電設備におけるCO ₂ 排出係数		0.405	0.387	tCO ₂ /MWh	FE _{EL COM B}	
	ベースラインでの燃料消費量		191,862,558	200,815,870	Nm ³		
	ベースラインで使用する燃料の発熱量(LHV)		38.06	38.06	MJ/Nm ³		*1
	ベースラインで使用する燃料のCO ₂ 排出係数		2.070	2.070	kg-CO ₂ /Nm ³		*1
4. プロジェクト活動での排出量算定結果							
	プロジェクト活動排出量		369,822	375,802	tCO ₂ /yr	PE _y	
	プロジェクト活動で発電に用いられた燃料に起因する排出量		423,998	443,212	tCO ₂ /yr	PE _{FUEL COM y}	
	プロジェクト活動での年間発電量		1,070,316	1,186,013	MWh/yr	EG _{P y}	
	プロジェクト活動の発電設備におけるCO ₂ 排出係数		0.396	0.374	tCO ₂ /MWh	FE _{EL COM P}	
	プロジェクトでの燃料消費量		204,830,100	214,112,054	Nm ³ /yr		
	プロジェクトで使用する燃料の発熱量(LHV)		38.06	38.06	MJ/Nm ³		*1
	プロジェクトで使用する燃料のCO ₂ 排出係数		2.070	2.070	kg-CO ₂ /Nm ³		*1
	プロジェクト活動で増加した発電量を系統から供給した場合の排出量		54,176	67,410	tCO ₂ /yr	PE _{EL,GRID y}	
	プロジェクト活動で増加した年間発電量		90,444	112,538	MWh/yr	EG _{INC y}	
	電力系統平均CO ₂ 排出係数		0.599	0.599	tCO ₂ /MWh	FE _{EL GRID}	*1
*1: 出典: TGOレポート THE STUDY OF EMISSION FACTOR FOR ELECTRICITY GENERATION OF THAILAND IN YEAR 2010							
				引用値			
				計測値(予測値)			

添付資料		
PDD の修正履歴		
Version	年月日	Contents revised
01.00	2015年3月3日	初版

第7章 プロジェクトの実施に向けた具体的な資金計画、工事計画、運営計画、実施体制等

プロジェクトの実施に向けた具体的な資金計画、工事計画、運営計画、実施体制等を検討する。

7.1 ガスタービン吸気冷却システムの実施における工程

タイ国 SPPのガスタービン吸気冷却システムのプロジェクトは、下記の様に想定される。

(1) SPP 事業者に対するガスタービン吸気冷却システムの JCM 要件に対する適格性

表-7.1 SPP ガスタービン吸気冷却システムの適格性に対する考察

適格性	要件内容	当プロジェクトに関する説明
要件 1	<ul style="list-style-type: none"> “チェックリスト”により、JCMの下での提案プロジェクトの適格性と、JCM方法論のプロジェクトへの適用可能性を容易に判断することができる 	本FS 第8章においてMRV及びPPDについて説明。
データ (パラメータ)	<ul style="list-style-type: none"> パラメータのリストにより、JCM方法論を用いた温室効果ガス排出削減量/吸収量の計算に必要なデータを、プロジェクト参加者が知ることができる。 国やセクター固有のデフォルト値があらかじめ提供される。 	<p>SPP発電設備にガスタービン吸気冷却システムを適用した場合は、下記の対応で削減効果量の評価が可能である。</p> <ul style="list-style-type: none"> 既設発電設備 中央監視装置によりすべての運転記録がなされている。 追設ガスタービン吸気冷却システム 監視装置及び運転記録装置を設置 <p>タイ国 Thailand Greenhouse Gas Management Organization (Public Organization): TGOがタイ国内の発電電力 CO2 発生原単位を毎年公表している。</p>
計算	<ul style="list-style-type: none"> あらかじめ作成されたスプレッドシートにより、パラメータに対応する値を入力することで、方法論に従った温室効果ガス排出削減量/吸収量を自動的に計算することができる。 	本FS 第8章においてMRV及びPPDについて説明。

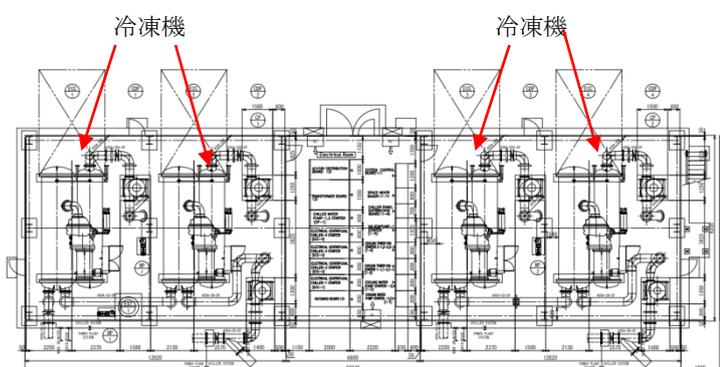
上記の通り、SPP 事業者に対するガスタービン吸気冷却適用においては JCM 要件に対する適格性を有していると思われる。

(2) ガスタービン吸気冷却システムに関わる基本計画

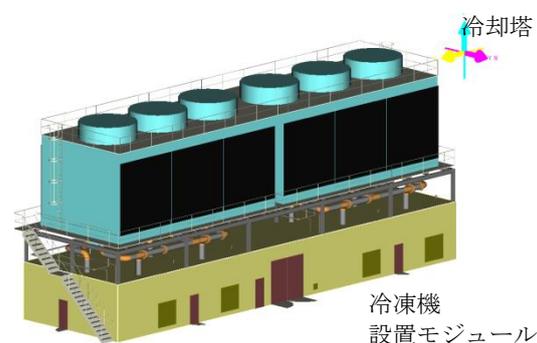
本FSにおいて、タイ国内のSPP発電事業者のガスタービン種類は2機種しかなくいずれも吸気冷却システムの冷却能力は 14.1MW (4000RT)である。
 ガスタービンの特性は、本FS において2種のガスタービン(米国 G社及びドイツS社)の特性は解析済みであり吸気冷却システムの詳細設計が可能である。

機器番号	機器名	Description	台数
ECC-1,3,5,7	ターボ冷凍機	容量 1000RT x 4台 冷水流量 432m3/h 冷水温度 入口13°C/出口6°C 冷却水流量 710m3/h 冷却水 入口30°C/出口35°C	4
CT-1,4	冷却塔	冷却水流量 750m3/h 冷却水温度 35°C/30°C 湿球温度 28°C	4
CP-1,4	冷水ポンプ	冷水流量 432m3/h ポンプ揚程 40mAq	4
CDP-1,8	冷却水ポンプ	冷却水流量 730m3/h ポンプ揚程 30mAq	4

