

(12) 特許協力条約に基づいて公開された国際出願

(19) 世界知的所有権機関
国際事務局

(43) 国際公開日
2018年4月19日(19.04.2018)



(10) 国際公開番号

WO 2018/070039 A1

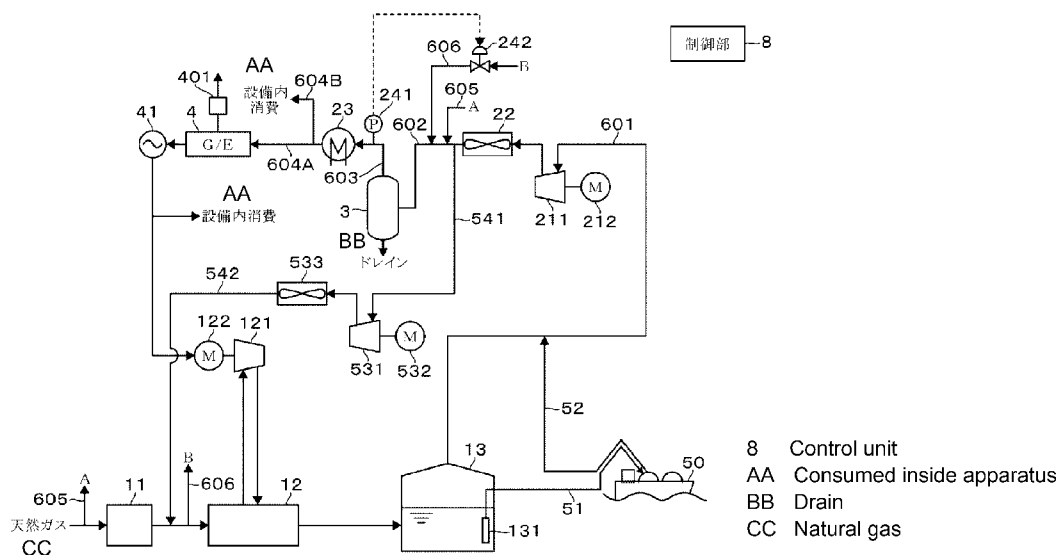
- (51) 国際特許分類:
F17C 13/00 (2006.01)
- (21) 国際出願番号: PCT/JP2016/080562
- (22) 国際出願日: 2016年10月14日(14.10.2016)
- (25) 国際出願の言語: 日本語
- (26) 国際公開の言語: 日本語
- (71) 出願人: 日揮株式会社 (JGC CORPORATION)
[JP/JP]; 〒2206001 神奈川県横浜市西区みなとみらい二丁目3番1号 Kanagawa (JP).
- (72) 発明者: 川 端 賢 二 (KAWABATA, Kenji);
〒2206001 神奈川県横浜市西区みなとみらい2丁目3番1号 日揮株式会社内 Kanagawa (JP).
村岡 智英 (MURAOKA, Tomohide); 〒2206001

神奈川県横浜市西区みなとみらい2丁目3番1号 日揮株式会社内 Kanagawa (JP). 山本 洋祐(YAMAMOTO, Yosuke); 〒2206001 神奈川県横浜市西区みなとみらい2丁目3番1号 日揮株式会社内 Kanagawa (JP). 林 裕也(HAYASHI, Yuya); 〒2206001 神奈川県横浜市西区みなとみらい2丁目3番1号 日揮株式会社内 Kanagawa (JP). 浅野 隼人(ASANO, Hayato); 〒2206001 神奈川県横浜市西区みなとみらい2丁目3番1号 日揮株式会社内 Kanagawa (JP).

(74) 代理人: 特許業務法人弥生特許事務所,
外(YAYOI PATENT OFFICE et al.); 〒2310058 神奈川県横浜市中区弥生町2丁目15番1号 ストックタワー大通り公園 3601号 Kanagawa (JP).

(54) Title: NATURAL GAS LIQUEFACTION APPARATUS

(54) 発明の名称: 天然ガス液化設備



(57) Abstract: [Problem] To provide an apparatus configuration suitable for a small natural gas liquefaction apparatus. [Solution] A natural gas liquefaction apparatus is provided with a liquefaction processing device 12 for performing a process that liquefies natural gas and a storage tank 13 for storing liquefied liquid natural gas, wherein a boil off gas (BOG) generated inside the storage tank 13 is pressurized in a boil off gas compression unit 211 provided in a boil off gas line 601 and is supplied as a fuel gas including the boil off gas to a gas engine 4 which drives a generator 41. Electric power generated in the generator 41 is used for driving a coolant compression unit 121, etc. which compresses a coolant gas that cooled the natural gas in the liquefaction processing device 12.



(81) 指定国(表示のない限り、全ての種類の国内保護が可能): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DJ, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY, MA, MD, ME, MG, MK, MN, MW, MX, MY, MZ, NA, NG, NI, NO, NZ, OM, PA, PE, PG, PH, PL, PT, QA, RO, RS, RU, RW, SA, SC, SD, SE, SG, SK, SL, SM, ST, SV, SY, TH, TJ, TM, TN, TR, TT, TZ, UA, UG, US, UZ, VC, VN, ZA, ZM, ZW.

(84) 指定国(表示のない限り、全ての種類の広域保護が可能): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, ST, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), ユーラシア (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), ヨーロッパ (AL, AT, BE, BG, CH, CY, CZ, DE, DK, EE, ES, FI, FR, GB, GR, HR, HU, IE, IS, IT, LT, LU, LV, MC, MK, MT, NL, NO, PL, PT, RO, RS, SE, SI, SK, SM, TR), OAPI (BF, BJ, CF, CG, CI, CM, GA, GN, GQ, GW, KM, ML, MR, NE, SN, TD, TG).

