

(19)日本国特許庁(JP)

(12)特許公報(B2)

(11)特許番号
特許第7018946号
(P7018946)

(45)発行日 令和4年2月14日(2022.2.14)

(24)登録日 令和4年2月3日(2022.2.3)

(51)国際特許分類		F I		
<i>F 0 1 D</i>	<i>15/10 (2006.01)</i>	<i>F 0 1 D</i>	<i>15/10</i>	<i>B</i>
<i>F 1 7 C</i>	<i>9/00 (2006.01)</i>	<i>F 1 7 C</i>	<i>9/00</i>	<i>A</i>
<i>F 0 1 K</i>	<i>25/00 (2006.01)</i>	<i>F 0 1 K</i>	<i>25/00</i>	<i>Z</i>

請求項の数 20 (全22頁)

(21)出願番号	特願2019-529161(P2019-529161)	(73)特許権者	519190263 サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオー ニ S A I P E M S . P . A . イタリア、イ - 2 0 0 9 7 ミラノ、サン ・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マル ティーリ・ディ・チェファロニア 6 7 番
(86)(22)出願日	平成29年11月28日(2017.11.28)	(74)代理人	100145403 弁理士 山尾 憲人
(65)公表番号	特表2020-501071(P2020-501071 A)	(74)代理人	100189555 弁理士 徳山 英浩
(43)公表日	令和2年1月16日(2020.1.16)	(72)発明者	サロヴァトーレ・デ・リナルディス イタリア、イ - 2 0 0 9 7 ミラノ、サン ・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マル ティーリ・ディ・チェファロニア 6 7 番 最終頁に続く
(86)国際出願番号	PCT/IB2017/057438		
(87)国際公開番号	WO2018/100485		
(87)国際公開日	平成30年6月7日(2018.6.7)		
審査請求日	令和2年10月21日(2020.10.21)		
(31)優先権主張番号	102016000121407		
(32)優先日	平成28年11月30日(2016.11.30)		
(33)優先権主張国・地域又は機関	イタリア(IT)		

(54)【発明の名称】 極低温用途又は冷却流体における閉ガスサイクル

(57)【特許請求の範囲】

【請求項 1】

液化ガスの再ガス化ライン内で熱エネルギー及び電気エネルギーを発生させるための方法であって、

前記再ガス化ラインは、

作用流体と共に作動する閉ガスサイクルのセクションと、

前記作用流体の熱が前記液化ガスにその再ガス化のために伝達される第1の熱交換器（H E 1）と、

前記作用流体によって電流を発生させるためのタービン（T 2）と、

前記作用流体に熱を伝達する第1の中間流体の回路の一部である第2の熱交換器（H E 2）と、

前記作用流体に熱を伝達する第2の中間流体の回路の一部である第3の熱交換器（H E 3）と、

を備え、

前記第1の中間流体の回路は、ボイラ回路、又は前記ボイラ回路のボイラによって生成された蒸発気で作動する回路であり、

前記第2の中間流体は、海水又は周囲空気であり、

前記方法は、

1)作用流体を用いて閉ガスサイクルを作動させるステップであって、

前記作動させるステップは、

i) 海水又は周囲空気から熱エネルギーを取得するステップ(ステップA)を含む、前記作用流体によって熱エネルギーを取得する1つ又は複数のステップと、

ii) 前記閉ガスサイクルの作用流体を用いて電気エネルギーを発生させるステップと、

iii) 前記第1の熱交換器(HE1)内で前記作用流体から液化ガスに熱エネルギーを伝達するステップとを含む、作動させるステップ、
を含む、方法。

【請求項2】

ボイラ水の冷却及び前記第1の熱交換器(HE1)から出力される閉ガスサイクルの前記作用流体の加熱が、前記第2の熱交換器(HE2)内で実施される、請求項1に記載の方法。

10

【請求項3】

ボイラ水の冷却及び第3の熱交換器(HE3)から出力される前記閉ガスサイクルの前記作用流体の加熱が、前記第2の熱交換器内で実施される、請求項1又は2に記載の方法。

【請求項4】

第3の熱交換器(HE3)内で、海水の冷却及び前記第1の熱交換器(HE1)から出力される前記閉ガスサイクルの前記作用流体の加熱が、前記液化ガスを前記作用流体で再ガス化するために実施される、請求項1～3のいずれか1つに記載の方法。

【請求項5】

前記第2の熱交換器(HE2)からの前記第1の中間流体が、ボイラによって生成された蒸発気との熱交換のためにボイラ回路のボイラ内に送られる、請求項1～4のいずれか1つに記載の方法。

20

【請求項6】

前記閉ガスサイクルのタービン(T2)には、前記第2の熱交換器(HE2)から出力される加熱された前記閉ガスサイクルの前記作用流体が供給される、請求項1～5のいずれか1つに記載の方法。

【請求項7】

前記閉ガスサイクルの前記タービン(T2)には、前記ボイラ回路の前記ボイラからの出力として加熱された前記閉ガスサイクルの前記作用流体が供給される、請求項5に記載の方法。

【請求項8】

前記ボイラ回路が、前記閉ガスサイクルの作用流体と前記液化ガスとの間の熱交換が中で実装される前記第1の熱交換器(HE1)から出力された再ガス化ガスの一部が供給されるボイラを備える、請求項1～7のいずれか1つに記載の方法。

30

【請求項9】

ヒートポンプ(HP)をさらに備え、前記ヒートポンプは、

- 冷却流体回路と、

- 冷却流体と前記ヒートポンプの第1の中間流体(HPF1)との間の熱交換のための前記ヒートポンプの第1の熱交換器(CPC)、及び冷却流体と前記ヒートポンプの第2の中間流体(HPF2)との間の熱交換のための前記ヒートポンプの第2の熱交換器(VPC)と、

40

- 前記第2の中間流体(HPF2)と前記液化ガスとの間の熱交換のための別の熱交換器(HE4)とを備え、

前記方法は、さらに、

2) 以下のステップによってヒートポンプ(HP)を作動させるステップであって、

a) 冷却流体と前記ヒートポンプの第1の中間流体(HPF1)との間で第1の熱交換を実装するステップであって、前記第1の中間流体(HPF1)は、前記冷却流体に熱を伝達する、ステップと、

b) 前記冷却流体と前記ヒートポンプの第2の中間流体(HPF2)との間で第2の熱交換を実施するステップであって、前記冷却流体は、前記第2の中間流体(HPF2)に熱を伝達する、ステップとを含む、作動させるステップと、

50

3) 前記第2の中間流体(HPF2)と前記液化ガスとの間で熱交換を実装するステップと、

を含む、請求項1~8のいずれか1つに記載の方法。

【請求項10】

前記ヒートポンプには、前記閉ガスサイクルの前記タービン(T2)に連結された発電機(G1)によって生成された電力が供給される、請求項9に記載の方法。

【請求項11】

前記第2の中間流体の回路が、BOG回路に追加され、前記BOG回路は、前記海水と前記BOG回路との間で熱交換を生じる熱交換器(HE5)を備える、請求項1~10のいずれか1つに記載の方法。

10

【請求項12】

前記ステップi)が、前記ステップAの代替又は追加で、過熱水又はジアテルミーボイラオイルから熱エネルギーを取得するステップ(ステップA')を含む、請求項1~11のいずれか1つに記載の方法。

【請求項13】

ステップ3)の前記液化ガスが、前記第1の熱交換器(HE1)内の部分的に再ガス化された液化ガスである、請求項9に記載の方法。

【請求項14】

ステップiii)において生成された前記電気エネルギーをヒートポンプ(HP)に供給するステップを含む、請求項9~13のいずれか1つに記載の方法。

20

【請求項15】

ステップiii)による再ガス化ガスの一部がボイラに供給されることを特徴とする、請求項9~14のいずれか1つに記載の方法。

【請求項16】

前記作用流体が、アルゴン、窒素、ヘリウム、空気を含む群から選択される、請求項9~15のいずれか1つに記載の方法。

【請求項17】

前記液化ガスが、空気、窒素、プロパン及びブタンなどのアルカン、もしくは、エチレン、プロピレンなどのアルケンなどの炭化水素化合物、又は液化天然ガス(LNG)を含む群から選択される、請求項9~16のいずれか1つに記載の方法。

30

【請求項18】

ガス状、液体、又は固体の極低温貯蔵物を形成するための、請求項9~17のいずれか1つに記載の方法。

【請求項19】

請求項1~18のいずれか1つに記載の方法により動作する1つ又は複数の液化ガス用の再ガス化ラインを備え、前記再ガス化ラインが平行である、液化ガス用の再ガス化ターミナル。

