

MixGen® システムの開発

Development of MixGen® System

安達 修^{*1}、 神谷 篤志^{*2}、 熊上 学^{*3}
Osamu Adachi^{*1}、 Atsushi Kamiya^{*2}、 Manabu Kumagami^{*3}

^{*1} プロセステクノロジー本部 プロセスエンジニアリング第1部

^{*2} プロセステクノロジー本部 技術イノベーションセンター

^{*3} 国内インフラプロジェクト本部 産業システム設計部

^{*1} Process Technology Division, No.1 Process Engineering Department

^{*2} Process Technology Division, Technology Innovation Center

^{*3} Domestic Infrastructure Project Division, Industrial System Engineering Department

要旨

LNG 受入基地の LNG タンクから発生するボイルオフガス (BOG: Boil-Off Gas) は、現状、高圧に昇圧して都市ガス原料や火力発電所の燃料とするか、再液化して LNG タンクに戻すのが一般的であった。当社が新たに考案した **MixGen®** システムは BOG の熱量変動速度を抑えることで BOG をガスエンジン発電機の燃料に使用し、LNG 受入基地で高効率かつ安定的に電力と熱を回収できる革新的なシステムである。

Abstract:

Currently, as general techniques, BOG (Boil-Off Gas) generated from LNG tanks is utilized by (1) boosting to high-pressure gas and using as a city gas component, or (2) re-liquefaction followed by returning it to the LNG tanks.

As an innovative system, **MixGen®** is a power generation and heat recovery system with BOG as fuel gas for gas engine generators. By means of effective alleviation of the thermal value variation rate of BOG fuel, the **MixGen®** system ensures stable and efficient operation for power generation and heat recovery in LNG receiving terminals.

1. はじめに

2011年3月の東日本大震災により、原子力発電をはじめとしてわが国のエネルギーはこれまで経験したことのない大きな打撃を受けた。既存のエネルギーインフラに対して強靱化対策を図る大切さが改めて強く認識されることとなった。最新のエネルギー白書 2018によると、2016年度のわが国の LNG 総輸入量は 8,475 万トンである。東日本大震災の影響をほとんど受けていない 2010 年度は 7,056 万トンであるので、約 20% 増加したことになる。

1 次エネルギー国内供給に占める天然ガス (LNG) のシェアも、2010 年度の 19.2% から 2016 年度の 23.8% に上がり、わが国のエネルギーの約 4 分の 1 は LNG から生み出されている。

一方、エネルギーを取巻く制度も、2016年4月に電力事業の全面自由化、2017年4月にガス事業の全面自由化がなされ、大きな変革の時代に入った。電力事業の全面自由化では新電力事業者は安定的な電力源の確保に動き始めている。事業者はコスト削減に向けて LNG 受入基地では既存の操業プロセスの改善などが進められている。このような中でも、LNG タンクから常時発生する BOG の合理的処理は LNG 受入基地事業者の共通の課題である。

当社は LNG 受入基地の BOG の有効利用を LNG ビジネスの一つと捉え、BOG を合理的に処理する「BOG ガスエンジン発電システム“MixGen®”」を開発した。MixGen® システムは、LNG 受入基地の操業コスト削減や緊急時の電力源確保に加え、分散型エネルギーとしての電力事業への参画機会にもなり、新たな時代の要請に応えた戦略的な解決策の一つとなる。

2. LNG 受入基地

2018年8月現在、わが国では外航 LNG 船から、直接、LNG を荷役する 1 次受入基地が 37 基地操業している。LNG 受入基地は、大きく 2 つの目的で設置される。1 つが発電用 LNG 基地で、もう 1 つが都市ガス用 LNG 基地である。基地によっては 2 つの目的を併せ持っている基地もある。都市ガス用 LNG 基地の代表的なフローを Fig. 1 に示す。