ガスタービン吸気冷却システムは、冷凍機、ポンプ及び冷却塔をモジュールとしたユニットを建設するものとする。



ガスタービン吸気冷却システムモジュール内
冷凍機配置



ガスタービン吸気冷却システムモジュール

図-7.1 SPP ガスタービン吸気冷却システム外形イメージ

(3) 吸気冷却システムに関わるスケジュール

一般的にプロジェクトスケジュールは、機器納期により決定される。主要機器の製作スケジュールは、下記の通りとなり

機種	製作期間
冷凍機	6ヶ月
ポンプ	4ヶ月
冷却塔	4ヶ月
受変電設備	6ヶ月

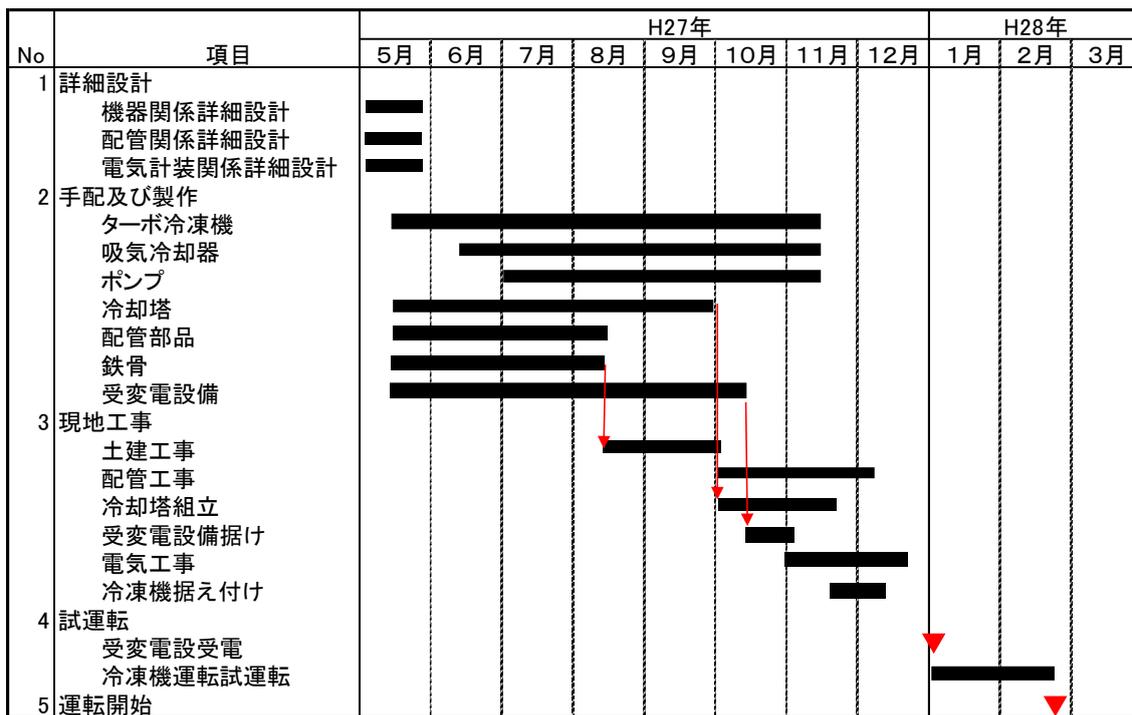
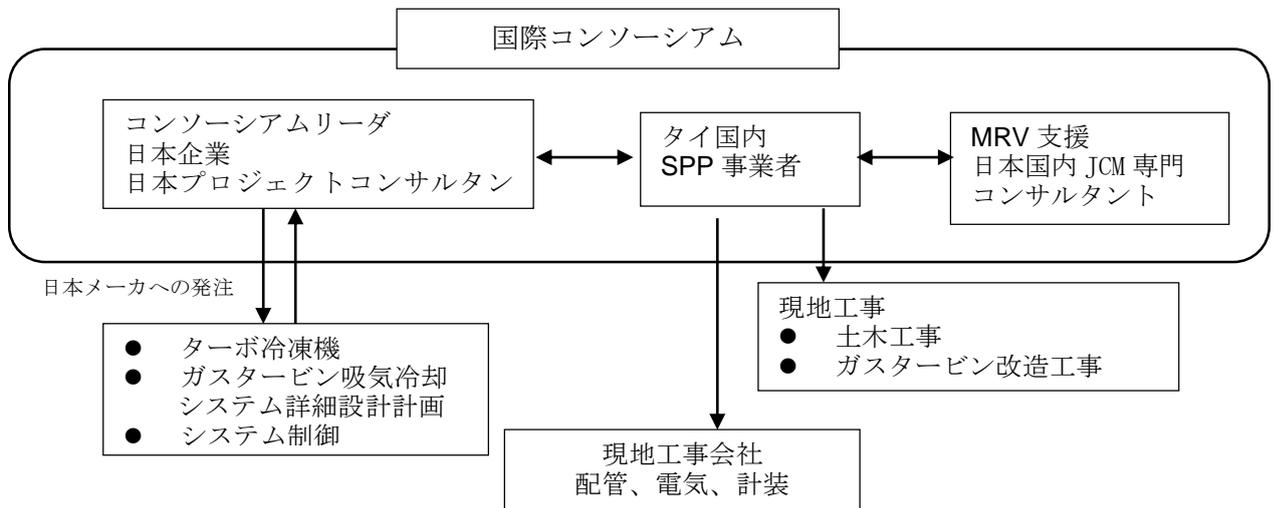


図-7.2 SPP ガスタービン吸気冷却システム建設スケジュール

7.2 実施体制

ガスタービン吸気冷却システムにおいては、タイ国内及び ASEAN 諸国で調達できない機器は、ターボ冷凍機、吸気冷却システム及びシステム制御システムがあげられるがその他は調達可能である。

実施においては、下記の実施体制が構築されるものとする。



[上記体制における配慮]