【請求項20】

水中燃焼気化器(SCV)又はオープンラック気化器型の気化セクションをさらに備える、請求項19に記載の液化ガス用の再ガス化ターミナル。

40

【発明の詳細な説明】

【技術分野】

【0001】

本発明は、エネルギー分野において、特に液化ガスの再ガス化ターミナルに必要とされるエネルギー消費の低減のための用途を見出す。

【背景技術】

【0002】

液化天然ガス(LNG)を再ガス化するための技術が知られている。

【0003】

液化天然ガスは、主に、メタンと、より少ない程度ではあるがエタン、プロパン、イソブ

50

タン、n-ブタン、ペンタン、及び窒素などの他の軽質炭化水素とを含む天然ガスの混合物であり、室温において見出されるガス状態から、約 - 160 において液体状態に変換されてその輸送が可能になる。

【0004】

液化プラントは、天然ガス製造場所の近くに位置する一方で、再ガス化プラント（又は「再ガス化ターミナル」）は、ユーザの近くに位置する。

【0005】

ほとんどのプラント（約85%）は陸上に位置し、残り（約15%）はプラットフォーム又は船上の洋上にある。

【0006】

各再ガス化ターミナルは、液化天然ガスの負荷又は要求を満たすために、並びに柔軟性又は技術的要件の理由から（例えば、ラインの維持のために）、いくつかの再ガス化ラインを備えることが一般的である。

【0007】

通常、再ガス化技術は、タンク内に - 160 の温度で大気圧で貯蔵された液化天然ガスを含み、最大約70～80バールのガス圧縮のステップと、最大約3 の気化及び過熱のステップとを含む。

【0008】

139 t/hの再ガス化に必要な火力は、約27 MW t（メガワット）であり、電力は約2.25 MWe（メガワット）である（プラントの他の補助負荷を考慮する場合4.85 MWeであり、4つの再ガス化ライン上のプラントの最大電気負荷は19.4 MWeである）。

【0009】

これらの中で、最も使用されているものは、個々に又は互いに組み合わせて、再ガス化ターミナルの約70%で使用されているオープンラック気化器（ORV）技術、及び水中燃焼気化器（SCV）である。

【0010】

オープンラック気化器（ORV）

この技術は、液体状態（約70～80バール及び160 の温度）の天然ガスが、パネルを形成するために側面を接するアルミニウム管内で底部から上方向に流れるようにされることを提供する。気化は、流体が進むにつれて漸進的に起こる。

【0011】

熱媒体は海水であり、管の外面を上部から下方向に流れることにより、温度差によって気化に必要な熱が提供される。

【0012】

特に、熱交換は、パネル上の薄い海水膜の均一な分布を実行する、管の外形及び表面粗さの設計によって最適化される。

【0013】

水中燃焼気化器（SCV）

そのような技術は、熱媒体として水中火炎バーナーによって加熱された脱塩水を利用する。特に、燃料ガス（FG）が燃焼セクション内で燃焼され、生成された蒸発気は、燃焼ガスの気泡がそこから出てくる穿孔された管のコイルを通過し、水浴を加熱して凝縮熱も伝達する。

【0014】

液化天然ガス（LNG）は、同じ脱塩及び加熱された水浴中に沈められたステンレス鋼管の別のコイル中で気化する。

【0015】

均一な温度分布を確実にするために、同じ水浴が循環状態で保たれる。

【0016】

一方、排出された蒸発気は、SCVのベントスタックによって排出される。

10

20

30

40

50

【 0 0 1 7 】

イタリア特許第 1 0 4 2 7 9 3 号明細書 (S n a m p r o g e t t i S . p . A .) は、L N G の再ガス化及びガスタービンの排出から熱を回収する窒素閉ガスサイクル (B r a y t o n) による電気エネルギーの同時生成のための方法を説明している。

【 0 0 1 8 】

しかしながら、そのような方法は、再ガス化ターミナルの要件よりも大きい量の電気エネルギーを生成するので、用途が限られている。5 5 % の計算収率は、3 3 M W e を生成し、これは必要とされるものの 1 0 倍である。

【 0 0 1 9 】

さらに、これは、排出ガスから熱を回収するためにガスタービンを利用することに限定してのみ使用され得る。これはまた、1 0 に等しい圧縮比を必要とし、それ故にかなり複雑な機械、圧縮機、及び多段タービンの使用を必要とし、これらは高温 (4 0 0 ~ 7 0 0) で作動し、高価な材料も使用する。

10

【 0 0 2 0 】

他の欠点及び制限は、熱的負荷と電気負荷との比が熱的部分に対して強く不均衡であるという事実によって表される。したがって、熱的負荷及び電気負荷を同時に賄うために、ガスタービンから回収された熱の大部分は閉ガスサイクルによって放出され、効率の悪い閉ガスサイクルを実行する。さらに、L N G の流量が低下している状況では、タービン負荷をチョークするために、さらなる効率の損失を伴って、又は依然としてシステム内の効率を損失して、タービン放出ガスの一部を大気中に放出する必要がある。

20

【 0 0 2 1 】

水中燃焼気化器 (S C V) を特に参照すると、そのような技術は、生成されたガスの約 1 . 5 % に等しい燃料ガス消費を意味し、苛性ソーダによる処理を必要とする水浴の pH を低下させる二酸化炭素を生成し、1 3 9 トン / 時を再ガス化するために約 5 0 , 0 0 0 トン / 年の C O ₂ の生成量を決定する。

【 0 0 2 2 】

その代わりにオープンラック気化器に関しては、そのような技術は、特に L N G がより低温であるセクションにおいて、管の外側部分において海水の凍結を部分的に引き起こし得る。さらに、i) これは、地理的地域及び / 又は海水温度が主に亜熱帯によって表される少なくとも 5 ~ 9 である季節に利用されることがあり、i i) 海水は、管の垂鉛コーティングを腐食させ得る重金属の含有量を無くすか、又は低減するために事前に処理されなければならない、i i i) これは、O R V の高さの展開に等しいレベルの測地差を克服しなければならない、海水ポンプを作動させるための電気エネルギー消費を意味し、これは S C V 技術に比べて再ガス化ライン当たり 1 . 2 M W e の追加の消費 (総プラント電力は 2 4 . 2 M W e に等しい) を伴い、i v) 最後に、この技術は非常に複雑であり、限られた数の供給業者及びサイズで利用可能である。

30

【 0 0 2 3 】

したがって、一般に、従来の技術は、プラントに必要な電気エネルギーを生成することを可能にせず、冷却ユニットの形態で大量のエネルギーの損失を招く。

【 発明の概要 】

40

【 0 0 2 4 】

本発明の著者らは、驚くべきことに、閉ガスサイクルを従来の再ガス化ラインに導入することが可能であることを見出した。

【 課題を解決するための手段 】

【 0 0 2 5 】

第 1 の目的は、液化天然ガス (L N G) 用の再ガス化ラインを説明することにある。

【 0 0 2 6 】

本発明の別の目的は、熱エネルギー及び電気エネルギーを発生させるための方法を説明することにある。

【 0 0 2 7 】

50

さらなる目的は、液化天然ガス（LNG）の再ガス化プラントを備える再ガス化ターミナルを説明することにある。

【図面の簡単な説明】

【0028】

【図1】本発明による再ガス化ラインを示す図である。

【図2】エネルギーバイパスの概念が図式化されている、より多くの再ガス化ラインを備えるプラントを示す図である。

【図3】本発明の代替実施形態による再ガス化ラインを示す図である。

【図4】本発明の別の代替実施形態による再ガス化ラインを示す図である。

【図5A】本発明の再ガス化ラインの一部の代替構成を示す図である。

10

【図5B】本発明の再ガス化ラインの一部の別の代替構成を示す図である。

【図6】本発明の再ガス化ラインの一部の別の代替構成を示す図である。

【図7】本発明のさらなる実施形態による再ガス化ラインを示す図である。

【図8】本発明のさらなる実施形態による再ガス化ラインを示す図である。

【発明を実施するための形態】

【0029】

本発明は、特に液化天然ガス（LNG）の再ガス化に関して説明されているが、以下に説明する再ガス化ライン、再ガス化ターミナル及び再ガス化方法は、低温（約0 未満）又は極低温（-45 未満）で貯蔵された他の液化流体の再ガス化又は気化にも同様に適用できる。

20

【0030】

以下の説明では、「液化ガス」という用語は、主に液体成分の流体を意味することを意図している。

【0031】

本発明は、例えば、空気、窒素、炭化水素化合物、例えば、プロパン及びブタンなどのアルカン、又はエチレン及びプロピレンなどのアルケンを含む群から選択された液化ガスの再ガス化又は気化、或いは、水素の再ガス化又は気化に同様の用途を見出すであろう。