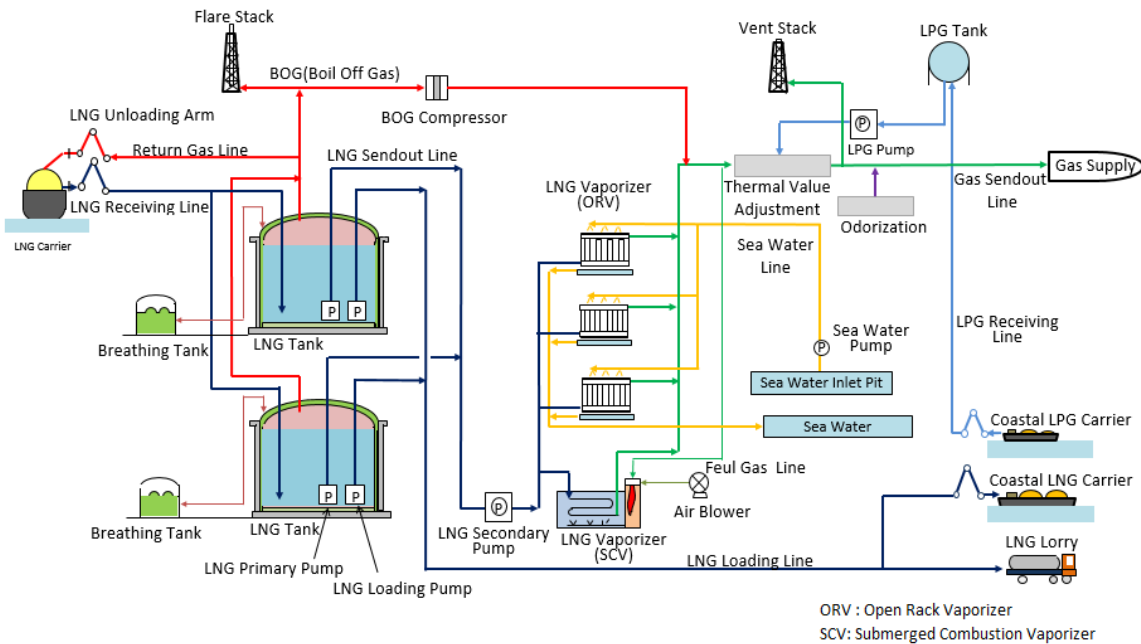


Fig. 1 Flow Diagram of LNG Receiving Terminal for Town Gas Production

外航 LNG 船から受入れられた LNG は、LNG タンクに貯蔵される。貯蔵された大部分の LNG は LNG タンク内に設置された LNG プライマリーポンプで払い出され、送出圧力が高い場合は、さらに LNG セカンダリーポンプで昇圧され、LNG 気化器に送られてガス化される。LNG 気化の熱源は一般的には海水が使用される。海水を熱源としている LNG 気化器の種類は ORV (Open Rack Vaporizer) および IFV (Intermediate Fluid Vaporizer) である。海水の利用が出来ない事態に備え、ガスの燃焼熱で気化する気化器もバックアップ設備として設けることが多い。これには、SMV または SCV (Submerged Combustion Vaporizer) と呼ばれる

水中燃焼バーナを備えた LNG 気化器が採用されている。

都市ガスとして供給する場合、製品ガスの燃焼熱量を規定値（高位発熱量（HHV：Higher Heating Value）で 45MJ/Nm³ のガス事業者が多い）にするために、LNG 気化器で気化したガスに熱量調整装置で LPG を添加し増熱している。熱量あたりの価格は、LNG より LPG の方が一般的に高額であるため、都市ガスの熱量あたりの単価は LPG を添加することで LNG の熱量あたりの単価より高くなる。2017 年 1 月にわが国に初めて輸入された非在来型天然ガスである Shale Gas 由来の LNG はメタンが主成分で燃焼熱量が低いので、従来の在来型天然ガスの LNG よりも多くの LPG を添加する必要があるため、LPG の価格の影響をより大きく受ける。また、都市ガスでは付臭剤の添加が義務付けられているので微量の付臭剤を送出ガスに注入している。なお、LNG を発電用燃料とする場合、LPG 添加が不要であり、燃料ガスの熱量あたりの価格は LNG と同じとなる。