添付公開書類:

一 国際調査報告(条約第21条(3))

(57) 要約: 【課題】小型の天然ガス液化設備に適した設備構成を提供する。【解決手段】天然ガス液化設備において、天然ガスを液化する処理を行う液化処理装置12と、液化された液化天然ガスを貯蔵する貯蔵タンク13とを備え、貯蔵タンク13内で発生したボイルオフガス(BOG)は、ボイルオフガスライン601に設けられたボイルオフガス圧縮部211にて昇圧され、当該ボイルオフガス含む燃料ガスとして発電機41を駆動するガスエンジン4へ供給される。発電機41にて発電された電力は、液化処理装置12にて天然ガスを冷却した冷媒のガスを圧縮する冷媒圧縮部121の駆動などに用いられる。

明 細 書

発明の名称：天然ガス液化設備

技術分野

[0001] 本発明は小型の天然ガス液化設備に適した設備構成に関する。

背景技術

[0002] ガス井などで産出した天然ガス（N G : Natural Gas）は、天然ガス液化設備（N G液化設備）にて液化された後、液化天然ガス（L N G : Liquefied Natural Gas）としてL N Gタンカーやパイプラインを介して消費地へと出荷される。

[0003] N G液化設備には、N Gに含まれる水分などの不純物の除去を行う各種の前処理装置や、N Gを液化する処理を行う液化処理装置、液化されたL N Gの貯蔵を行う貯蔵タンク（L N Gタンク）などの装置や付帯機器が設けられている。

液化処理装置においては、冷媒を用いてN Gの冷却が行われ、N Gとの熱交換により気化した冷媒ガスは、圧縮機を用いた圧縮や断熱膨張に伴う温度降下を経て、N Gの冷却に再利用される。

[0004] またN G液化設備は、ポンプなどの電動機に電力を供給する発電機や、既述の冷媒ガスの圧縮機を駆動するための動力源を備えている。これらの動力源は、L N Gタンク内におけるL N Gの気化により発生したボイルオフガス（B O G : Boil Off Gas）を含む燃料ガスを燃焼させて稼働している。

[0005] 一方、近年の多様なガス田の開発に伴い、年間のN Gの処理能力が数百万トンにも及ぶ大型のN G液化設備だけではなく、処理能力が百万トン／年以下の小型のN G液化設備の建設も増えてきている。

しかしながらこのような小型のN G液化装設備に適した動力源の選択や、選択された動力源に適合した燃料ガスの供給設備の提案が十分に行われていないとは言い難い状況である。

[0006] ここで特許文献1に示すように、出願人は、L N Gタンカーにより輸送さ

れてきたLNGを受け入れるLNGの受入設備にガスエンジンを設け、LNGタンクにて発生したBOGを利用してガスエンジンを稼働させ、発電を行う技術を開発している。

しかしながらNG液化設備は、燃料ガスの供給設備の構成や、燃料の消費バランスがLNGの受入設備とは異なり、特許文献1に記載の技術をそのまま適用することはできない。

先行技術文献

特許文献

[0007] 特許文献1：国際公開第2015/128903号

発明の概要

発明が解決しようとする課題

[0008] 本発明は、このような背景の下になされたものであり、その目的は、小型の天然ガス液化設備に適した設備構成を提供することにある。

課題を解決するための手段

[0009] 本発明の天然ガス液化設備は、天然ガスを液化する処理を行う液化処理装置と、

前記液化処理装置にて液化された液化天然ガスを貯蔵する貯蔵タンクと、

前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを昇圧するためのボイルオフガス圧縮部を備えたボイルオフガスラインと、

燃料ガスを燃焼して発電機を駆動するガスエンジンと、

前記ボイルオフガス圧縮部にて昇圧され、前記ボイルオフガスラインから払い出されたボイルオフガス含む燃料ガスを前記ガスエンジンへ供給する燃料ガスラインと、

前記発電機にて発電された電力により駆動され、前記液化処理装置にて天然ガスを冷却した冷媒のガスを圧縮する冷媒圧縮部と、を備えることを特徴とする。

[0010] 前記天然ガス液化設備は以下の特徴を備えていてもよい。

(a) 前記液化処理装置の天然ガスの処理能力が10～100万トン／年の範囲内の値であること。

(b) 前記燃料ガスラインからガスエンジンに供給される燃料ガスの圧力が0.6～1.0MPaGの範囲内の値であること。このとき、前記燃料ガスを利用する他の燃焼機器をさらに備え、前記燃料ガスラインから他の燃焼機器へ供給される燃料ガスの圧力が、前記ガスエンジンへ供給される燃料ガスの圧力と共通であること。

(c) 前記液化処理装置の入口側に設けられ、当該液化処理装置に供給される天然ガス中の水分を除去する脱湿装置と、前記脱湿装置にて処理される前の天然ガスを、前記燃料ガスラインに供給する脱湿前天然ガスラインと、前記燃料ガス供給ラインの圧力を予め設定された圧力に維持するため、前記液化処理装置にて液化される前の天然ガスを前記燃料ガスラインに供給する圧力調整ガスラインと、を備えたこと。

(d) 前記貯蔵タンク内の液化天然ガスを液化天然ガスタンカーへと払い出す払い出しラインと、前記払い出しラインからの液化天然ガスの払い出しに伴って前記液化天然ガスタンカーにて発生し、当該液化天然ガスタンカーから戻された戻りガスを液化天然ガス貯蔵タンクのボイルオフガスと合流させる戻りガスラインと、前記ボイルオフガス圧縮部にて昇圧されたガスを含む燃料ガスの一部を前記液化処理装置にて再処理するための再処理ガスとして抜き出し、さらに圧縮する再処理ガス圧縮部を備え、前記再処理ガス圧縮部にて昇圧された再処理ガスを前記液化処理装置の入口側へ供給する再処理ガスラインと、を備えたこと。

(e) 前記ガスエンジンから排出される排ガスの排熱を回収する排熱回収部を備え、前記排熱回収部は、前記液化処理装置にて液化される前の天然ガスに含まれる酸性ガスを除去する酸性ガス除去装置のリボイラーと、前記液化処理装置にて天然ガスから分離されたエタン、プロパン、ブタンの分留を行う各分留装置に設けられたリボイラーと、からなるリボイラー群から選択された少なくとも一つのリボイラーに熱源を供給すること。