【0032】

説明を簡単にするために、本説明及び図面では、天然ガスを参照するものとする。

【0033】

30

本発明の目的によれば、液化天然ガス（LNG）用の再ガス化ラインが、説明される。

【0034】

「再ガス化ライン」という用語は、液化天然ガス（LNG）の再ガス化のための構造、設備、機械、及びシステムを備えるプラント部分を意味することを意図している。

【0035】

そのような構造、設備、機械、及びシステムは、特に、LNGが貯蔵され、ガス自体の分配ネットワーク内の再ガス化されたLNGの入口点で終わっているタンクに由来する。

【0036】

より詳細には、タンク内では、液化天然ガス（LNG）は、大気圧で約-160 の温度で貯蔵される。

40

【0037】

特に、液化ガスタンクは、例えば陸上又は洋上又はフロータ上であり得る、再ガス化プラント以外の場所又は構造内に位置することができる。

【0038】

回路要素が、水中燃焼気化（SCV）セクションの浴である。

【0039】

気化浴に入る前に、LNGは、予備圧縮ステップにかけられて約70～80バールの圧力にすることができる。

【0040】

圧縮は、（図4のPMP1）直列で作動する低圧ポンプ（約400kW e）及び高圧ポン

50

プ (約 1300 kWe) によって作動される。

【0041】

図1では、CMP1は、ボイルオフガス圧縮機 (BOG) を表す。

【0042】

好ましい態様では、SCVセクションの浴入口では、液化ガスは、超臨界状態にあり得る。例えば、液化天然ガスの場合、これは、約70~80バールの圧力及び約-155の温度であり得る。

【0043】

SCV浴内で、液化天然ガスは、気化され、最大約3の温度まで過熱される。

【0044】

一旦再ガス化されると、天然ガスは、天然ガス分配ネットワークに導入され得る。

【0045】

本発明の第1の目的によれば、液化天然ガスの再ガス化ライン (ベース回路) は、液化天然ガス (LNG) バイパス回路を統合するように変更される。

【0046】

特に、2つの回路間の統合は、ベース回路からの液化天然ガスの引き込み連結部と、分配ネットワークに向かうベース回路内の再ガス化された液化天然ガスの再導入連結部とにある。

【0047】

好ましくは、引き込み連結部は、極低温ポンプの下流及び気化浴 (SCV) の上流にある。

【0048】

したがって、本発明の目的のために、以下が説明される：

- 天然ガス再ガス化バイパス回路を統合するように変更された、既存の再ガス化ライン (改造)、及び
- 例えば新プラントを構築するための主ラインとする、バイパス回路からなる再ガス化ライン。

【0049】

液化天然ガス (LNG) バイパス回路

貯蔵タンクからの出力としての LNG 流 (101) の一部は、任意選択で予備圧縮ステップの後に、LNG ベース回路から引き出され、熱交換器 (HE1) 内で加熱及び気化ステップにかけられる。

【0050】

特に、そのような加熱は、最大約3の温度まで作動される。

【0051】

このようにして気化された天然ガス流 (102) は、約70バールの圧力及び3で天然ガスネットワークに導入される。

【0052】

本発明の一態様によれば、交換器 HE1 からの出力としての LNG の一部 (103) は、ボイラ (天然ガス焼きボイラ) に送られる。

【0053】

約139 t/h の初期 LNG 流量を考慮すると、ボイラ回路用に意図された量は、約1~2 t/h である。

【0054】

本発明の第1の目的によれば、上記で説明したベース回路及びバイパス回路を備える液化天然ガス (LNG) 回路は、閉ガスサイクルを導入する (又はそれと統合する) ことによって変更される。

【0055】

閉ガスサイクル

本発明によれば、閉ガスサイクルは、作用流体と呼ばれる、好ましくは単原子ガスからなる流体と共に作動する。

10

20

30

40

50

【 0 0 5 6 】

さらにより好ましい態様では、前記ガスは、アルゴン、窒素、ヘリウム、及び空気を含む群から選択される。

【 0 0 5 7 】

本発明の目的のために、そのような作用流体は、アルゴン (A r) である。

【 0 0 5 8 】

約 7 0 の温度及び約 2 0 パールの圧力の作用流体 1 は、圧縮機 K 1 を介して最大約 4 2 パールまでの圧縮ステップにかけられ、約 2 (より正確には 2 . 0 9) の圧縮比となる。

【 0 0 5 9 】

閉ガスサイクルでは、決定パラメータは圧縮比であるが、(圧力が増加するにつれて、体積流量が減少するためにサイズが減少する) ターボ機械の設計及び (圧力が増加するにつれて管の厚さが増加する) 設備では、(圧縮比によって互いに連結されている) 最小圧力及び最大圧力が最適化される。

10

【 0 0 6 0 】

このようにして得られた流れ 2 は、熱交換器内で最大約 4 まで加熱される (図 1 の H E 3) 。

【 0 0 6 1 】

このステップは、約 1 2 M W t に等しい熱交換を含む。

【 0 0 6 2 】

本発明の目的のために、第 3 の熱交換器 H E 3 内の熱交換ステップは、任意選択である。

20

【 0 0 6 3 】

続いて、加熱された流れ (図 1 の 3) が、熱交換器 (図 1 の H E 2) 内で加熱されるか、又は任意選択でさらに加熱されて、約 1 2 0 の流れ 4 を得る。

【 0 0 6 4 】

このステップは、約 1 8 M W t に等しい熱交換を含む。

【 0 0 6 5 】

次のステップにおいて、作用流体の流れ 4 は、発電機 G 1 及び圧縮機 K 1 に合わせられたタービン T 2 内で最大約 2 1 パールまで膨張し、約 4 0 まで冷却されて (図 1 の流れ 5) 、約 2 . 2 5 M W e の正味電力をもたらす。

【 0 0 6 6 】

最後に、交換器 H E 1 内で、閉ガスサイクルの作用流体は、約 2 7 M W t の冷却のために L N G に熱出力を伝達する。

30

【 0 0 6 7 】

本発明の好ましい態様では、回路内を循環する閉ガスサイクルの作用流体流量は、約 1 3 7 . 8 t / h である。

【 0 0 6 8 】

本発明の目的のために、熱交換器 H E 1 において熱交換が起こり、それによって閉ガスサイクルの作用流体が熱出力を液化天然ガス (L N G) に伝達し、液化天然ガスはこうして再ガス化される。

【 0 0 6 9 】

そのようなステップでは、約 2 7 M W t に相当する熱交換が起こる。

40

【 0 0 7 0 】

図 5 A に示す本発明の代替の態様 (ここで、C = 圧縮機、R 1 = 第 1 の減速機、T 1 = タービン、R 2 = 第 2 の減速機、及び G = 発電機) によれば、タービン及び閉ガスサイクル圧縮機は、同じシャフト上に直接合わせられ得る。さらに、それらは、同じ回転速度を有していても有していなくてもよく、それらは、1 つの同じ発電機に機械的エネルギーを伝達することができる。

【 0 0 7 1 】

図 5 B に示す別の態様 (ここで、C = 圧縮機、R 1 = 第 1 の減速機、T 1 = タービン、T 2 = 第 2 のタービン、R 2 = 第 2 の減速機、及び G = 発電機) では、作用流体は、以下の

50

直列の２つのタービン内で膨張することができる：圧縮機に合わせられて高圧で作動する T 1、及び発電機に合わせられて低圧で作動する T 2。

【 0 0 7 2 】

図 6 に示す他の代替形態では、圧縮機 K 1 は、電氣的に作動され、タービン T 2 は、発電機だけに合わせられる。

【 0 0 7 3 】

図示しない別の代替形態では、熱交換器（回収器）が、タービンの出力に挿入され、タービン内で膨張した後の作用流体は、交換器 H E 2 から熱を受け取る前に、熱交換器 H E 3 からの作用流体の出力に熱を伝達する。

【 0 0 7 4 】

本発明のさらなる態様によれば、作用流体回路は、追加の回路とさらに統合され得る。

【 0 0 7 5 】

特に、そのような回路は以下を備えることができる：

- ボイラ回路、
- 「燃料電池」から熱を回収するための回路、
- 海水回路、
- B O G 圧縮機からの圧縮熱を回収するための回路。

【 0 0 7 6 】

本発明の好ましい態様によれば、統合は、上に列挙したそれらのサイクルのうちの任意の 1 つ又は複数で可能である。

【 0 0 7 7 】

ボイラ回路又は第 1 の高温回路

回路には、約 3 0 の温度の水が供給される（図 1 の 2 0 1 ）。

【 0 0 7 8 】

水流 2 0 2 は、約 3 . 8 2 バールの圧力でボイラに到達し、図 1 のボイラ P M P 3 の循環ポンプによって循環される。ボイラ内で約 1 4 0 に加熱された水の流れ 2 0 3 は、熱交換器（H E 2）内で冷却され、これは、約 3 0 に冷却される（2 0 1）。

