

LNG 焚発電プラントの諸問題

Engineering Review of LNG Fired Power Plant

牧 野 啓 二* 小 澤 宏** 近 藤 久 義***
 keiji Makino Hiroshi Ozawa Hisayoshi Kondo

1 ま え が き

近年の世界のエネルギー情勢を反映して、最近計画される国内の火力発電ユニットも重原油焚は非常に少なくなり、石炭焚あるいは LNG 焚が大部分を占めている事は、ご承知の通りである。この中で LNG は「クリーン」な燃料と言われ、石炭、重原油と比較すると、排ガス処理の面で格段に有利であるが、燃料としては高価である。したがって、特に LNG 焚ユニットは、高効率で、しかも高負荷率で運転する事が望まれ、そのためには信頼性が特に重要なファクタとなる。

このような基本的考え方は、LNG 貯蔵設備も同様で、特に信頼性、安全性について十分考慮されなければならない。

本稿では、上記の観点から、LNG 焚発電プラントを構成している主要設備である「LNG 貯蔵・気化設備」および「ボイラ」について、設備概要を示し、その計画にあたり特に必要となる考慮点、あるいは高効率化への方策等について概説する。さらに、発電所全体の総合効率上昇の面から最近クローズアップされている「LNG 冷熱発電」についても、テストプラントでの試運転実績、問題点、今後の方向等をまとめた。

2 LNG 貯蔵について

2.1 概 要

日本で消費される天然ガスの90%は LNG (液化天然ガス) として輸入され、その量は年間約 1600 万トンである。これらの LNG が火力発電用ボイラ燃料、都市ガス用等に利用されていることは周知の通りである。

海外の出荷基地から LNG 専用船で海上輸送された LNG は、受入基地で陸上設備に荷揚げされ、貯蔵された

後ガス化されて発電所ボイラに送られる。このように受入基地は出荷基地及び海上輸送システムと密接な関係を持つ一方、電力安定供給の立場からは常にボイラへの燃料安定供給が第一使命とされる。さらにメタンを主成分とする LNG は、長距離輸送と大量貯蔵を可能にするため -162℃前後の超低温液として扱われるので、この超低温及び可燃性ガスに対する安全性も要求される。

以上の観点から、現在の LNG 貯蔵設備の構成とその信頼性、安全性について以下に述べる。

2.2 LNG 貯蔵設備の構成

LNG 貯蔵設備は、図-1に示すように、受入、貯蔵、ボイルオフガス (BOG)、気化に関連する各設備とそれに付帯するフレア、ユーティリティ、電気、計装制御、保安防災等の諸設備から構成される。

(1) 受入設備

LNG を輸送船から陸上貯蔵設備に受入れるもので、LNG 船着棧設備、ローディングアーム、リターンガスブロウ、熱量計サンプリング設備及び受入管冷却保持設備などから成る。

(2) 貯蔵設備

LNG を超低温、大気圧近傍の圧力下で貯蔵するための設備で、型式、規模、運用の差はあれ LNG タンクが主である。

(3) BOG (ボイルオフガス) 処理設備

LNG を大気圧沸点の -162℃前後の飽和状態でタンクに貯蔵するため、外部からの侵入熱により定常的な BOG が発生する。また LNG 受入れの際、船の液飽和圧力が陸上タンクの運転圧力より高い場合にも BOG が発生する。これらの BOG を常時、系外に吸引排出し、LNG タンクのガス圧力を一定範