発明の効果

[0011] 本発明は、天然ガス液化設備内で使用する電力の供給にあたり、ガスエンジンを用いて発電機を駆動する。ガスエンジンは、ガスタービンと比較して燃料ガスを高圧に圧縮する必要がなく、また幅広い外気温範囲、負荷範囲で安定して稼働することができるなど運転操作性が良いので、小規模で運転される小型の天然ガス液化設備に適した装置構成とすることができる。

図面の簡単な説明

[0012] [図1]本発明の実施の形態に係る小型のNG液化設備の構成例を示す説明図である。

[図2]参考例に係る大型のNG液化設備の構成例を示す説明図である。

発明を実施するための形態

[0013] 図1は天然ガス（NG）の液化処理装置12を備えた小型のNG液化設備の構成例を示している。本例のNG液化設備は、10～100万トン／年の範囲内の例えば30万トン／年の処理能力を有する液化処理装置12を備えている。

[0014] 井戸元などから輸送された天然ガス（NG）は、不図示の水銀除去装置や酸性ガス除去装置にて水銀除去や酸性ガス除去などが行われた後、脱湿装置11にてTEG（Tri Ethylene Glycol）などの吸収液を利用した水分除去が行われる。水銀除去装置、酸性ガス除去装置、及び脱湿装置は、本例のNG液化設備に設けられた前処理装置に相当している。

[0015] 脱湿装置11にて水分を除去された後のNGは、液化処理装置12にて液化される。例えば液化処理装置12は、NGに含まれる重質分を除去するスクラブカラム、窒素、メタン、エタン、プロパンなどの複数種類の冷媒原料を含む混合冷媒によりNGを冷却して液化、過冷却する極低温熱交換器（MCH E : Main Cryogenic Heat Exchanger）、熱交換により気化した混合冷媒ガスを圧縮し圧縮機により構成される冷媒圧縮部121、冷媒圧縮部121にて圧縮された混合冷媒を冷却するアフタークーラーなどの機器を備える。

[0016] 小型のNG液化設備においては、プロパンを主成分とする予冷用冷媒によ

ってNGの予冷を行う予冷熱交換器や、熱交換後の予冷用冷媒ガスを圧縮する冷媒圧縮部などの設置が省略される場合がある。但し、本例の液化処理装置12に対しても、予冷熱交換器や予冷用冷媒圧縮部を設ける場合を否定するものではない。

[0017] さらに液化処理装置12には、冷却されたNGから分離されたエタン、プロパン、ブタンの分留を行う各分留装置（エタン分留装置、プロパン分留装置、ブタン分留装置）が併設されている。

なお図示の便宜上、図1においては、冷媒圧縮部121を特記した点を除き、液化処理装置12を構成する各機器や装置（スクラブカラム、MCHE、アフタークーラーや各分留装置など）の個別の記載は省略してある。

[0018] 液化処理装置12にて、NGを液化、過冷却して得られた液化天然ガス（LNG）は、LNGタンク13に送液され、貯蔵される。LNGタンク13に貯蔵されたLNGは、LNGポンプ131によって送液され、払い出しライン51を介してLNGタンカー50に積み込まれた後、消費地へと出荷される。

[0019] 上述の構成を備えたNG液化設備は、冷媒圧縮部121を駆動するモーター122などの電動機に電力を供給する発電機41を備えている。本例のNG液化設備においては、LNGタンク13内で発生するボイルオフガス（BOG）を含む燃料ガスを利用し、ガスエンジン4を用いて発電機41を駆動する。

また、BOGを含む燃料ガスは、NG液化設備内に設けられたボイラー燃料や、フレアスタックのパイロットバーナー燃料として、ガスエンジン4以外の他の燃焼機器でも利用される。以下、図1を参照しながら、当該燃料ガスの供給設備について説明する。

[0020] LNGタンク13内においては、外壁からの入熱やLNGの液面高さの変化などに起因して窒素やメタンを主成分とするBOGが発生する。LNGタンク13内で発生したBOGは、ボイルオフガスライン601へと抜き出され、当該ボイルオフガスライン601を介してモーター212駆動のBOG

圧縮部 211 に送られる。BOG 圧縮部 211 は、BOG を 0.6 ~ 1.0 MPaG の範囲内の例えば 0.7 MPaG に昇圧する。

[0021] BOG 圧縮部 211 にて昇圧された BOG は、エアフィンクーラーなどの冷却部 22 にて冷却され、水分を分離するためのノックアウトドラム 3 へ送られる。なお冷却部 22 は、エアフィンクーラーにより構成する場合に限定されるものではなく、水冷式の熱交換器など、他の手法により BOG を冷却する構成であってもよい。

[0022] 冷却部 22 とノックアウトドラム 3 とを繋ぐ燃料ガスライン 602 には、脱湿装置 11 にて処理される前の天然ガスを供給するための脱湿前天然ガスライン 605 と、液化処理装置 12 にて液化される前の NG を供給する圧力調整ガスライン 606 とが合流している。

[0023] これら BOG 圧縮部 211 にて昇圧された BOG と、脱湿排ガスライン 605 から供給された脱湿前の NG と、補給ガスライン 606 から供給された NG とが燃料ガスライン 602 やノックアウトドラム 3 を流れるうちに混合され、燃料ガスとしてガスエンジン 4 などの燃焼機器へと供給される。この観点で、ノックアウトドラム 3 は、BOG と NG とを混合する機能も備えている。

[0024] 補給ガスライン 606 からの NG が不足する場合、脱湿前天然ガスライン 605 から脱湿前の NG が供給され、これにより後述の圧力調節弁 242 の調整を確保している。また補給ガスライン 606 からの NG は、燃料ガスの圧力を調整するために供給される。