わが国では LNG 導入初期における LNG 火力発電所は汽力発電（ST（Steam Turbine））であり、LNG の気化ガスはボイラー燃料ガスとして中圧（1MPa 未満）で供給されていた。1980 年代半ばころから LNG 火力発電所は発電効率の高い GTCC（Gas Turbine Combined Cycle）に発電方式が変わり、燃料ガスは 3MPa 以上の高圧が要求されるようになった。このため、LNG の気化ガスの送出圧力は、3~8MPa になり、最近ではさらに高圧送出の基地もある。

LNG 受入基地から送出されるガスには 2 つ経路がある。1 つは LNG ポンプで昇圧された LNG を気化器で気化したガスであり、もう 1 つが LNG タンクから発生した BOG を圧縮機で昇圧したガスである。ところで、気体を圧縮する動力は液体を昇圧する動力に比べて圧倒的に大きい。このために、BOG 圧縮機で高圧に圧縮するためには大きな動力が必要となり、LNG 受入基地の事業者は BOG 処理に様々な対策を図ってきた。

3. BOG とは

LNG タンクには高性能断熱が施されているが、LNG は約-160℃という極低温の状態であるため、大気・日光からの自然入熱および配管・機器を常に極低温状態に保つための保冷循環システムに必要な LNG プライマリーポンプからの入熱などにより LNG タンクの内部では常にわずかな LNG が蒸発している。この蒸発した気体が BOG である。BOG は LNG 受入基地では避けられないもので、これまでは、次のような 3 つの方法で処理されてきた。

1. BOG 圧縮機で圧縮して送出ガスに混ぜる方法
 - a. 高圧圧縮（3~8MPa）する。
 - b. 中圧圧縮（1MPa 未満）する。
2. BOG 再液化設備で LNG の冷熱を利用し再液化する方法

再液化した BOG を LNG タンクに戻す、または、ポンプで LNG 気化器に送る。

従来の BOG 処理の方法のうち、BOG 圧縮機で高圧圧縮した場合（1.a.のケース）を **Fig. 2** に示す。なお、LNG はメタンを主成分とし、その他にエタン・プロパン・ブタンや窒素などを含んだ混合物である。窒素はメタンより沸点が低くメタンよりも蒸発しやすいため、BOG 中の窒素の割合は LNG 中のそれよりも高くなる。例えば、LNG 中の窒素が約 1%程度でも

BOG 中の窒素は約 20%程度となる。したがって、BOG を都市ガスとして供給する場合には燃焼熱量を規定値にするために熱量調整装置で BOG に添加する LPG の割合は LNG のそれより大きくなる。