* 石川島播磨重工業 (株) エネルギー事業本部ボイラ事業部ボイラ基本設計部主務

〒135 東京都江東区東陽 5-30-13 (原木会館内) IHI 東陽事務所

** 石川島播磨重工業 (株) プラント事業本部第 1 エンジニアリング室第 2 プラント設計部エンジニアリンググループスタッフ

*** 石川島播磨重工業 (株) エネルギー事業本部ボイラ事業部冷熱プロジェクト部課長

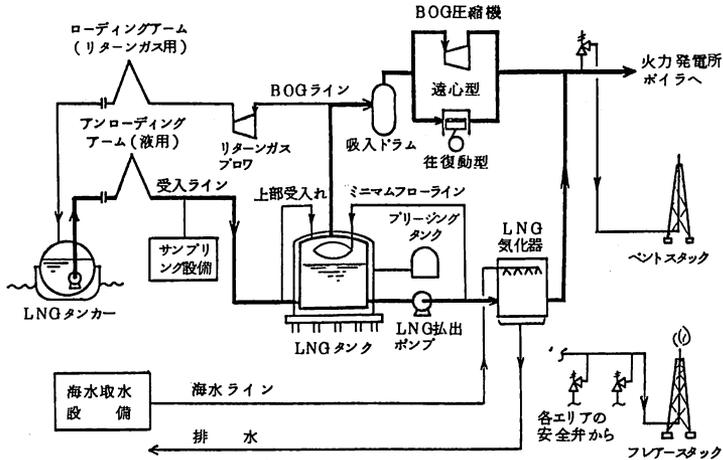


図-1 LNG貯蔵設備の概略系統図

困に制御することでタンクの安全運用を確保する設備である。BOG圧縮機及び吸入ガス温度調節設備より構成される。

(4) 気化設備

普通各タンク毎に設置されるLNG払出しポンプと、ポンプで送られたLNGを常温まで気化しボイラ側に送り出すための気化器とから成る。気化器は海水を熱源とするオープンラック式気化器(ORV)が主流であるが、他に液中燃焼式気化器(SMV)や中間熱媒体を用いた気化器もあり、用途に応じて組合せを使用する場合も多い。また付臭剤添加等の送ガス設備も含む。

(5) 付帯設備

付帯設備は、以上の設備機能を円滑に維持するためのものであり、その重要性は前述の設備と同等以上である。

フレア設備は、LNG設備の機器や配管に設けられた安全弁や逃し弁の2次側を液ガス別に集めフレアスタックに導き、安全に燃焼廃棄する。可燃性ガスを高所から大気中に放出拡散させるベントスタックも使われることがある。

ユーティリティ設備は、計装空気、冷却水、窒素、海水、LNG船用燃料油その他の諸設備群より構成される。

電気設備は、電動機や所内照明などの電源供給を行う特高受電所や変電室から成り、計装制御設備はLNG設備の個々のプロセス状態を検知し中枢的に制御を行う。

保安防災設備は、基地計画時の種々の災害想定に基づき、水消火栓、散水、水幕、高発泡消火、粉末消火、

可燃性ガス検知及び火災感知等の各設備群より構成される。

2.3 LNG貯蔵設備の信頼性

機能の異なる諸設備群より構成されるLNG貯蔵設備は、個々の計器や機器に要求される信頼性の他、各設備群レベルでの信頼性やプラント全体の信頼性がバランス良く考慮されなければならない。これらの有機的な構築がなされることにより、ボイラ用燃料の安定供給が達成される。

(1) 構成機器の信頼性

個々の機器の信頼性確保と同時に、主要機器には予備機を設置する。予備機は単に代替機とする場合もあるが、重要機器では予備機も含めて能力分割し複数台設置とすることで全面停止の回避を図る。更に分割された同一機種も異なる型式の組合せを目的に応じて採用し、同一原因による全面停止の回避策をとることもある。

(2) 計装システムの信頼性

各計器の故障による事故を防ぐため、プロセス変数の検出端から、それらの信号を処理しフィードバックされる操作端までを多重化する手法が採用される。タンク圧力や送ガス圧力など重要変数は複数の独立した検出端を設け、複数の信号を選択処理して制御系へ送るとともに、それらの偏差を検知する自己診断機能を持たせる。また検出端自身を異型式の組合せとし比較検出することもある。一方、制御信号を受けて作動する弁等の操作端についても、その駆動源は代替機や後述の多重化電源によりバックアップされる。空気駆動の場合、空気及び計装電源がともに停止しても主要弁については安全側に開閉作動す