【 0 0 7 9 】

本発明の好ましい態様によれば、ボイラ回路は、交換器 H E 2 で閉ガスサイクルと統合され、その中でボイラ回路水は、熱出力を、約 1 2 0 に昇温した閉ガスサイクルの作用流体に伝達し冷却する。

【 0 0 8 0 】

そのようなステップは、特に、約 1 8 M W t に相当する熱交換を含む。

【 0 0 8 1 】

本発明の代替の態様では、ボイラは、同等の熱源によって置き換えられてもよい。

【 0 0 8 2 】

本発明の代替の態様によれば、過熱水ボイラ回路は、ジアテルミーオイル回路によって置き換えられてよい。

【 0 0 8 3 】

1 つ又は他の方法の選択が、必要性に基づいてなされてよい。

【 0 0 8 4 】

図 8 に示す本発明の一態様では、ボイラ回路は、空気が供給されたボイラ自体の排出蒸発気（図 8 の 2 0 3）によって表される中間流体と共に作動する。

【 0 0 8 5 】

特に、熱交換器 H E 2 において、ボイラから出力された蒸発気と共に熱交換が起こり、スタック 2 0 1 に送られる蒸発気を生成する。

【 0 0 8 6 】

交換器 H E 2 から出力された作用流体は、ボイラ内で加熱され、続いて流れ 4 は、タービン T 2 に送られる。

【 0 0 8 7 】

10

20

30

40

50

そのような構成では、熱交換は、ボイラ内の輻射及び交換器 H E 2 内の対流（作用流体サイクルとの統合点）によって起こる。

【 0 0 8 8 】

上記で説明した実施形態では、好ましく使用される作用流体は、窒素である。

【 0 0 8 9 】

本発明の代替の態様では、熱源としてのボイラは、燃料電池であり、その排出流体は、熱を伝達することができる。

【 0 0 9 0 】

燃料電池の供給流体は、水素、エタノール、メタンであり得る。

【 0 0 9 1 】

海水回路又は第 2 の低温回路

海水は、海水出口で約 9 の温度で引き出される（図 1 の 3 0 1 ）。

【 0 0 9 2 】

続いて、これは、ポンプ P M P 2 を用いて最大約 2 バール（図 1 の 3 0 2 ）の圧力まで圧送ステップにかけられ、次いで第 3 の熱交換器（ H E 3 ）内で約 4 まで冷却される。

【 0 0 9 3 】

H E 3 におけるこの冷却ステップは、約 1 2 M W t の熱エネルギーの伝達を伴う。

【 0 0 9 4 】

これらの条件において、水流（ 3 0 3 ）は、海に放出され得る。

【 0 0 9 5 】

任意選択で、循環系への導入の前に、海水は、物質及び有機材料、例えば藻類、軟体動物、及び砂又は粒子状物質などの無機材料を保持するために濾過ステップにかけられる。

【 0 0 9 6 】

本発明の好ましい態様によれば、閉ガスサイクルとの統合は、第 3 の熱交換器 H E 3 で起こり、ここで海水は、閉ガスサイクルの作用流体に熱を伝達する。

【 0 0 9 7 】

そのようなステップは、特に、約 1 2 M W t に相当する熱交換を含む。

【 0 0 9 8 】

第 3 の熱交換器（ H E 3 ）における熱交換ステップは、閉ガスサイクルの作用流体を加熱する上記で説明したステップに対応することが分かるであろう。

【 0 0 9 9 】

閉ガスサイクルを海水回路と統合することにより、低温で第 2 の熱源を利用することが可能になり、再ガス化天然ガスの消費量を低減することが可能になる。

【 0 1 0 0 】

本説明では、「海水」を参照する場合、これは、圧送された海水、堆積物を除去するために適切に処理されるものだけでなく、より一般的には河川、運河、井戸、湖などの天然盆地又は人工流域から得られた真水をも参照することを意味する。

【 0 1 0 1 】

本発明の代替実施形態では、海水の代わりに、例えば空気加熱技術を使用して、周囲空気を低温の熱源として使用することができる。

【 0 1 0 2 】

そのような構成では、周囲空気を自然に又は強制循環によって通過させる交換器コイルを設けることができ、ここでコイル内の作用流体は加熱され、コイルの外側の空気は冷却される。

【 0 1 0 3 】

この文脈における回路の構造的変更は、当業者の範囲内である。

【 0 1 0 4 】

B O G サイクル

図 7 に示す本発明のさらなる態様によれば、海水回路は、 B O G 回路によって置き換えられるか又はそれに追加され得る。

10

20

30

40

50

【 0 1 0 5 】

そのような目的のために、特に、温水流れ 3 0 1 が、熱交換器 H E 3 に送られ、ここで熱交換が作用流体と共に起こる。

【 0 1 0 6 】

熱交換器 H E 3 3 0 3 からの流れ出力 1 0 1 は、B O G 圧縮機からの B O G 出力との熱交換器のために熱交換器 H E 5 に送られる。

【 0 1 0 7 】

図示しない本発明のさらなる態様によれば、圧縮後の B O G と作用流体との間の熱交換器は、熱交換器 H E 3 内で直接起こる。

【 0 1 0 8 】

図示しない本発明のさらなる態様によれば、B O G 圧縮は、より多くのステップで実行されてよく、この条件では、各圧縮の出力において、熱は、H E 3 などのより多くの交換機又は単一交換器（単一本体内で多くの熱交換）内に伝達され得る。

【 0 1 0 9 】

電子回路

電氣的要件に関して、本発明のシステムは、再ガス化ラインをエネルギー的に独立させるために約 2 . 2 5 M W e を必要とし、再ガス化ターミナル全体の電氣負荷の 1 / 4 をカバーする場合には 4 . 8 5 M W e を必要とする。

【 0 1 1 0 】

特に、本発明のシステムは、再ガス化ライン（ 2 . 2 5 M W e ）又は再ガス化ターミナル全体の電氣負荷の 1 / 4 の電氣的要件を全て提供し、低圧及び高圧の極低温ポンプ（ P M P 1 ）、ボイルオフガス圧縮機（ C M P 1 ）、並びに海水を圧送するためのポンプ（ P M P 2 ）及びボイラ循環ポンプ（ P M P 3 ）に供給する。

【 0 1 1 1 】

したがって、上記の説明によれば、本発明は、以下を備える液化天然ガス（ L N G ）の再ガス化ラインを説明する：

- 前記液化天然ガス（ L N G ）の気化セクション、及び
- 作用流体と共に作動し、第 1 の熱交換器（ H E 1 ）、圧縮機、第 2 の交換器（ H E 2 ）、第 3 の交換器（ H E 3 ）、及び閉ガスサイクルの前記作用流体によって電氣エネルギーを発生させるためのタービンをさらに備える、閉ガスサイクルのセクション。

【 0 1 1 2 】

より具体的には、閉ガスサイクルの作用流体の熱は、第 1 の熱交換器（ H E 1 ）内で液化天然ガス（ L N G ）に伝達される。

【 0 1 1 3 】

本発明の目的のために、閉ガスサイクルの前記作用流体は、空気、窒素、ヘリウム、アルゴンを含む群から選択される。

【 0 1 1 4 】

本発明によれば、閉ガスサイクルは、好ましくは単原子ガスからなる流体と共に作動する。

【 0 1 1 5 】

好ましくは、閉ガスサイクルの作用流体は、アルゴンである。

【 0 1 1 6 】

本発明の好ましい態様によれば、説明した再ガス化ラインは、2 つの熱交換器（それぞれ H E 1 、 H E 2 ）を備える。

【 0 1 1 7 】

本発明の一態様では、第 2 の交換器（ H E 2 ）は、第 1 の中間流体と共に作動する回路の一部である。

【 0 1 1 8 】

前記第 2 の交換器（ H E 2 ）内では、特に、前記第 1 の中間流体と、熱が伝達される閉ガスサイクルの前記作用流体との間で熱交換が実行される。

【 0 1 1 9 】

10

20

30

40

50

本発明の好ましい実施形態では、第2の交換器（HE2）内では、前記第1の中間流体は、吸熱エンジン、ガスタービン又は内燃エンジンの排出蒸発気又はプロセス回収物（高温源）からなる。

【0120】

さらなる態様によれば、本発明の再ガス化ラインは、第3の熱交換器（HE3）を備える。

【0121】

そのような第3の交換器（HE3）は、特に、第2の中間流体と共に作動する回路の一部である。

【0122】

特に、前記第3の熱交換器（HE3）内では、前記第2の中間流体と、熱が伝達される閉ガスサイクルの前記作用流体との間で熱交換が実行される。

10

【0123】

本発明の目的のために、作用流体回路は、第1の中間流体の回路、又は第2の中間流体の回路、あるいは両方の回路と統合され得る。

【0124】

いずれにせよ、本発明の好ましい態様によれば、第1の中間流体と共に作動する回路及び第2の中間流体と共に作動する回路は、例えば180より低い温度、好ましくは120より低い温度の低温熱源を利用する回路である。