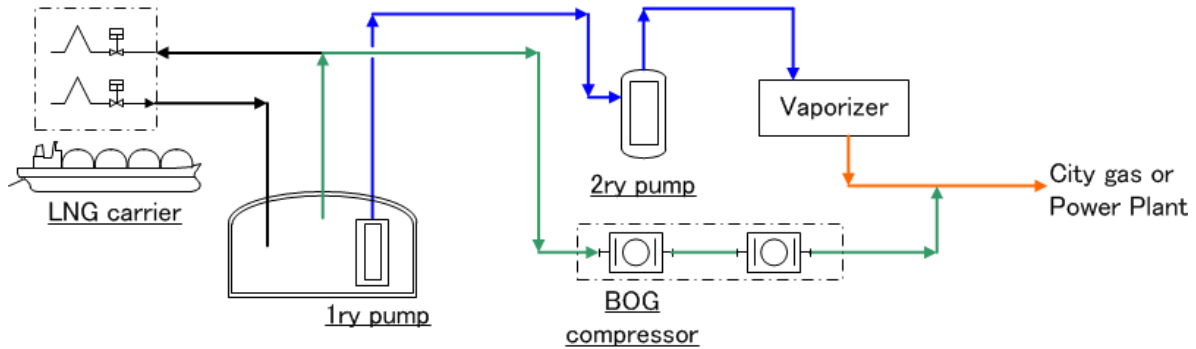


Fig. 2 Ordinary BOG Compression System

ガスの送出圧力が高圧になると BOG 圧縮機による処理には膨大な電力が消費される。このために BOG を中圧まで圧縮して液化する BOG 再液化設備を設置する基地も多くなった。この導入により BOG 処理の電力使用量を減らすことができる。しかし、BOG を LNG 中で再液化するために BOG 量の約 8 倍の LNG 量が必要になる。BOG は常時発生するので LNG 流量が低下すると BOG を液化することができないことが BOG 再液化設備では課題となる。

4. BOG の利用

当社は BOG 処理に関して前項で示した 3 つの方法に加え、新たに第 4 の方法、すなわち、BOG を合理的に処理する「BOG ガスエンジン発電システム“MixGen®”」を確立した。

BOG を従来の消極的な処理方法から積極的な活用を図る方式に変換したもので、BOG を中圧 (1MPa 未満) まで圧縮してガスエンジン発電機を高効率で運転可能としエネルギー (電力と熱) を効率良く回収するシステムであり、特許を取得した。

LNG 受入基地の MixGen® システムのフローを Fig. 3 に示す。

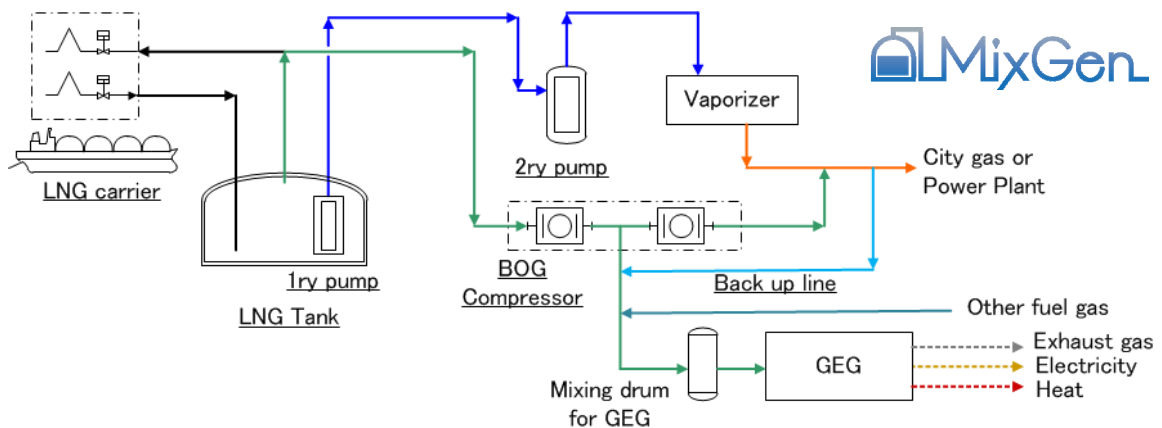


Fig. 3 MixGen® System

5. MixGen® システムとは

MixGen® システムとは、BOG を BOG 圧縮機で中圧まで昇圧してガスエンジン発電機の燃料とし、BOG の発生量またはニーズに応じ、燃料ガスを調整しながら安定的に発電する新システムである。

LNG 受入基地では LNG 船から新たに LNG を受入れた場合に BOG のガス組成が急激に変動する。この急激な変動は高性能なガスエンジン発電機の運転に大きな影響を与えるおそれがある。このため、ガスエンジン発電機の燃料ガスの組成変動を緩和して（すなわち、燃料ガスの発熱量の変化速度をガスエンジン発電機の許容値である数 MJ/Nm³/min 以下に抑えて）、ガスエンジン発電機の安定的・効率的な運転を確保しなくてはならない。