るような駆動形式を選定すると共に、安全停止操作を完了するまでの作動空気を供給する容量タンクが併設されるのが普通である。また電気、空気兼用駆動とする場合もある。

(3) 運転の信頼性

発電所への送ガス量は季節変動や昼夜変動を伴うのが普通である。このため複数台で運転される機器の負荷の平準化、あるいは1台がトリップしても残りの台数で支障なく運転できるような負荷選定と台数選定を行うような基本的運転ロジックが採用される。この場合ボイラ及びそれに直結する基地側機器を含めて動特性の解析がなされ、応答性を考慮した運転ロジックが制御に組み込まれる。その他、機器トリップ時の代替機の種類と起動、緊急時の処置動作や回復動作、ガス需要の予測制御など広範囲な運転状態に対応できる運転ロジックが考慮されている。

また実際の運転では、中央制御室にプラント全体の運転情報を集約し一括管理するが、通常の運転はほとんどが電子計算機により操作されるので、最少人員でかつ余裕のある運転管理が可能である。更に最近では制御室にCRT (Cathode Ray Tube) が導入されるなどマンマシンコミュニケーションの効率化が図られている。

(4) 制御システムの信頼性

諸設備群より成る基地全体を制御する場合、複雑な運転ロジックに従った多変数の高速処理と制御が必要となり、一般に電子計算機を導入した中央制御方式が採用される。この場合計装制御系は、検出・操作端、演算機と電子計算機群及び前述のCRTを含む中央制御盤とから構成される。電子計算機はモニタリング、制御、管理及び電源監視など各々の要求される機能別に分離設置する場合や、一括制御用の大型電子計算機を2台併走させる場合もあるが、分業処理及び計算機相互のコミュニケーションにより、計算機トラブル時の危険分散を図っている。

更に、発電所側の故障情報をCDT(Cyclic Digital Telemeter) で伝送し、発電所側負荷への早期追隨を図るランバックシステムを採用する場合もある。

(5) 電源の信頼性

電源喪失は基地の停止につながるため高い信頼性が要求される。通常、受電系は2もしくは3回線とし、対応する基地内電源系統も2系統程度の集中型もしくは数系統の分散型が採用され、系統間のバックアップシステムが考慮されるので全面停電時以外

は基地が停止することはない。また全停電の場合も非常用電源設備が自動的に起動し、基地を維持するために必要な最低機能は確保される。

一方、計装電源も停電時の瞬断を防ぐため無停電電源装置(蓄電池)に自動的に切り替わるように多重化されている。

(6) 低温材料の信頼性

-162℃の超低温に接する機材の材質は低温脆性に優れた特性を持つアルミニウム合金、9%ニッケル鋼、オーステナイト系ステンレス鋼などが用途に応じて使用される。

2.4 LNG貯蔵設備の安全性

LNG貯蔵設備の安全性は、基地構造に基づくレイアウト段階から保安区画、道路幅、緑地等を含めた操作性の高いヤード構成に反映される。設計段階では種々の災害想定が行なわれ、かつ前述の如くあらゆる運転形態が検討される。このように保安防災の基本的な考え方は、まず事故を起こさない事(事故の未然防止)であり、次に万が一事故が発生した場合にはこれを極小化し速やかに復旧すると同時にその影響を他に及ぼさないようにする事(事故の極小化)である。未然防止策として、安全性の高い設備の採用、設計と建設過程の充実、運転と保修体制の確立等が挙げられる。事故の極小化対策としては、異常の早期発見、発見後の異常事態の迅速な復旧、異常事態の他への波及防止に分けられ、それぞれに対応した前述の保安防災設備や安全なシャットダウン制御とが考慮される。