ここで既述のように、本例の NG 液化設備はガスエンジン 4 を用いて発電機 41 を駆動しているところ、ガスエンジン 4 は、ガスタービン（例えば燃料ガスの供給圧力が 3.0 MPaG）と比べて低圧の燃料ガスを用いて運転することができる。本例では、燃料ガスの圧力は、0.6 ~ 1.0 MPaG の範囲内の例えば 0.7 MPaG に調整された燃料ガスが、ガスエンジン 4 及びその他の燃焼機器に対して供給される。

[0025] 上述の圧力調整を行うため、補給ガスライン 606 には圧力調節弁 242

が設けられている。圧力調節弁 242 は例えばロックアウトドラム 3 の出口側の燃料ガスライン 603 に設けられた圧力計 241 による圧力の検出結果に基づき、当該検出圧力が所定の設定圧力（本例では 0.7 MPa G）に近づくように、補給ガスライン 606 を介して供給される NG（圧力調整用の NG）の供給量を増減する。

[0026] ここで低圧の燃料ガスを供給する設備では、BOG の発生量の変化やこれに応じた NG の供給量の変化に応じて燃料ガスの熱量が変動しやすく、比較的短い時間で熱量変動が発生するおそれもある。そこでロックアウトドラム 3 には、燃料ガスの急激な熱量変動を抑える機能を付加してもよい。

[0027] ロックアウトドラム 3 にて水分が分離され、混合された燃料ガスは、加熱部 23 にて露点温度以上の温度への加熱が行われた後、燃料ガスライン 604A を介してガスエンジン 4 に供給される。また他の燃焼機器に対しては、燃料ガスライン 604A から分岐した燃料ガスライン 604B を介して、ガスエンジン 4 に供給される燃料ガスと共通の圧力の燃料ガスが供給される。なお、加熱部 23 は、図 1 に示すように熱媒で燃料ガスを加熱する熱交換器にて構成する場合に限定されるものではなく、バーナーを備えたヒーターなど、他の手法により BOG を加熱する構成としてもよい。

[0028] ガスエンジン 4 は、上述の燃料ガス供給設備から供給された燃料ガスを用いて発電機 41 を駆動する。液化処理装置 12 の処理能力が 10～100 万トン／年の範囲内の小型の NG 液化設備では、バックアップ用も含めて例えば出力が 5～20 MW 程度のガスエンジン 4 が、その液化設備において必要な電力量に応じて複数台、例えば 1～5 台程度設けられる。

発電機 41 にて発電された電力は、既述の冷媒圧縮部 121 や BOG 圧縮部 211 を駆動するモーター 122、212 など、NG 液化設備内の各種の電力使用機器に供給される。

[0029] ガスエンジン 4 にて燃料ガスを燃焼させた後の排熱は、排熱回収部 401 にて蒸気などとして回収される。回収された熱は、NG に含まれる酸性ガスを除去する既述の酸性ガス除去装置にて、酸性ガスの吸収液を再生する際に

当該吸収液を加熱するためのリボイラーと、液化処理装置１２にてＮＧから分離されたエタン、プロパン、ブタンの分留を行う各分留装置（エタン分留装置、プロパン分留装置、ブタン分留装置）の分留塔に設けられたリボイラーと、からなるリボイラー群から選択された少なくとも一つのリボイラーの熱源として供給される。

[0030] 上述の構成を備える本実施の形態に係るＮＧ液化設備において、ＬＮＧタンク１３からＬＮＧタンカー５０へのＬＮＧの積み込み作業を行う際には、ＬＮＧタンカー５０内で炭化水素ガスが発生し、この炭化水素ガスは戻りガスとしてＮＧ液化設備に戻される。本例では、戻りガスは戻りガスライン５２を介してボイルオフガスライン６０１を流れるＢＯＧと合流する。

[0031] ここでＬＮＧタンカー５０から戻される戻りガスの量は、ＬＮＧタンク１３内におけるＢＯＧの発生量の数倍にも達する場合があるところ、既述のように、例えば０．６～１．０ＭＰａの範囲の低圧の燃料ガスを供給する燃料ガス供給設備では、戻りガスの全量を吸収しきれないおそれもある。

[0032] そこで、本例のＮＧ液化設備は、戻りガスが供給されたことにより、余剰となった燃料ガスを抜き出し、液化処理装置１２へ戻して再処理するための再処理ガスライン５４１、５４２を備えている。再処理ガスライン５４１、５４２には、モーター５３２駆動の再処理ガス圧縮部５３１が設けられ、再処理される燃料ガス（再処理ガス）を液化処理装置１２の受け入れ圧力まで昇圧し、さらに再処理ガス冷却部５３３にて冷却した後、液化処理装置１２の入口側へと戻す。

[0033] 上述の構成を備えたＮＧ液化設備の作用について説明する。外気温の低下やＬＮＧタンク１３内の液面高さの変化が緩やかになったことなどにより、ＢＯＧの発生量が減少すると、ＢＯＧ圧縮部２１１側から燃料ガスライン６０２へのＢＯＧの供給量が少なくなる。この結果、圧力計２４１にて検出される燃料ガスの圧力が低下する方向へと変化するので、圧力調節弁２４２は、当該検出圧力が既述の圧力設定値に維持されるように、開度を大きくして補給ガスライン６０６からのＮＧの供給量を増加させる。

[0034] 反対に、LNGタンク13内におけるBOGの発生量が増加した場合には、BOG圧縮部211側から燃料ガスライン602へのBOGの供給量が増える。この結果、圧力計241の検出圧力が上昇する方向へと変化するので、圧力調節弁242は、当該検出圧力が圧力設定値に維持されるように、開度を小さくして補給ガスライン606からのNGの供給量を減少させる。

[0035] 次に、LNGタンク13からLNGタンカー50へのLNGの積み込み作業を行う場合の燃料ガスバランスの調整手法の例について説明する。

はじめに、LNGの積み込み作業を開始する前に、通常は停止されている再処理ガス圧縮部531や再処理ガス冷却部533を稼働させ、再処理ガスライン541、542を介して液化処理装置12の入口側へ所定流量の燃料ガス（再処理ガス）を戻し、再処理を開始する。この結果、燃料ガスライン603側への燃料ガスの供給量が減少するので、圧力調節弁242は、圧力計241における検出圧力を設定圧力に維持するため、補給ガスライン606からのNGの供給量を増大させる。さらに燃料ガスの発生量が不足のバランスとなる場合には、脱湿排ガスライン605を介した脱湿前のNGの受け入れを開始してもよい。