そのため BOG を燃料とする MixGen® システムでは、ガスエンジン発電機の安定運転を確保する目的で、ガスエンジンの上流に“BOG 調整装置 (MILDrum® (マイルドラム))”を設置し、燃料ガスの熱量変化の速度をガスエンジン発電機が要求する許容値以下に抑制してガスエンジン発電機の性能の維持と安定的な運転を実現させている。

MixGen® システム採用した BOG ガスエンジン発電所の外観図を Fig. 4 に示す。



Fig. 4 Outlook of MixGen® System

6. ガスエンジン発電機について

ガスエンジン発電機の技術進歩には目覚ましいものがあり、発電効率（発電端）が LHV 基準で 50%を超える製品も市場に出てきている。

ガスタービン発電と比較したときのガスエンジン発電のメリットを以下に記す。

- 圧力の低い燃料ガスが利用可能
- 低負荷でも高い発電効率を維持可能
- 負荷変動範囲が大きい。
- 発電効率が外気温度に影響されにくい。
- 短い起動時間（100%まで、2~5分）

フィンランドの Wärtsilä 社の主要なガスエンジン発電機のラインアップを **Table 1** に示す。LHV 基準の発電効率が 50%を超える機種も出現している。BOG 1 t/h あたり 6.5MW 程度の発電出力が得られる。

Table 1 Gas Engine Generator Configuration (50Hz)

Type (Wärtsilä note)	Electrical Power Output (kW)	Electrical Efficiency (LHV Base)
16V34SG	7,800	48.3%
16V34SG with Turbogenerator	7,920	49.1%
20V34SG	9,780	48.4%
20V34SG with Turbogenerator	9,900	49.0%
20V31SG	11,760	50.5%
18V50SG	18,415	49.6%
18V50SG with Turbogenerator	18,665	50.3%

note) nnXmmYY shows type of Gas Engine.

nn : the number of cylinders, X : cylinder configuration,

mm : the diameter of cylinder in centi-meter, YY : spark ignited gas

7. MILDrum® について

MILDrum® は当社の独自開発の内部構造を持ち、ガス組成変動による発熱量変動を大幅に緩和することが可能な装置で、**MixGen®** システム成立において必要不可欠なキーテクノロジーである（特許出願中）。前述のとおり LNG 受入基地では LNG 船から LNG を受け入れる際に BOG のガス組成(すなわち、BOG 発熱量)が急激に変動する。BOG 発熱量の急激な変動は発電機の失火や破損の原因となり、発電効率の低下や最悪の場合プラントトリップを引き起こす。**MILDrum®** の導入により発熱量の変動を大幅に緩和し、発電機の破損を防止するだけでなく、プラントトリップを回避し安定かつ継続的な電力の供給が可能となる。

MILDrum® には、発熱量の大幅な緩和の他に以下の特長がある。

➤ 発電機の種類に限定されない

発電機はガスエンジンだけでなく、ガスタービンにも適用可能で、LNG 気化機の出口ガスの熱量変動緩和などさまざまな分野に適用することができる。また、LNG 受入基地のみならず LNG 液化プラントや他プラントの発電設備への適用が期待される。

➤ 多様な燃料に対応可能

様々な燃料種の熱量変動に対応可能で、水素、バイオガスなどの気体燃料やパームオイルなどの液体バイオ燃料の処理など、多様な分野での活用が期待される。

➤ 動力不要

攪拌翼や回転体などの動的構造を持たず、動力を必要としない。

- 保守が容易
消耗品がないためスペアの保管が不要。

MILDrum® の内部構造については、CFD(Computational Fluid Dynamics) 解析および当社の技術研究所(大洗)における実証試験によって最適構造を確立した。解析の結果から、MILDrum® を設置することによって熱量変動速度を約 1/6,000 まで緩和することが可能となった(Fig. 5)。