2.5 LNG貯蔵設備と環境との調和

LNG貯蔵設備はその性格上港湾施設を持つ工業地帯や埋立地の広大な一画に建設される事が多い。前述の構成設備が外部環境に及ぼす影響としては、回転機械類の騒音、SMVを採用した場合の排ガス中の窒素酸化物、ORVからの冷排水等が考えられ、いずれも法的な規程を満足するものではあるが将来基地建設に係る環境アセスメントの評価基準の動向に伴い、更に高度な設備と運転方法が必要となるであろう。一例として、後記のLNG冷熱発電による熱回収あるいは、発電所の排出する温排水を気化器の熱源とし、最終的に放出される海水の冷却程度を軽減させる方式を採用している基地もみられる。

3 LNG焚ボイラプラントについて

3.1 概要

LNGは、その成分中に硫黄分、窒素分あるいは腐食

性物質であるナトリウム、バナジウム等を含んでいないために、その燃焼ガスは「クリーン」であり、ボイラ本体への腐食等による悪影響もない。また、LNG 焚ボイラでは、「ばいじん」の発生がないので、電気集塵器、スートブロワが不要となり、クリーン燃焼ガスのために蒸気式空気予熱器も省略され、設備的にはシンプルなものとなる。

本項では、このような LNG 焚ボイラの計画上的の特長を示すと同時に、計画にあたって特に考慮すべき項目について概説し、さらには火力発電プラントとして今後指向される高効率化あるいは中間負荷運用指向についても、その情勢を考察する。

なお、LNG では、前述の通りその成分中に硫黄分を含まないため、空気予熱機エレメントの腐食もなく、同予熱機出口排ガス温度を 100℃程度まで下げる事が可能である。したがって、ボイラの熱バランスを適正に評価する尺度である「低発熱量基準のボイラ効率」は、LNG 専焼の場合に約 95.1%と、重原油の場合の約 93.5%をうまわっており、それだけ経済的な運転となっている。

3.2 LNG 焚ボイラ設備計画の特長

(1) 設備

重原油焚ボイラとくらべ、LNG 焚ボイラにて省略される主な設備は、前記の電気集塵器、スートブロワ、蒸気式空気予熱器以外にも、スチームコンバータ、燃料油ポンプ、オイルヒータ等がある。

(2) ボイラ本体の計画

図-2に、ボイラ本体の計画例を示すが、バーナが配置され燃焼が行なわれる「火炉」と、過熱器あるいは再熱器管が収納されている「後部伝熱部」から成っている。LNG 焚と重原油焚ボイラを比較して、これらボイラ本体の計画を示すと、次の通りとなる。

火炉： ふく射伝熱が支配的であり、同一火炉の場合、ふく射能の小さい LNG 焚では、重原油焚にくらべ火炉収熱率が少なくなる。結果的に火炉出口ガス温度は高くなる。

後部伝熱部： LNG 燃焼ガス中の水蒸気は、重原油燃焼ガスの場合より多いため、水蒸気からの管間ふく射により、火炉出口ガス温度が高いことと相まって、後部伝熱部の収熱がふえる。

これらの特性をもとに、ボイラ本体の計画を行なうが、初期の LNG 焚ボイラでは、小さな火炉収熱率

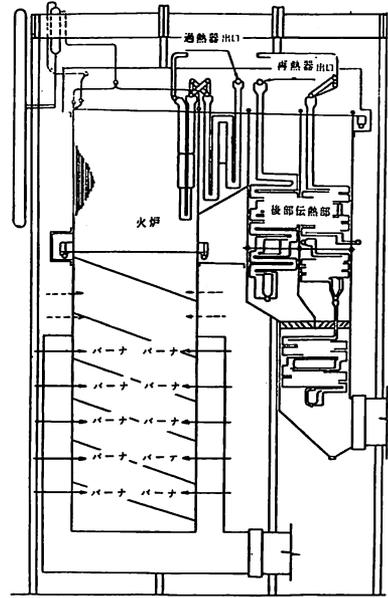


図-2 LNG 焚ボイラの計画例

にあわせて火炉も小さくしていたのに対し、最近の設計では、極低 NO_x ボイラを目指し、LNG 焚ボイラと重原油焚ボイラとで火炉の大きさは同一としている。後部伝熱部については、前記の収熱特性より LNG 焚ボイラでは小さな伝熱面積としている。