- 1) 主要機器であるターボ冷凍機及び制御システムの日本メーカーへの発注
システムの信頼性と品質の確保
- 2) 工事等
現地工事会社への発注

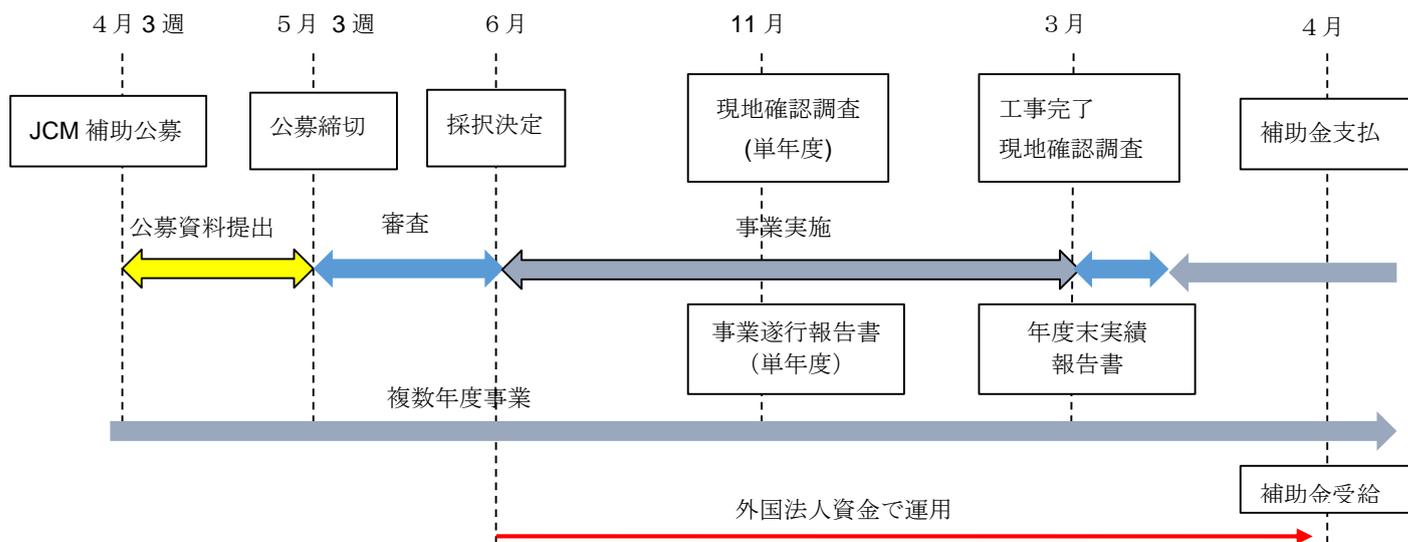
7.3 資金計画

JCM補助金事業の立ち上げにおいては、客先の費用での実施となるので、この客先費用の確保が問題となる。補助金は、各年度末に実績確認後50%支払われるため補助金受給までは、外国法人側の自己資金で実施する必要がある。

一般的には各企業とも下記のステップでの実施となるので プロジェクトの実施においては、社内稟議を通す必要あり実現のためには 6ヶ月程度は要すものと考えられる。

1. 起案部署による設備投資計画策定
- ↓
2. 起案部署による予算申請
- ↓
3. 予算投資管理部門による査定
- ↓
4. 次年度予算会議
- ↓
5. 予算決定(取締役会承認)

補助金受給においても日本政府会計年度に合わせたスケジュール設定が必要であり、プロジェクトを単年度プロジェクトとするか複数年度とするか検討の上決定する必要がある。



一般的には、EPC プロジェクトにおいては、据付試運転完了渡しとする場合があるので、業者及びメーカーへの支払い条件を補助金受給時期に合わせた契約を行うことで資金負担を軽減することが望ましい。

現段階でSPP事業者に対して JCM 補助金を活用した補助金事業を展開するにしても 全プロジェクト実施コストの自己資金の目途付けをする必要ありこの点をクリアするための時間及び予算確保が重要になる。次ページに事業採算評価を示す。

SPP 事業に対する採算性評価

天然ガスコスト	320 TBH/MMBTU
LHV	36400 kJ/Nm ³
	11.0 TBH/Nm ³

ピーク時間帯電力	2.95 Bht/kWh
オフピーク時間帯電力	2.95 Bht/kWh

ピーク時間帯	09.00 AM to 10.00 PM.
オフピーク時間帯	10.00 PM to 09.00 AM

年間発電量増加	90,444,442 kWh/Year
系統電力二酸化炭素発生原単位	0.599 kg/kWh
SPP発電二酸化炭素発生原単位	0.368 kg/kWh
年間二酸化炭素削減量	20,893 ton-CO ₂ /Year

吸気冷却システム容量	4000 RT
概算コストレベル	1500 US\$/RT
総プロジェクトコスト	US\$6,000,000
	195,420,000 Bhat
日本円換算	¥717 百万円
JCM補助金	¥359 百万円
単純投資回収	0.83 Year

年間売電電力増加	266,811,104 Bhat/年
	985 百万円/年
燃料費増加	149,700,752 Bhat/年
	552 百万円/年
収益増加	117,110,352 Bhat/年
	432 百万円/年

為替	119.5 円/US\$
	3.69 円/Bahr
	32.57 Bhat/US\$

本プロジェクトを補助金利用の場合の採算を下記の通り示す。

竣工からの年数

原価償却費

期間 5年/定額法/残存簿価 10%

(百万円)

年数	0	1	2	3	4	5	合計
実設備投資	-359						
JCM補助金	359						
設備投資	-717						
支出							
燃料増加		552	552	552	552	552	2762
メンテナンス		12	12	12	12	12	60
原価償却費		65	65	65	65	65	323
支出合計		629	629	629	629	629	3145
収益							
売電収益増		985	985	985	985	985	4923
収益		356	356	356	356	356	1778

注} 実際の効果は引き続き現地の運転実態に沿った評価が必要である

平成 26 年度アジアの低炭素社会実現のための JCM 大規模エネルギー
起源二酸化炭素削減技術導入調査事業委託業務

現地、発電所オーナーとのに対する FS 協力依頼のための出張報告

1. 出張目的

タイ国内には、タイ国際空港をはじめとして タイ国政府の SPP (Small Power Producers) プログラムを利用し、その SPP が電力供給を許された地域への電力供給及び 90MW までの電力供給条件のもとビジネスが成立し、SPP 事業者は JCM プログラムについて説明し協力をお願いした。

出張期間 : 2015 年 1 月 6 日 - 1 月 10 日

2. 面談企業

日系出資 G 社

打ち合わせ日 2015 年 1 月 7 日

面談者

タイ側 2 名

日本側 3 名

[概要]

日系出資 G 社は、複数の発電所を保有しており、発電所において、ガスタービン構成は、下記の通り。

新設プラント G 社製 6 台プラント

既設プラント S 社製

[今後のアクション]

日系出資 G 社で 吸気冷却システムの適用可能性のあるプラントを選定し、FS を行うことで了解を得た。

ヨーロッパ系出資 G 社

打ち合わせ日 2015 年 1 月 8 日

面談者

タイ側 2 名

日本側 6 名 (内 3 名はタイ国内協力会社より参加)

JCM プログラムの説明および、吸気冷却システムについて説明

FS の報告書提出までに時間もなく、今回訪問の目的である既設 SPP (工業団地内発電所) の情報を提供に協力してほしいとお願いした。

G 社としては多くのプラント、多くの GT を持っており、吸気冷却 (フォグ) 導入済みのプラントもある。

G 社のプラントの中で FS の適用の可能性がありそうな箇所を選択してもらいたい旨お願い。

1 プラント実施したいプラントがあるので、データ用意していただくこととした。

データ提供に関して資料は Confidential なものもありそういったものは NDA (守秘義務協定) の締結などが必要。 JCM プログラムについて理解したいので、詳細な資料を送ってほしい。



ヨーロッパ系出資 B 社 打ち合わせ

打ち合わせ日 2015 年 1 月 9 日

面談者

タイ側 6 名
日本側 6 名 (内 3 名はタイ国内協力会社より参加)

1. B 社 に関する説明

B 社は SPP*プログラムに基づくタイ国発電公社 (EGAT*) への電力供給、並びにアマタ・ナコーン工業団地 (AmataNakorn Industrial Estate) 内に余剰電力と発生蒸気を供給する目的で 5 ケ所の発電所を保有する。