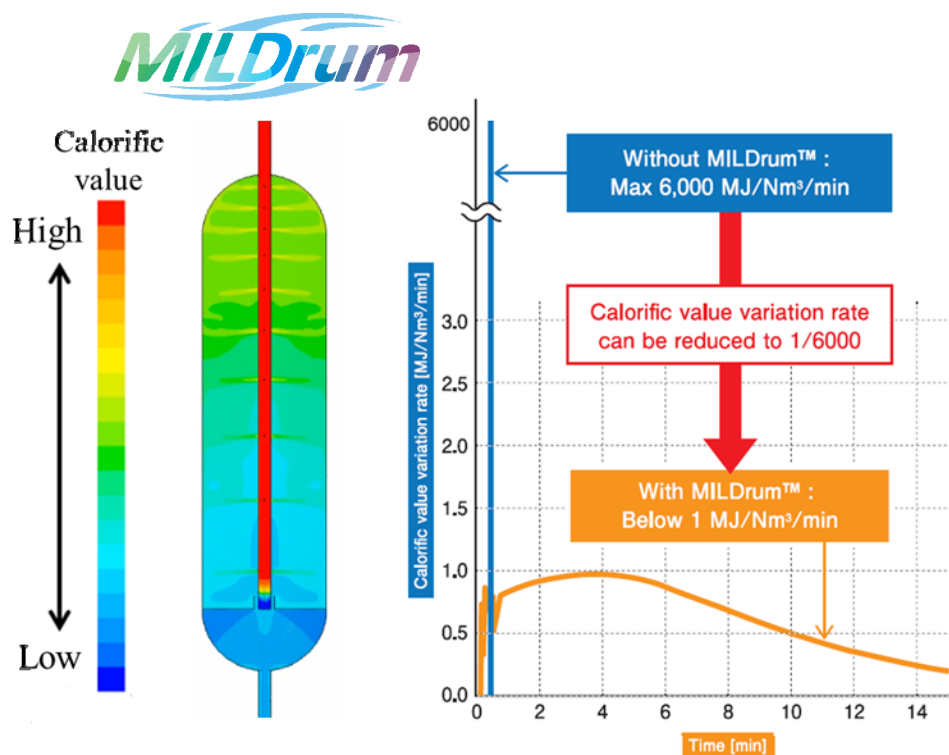


Fig. 5 CFD analysis results for MILDrum®

前述のとおり、MILDrum® は LNG 液化プラントへの適用も可能である。今後、当社が設計を行う LNG 液化プラントでは、精製された天然ガスから井戸元の原料ガスへの燃料ガスの切替時の熱量変動緩和のためにガスタービン入口に設置するミキシングドラムとして MILDrum® を採用する。

8. MixGen® システムの活用

MixGen® システムの採用により発電した電力を受入基地内で消費することが可能となる。また、発電した電力を安定的な電力源として市場に供給することができる。さらに、得られた熱（蒸気、温水）を基地内の LNG・LPG 気化の熱源に活用するなど高効率なエネルギー回収を実現することができる。

LNG タンクから発生する BOG は、メタンが主成分で熱量が低く、大気圧に近い低圧（6～18kPa 程度）のガスである。BOG を中圧まで圧縮するだけで、電力・熱源に変換・活用でき

る **MixGen®** システムには、次のような多くのメリットがある。

1. LNG 受入基地のオペレーションコスト低減 (BOG 圧縮のための電力削減、BOG が都市ガス原料の場合は LPG 添加が不要)
2. 地産地消のエネルギーとして発電した電力を電力市場に売電し、基地インフラ (組織、設備、ユーティリティ等) を活用することで発電事業の操業コストを抑制
3. ガスエンジン発電機はメーカー標準品であり短工期で既存基地に発電事業を実現
4. 災害に対する強靱化対策として停電時の分散型電源に利用

BOG をガスエンジン発電機の燃料ガスにするには、BOG を中圧 (1MPa 未満) まで圧縮すればよいので、BOG を圧縮する電力量を大幅に減らすことができる。