(3) NO_x 低減対策

極低 NO_x を目指した最新の LNG 焚ボイラ計画では、低 NO_x バーナ、排ガス混合の実施、二段燃焼法の採用等により、LNG からは「Fuel NO」の発生が無い事と相まって重原油とくらべ、低い NO_x 値を実現している。

(4) 排煙脱硝装置について

LNG 焚ボイラから発生する極低 NO_x をさらに低減させるために、LNG 焚ボイラに対しても排煙脱硝装置を設ける場合がある。排煙脱硝の原理は、排ガス中にアンモニアを注入し、脱硝装置内に充てんした触媒の働きで、NO_x にこのアンモニアを反応させ無害な水と窒素に分解するものである。LNG 燃焼ガス用の脱硝装置は、排ガスがクリーンなため、重原油焚、石炭焚用と比べて問題が少なく、ボイラ排ガス用脱硝装置としては、最も早く実用化されている。

(5) 保安対策

LNG 焚ボイラの保安対策としては、LNG が空気より比重が小さいため、LNG 系統弁の上方、あるいはボイラ室の天井部等の高い位置にガス検知器を設け、ガスリークを監視するのが基本となる。なお、長期にわたり停缶する場合には、LNG 系統は不活性

の窒素ガスにより置換している。

3.3 LNG 焚ボイラの計画上の考慮点

LNG 焚ボイラを計画するにあたり、特に考慮する必要のある主要事項およびそれらの説明を以下に示す。

(1) 振動燃焼

LNG は、特に燃料と空気を十分に混合する必要があり、そうでない場合は振動燃焼が発生しやすい。振動燃焼が発生すると、火炉にうなりを生じ、ボイラ全体が振動し、場合によってはユニット負荷を下げざるを得ないこともある。これを防ぐためには、火炉寸法を気柱振動の発生しにくい形状に選び、またバーナスロート流速を適正な値におさえ、燃焼不安定を発生しにくくすると共にバーナから噴出される LNG ガスのバーナ中心線に沿った旋回を調節可能にする事等が考慮されている。

(2) LNG と他燃料との混焼

LNG と重原油あるいは石炭とを混焼する場合、一般には同一バーナでは種類の燃料のみ焼き、同時に二種類以上の燃料は焚かないことが望ましい。このため、使用バーナの本数と混焼比との関連において、特別の制御を行なう必要が出てくる。

この制御に関して、各バーナへの投入熱量を一定とする方法と、各バーナへの投入熱量は特に一定としない方法がある。前者では、混焼比率はそれぞれの燃料を使用しているバーナ本数に比例する事になり、後者では、連続的な混焼比率が可能となるものの、制御が繁雑となる。

なお、前記の通り LNG 焚時は重原油焚時にくらべ火炉の収熱が減り、再熱器を収納している後部伝熱部の収熱が増加する。そのために、他燃料の混焼比が大きくなるにつれ、再熱器出口蒸気温度を定格値に保ち得る負荷範囲が小さくなる事を注意する必要がある。

(3) 冬期の煙突からの白煙防止

LNG 焚ボイラでは、燃焼ガス中に水蒸気が多いため、冬期には煙突からの排ガス中の水蒸気が凝縮し、白煙となることがある。この白煙は前記の通り水蒸気であり、有害な成分は含まれていないが、これを消す必要がある場合には排ガス温度を上昇させる。そのためには、蒸気式空気予熱器の設置あるいは再生式空気予熱機のバイパスダクトの設置等の配慮がなされることがあるが、排ガス温度の上昇によりプラント効率が若干下がる。