【0125】

また、本発明の好ましい態様によれば、第1の中間流体と共に作動する回路及び第2の中間流体と共に作動する回路は、例えば180より高い温度、好ましくは300より高い、さらにより好ましくは400より高い高温及び低温それぞれの熱源を利用する回路である。

20

【0126】

本発明の目的のために、「低温熱源」という用語は、例えば、周囲空気、海水、太陽熱加熱、プロセス熱回収及び/又は低温機械を意味することを意図している。

【0127】

本発明の目的のために、「高温熱源」という用語は、例えば、太陽熱加熱、熱出力学的サイクルの排熱、ガスタービン又は内燃機関の排出ガス、プロセス熱回収及び/又は高温機械を意味することを意図している。

30

【0128】

本発明の好ましい態様によれば、第1の中間流体は、加温された/過熱された水又はジアテルミーオイルであり、それぞれの回路は、ボイラ回路である。

【0129】

したがって、過熱ボイラ水又はジアテルミーオイルの冷却及び閉ガスサイクルの作用流体の加熱は、第2の交換器（HE2）内で実施される。

【0130】

特定の態様によれば、ボイラ水の冷却及び第3の熱交換器（HE3）から出力される閉ガスサイクルの作用流体の加熱は、第2の熱交換器（HE2）内で実施される（図4及び図1）。

40

【0131】

しかし、代替の態様によれば、第2の熱交換器内では、液化天然ガス（LNG）を前記作用流体（HE2）によって再ガス化するために、ボイラ水の冷却及び第1の熱交換器（HE1）から出力される閉ガスサイクルの作用流体の加熱が実施される（図3）。

【0132】

本発明の好ましい態様によれば、第2の中間流体は、海水であり、それぞれの回路は、海水回路である。

【0133】

本発明によれば、再ガス化ラインは、水中燃焼気化器（SCV）型のものである液化天然ガスの気化セクションを備える。

50

【 0 1 3 4 】

本発明の特に好ましい態様によれば、閉ガスサイクルのタービンには、電気エネルギーを発生させるために、第 2 の熱交換器 (H E 2) からの出力又は第 3 の熱交換器 (H E 3) から及び第 2 の熱交換機 (H E 2) からの出力において加熱された閉ガスサイクルの作用流体が供給される。

【 0 1 3 5 】

本発明の一態様では、ボイラ回路のボイラには、閉ガスサイクル作用流体と液化天然ガス (L N G) との間の熱交換が中で実装される第 1 の熱交換器 (H E 1) から出力された再ガス化天然ガスの一部が供給される。

【 0 1 3 6 】

本発明の目的のために、液化天然ガス (L N G) の再ガス化ラインは、利用可能であれば電気エネルギー供給装置、又は例えばガスタービンもしくは内燃機関などの発電ユニットのための外部ネットワークへの連結をさらに含む。

【 0 1 3 7 】

本発明の代替の実施形態によれば、液化天然ガスの再ガス化ラインは、ヒートポンプ (図 3 の H P) をさらに備えるように変更される。

【 0 1 3 8 】

より具体的には、そのような実施形態は、第 1 の中間流体の回路が好ましくはボイラ回路であることを規定する。

【 0 1 3 9 】

ヒートポンプ (H P) に関して、これは好ましくは以下を備える：

- 任意選択で前記冷却流体を循環させるためのポンプを備える、冷却流体回路、及び
- ヒートポンプの第 1 及び第 2 の熱交換器。

【 0 1 4 0 】

特に、冷却流体回路は、好ましくは、例えば、水 - グリコール及び他の冷却流体、例えば流体 R 1 3 4 a , R 3 2 , R 1 4 3 a , R 1 2 5 などを含む群から選択される流体によって作動する。

【 0 1 4 1 】

本発明の好ましい態様によれば、前記冷却流体は、以下のように作動する：

- ヒートポンプの蒸発器 (図 3 及び図 4 の V P C) によって表される、ポンプの第 1 の熱交換器内の第 1 の熱交換。これにより、冷却流体は、ヒートポンプの第 1 の中間流体 (H P F 1) から熱を取得する。
- ヒートポンプの凝縮器 (図 3 及び図 4 の C P C) によって表される、ポンプの第 2 の熱交換器内の第 2 の熱交換。これにより、冷却流体は、ヒートポンプの第 2 の中間流体 (H P F 2) から熱を伝達する。

【 0 1 4 2 】

本発明の目的のために、第 1 の中間流体 (H P F 1) は、海水 (又は上で定義されたように真水) によって表され、これは約 9 の温度で抽出され、ガス化ラインの自給率を考慮して約 4 . 4 M W t 、及び再ガス化ターミナルの電気負荷の 1 / 4 のものによる 9 . 8 M W t に対応する熱交換によって、ヒートポンプ (V P C) の蒸発器内で約 4 に冷却される。

【 0 1 4 3 】

任意選択で、ヒートポンプの使用の前に、海水は、物質及び有機材料、例えば藻類、軟体動物、及び砂又は粒子状物質などの無機材料を保持するために濾過ステップにかけられる。

【 0 1 4 4 】

本発明の代替の態様では、ヒートポンプの第 1 の中間流体 (H P F 1) は、周囲空気によって表され得る。

【 0 1 4 5 】

本発明の目的のために、第 2 の中間流体 (H P F 2) は、温水であり、これは、ヒートポンプ (C P C) の凝縮器内で、再ガス化ラインの自給率を考慮して 5 . 1 M W t 、及び再

10

20

30

40

50

ガス化ターミナルの電気負荷の 1 / 4 のものによる 1 1 . 4 M W t に対応する熱交換によって、約 1 8 から約 2 3 に加熱される。

【 0 1 4 6 】

本発明の特に好ましい態様によれば、第 2 の中間流体 (H P F 2) の回路は、液化天然ガス (L N G) 再ガス化バイパス回路に統合される。

【 0 1 4 7 】

特に、そのような統合は、第 2 の中間流体 (H P F 2) が液化天然ガスに熱を伝達する熱交換器 (図 3 の H E 4) によって実装される。

【 0 1 4 8 】

好ましい態様によれば、第 2 の中間流体 (H P F 2) との熱交換の液化天然ガス流対象物は、第 1 の熱交換器 (H E 1) からの L N G 出力であり、少なくとも部分的に再ガス化されている。

10

【 0 1 4 9 】

さらに、熱交換器 (H E 4) から排出される再ガス化液化天然ガスの一部は、ボイラ回路のボイラに供給するために使用されてよい。

【 0 1 5 0 】

本発明のさらにより好ましい態様によれば、閉ガスサイクルのタービンによって生成された電力の一部が、ヒートポンプ、特にヒートポンプの圧縮機 (C P C) に供給される。

【 0 1 5 1 】

本発明の第 2 の目的によれば、熱エネルギー及び電気エネルギーを発生させるための方法が説明されている。

20

【 0 1 5 2 】

本発明の目的のために、そのような方法は、液化ガスの再ガス化及び / 又は再ガス化ガスの加熱 (又は過熱) 方法も意味する。

【 0 1 5 3 】

そのような用途の一つは、例えば低温ガスの貯蔵である。

【 0 1 5 4 】

特に、そのような方法は、作用流体を用いて閉ガスサイクルを作動させるステップ 1) を含む。

【 0 1 5 5 】

好ましくは、ステップ 1) は、以下のステップを含む：

i) 閉ガスサイクルの作用流体によって 1 つ以上の熱エネルギー取得ステップを実施するステップ、

i i) 前記作用流体によって電気エネルギー発生ステップを実施するステップ、及び

i i i) 閉ガスサイクルの作用流体から液化流体への熱エネルギー伝達ステップを実施するステップ。

【 0 1 5 6 】

本発明の一態様では、そのような液化流体は、熱交換器内の液化天然ガス (L N G) である。

【 0 1 5 7 】

本発明の目的のために、閉ガスサイクルの前記作用流体は、空気、窒素、ヘリウム、アルゴンを含む群から選択される。

40

【 0 1 5 8 】

本発明によれば、閉ガスサイクルは、好ましくは単原子ガスからなる流体と共に作動する。

【 0 1 5 9 】

好ましくは、閉ガスサイクルの作用流体は、アルゴンである。

【 0 1 6 0 】

電気エネルギーを発生させるステップ i i) に関して、これは、好ましくは、閉ガスサイクルのタービン (T 2) に連結された発電機 (G 1) によって実施される。