LNG 受入基地の 3 大電力消費設備は、BOG を圧縮する BOG 圧縮機、LNG を気化する熱源の海水を大量に汲み上げる海水ポンプおよび LNG を払い出す LNG ポンプである。BOG 圧縮機の電力量を大幅に低下させることは LNG 基地全体の電力量削減に大きく貢献することになる。

また、BOG ガスエンジン発電機の排熱を LNG 気化の熱源などとして回収することができる。例えば LNG 気化のために海水を熱源とする場合、海水取水設備、海水ポンプ、海水排水設備などの大きな設備投資が必要になる。BOG ガスエンジン発電機をコージェネレーションとして温水ボイラーで排熱回収すると、温水の循環により LNG を効率よく気化することができ、設備投資の大幅な削減につながる。排熱を回収して LNG の気化に活用した場合のケーススタディ結果を **Fig. 6** に示す。BOG 量約 1.1t/h から 7.5MW の電力出力と 2.3MW の排熱 (LNG 気化量 約 10t/h に相当) が回収できる。

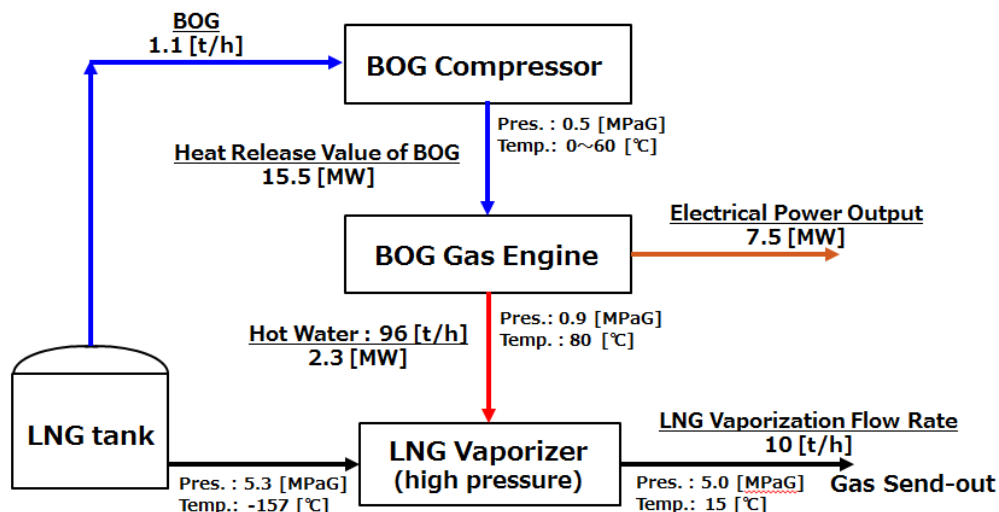


Fig. 6 Heat Recovery of MixGen® system

また、コージェネレーションとすることで、BOG ガスエンジン発電機の総合熱効率を 70% 以上に高めることができ LNG 受入基地の省エネおよび CO₂ 削減に大きく貢献することができる。

一般的なガスエンジン発電機を設置した LNG 受入基地のイメージ図を **Fig. 7** に示す。



Fig. 7 Outlook of LNG Receiving Terminal with Gas Engine Generators
(By courtesy of Wärtsilä)

9. おわりに

温室効果ガスの削減にむけてパリ協定が発効したが、環境に優しいと言われる LNG も更なる温室効果ガスの削減が求められている。わが国の電力事業者は、電力事業における低炭素社会実行計画を策定し、2030年度の排出係数を、 $0.370\text{kg-CO}_2/\text{kWh}$ を目標とした。

当社が開発した **MixGen®** システムで発電された電力は、10%程度の排熱回収を行うことで排出係数は、 $0.350\text{ kg-CO}_2/\text{kWh}$ と目標値以下を実現できる。

LNG 受入基地に飛躍的な操業効率の改善をもたらす可能性が高い **MixGen®** システムが、わが国に限らず世界の LNG 受入基地に導入され、低炭素社会に向けた貢献ができることを期待する。

以上