(4) LNG 配管のリーク防止対策

LNG 配管からのリークを防止するために、LNG 配管の継手はできるかぎり溶接構造とし、また弁類もグラウンド部からのリークが少ないボール弁が採用される事が多い。

3.4 LNG 発電プラントの今後の指向

ベースロードとしての原子力発電の拡大に対し火力発電は、負荷調整用の、いわゆる「中間負荷運用」がなされ、「省エネルギー化」あるいは「高効率化」が指向されている。これらのニーズを、図-3にまとめて示す。

これらの項目のうち、中間負荷機能は変圧運転プラントの採用により対応しているが、高効率運転は、通常形の発電プラントに対して蒸気条件の向上あるいは二段再熱方式の採用が考えられている。この蒸気条件の向上等は、特に LNG 焚ボイラとは限らないが、クリーン燃料との観点から LNG 焚ボイラにて先行するものと考えられる。

表 1 に、具体的に検討されている蒸気条件の例を示す。主蒸気圧力は 352 kg/cm² g まで、主蒸気温度は 649 °C までが対象となっているが、ケース 3 では現在の蒸気条件に比べ、+3% 以上プラント効率が向上する。これに対応するボイラの開発・検討項目を表 2 に示すが、LNG 焚発電プラントに限って言えば、表 1 のケース 1, 2 は、現状技術で十分対応可能と考えられる。一方、ケース 3 については、Inconel あるいは

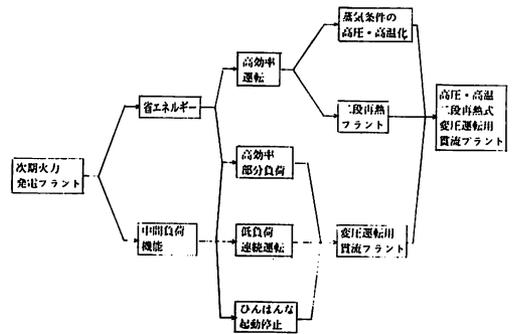


図-3 最近の発電プラントのニーズ

表 1 蒸気条件の高圧・高温化

ケース	現在の蒸気条件	ケース 1	ケース 2	ケース 3
項目				
主蒸気圧力	246 kg/cm ² g (3,500 psig)	246 kg/cm ² g (3,500 psig)	316 kg/cm ² g (4,500 psig)	352 kg/cm ² g (5,000 psig)
主蒸気温度	538 °C (1,000 °F)	566 °C (1,050 °F)	566 °C (1,050 °F)	649 °C (1,200 °F)
1 段再熱蒸気温度	566 °C (1,050 °F)	566 °C (1,050 °F)	566 °C (1,050 °F)	593 °C (1,100 °F)
2 段再熱蒸気温度	-	-	566 °C (1,050 °F)	593 °C (1,100 °F)

表2 蒸気条件向上のための開発検討項目

内容	開発検討項目
1 高圧化	(1) ボイラ各部の肉厚大となるための熱応力の評価、製造方法 (2) 安全弁等にかかる高差圧に対する耐エロージョン特性
2 高温化	(1) 高温強度の大きい材料の選択 (2) 耐高温腐食性の大きい材料の選択 (LNG 焚ボイラでは考慮不要) (3) 管内面水蒸気酸化の耐力を増す (4) 伝熱面配置上の考慮
3 二段再熱方式	(1) すくれた再熱蒸気温度制御特性 (2) 起動時、タービンとの良好なメタル温度マッチング性

Incoloy 等の、これまでにボイラで使用実績の少ない材質の管を一部に使用せざるをえず、管の経済的製造法検討から実ボイラでの各種の確性試験まで、開発項目は多い。

なお、高圧・高温化にともなって、一部のバルブ類も、高差圧、高温の厳しい運転条件にさらされるので、耐力を高める必要がある。

通常形の発電プラント以外にも、高効率を目指した「コンバインドサイクル(ガスタービンと蒸気タービンの組み合わせ)」あるいは熱回収の面からの LNG 冷熱発電等が実用されている。(このうち前者は別稿にゆずるが、後者は本稿にて説明する。)