【 0 1 6 1 】

50

さらに、そのようなステップ i i) は、熱を取得するステップ i) の後及び熱エネルギーを伝達するステップ i i i) の前に実施される。

【 0 1 6 2 】

本発明の好ましい態様によれば、閉ガスサイクルの作用流体による 1 つ又は複数の熱取得ステップを実施する上記で説明したステップ i) は、ステップ A を含む。

【 0 1 6 3 】

本発明の別の態様によれば、上記で説明したステップ i) は、ステップ A の代替として又はそれに加えてステップ A ' を含む。

【 0 1 6 4 】

好ましくは、前記ステップ A 及び A ' の一方又は両方は、低温熱源からの熱エネルギーの取得を含む。

【 0 1 6 5 】

好ましくは、ステップ A ' は、高温熱源からの熱エネルギーの取得を含む。

【 0 1 6 6 】

上記で説明したように、本発明の目的のために、用語「低温熱源」は、例えば、周囲空気、海水、低温太陽熱加熱、低温熱出力学サイクルの排熱、プロセス熱回収及び/又は低温機械を意味することを意図している。

【 0 1 6 7 】

低温源は約 1 8 0 未満、好ましくは約 1 2 0 未満の温度で作動することが理解される。

【 0 1 6 8 】

本発明の目的のために、「高温熱源」という用語は、例えば、高温太陽熱加熱、高温熱出力学的サイクルの排熱、ガスタービン又は内燃機関の排出ガス、プロセス熱回収及び/又は高温機械を意味することを意図している。

【 0 1 6 9 】

高温源は、1 8 0 より高い、好ましくは 3 0 0 より高い、さらにより好ましくは 4 0 0 より高い温度で作動することが理解される。

【 0 1 7 0 】

本発明の特に好ましい態様では、海水から熱エネルギーを取得するステップ A が、実施される。

【 0 1 7 1 】

代替の態様では、ステップ A は、B O G 圧縮機内で圧縮された後に B O G によって加熱された温水からの熱エネルギーの取得の代替として、又はそれに加えて実施される。

【 0 1 7 2 】

本発明の別の特に好ましい態様では、ステップ A ' は、過熱水から、又はボイラ回路のジアルテルミーオイルから、又はボイラによって生成された蒸発気から熱エネルギーを取得することで実施される。

【 0 1 7 3 】

上記で説明したように、ステップ i i i) は、液化天然ガスに熱エネルギーを伝達することを含み、液化天然ガスはこうして再ガス化される。

【 0 1 7 4 】

そのような再ガス化は、特に、熱交換器 (H E 1) 内で実施され、閉ガスサイクルの作用流体は、熱エネルギーの伝達を作動させる。

【 0 1 7 5 】

本発明の特定の態様では、ステップ A ' のボイラには、閉ガスサイクルの作用流体によって作動される熱の伝達によって熱交換器 (H E 1) 内で再ガス化された液化天然ガスの一部が供給される。

【 0 1 7 6 】

上記で説明した方法は、好ましくは、上記で説明したように本発明にしたがって変更された液化天然ガス (L N G) の再ガス化ライン内で作動される。

【 0 1 7 7 】

10

20

30

40

50

本発明の代替の実施形態によれば、方法は、以下のさらなるステップを含む：

2) 以下のステップによってヒートポンプ (HP) を作動させるステップ：

a) 冷却流体と第1の中間流体 (HPF1) との間で第1の熱交換を実装するステップであって、前記中間流体 (HPF1) は熱エネルギーを前記冷却流体に伝達する、ステップ、
b) 前記冷却流体と第2の中間流体 (HPF2) との間で第2の熱交換を作動させるステップであって、前記冷却流体は熱エネルギーを前記第2の中間流体 (HPF2) に伝達する、ステップ、及び

3) 前記第2の中間流体 (HPF2) と液化天然ガス (LNG) との間で熱交換を作動させるステップ。

【0178】

ステップ3) を参照すると、これは、好ましくは、第1の熱交換器 (HE1) 内で少なくとも部分的に再ガス化された液化天然ガス流上で作動される。

【0179】

本発明の方法の特に好ましい態様によれば、ステップ2) で作動されるヒートポンプには、ステップ i i) で生成された電気エネルギー、特にタービン T2 に連結された発電機 G1 によって生成された電気エネルギーが供給される。

【0180】

特に、冷却流体を循環させるためのポンプが、供給される。

【0181】

さらなる目的では、液化天然ガス (LNG) の1つ又は複数の再ガス化ラインを備える再ガス化ターミナルが、説明される。

【0182】

特に、各再ガス化ラインは、本発明に従って上記で説明したラインである。

【0183】

再ガス化ターミナルは、プラントとして意味され、通常、以下によって表される共通の構造を備える：

- 液化天然ガス貯蔵タンク、
- 極低温ポンプを備える圧縮セクション：通常、これは、低圧ポンプ (約 400 kW e を消費する) 及び高圧ポンプ (約 1300 kW e を消費する) である
- ボイルオフガス圧縮機 (BOG 圧縮機)、
- 利用可能であれば電気エネルギー供給装置、又は例えばガスタービンもしくは内燃機関などの発電ユニットのための外部ネットワークへの連結、
- 液化ガスの気化セクション、例えば、その空気供給回路及び相対圧縮機を備えた水中燃焼気化技術又はオープンラック気化器によるもの、
- 異なる要件を満たし、プラントの良好な柔軟性を可能にするための、1つ又は複数の従来の再ガス化ライン及び上記で説明したバイパス構成による少なくとも1つ。

【0184】

本発明の一態様では、ターミナルは、2、3、4、5、又は6つのライン、好ましくは4つのラインを備える。

【0185】

異なる再ガス化ラインは、平行に作動する。

【0186】

したがって、そのような構造は、本発明によって提案された技術を既存のプラントに適用することを可能にする (改造)。

【0187】

本発明の目的のために、再ガス化ターミナルの新しい実施形態は、上記で説明したバイパス構成による1つ又は複数の再ガス化ラインを備えることができ、例えばSCV型の「従来の」気化セクションを含まない。

【0188】

プラントの技術的要件に対して、単一回路のいくつかの要素がより多くの再ガス化ライン

10

20

30

40

50

に共通であることを排除することはできない。

【0189】

特に、ラインごとの独立した閉ガスサイクルを配置することにより、各ライン内の熱交換効率を変更することが可能になり、それによって広い作用柔軟性が可能になる。

【0190】

したがって、異なる再ガス化ラインを備えるプラントを実現する可能性により、柔軟性の点で明らかな利点を伴って、各再ガス化ラインにおいて、同時に又は同時でなく独立した方法で本発明の方法を作動させることが可能になる。

【0191】

前述の説明から、当業者は、本発明によって提供される多数の利点を理解することができる。

10

【0192】

まず第一に、エネルギーの面での利点は重要であり、これは11%を達成し、海水とヒートポンプの使用を提供する構成では37%も達成する。

【0193】

説明する方法が、ガス化ラインの電氣的要件をカバーし、2~3の圧縮比を使用し、したがって圧縮機及びターピンの段数を制限しながら、約120~180の低温ボイラでの作用を可能にすることを過小評価すべきではない。

【0194】

さらに、再ガス化負荷が減少した場合には、閉ガスサイクルの循環作用流体の流量は、圧縮機への引き込みと送出しとの間の中間圧力で作動する外側タンクによって調節することができる。したがって、閉ガスサイクルは、システムの効率を低下させることなく調整することができる。

20

【0195】

説明した技術はまた、技術的又はメンテナンス上の問題によって閉ガスサイクルがどのように連結解除されても、エネルギーバイパス構成においても作用することを可能にする。

【0196】

このエネルギーバイパス構成は、生成を停止することなくプラントの電気負荷及び熱的負荷を調節すること、再ガス化のために外部ネットワークからの電気エネルギーを利用すること、又は説明したモジュラーシステムと共に作動し、過剰な電気生産(電氣的余剰)の条件下で他のラインからエネルギーを引き出し、外部ネットワークの使用を回避することを可能にする。

30

【0197】

このエネルギーバイパス構成は、従来の再ガス化ラインの維持及び/又は誤った管理の間にプラントに電気エネルギーを提供し、こうしてLNG流量の一部で作動することを可能にする。

【0198】

さらに、プロセスパラメータは、とりわけ従来の冶金術を必要とする、構造的に単純で容易に入手可能な設備を使用することを可能にする。したがって、全体として、プラントの製造コストの低減につながる。

40

【0199】

本発明の目的により使用される閉ガスサイクルの作用流体は、単原子ガスである。

【0200】

単原子ガスの使用は、多原子ガスを有するものと比較してより単純なターボ機械の使用を可能にし、ここでより単純な機械とは、可変の子午線プロファイルがほとんどない機械を意味する。

【0201】

特に、単原子ガスの利点に加えてアルゴンの使用もまた、飽和曲線の近くで実際のガスの好ましい効果を利用する可能性を可能にする。すなわち、圧縮作用は、完全なガスのものより少ない。アルゴンの別の利点は、高分子量(40kg/kmol)を有することであ