[0036] この状態にてLNGの積み込み作業が開始されると、LNGタンカー50内で発生した炭化水素ガスは、戻りガスライン52を介して戻され、戻りガスとしてBOGに合流する。この結果、BOG圧縮部211側からの燃料ガス原料（BOG及び戻りガスの混合ガス）の供給量が増え、圧力計241の検出圧力は上昇する方向へと変化する。そこで圧力調節弁242は、再処理ガスの抜き出しに伴って予め供給量が増えていた圧力調整用のNGの供給量を減少させ、戻りガスの受け入れ量に応じて燃料ガスの供給バランスを調整する。

[0037] 液化処理装置12に戻された再処理ガスは、NGと共に処理され、再度液化されてLNGタンク13へ貯蔵される。戻りガスの受け入れにより、燃料ガスの供給設備にて吸収しきれない余剰の燃料ガスを再処理し、LNGとして回収することにより、当該余剰の燃料ガスをフレアなどで燃焼廃棄する場

合に比べて、L N Gのロスを低減することができる。

[0038] L N Gの積み込み作業が終了し、L N Gタンカー50からの戻りガスの受け入れがなくなったら、再処理ガス圧縮部531、再処理ガス冷却部533を停止し、液化処理装置12における燃料ガスの再処理を終了する。この結果、燃料ガスの供給設備における燃料ガスの発生バランスは、L N Gの積み込み作業を開始する前の状態に戻る。

[0039] 以上に説明した燃料ガスの供給設備における各機器の制御は、圧力調節弁242などの制御端や、これらの制御端を用いてN G液化設備全体を制御するD C S (Distributed Control System、分散型制御システム) などから構成される制御部8によって実行される。

[0040] 本実施の形態に係るN G液化設備によれば以下の効果がある。N G液化設備内で使用する電力の供給にあたり、ガスエンジン4を用いて発電機41を駆動する。発電機41は、ガスタービンと比較して燃料ガスを高圧に圧縮する必要がなく、また幅広い外気温範囲、負荷範囲で安定して稼働することができるなど運転操作性が良いので、小規模で運転される小型の天然ガス液化設備に適した装置構成とすることができる。

[0041] ここで、L N Gタンカー50からの戻りガスを液化処理装置12にて再処理する手法は、当該戻りガスを一旦、ボイルオフガスライン601のB O Gに合流させた後、燃料ガスライン602から燃料ガスを抜き出し、再処理ガスとして液化処理装置12の入口側へと戻す図1に示す例に限定されない。例えば、戻りガスライン52に再処理ガス圧縮部531や再処理ガス冷却部533を介設して、その下流端を液化処理装置12の入口側に直接、接続することにより、戻りガスを再処理ガスとしてもよい。また、再処理ガスを戻す位置は、液化処理装置12の入口に限らず、液化処理装置12の上流側のいずれかの前処理装置の入口側であってもよい。但し、再処理ガスにおける不純物（水銀や酸性ガス、水分）の含有量が十分に低く、液化処理装置12における処理に影響を及ぼさないときには、液化処理装置12の入口に戻す場合が、再処理コストを最も低く抑えることができる。

[0042] 次いで、上述の実施の形態に係るN G液化装置の技術的特徴を理解するための参考例として、数百万トン／年の処理能力を有する液化処理装置12を備えた大型のN G液化設備の構成例について、図2を参照しながら簡単に説明する。

図2において、図1を用いて説明したN G液化設備と共通の機能を有する構成要素には、図1で用いたものと共通の符号を付してある。

[0043] 実施の形態に係るN G液化設備（図1）と比較したとき、参考例に係るN G液化設備（図2）の最大の相違点は、発電機72や冷媒圧縮部121を駆動するための動力源として複数台のガスタービン71、73を備えている点にある。

小型のN G液化設備と異なり、大型のN G液化設備では予冷熱交換器の設置は省略しないので、当該N G液化設備には、混合冷媒を圧縮する冷媒圧縮部121に加えて、予冷用冷媒を圧縮する冷媒圧縮部121が設けられる。

[0044] 大型のN G液化設備では、上述の複数台の冷媒圧縮部121を含む大型の動力機器を駆動する必要がある。ところが現在のところ、大型のガスタービンに匹敵する出力のガスエンジン4は存在しないため、ガスエンジン4にて駆動する発電機41からの電力供給によって全ての動力を賄おうとすると、既述の出力が5～20MW程度のガスエンジン4を数十台も設置する必要性が生じてしまい現実的ではない。

この点において、数台程度のガスエンジン4を用いて動力を供給可能な小型のN G液化設備は、ガスエンジン4の活用に適しているといえる。

[0045] 一方で既述のように、ガスタービン71、73、に対しては、例えば3.0MPa Gに昇圧された高圧の燃料ガスを供給する必要がある。このため、BOG圧縮部211は、BOGを当該圧力まで昇圧し、また圧力調節弁242は圧力計241の検出圧力が当該圧力に維持されるように圧力調整用のN Gの供給量を増減する。

[0046] 燃料ガスライン604A（高圧燃料ガス系統）からは、高圧の燃料ガスがガスタービン71、73に供給され、当該燃料ガスを燃焼して発電機72や

冷媒圧縮部 1 2 1 を駆動する。ガスタービン 7 1、7 3 の燃焼排熱は、排熱回収部 7 1 1、7 3 1 にて蒸気などとして回収される。

[0047] 一方、ボイラーやフレアスタックのパイロットバーナーなどの他の燃焼機器は、高圧の燃料ガスを要しない。そこで、これらの燃焼機器に燃料ガスを供給する燃料ガスライン 6 0 4 B には減圧弁 2 5 2 が設けられ、3. 0 MP a G の高圧の燃料ガスを例えば 0. 7 MP a G まで減圧する。減圧後の燃料ガスは、ロックアウトドラム 3 にて気液分離された後、低圧燃料ガスライン 6 0 7 を介して各燃焼機器に供給される（低圧燃料ガス系統）。