2. 吸気冷却適用状況

G 社製のガスタービンには、4 ユニット保有しており、吸気冷却を導入済み。

S 社のガスタービンには、まだ吸気冷却を適用していない場所がある。

新設 2 プラントあり、B 社独自で吸気冷却適用の FS は実施済みだが、今回の FS にも興味がある。

3. FS 対象選定の依頼

FS 対象として適用な対象地点選定依頼したところ 2 ブロック (4 GT) 候補地がある模様。

(1) 吸気冷却に必要な場所を確保済み

(2) GT は S 社-50MW クラス。

(3) 工業団地のデマンドが増える予定であり、将来的に発電所の出力アップが必要。

FS に必要なデータの項目は、当方より提示することとした。



平成 26 年度アジアの低炭素社会実現のための JCM 大規模エネルギー
起源二酸化炭素削減技術導入調査事業委託業務

現地、発電所オーナーとの対する FS 協力依頼のための出張報告

出張期間 : 2015 年 1 月 26 日 - 1 月 28 日

4. 面談企業

(1) タイ国内企業 G 社

打ち合わせ日 2015 年 1 月 26 日

面談者

タイ側 2名

日本側 5名 (内3名はタイ国内協力会社より参加)

[概要]

タイ国内企業 G 社は SPP 発電所を 4 か所所有しており、その内 1 プラントを FS 検討対象として紹介頂いた。

<当方より説明>

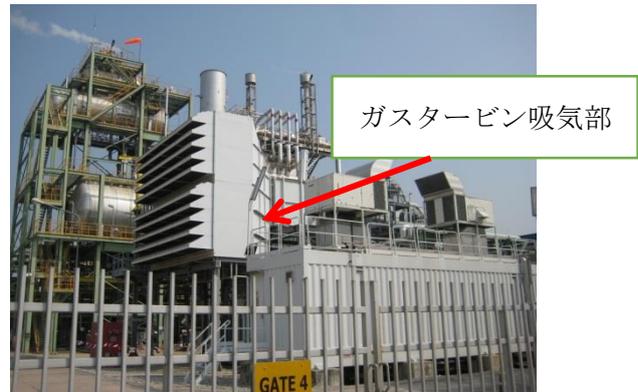
- ・政府補助金 JCM の概要。
- ・EGAT ワンノイおよび日本国内でのガスタービン吸気冷却装置納入実績を紹介。

<G 社設備概要>

客先では G 社製 40MW 級 GT2 基保有。将来もう 1 基導入予定。EGAT への売電契約は、60 MW だが、現状発電出力不足で 60 MW 売り切れておらず、出力 UP に向けて吸気冷却システムについては客先にて Wet compression のものを導入検討していた。

チラーシステムの場合、費用アップするが JCM 補助金が下りれば 50% の設備補助が可能であり、Wet compression に比べ出力がアップするので検討したい。

Wet Compression : 圧縮機にデミウォータを噴霧して、質量流量を増加させ GT 出力増を図るシステム。



(2) 日本系出資企業 G 社
打ち合わせ日 2015 年 1 月 27 日

面談者

タイ側 6名

日本側 6名 (内3名はタイ国内協力会社より参加)

[概要]

<当方より説明>

- ・新規参加者のために政府補助金JCMの概要およびタイおよび日本国内でのガスタービン吸気冷却装置納入実績を紹介。

<守秘義務契約 (NDA) について>

- ・G社はNDAを結ぶことを条件にSPPデータ提供することに合意済。

[今後のアクション]

1/7に引き続き2度目の打ち合わせ、G社はNDAを結ぶことを条件にSPPデータ提供することに合意得た。



平成 26 年度アジアの低炭素社会実現のための JCM 大規模エネルギー
起源二酸化炭素削減技術導入調査事業委託業務

現地、発電所オーナーとのに対する FS 協力依頼のための出張報告

出張期間 : 2015 年 2 月 12 日 - 2 月 13 日

5. 面談企業

(3) ヨーロッパ系出資 B 社

打ち合わせ日 2015 年 2 月 12 日

面談者

タイ側 2 名

日本側 6 名 (内 3 名はタイ国内協力会社より参加)

[概要]

B社での2回目の打合せ。既設SPP（工業団地内発電所）で吸気冷却適用可能性のあるS社製GTCCプラントの情報の提供を受け、本邦にてFS検討を実施した。今回は本検討結果をご説明するために打ち合わせを行った。

<当方より説明>

- ・ FS 検討内容のご説明。

<打ち合わせ議事>

FS検討結果の説明を実施。

検討結果は、5.2 S社製ガスタービン吸気冷却適用モデルケースに記載

本検討結果を受けてB社より検討対象のSPP発電所の実情として以下の情報を入手した。

- ・ 実際に計算を実施したプラントは、工業団地側の負荷が日変動し、土日では工業団地のユーザ負荷が下がる。また突発的な負荷増加に備え 10 MW 程度の余裕を持たせているためベースロードで運転継続しない。この様な理由から、プラント情報を提供したSPPでは吸気冷却適用の検討をしたが見送った経緯がある。
- ・ もちろん工業団地側の負荷が多ければ、吸気冷却を適用でメリットが出る。そういったサイトは他にあるがもうすでに吸気冷却を適用している状況。

<JCM適用に関して>

- ・ 今後工業団地の負荷が増えれば吸気冷却を適用したいと考えている。そういったなかでこの50%の補助は非常に興味がある。
- ・ タイ-日本間のJCM合意は間もなくであり、本JCMのプログラムは2020年まで継続するため、その間に工業団地側の負荷が増える場合は検討を依頼していただくこととした。

(4) 日本系出資 G 社
打ち合わせ日 2015年2月13日

面談者

タイ側 4名

日本側 4名（内1名はタイ国内協力会社より参加）

<概要>

日系出資G社の出資元日系企業と面談を実施した。タイー日本間のJCM プログラムの締結に向けた状況を説明（JCMに合意するよう2015/1/21タイ内閣が閣議決定、4月合意見込）し、既設SPP（工業団地内発電所）で吸気冷却適用FSに適した（負荷が十分にある）プラントの選定にご協力いただけるようお願いするために打ち合わせを行った。

<当方より説明>

- ・現状のJCM正式締結に向けた状況のご説明。
- ・タイー日本間のJCM合意は取れていないが、タイは実証案件の公募受付可能な状況であるため、2015年4月中旬に開始される実証案件公募についても協力依頼をおこなった。

<JCM案件FSの協力に対して>

- ・G社には、本取組みに対する協力に対し了解いただけた。
- ・但し、G社へは当方から出資元だけでなくタイ企業のスタッフへも同様にアプローチしており、FS検討用のプラント選定を打診中の状況であるため、窓口は今まで通りタイLocalスタッフにしてほしいとコメントがあり従うこととした。
- ・別途出資元からLocalスタッフへ本件に対する協力のお口添えいただけることになった。