4 LNG 冷熱発電について

4.1 概要

前記の通り LNG 基地の LNG は、大気圧にて -162°C の状態で貯蔵され火力発電所の燃料、または都市ガスとして利用するために、海水によって 0°C 以上に加熱され気化されている。これに要する熱量、すなわち、LNG の冷熱熱量は約 200 kcal/kg である。この冷熱をサイクルの冷却源、海水または火力発電所の温排水などの熱を加熱源として利用するシステムが冷熱発電である。今まで LNG 基地で、LNG を気化する際に LNG の冷熱を海水に捨てていたが、これを冷熱発電として利用すれば、冷熱熱量を回収できる。おおよそ、冷熱発電出力は、火力発電所出力の約 1% 程度を期待できる。前にも示した通り、近年、石油の代替エネルギーの一つとして LNG が脚光を浴び、また、エネルギーの有効利用という社会的要請がますます強くなっていることから、国内各所の LNG 基地において、冷熱発電の実験プラント、実用プラントが建設され、また計画されている。

以下に、当社が 1979 年 11 月に東京電力株式会社袖ヶ浦火力発電所に建設し、世界で初めて LNG 冷熱発電に成功した実証プラントおよび LNG 冷熱発電の今後の動向と問題点について述べる。

4.2 実証プラントの概要

実証プラントは、1979 年 11 月に建設された直接膨張・プロパンランキン組合せ方式および 1980 年 12 月に完成した混合媒体(メタン、エタン、プロパン、ブタンを混合した媒体)ランキン方式の 2 種類の冷熱発電プラントからなる。その仕様概要を表 3 に示す。フローダイアグラムを図-4 に示す。

4.3 実証プラントの運転結果

実証プラントの完成以来、約 2 年間、前項に示される 2 種類の発電プラントの試験運転を実施した。この試験運転により、性能、制御性、耐久性などのプラント特性が計画を十分満足していることを確認した。それと同時に、実用プラントへの対応として、安全性の確認、保守、運転方法の確立などを行なった。主な試験項目を次に示す。

(1) 定常運転性能、(2) 定常運転時制御特性、(3) 負荷変動時制御特性、(4) LNG 組成変化運転、(5) 混合媒体組成変化運転、(6) 各種運転操作性、(7) タービンバイパス移行特性、(8) プラントおよび機器の耐久性確認。

以上により、冷熱発電プラントの諸特性を把握すると共に多くの貴重なデータを得て、このプラントの設計、建設、運転の技術を確立できた。

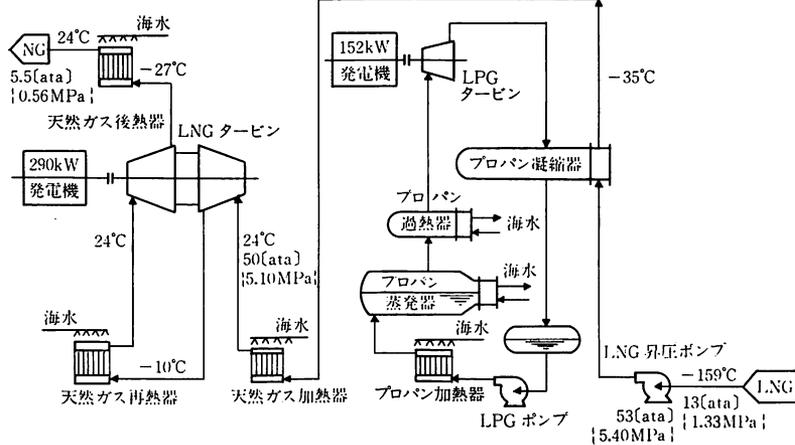
4.4 今後の動向と問題点

総合エネルギー調査会の長期エネルギー需給暫定見通しによると、我が国の LNG 輸入量は年々増加して、昭和 70 年度には 5,000 万トンに達することが予想されている。また、今後ますますエネルギーの有効利用が叫ばれることから、新設の LNG 基地に冷熱発電プラントが続々と建設されることになろう。このとき、冷熱発電プラントへ要求されることは、(1) 安全性、(2) 経済性、(3) 火力発電所などへのガス送出の信頼性確保、