このように、ガスタービン 7 1、7 3 を備えた N G 液化設備は、高圧／低圧の 2 系統の燃料ガス供給設備を設ける必要がある点において、低圧の燃料ガス供給設備のみで運転可能なガスエンジン 4 を備える N G 液化設備と相違している。

[0048] ここで、高圧の燃料ガス供給設備は、低圧の燃料ガス供給設備と比較して燃料ガスの調整余力が大きい。このため、L N G タンカー 5 0 への L N G の積み込み作業の際に発生した戻りガスの全量を受け入れたとしても、戻りガスの受け入れに伴って余剰となった燃料ガスは、補給ガスライン 6 0 6 からの圧力調整用の N G の受け入れ量を低減することにより消費量とバランスさせることができる。

このため、余剰となった燃料ガスや戻りガスを液化処理装置 1 2 の入口側に戻して再処理する設備は設ける必要がない。この観点においても、大型の N G 液化設備は、戻りガスの受け入れの際に余剰となる燃料ガスなどを再処理ガスとして再処理する設備が必要な小型の N G 液化設備とは構成が異なっている。

符号の説明

[0049] 符号

1 2	液化処理装置
1 2 1	冷媒圧縮部
1 3	液化天然ガス（L N G）タンク

2 1 1	ボイルオフガス（B O G）圧縮部
4	ガスエンジン
4 1	発電機
6 0 1	ボイルオフガスライン
6 0 2、6 0 3、6 0 4 A、6 0 4 B	燃料ガスライン
8	制御部

請求の範囲

- [請求項1] 天然ガスを液化する処理を行う液化処理装置と、
前記液化処理装置にて液化された液化天然ガスを貯蔵する貯蔵タンクと、
前記貯蔵タンク内で発生したボイルオフガスを昇圧するためのボイルオフガス圧縮部を備えたボイルオフガスラインと、
燃料ガスを燃焼して発電機を駆動するガスエンジンと、
前記ボイルオフガス圧縮部にて昇圧されたボイルオフガス含む燃料ガスを前記ガスエンジンへ供給する燃料ガスラインと、
前記発電機にて発電された電力により駆動され、前記液化処理装置にて天然ガスを冷却した冷媒のガスを圧縮する冷媒圧縮部と、を備えることを特徴とする天然ガス液化設備。
- [請求項2] 前記液化処理装置の天然ガスの処理能力が10～100万トン／年の範囲内の値であることを特徴とする請求項1に記載の天然ガス液化設備。
- [請求項3] 前記燃料ガスラインからガスエンジンに供給される燃料ガスの圧力が0.6～1.0MPaGの範囲内の値であることを特徴とする請求項1に記載の天然ガス液化設備。
- [請求項4] 前記燃料ガスを利用する他の燃焼機器をさらに備え、
前記燃料ガスラインから他の燃焼機器へ供給される燃料ガスの圧力が、前記ガスエンジンへ供給される燃料ガスの圧力と共通であることを特徴とする請求項3に記載の天然ガス液化設備。
- [請求項5] 前記液化処理装置の入口側に設けられ、当該液化処理装置に供給される天然ガス中の水分を除去する脱湿装置と、
前記脱湿装置にて処理される前の天然ガスを、前記燃料ガスラインに供給する脱湿前天然ガスラインと、
前記燃料ガス供給ラインの圧力を予め設定された圧力に維持するため、前記液化処理装置にて液化される前の天然ガスを前記燃料ガスラ

インに供給する圧力調整ガスラインと、を備えたことを特徴とする請求項 1 に記載の天然ガス液化設備。

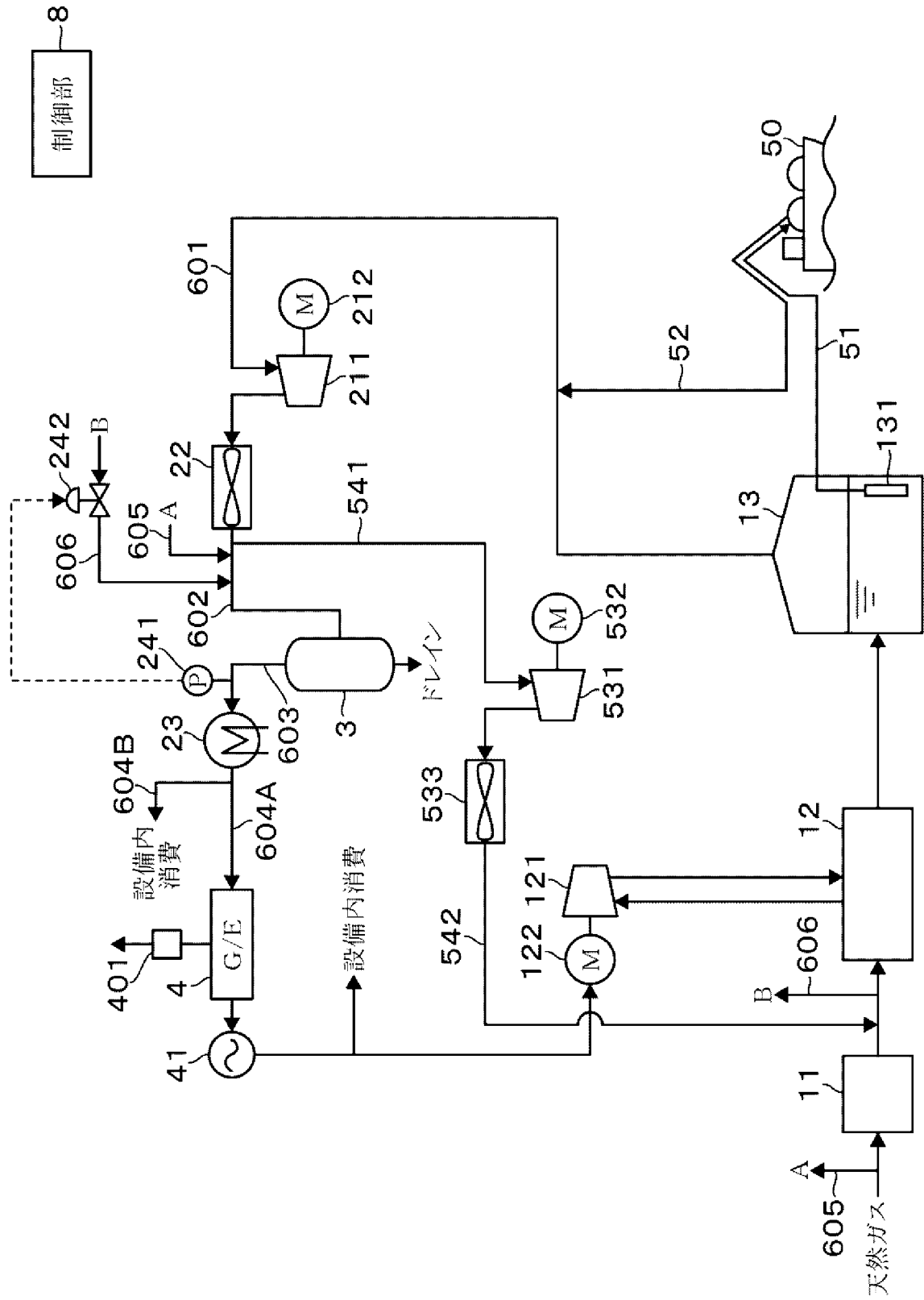
[請求項6] 前記貯蔵タンク内の液化天然ガスを液化天然ガスタンカーへと払い出す払い出しラインと、