<SPPに関して>

Localスタッフから特定プラントは提示することになるとのこと

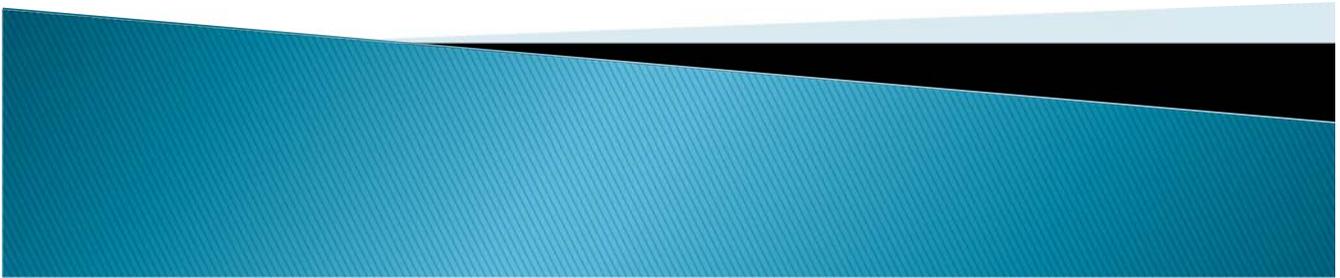
<JCM実証案件の公募に対して>

FSの主旨、内容については了解頂けたが、実際に実施するかについては事業判断が伴うことを理解いただきたいとコメントがあった。

JCM大規模エネルギー起源 二酸化炭素削減技術導入調査報告

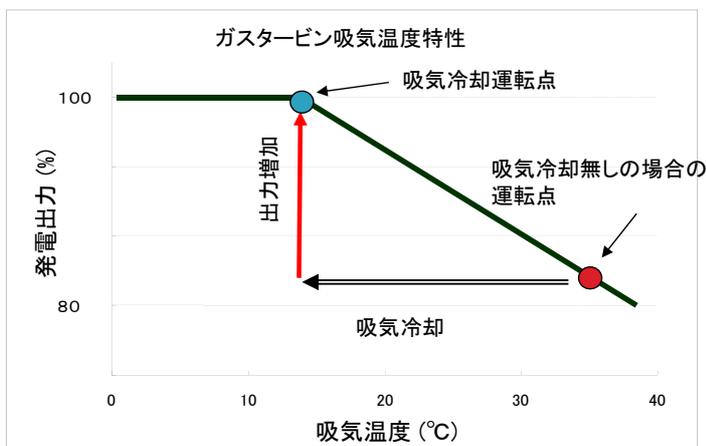
SPP事業者 ガスタービンコンバインドサイクル発電設備に対する 吸気冷却システム適用二酸化炭素削減量検討

SPP事業者 : Small Power Producer:電力小売事業者



給気冷却システムのしくみ

ガスタービンの発電出力や空気圧縮機の能力は、給気温度で決まる。



外気温度が上がるとガスタービン出力や
空気圧縮機の能力は低下する。

吸気冷却システムは、東南アジア地区の外
気温度上昇時に吸気温度を下げて発電出
力や圧縮機能力の低下を抑える。



ガスタービン特性によりますが、吸気
冷却システムにより10～15%の発
電出力増加が可能。

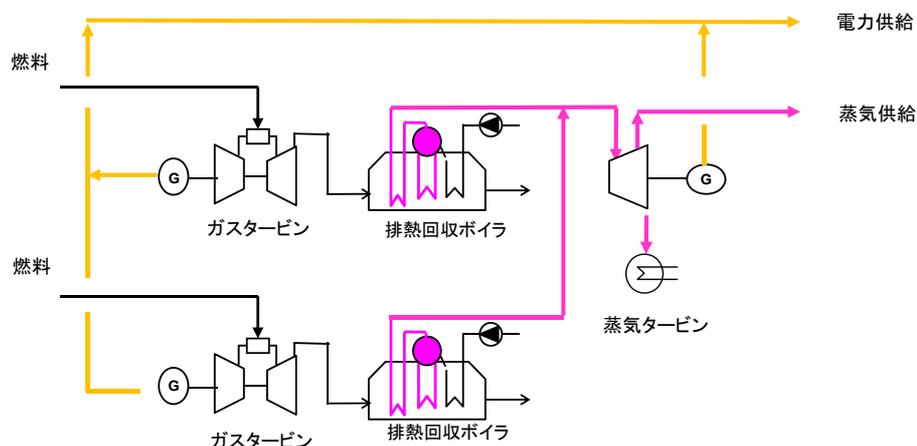
空気圧縮機の能力は7%前後増加が
可能。



タイ国内のSPP ガスタービンコンバインドサイクル発電設備

タイ国内 SPPガスタービンコンバインドサイクル発電設備は、米国メーカー LM6000 & GT-800 の2種類のガスタービンで構成されている。

SPP ガスタービンコンバインドサイクル発電設備 容量 : 110MW



ガスタービン吸気冷却システムのメリット

技術的なメリット

ガスタービン 型式	35℃における 発電出力	15℃における 発電出力	発電出力 上昇
LM 6000	36.6MW	42MW	5.4MW
GT-800	39MW	47MW	8MW

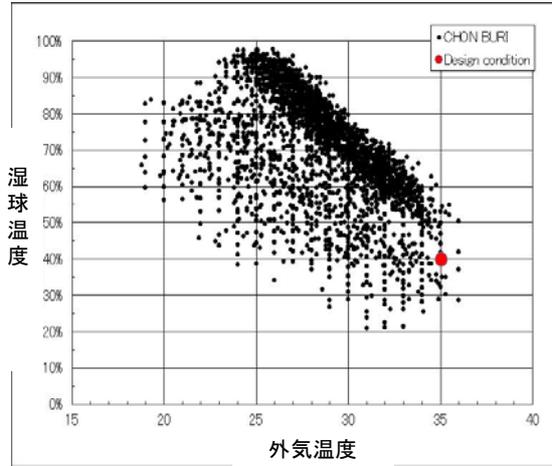
- 蒸気タービンの出力は、ガスタービン出力に比例して出力アップ
- 発電ヒートレートの改善(ガスタービン発電効率)も3.7% - 4.0%改善

経済的なメリット

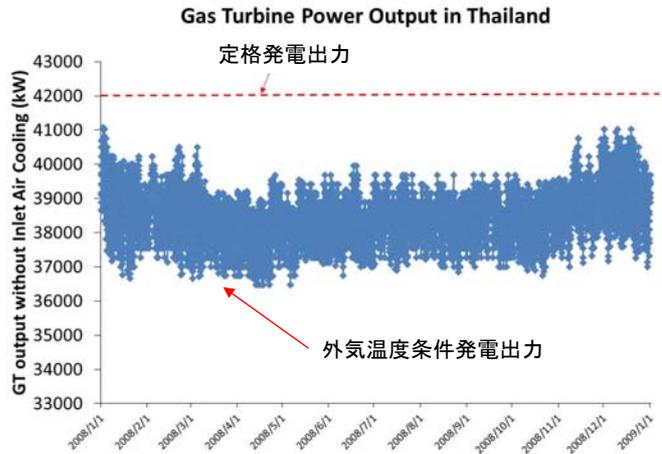
- 設備建設期間が1年以内 (通常の発電設備の建設期間は3年程度)
- 単位発電出力あたりの建設費用は、正規発電所建設コストの半分以下