表3 実証プラントの仕様概要

冷熱発電システム	直接膨張+プロパンランキンサイクル	混合媒体ランキンサイクル
LNG 利用量	10 T/H	5 T/H
LNG 受入圧力 受入温度	15~20kg/cm ² G -159°C	
NG 送出圧力 送出温度	4.5 kg/cm ² G 0°C 以上	
高温熱源	海水 29°C	
発電端出力	442 kW	241 kW

(a) 直接膨張・プロパンランキン組合せ方式



(b) 混合媒体ランキン方式

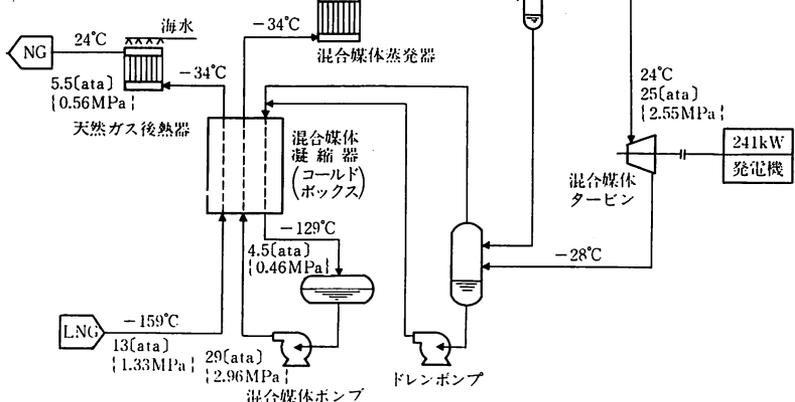


図-4 LNG 冷熱発電実証プラントのフローダイアグラム

(4)送電端出力の増大などである。

冷熱発電プラントは開発されてから、まだ日も浅いので、今後さらに冷熱回収効率を高くして出力の大きな、より経済的なプラントの建設へと努力されるであろう。現在のプラントは、主として海水を加熱源としているが、発電所の温排水やその他の排熱を利用して出力の増大を図ることも考えられる。また、LNGの気化圧力が高くなると、LNGのエクセルギー（利用可能な冷熱熱量）は小となり、LNG単位流量当りの出力は当然小となるので気化圧力の低い場合に比し、経済性も下がってくる。コンバインドサイクル発電所用や都市ガス用のLNG基地は、気化圧力が20kg/cm²G以上と高くなるので、再熱、再生を組入れた直接膨張方式と二次媒体ランキンの組合せ方式や混合媒体ランキン方式が多く採用されることになる。

以上の方式は、いずれも媒体が相変化するランキンサイクルをベースにしたものであるが、媒体が相変化するしないブレイトンサイクルをベースにしたガスタービ

ン方式も冷熱回収効果の大きな方式である。しかし、ブレイトンサイクルを利用する場合、可燃性ガスを取扱う基地内で火気を使用することに対する安全性の確保、タービントリップ時のLNG気化機能の維持、空気の除湿対策などの問題点があり、研究・開発を要する。

また、今後さらに熱交換器などの機器の高性能化を図り、機器を小型にし、シンプルなシステムを開発することが必要となろう。

5 あとがき

以上、LNG 焚発電プラントに関し、貯蔵システム側、あるいはボイラプラント側ごとに設備概要、計画上の考慮点、今後の方向等を示し、さらに最近脚光を浴びているLNG冷熱発電についても概要を示した。

今後、石油代替エネルギーとして、石炭とともにLNGの役割りは大きくなるものと考えられる状況であるが、本稿が多少なりとも関係諸兄の参考となるなら幸である。