前記払い出しラインからの液化天然ガスの払い出しに伴って前記液化天然ガスタンカーにて発生し、当該液化天然ガスタンカーから戻された戻りガスを液化天然ガス貯蔵タンクのボイルオフガスと合流させる戻りガスラインと、

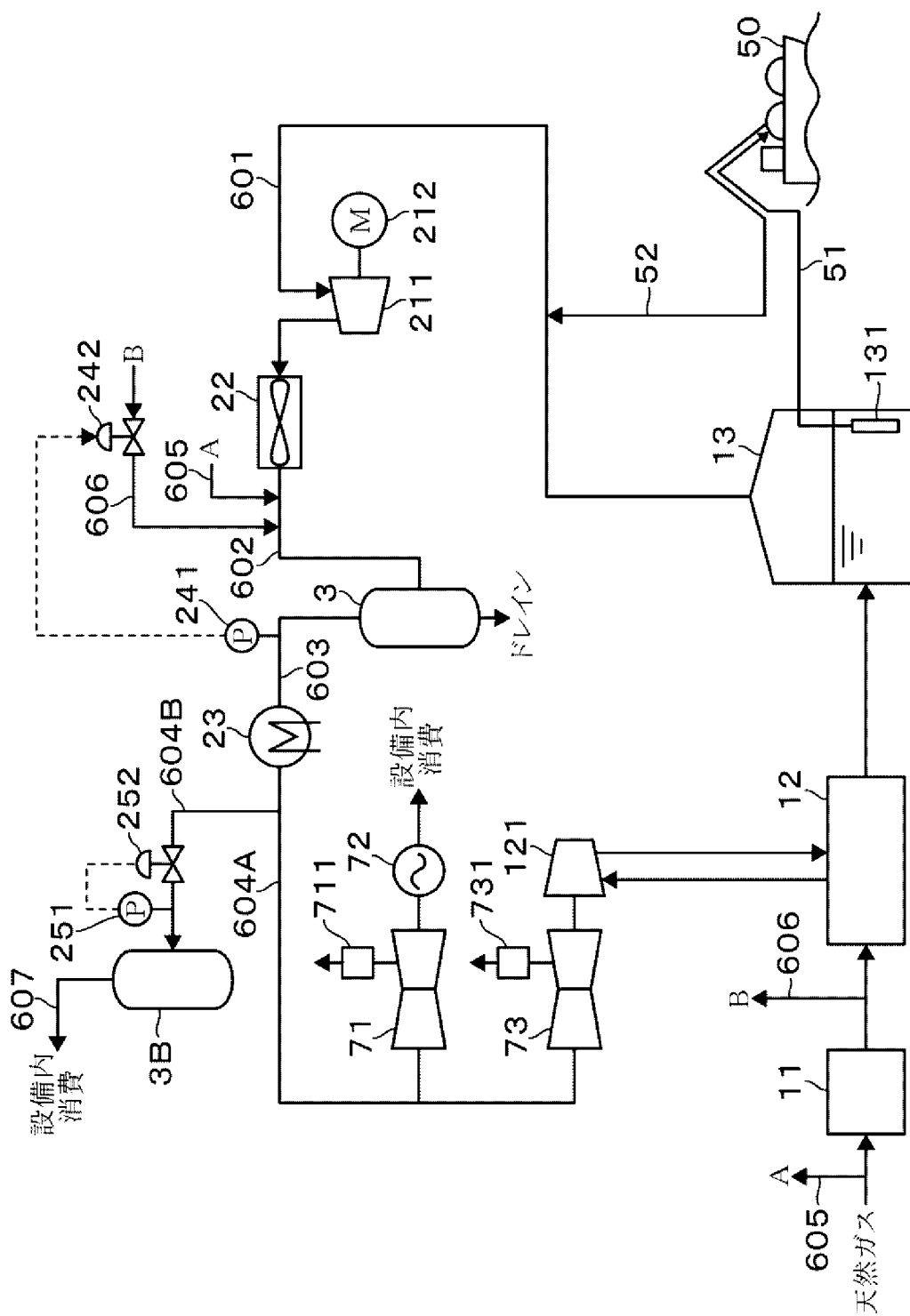
前記ボイルオフガス圧縮部にて昇圧されたガスを含む燃料ガスの一部を前記液化処理装置にて再処理するための再処理ガスとして抜き出し、さらに圧縮する再処理ガス圧縮部を備え、前記再処理ガス圧縮部にて昇圧された再処理ガスを前記液化処理装置の入口側へ供給する再処理ガスラインと、を備えたことを特徴とする請求項 1 に記載の天然ガス液化設備。