タイ国 気象条件とガスタービン出力

タイ国内は、年間を通して高温であるので、ガスタービンは、定格以下の発電出力で運転することになる。



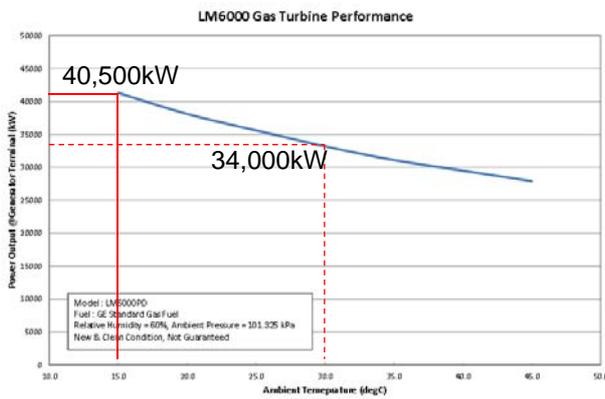
タイ国内年間気象条件



タイ国内気象条件による発電出力

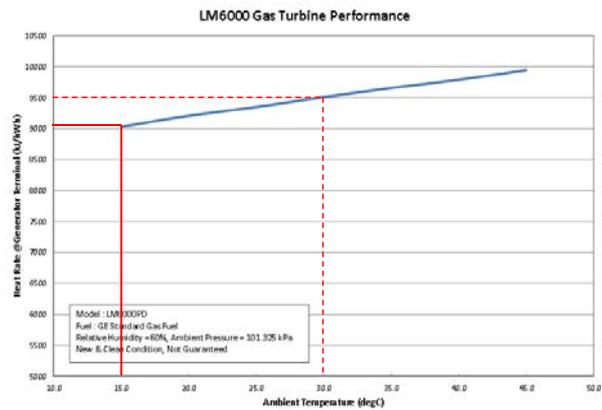
タイ国内のガスタービン発電設備は、外気温度が高いため大きく発電出力が低下する。

米国メーカーガスタービン出力特性 LM6000



吸気冷却システム導入により6500kW/GT
出力 UPが期待できる。
(40,500kW - 34,000kW)19%出力上昇

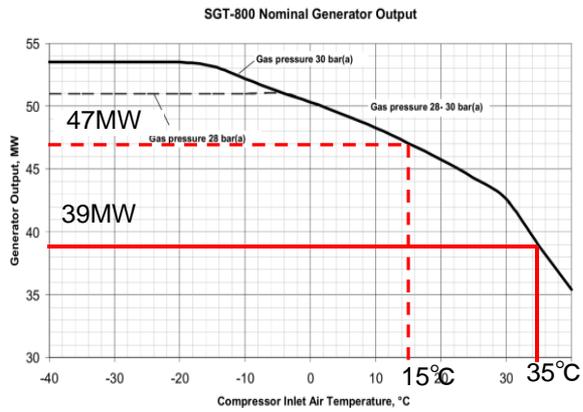
発電出力



30°Cの時のヒートレート 9,500kJ/kWh
15°Cの時のヒートレート 9,050kJ/kWh
4.5% 効率UP

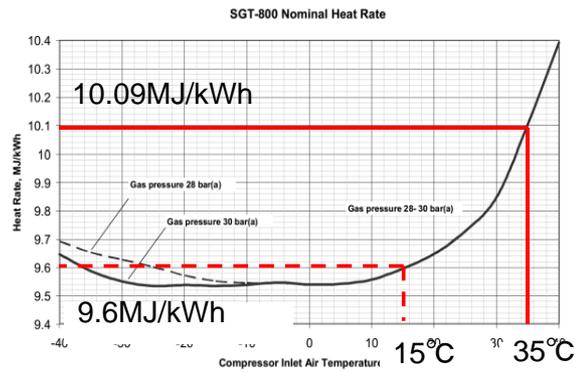
ヒートレート(発電効率)

ドイツ系メーカ ガスタービン特性 GT-800



8000kW /GT power increase can be expected
20% Increase

発電出力

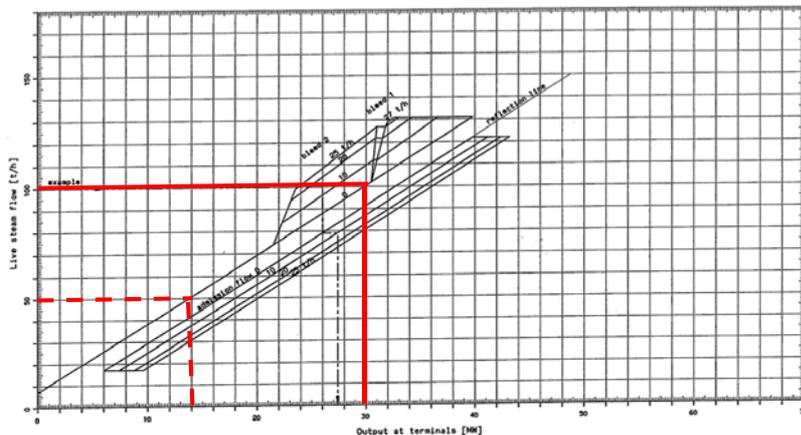


ヒートレート(発電効率)は
10.09MJ/kWh から9.6MJ/kWhに向上
(4.8%)

ヒートレート(発電効率)

蒸気タービン特性 (GT-800)

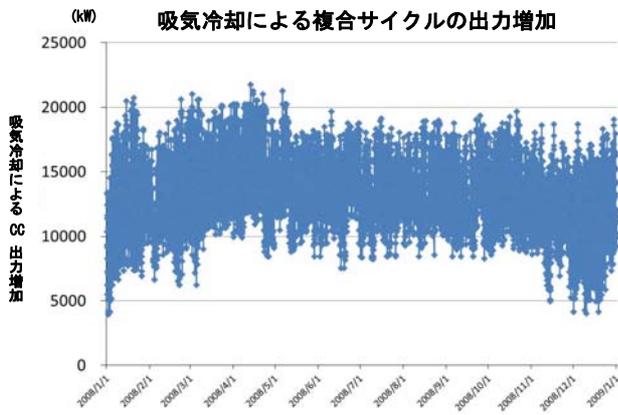
HRSG Steam (LP)		
a. Temperature	245.9	degC
b. Pressure	8.97	bara
c. Steam Flow	11.88	Ton/h
HRSG Steam (HP)		
d. Temperature	514.2	degC
e. Pressure	79.30	bara
f. Steam Flow	64.56	Ton/h