50

り、これは、低いエンタルピーシフトを有し、これらが発電機に直接結合する可能性によって低回転速度を有するため、少ない段及びわずかな機械的応力でターボ機械を作ることが可能にする。

【0202】

アルゴンが化学的に不活性であること、不燃性であること、最終的には、低コストで広く利用可能であることも忘れてはならない。

【0203】

さらに、アルゴンの使用は、予備計算に基づくターボ機械の設計及びそのサイジングをより容易にする。

【0204】

この方法は、プラント全体又は再ガス化プラント全体の電力の一部の、再ガス化ラインの電気的バランスを完全に閉じる。

【0205】

一方、特定の技術に関しては、SCVのように熱出力消費はなく、再ガス化と結び付けられたサイクルの効率が達成され、サイクルの総熱入口量と比較した、再ガス化のための電力及び熱出力の合計に関して表わすと1に近く、燃料ガス消費は、40%を超える利点を伴って低減され（燃料ガス節約量 - FGS = ガスサイクル消費量 - SCV消費量 / SCV消費量）、最終的に40%のCO₂排出量の低減となる。

【0206】

オープンラック気化器と比較して、本発明は、ORVの使用を妨げるであろう条件であっても、例えば、5 を下回る海水温度の場合、及び低LNG流量のサイズが利用可能でない場合でも、海水の使用を可能にする。さらに、海水を化学的に処理し、パネルの高さによるレベルの差を克服するために海水を圧送する必要はなく、使用する設備の供給元を広く利用することができ、見つけることが容易である。

【0207】

空気加熱技術によって熱交換器HE3内の周囲空気の使用を提供する実施形態は、閉ガスサイクルへの熱の伝達によって冷却された空気をタービン自体に吹き付けることによってタービンの効率を改善し、このようにして電力の格下げを回避することを可能にする。

【0208】

このような利点は、特に周囲温度がすでに高い（暖かい国）場合に重要であり、ガスタービンが電気負荷（例えばプラントベース負荷）の一部を賄い、閉ガスサイクルと統合されていない場合にも見出される。

【0209】

BOG回路の使用を含む実施形態は、BOG再凝縮器に入る前にBOGの予冷を実行するという特定の利点を有する。

【0210】

さらに、これは、燃料を使用せずに作用流体をさらに加熱することを可能にする。

【0211】

また、多相圧縮の場合には、各BOG圧縮段階の後に利用可能な熱を閉ガスサイクルに徐々に導入することも可能であり、こうして非常に効率的な加熱を徐々に得る。

【0212】

ヒートポンプの使用を含む本発明の実施形態は、さらなる利点を提供する。

【0213】

第一に、ヒートポンプと統合された閉ガスサイクルの場合、最大35%までの利点（燃料ガス節約量（FGS） = （ガスサイクル消費量 - SCV消費量） / SCV消費量で表される）を伴って、SCV技術に関し燃料ガス消費量の低減が得られる。

【0214】

さらに、ヒートポンプは効率的であり、LNGを再ガス化するために伝達される熱出力と、海水から再ガス化されるLNGへエネルギーを伝達するために消費される（電力）出力とを表わす成績係数（COP） - 最大15を有する。

10

20

30

40

50

【 0 2 1 5 】

さらに、ヒートポンプは、 $3^{\circ}\text{C} \sim 12^{\circ}\text{C}$ （及びそれ以上）の海水温度と最大 10°C の熱交換器HE4からの出口温度との間で作用する。これにより、ヒートポンプの非常に高いCOPを達成することが可能になる（そのような構成では、ヒートポンプはチラーとして作動する）。

【 0 2 1 6 】

間違いなく、ヒートポンプの設置は柔軟性があり、これは、海の近く又は再ガス化プラントの近くに置くことができる。そのような柔軟性の結果、用途の特異性に従って、経路海水パイプを最適化する可能性をもたらす。

【 0 2 1 7 】

当業者は、上記で説明する技術がどのようにして新しい再ガス化ライン又はプラントの建設だけでなく既存のプラントの変更（改造）にも適用され得るかをさらに容易に理解することができる。

【 0 2 1 8 】

本発明によって説明される再ガス化ターミナルは、プラント流量を再ガス化され又は貯蔵されたLNGのニーズに適応させるニーズ、それとは対照的にプラントの作動をLNGの流れのあらゆる低減に適応させるニーズ、明白な管理の柔軟性による、例えば1つ又は複数のラインの日常的なメンテナンス及び特別なメンテナンスに関連付けられる技術的要件のニーズなどのいくつかのニーズを満たすことを可能にする。

【 0 2 1 9 】

上記で説明したものに加えて、本発明は、ベース負荷及び小規模プラントチューブに適用できることに留意されたい。

【 0 2 2 0 】

本発明は、特に液化天然ガス（LNG）の再ガス化に関して説明されているが、本明細書に説明する再ガス化ライン、再ガス化ターミナル、及び再ガス化方法は、低温（約 0°C 未満）又は極低温（ -45°C 未満）で貯蔵された他の液化流体の再ガス化又は気化にも同様に適用できることに留意されたい。

【 0 2 2 1 】

例えば、本発明は、他の液化ガス、例えば、空気、窒素、炭化水素化合物、例えば、プロパン及びブタンなどのアルカン、もしくは、エチレン、プロピレンなどのアルケンなど、又は液化天然ガス（LNG）、水素の再ガス化又は気化にも適用を見出すであろう。