[請求項7] 前記ガスエンジンから排出される排ガスの排熱を回収する排熱回収部を備え、前記排熱回収部は、前記液化処理装置にて液化される前の天然ガスに含まれる酸性ガスを除去する酸性ガス除去装置のリボイラーと、前記液化処理装置にて天然ガスから分離されたエタン、プロパン、ブタンの分留を行う各分留装置に設けられたリボイラーと、からなるリボイラー群から選択された少なくとも一つのリボイラーに熱源を供給することを特徴とする請求項 1 に記載の天然ガス液化設備。

[図1]



[図2]



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2016/080562

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

F17C13/00(2006.01) i

According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC

B. FIELDS SEARCHED

Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols)

F17C13/00

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched

Jitsuyo Shinan Koho	1922-1996	Jitsuyo Shinan Toroku Koho	1996-2016
Kokai Jitsuyo Shinan Koho	1971-2016	Toroku Jitsuyo Shinan Koho	1994-2016

Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y A	JP 2016-105022 A (JGC Corp.), 09 June 2016 (09.06.2016), paragraphs [0015] to [0051]; fig. 1 to 4 (Family: none)	1-4, 6-7 5
Y	JP 2013-87911 A (Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.), 13 May 2013 (13.05.2013), paragraph [0044]; fig. 1 & EP 2775194 A1 paragraph [0049]	1-4, 6-7
Y	JP 2014-31829 A (The Chugoku Electric Power Co., Inc.), 20 February 2014 (20.02.2014), paragraphs [0021] to [0039]; fig. 1 (Family: none)	6-7

☒ Further documents are listed in the continuation of Box C.

☐ See patent family annex.

* Special categories of cited documents:

"A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance

"E" earlier application or patent but published on or after the international filing date

"L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified)

"O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means

"P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed

"T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to understand the principle or theory underlying the invention

"X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone

"Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art

"&" document member of the same patent family

Date of the actual completion of the international search
20 December 2016 (20.12.16)

Date of mailing of the international search report
27 December 2016 (27.12.16)

Name and mailing address of the ISA/
Japan Patent Office
3-4-3, Kasumigaseki, Chiyoda-ku,
Tokyo 100-8915, Japan

Authorized officer

Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/JP2016/080562

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	JP 2006-526724 A (Fluor Technologies Corp.), 24 November 2006 (24.11.2006), paragraphs [0018] to [0024] & US 2007/0101732 A1 paragraphs [0018] to [0024] & WO 2004/109180 A1 & EP 1634015 A	7

A. 発明の属する分野の分類 (国際特許分類 (IPC))

Int.Cl. F17C13/00(2006.01)i

B. 調査を行った分野

調査を行った最小限資料 (国際特許分類 (IPC))

Int.Cl. F17C13/00

最小限資料以外の資料で調査を行った分野に含まれるもの

日本国実用新案公報	1922-1996年
日本国公開実用新案公報	1971-2016年
日本国実用新案登録公報	1996-2016年
日本国登録実用新案公報	1994-2016年

国際調査で使用した電子データベース (データベースの名称、調査に使用した用語)

C. 関連すると認められる文献

引用文献の カテゴリー*	引用文献名 及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する 請求項の番号
Y A	JP 2016-105022 A (日揮株式会社) 2016. 06. 09, 段落0015-段落0051, 図1-4 (ファミリーなし)	1-4, 6-7 5
Y	JP 2013-87911 A (三菱重工業株式会社) 2013. 05. 13, 段落0044, 図1 & EP 2775194 A1 [0049]	1-4, 6-7
Y	JP 2014-31829 A (中国電力株式会社) 2014. 02. 20, 段落0021-0039, 図1 (ファミリーなし)	6-7

C欄の続きにも文献が列挙されている。

パテントファミリーに関する別紙を参照。

* 引用文献のカテゴリー

「A」特に関連のある文献ではなく、一般的技術水準を示すもの
「E」国際出願日前の出願または特許であるが、国際出願日以後に公表されたもの
「L」優先権主張に疑義を提起する文献又は他の文献の発行日若しくは他の特別な理由を確立するために引用する文献 (理由を付す)
「O」口頭による開示、使用、展示等に言及する文献
「P」国際出願日前で、かつ優先権の主張の基礎となる出願

の日の後に公表された文献

「T」国際出願日又は優先日後に公表された文献であって出願と矛盾するものではなく、発明の原理又は理論の理解のために引用するもの
「X」特に関連のある文献であって、当該文献のみで発明の新規性又は進歩性がないと考えられるもの
「Y」特に関連のある文献であって、当該文献と他の1以上の文献との、当業者にとって自明である組合せによって進歩性がないと考えられるもの
「&」同一パテントファミリー文献

国際調査を完了した日

20. 12. 2016

国際調査報告の発送日

27. 12. 2016

国際調査機関の名称及びあて先

日本国特許庁 (ISA/J P)

郵便番号100-8915

東京都千代田区霞が関三丁目4番3号

特許庁審査官 (権限のある職員)

秋山 誠

3 N

4 4 2 1

電話番号 03-3581-1101 内線 3361

C (続き) . 関連すると認められる文献		
引用文献の カテゴリー*	引用文献名 及び一部の箇所が関連するときは、その関連する箇所の表示	関連する 請求項の番号
Y	JP 2006-526724 A (フルオー・テクノロジーズ・コーポレイション) 2006.11.24, 段落 0018-0024 & US 2007/0101732 A1 [0018]-[0024] & WO 2004/109180 A1 & EP 1634015 A	7