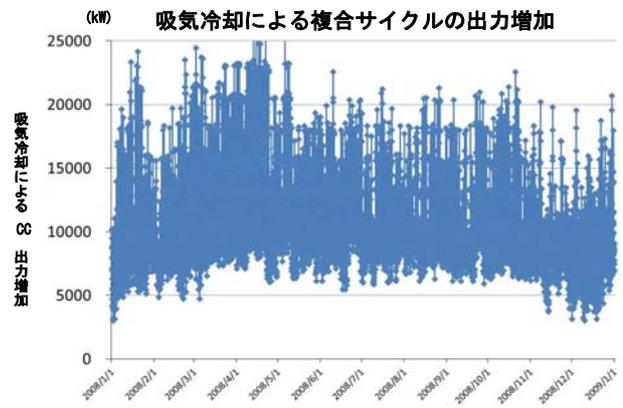
蒸気タービン出力 14MW (蒸気量 50t/h)
蒸気タービン出力 30MW (蒸気量 100t/h)

年間出力増加

タイの大気温度データを基に、複合サイクル発電所の発電量増加を計算した。



LM 6000

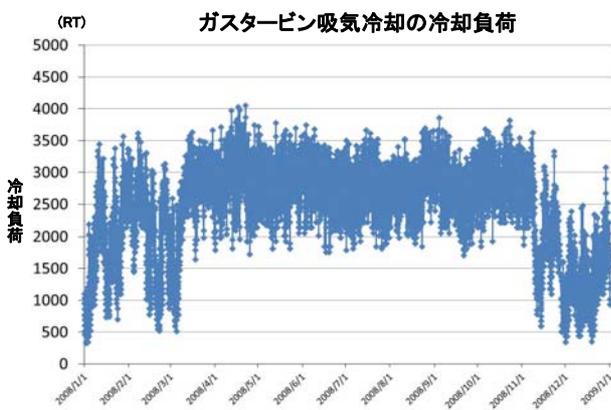


GT-800

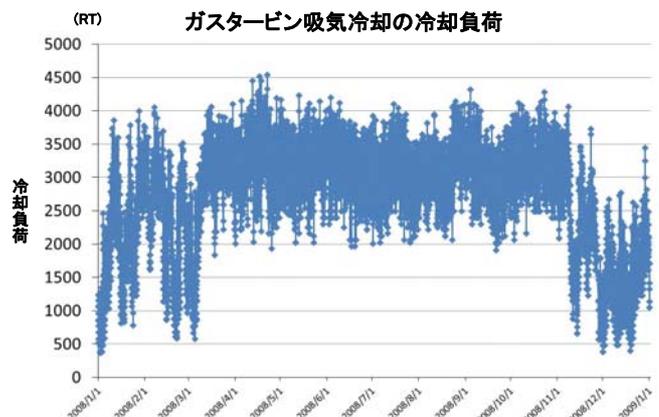


GT x 2 + ST x 1複合サイクルの冷却負荷

吸気冷却装置の冷却負荷を計算する。



LM 6000



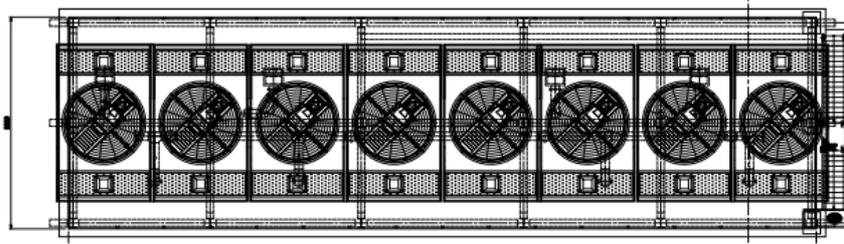
GT-800

各ガスタービン・タイプの冷却機能力は4000RTにすることができる。

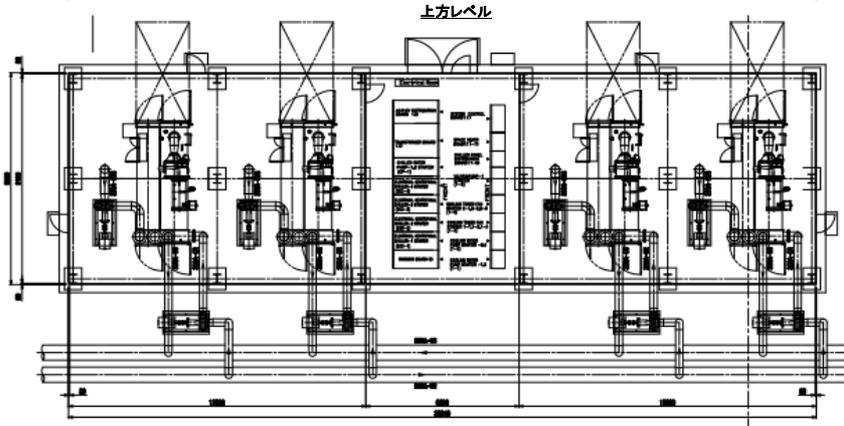


ガスタービン吸気冷却装置の冷却機

冷却塔レベル



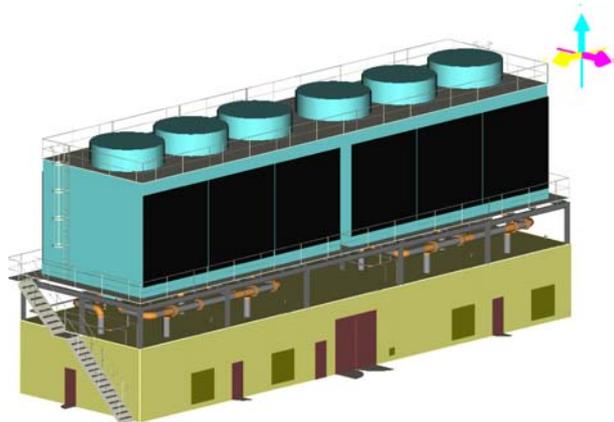
冷却機レベル



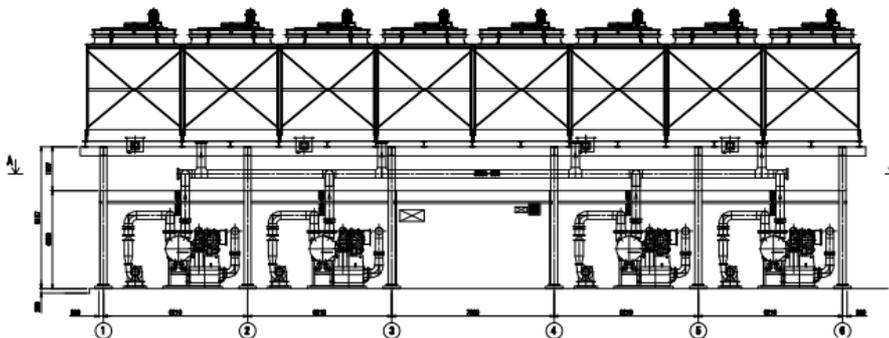
上方レベル
下方レベル