【 0 2 2 2 】

さらに、本発明は、再ガス化される流体（窒素、水素及び他の上記の気体）ではなく、液体又は固体の極低温貯蔵物もコールドウエルとして使用して適用され得る。

【 0 2 2 3 】

一方、別の用途では、これは、ガス状の極低温の貯蔵物、液体又は固体のものを形成するために使用可能である。

10

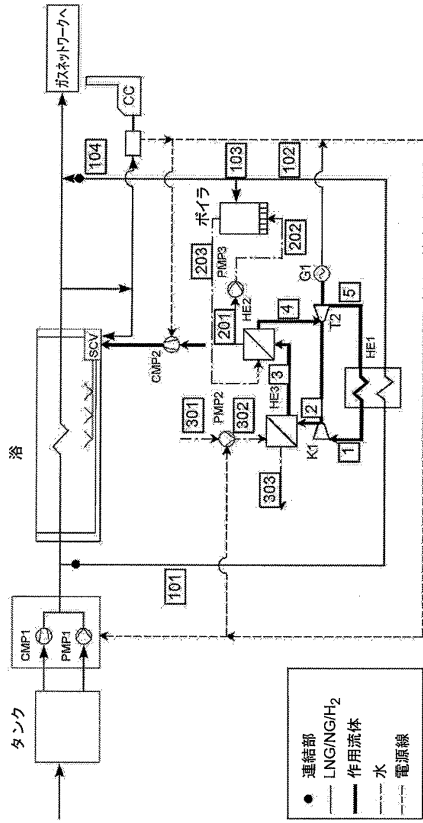
20

30

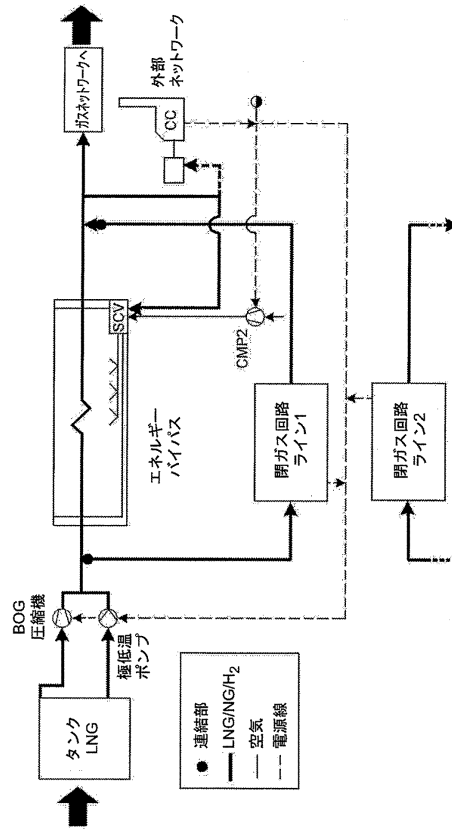
40

50

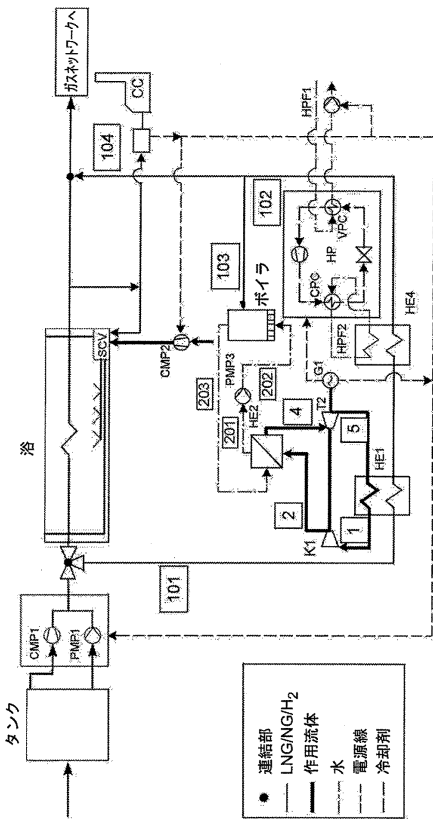
【図面】
【図 1】



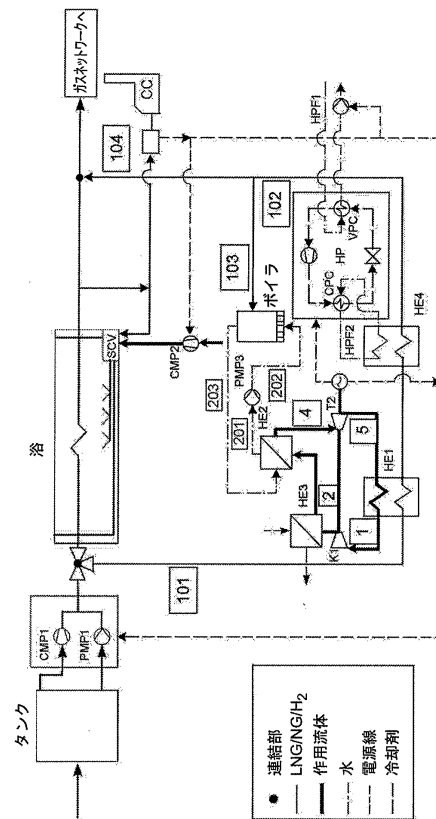
【図 2】



【図 3】



【図 4】



10

20

30

40

50

【図 5】

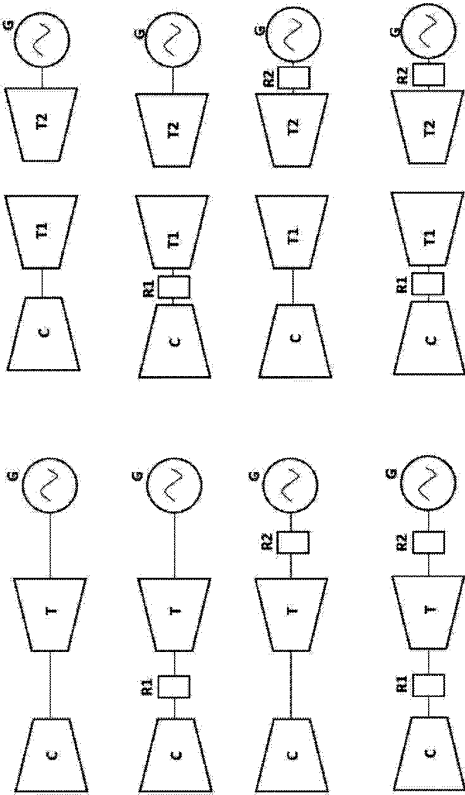
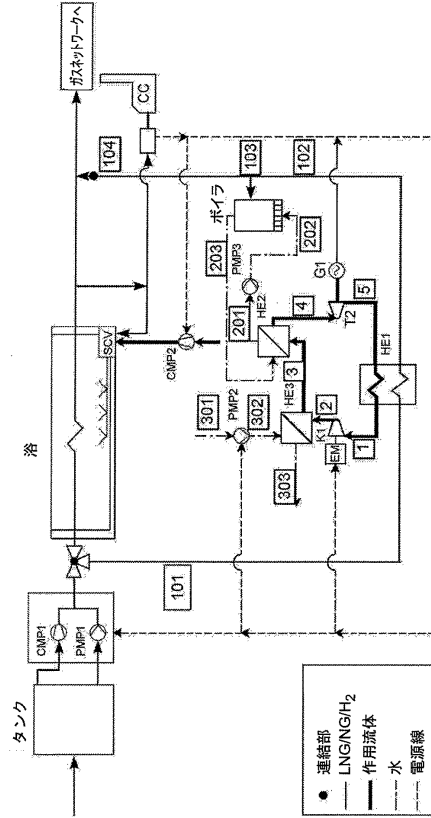


FIG. 5

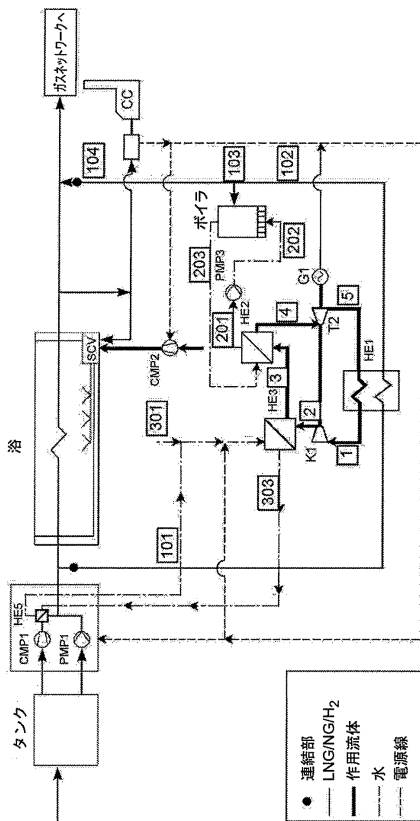
【図 6】



10

20

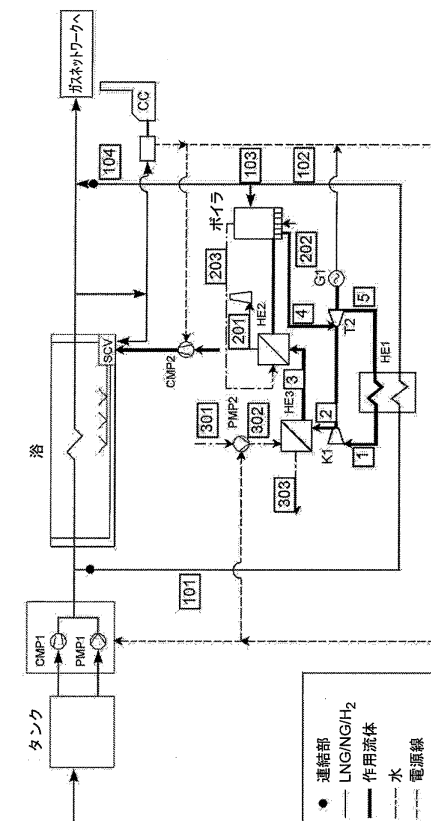
【図 7】



30

40

【図 8】



50

フロントページの続き

- サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオーニ内
 (72)発明者 ルカ・ダヴィデ・イングレーゼ
 イタリア、イ - 20097ミラノ、サン・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マルティーリ・ディ・
 チェファロニア67番、サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオーニ内
- (72)発明者 アレッサンドロ・レポーレ
 イタリア、イ - 20097ミラノ、サン・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マルティーリ・ディ・
 チェファロニア67番、サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオーニ内
- (72)発明者 ファブリツィオ・メローニ
 イタリア、イ - 20097ミラノ、サン・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マルティーリ・ディ・
 チェファロニア67番、サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオーニ内
- (72)発明者 ジャンルカ・ヴァレンティ
 イタリア、イ - 20097ミラノ、サン・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マルティーリ・ディ・
 チェファロニア67番、サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオーニ内
- (72)発明者 エンニオ・マッキ
 イタリア、イ - 20097ミラノ、サン・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マルティーリ・ディ・
 チェファロニア67番、サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオーニ内
- (72)発明者 マルコ・アストルフィ
 イタリア、イ - 20097ミラノ、サン・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マルティーリ・ディ・
 チェファロニア67番、サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオーニ内
- (72)発明者 パオロ・キエザ
 イタリア、イ - 20097ミラノ、サン・ドナート・ミラネーゼ、ヴィア・マルティーリ・ディ・
 チェファロニア67番、サイペム・ソチエタ・ペル・アツィオーニ内
- 審査官 松浦 久夫
- (56)参考文献 特開2012-241604(JP,A)
 実開昭61-116297(JP,U)
 特開2001-090509(JP,A)
 特開昭57-079223(JP,A)
 特開昭61-152915(JP,A)
 特開2014-151820(JP,A)
 特開2012-097737(JP,A)
- (58)調査した分野 (Int.Cl., DB名)
 F01D 15/10
 F17C 9/00
 F17C 9/04
 F01K 25/00
 F01K 25/10