大きさ32m x 幅9.2m x 10mH

ガスタービン吸気冷却装置の冷却機

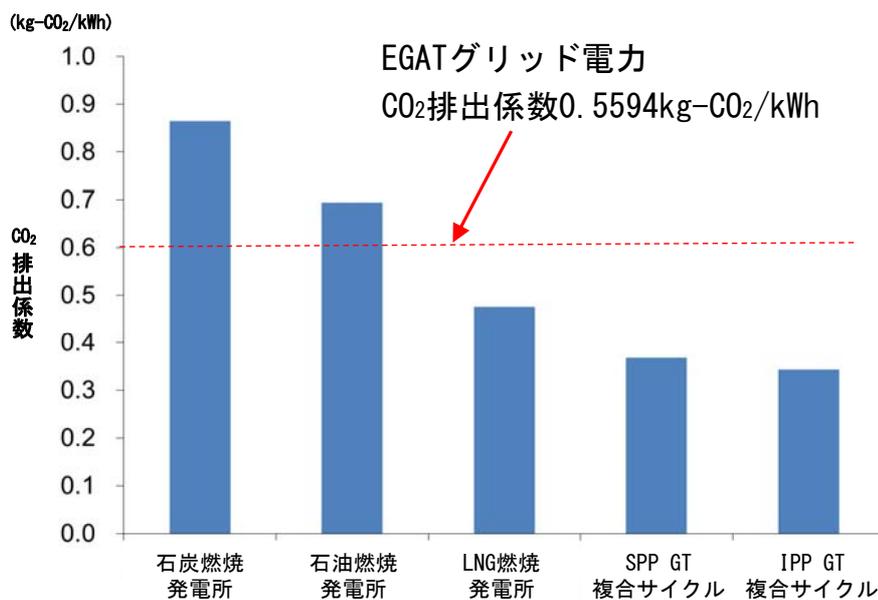


吸気冷却装置の
3D画像



SPPのGT吸気冷却のCO₂削減効果

SPPのCO₂排出出力増加によるCO₂削減

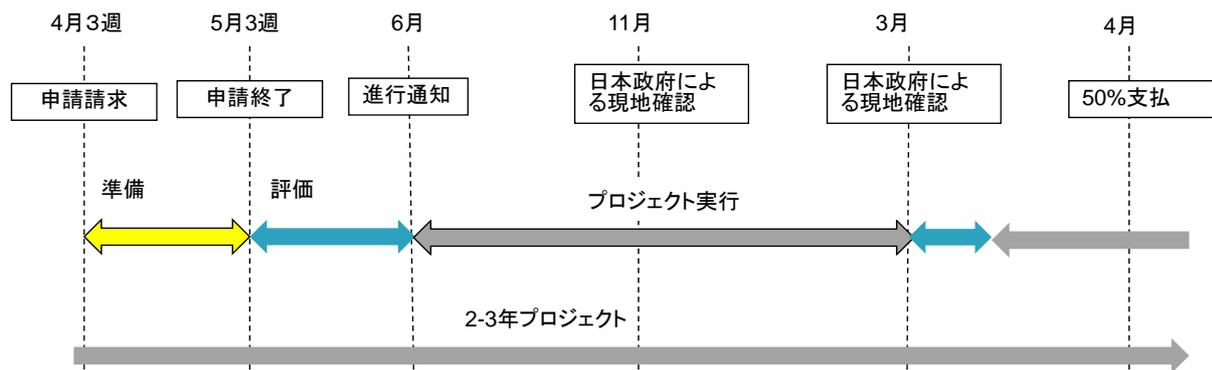


発電のCO₂排出

SPPのGT吸気冷却のCO₂削減効果

システム	電力販売増加	CO ₂ 削減
LM 6000 GT x 2 + ST x 1 複合サイクル	112,538,090 kWh/年	39,922 ton-CO ₂ /年
GT-800 GT x 2 + ST x 1 複合サイクル	90,444,442 kWh/年	27,370ton-CO ₂ /年

JCM申請予想スケジュール

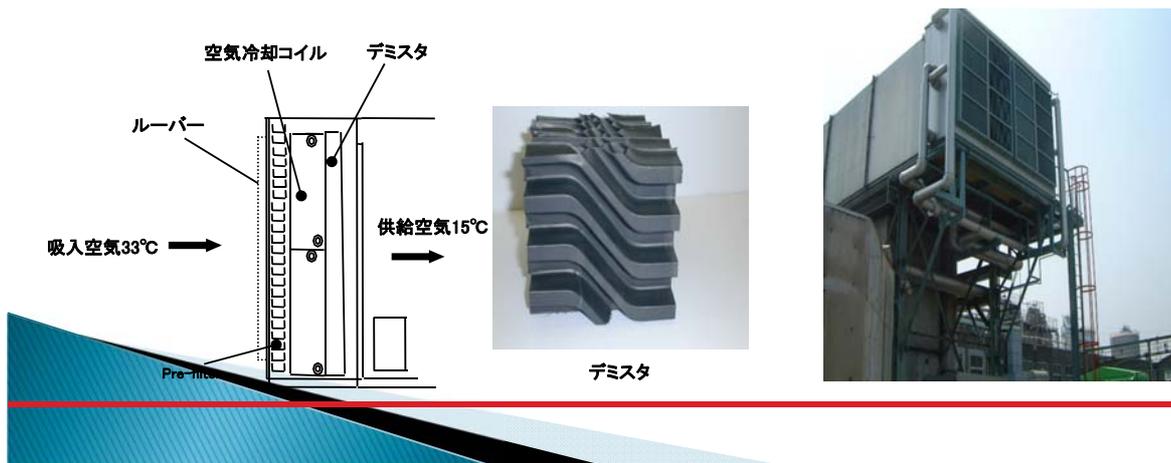
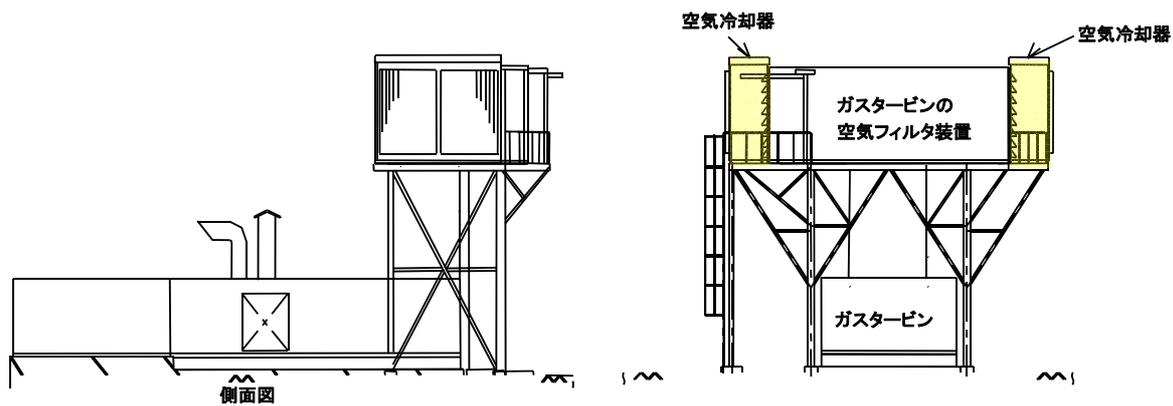


MRV(測定、報告、および検証)

- CO₂削減報告書は日本政府に提出し。
- 日本側で 報告書を取りまとめる。

空気冷却器の設置

空気冷却器の設置方法



冷凍機モジュールイメージ

