(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
2020年1月16日(16.01.2020)

WIPO | PCT

(10) 国際公開番号
WO 2020/013085 A1

(51) 国際特許分類:
F17C 6/00 (2006.01) *H02J 15/00* (2006.01)

(21) 国際出願番号： PCT/JP2019/026740

(22) 国際出願日： 2019年7月4日(04.07.2019)

(25) 国際出願の言語： 日本語

(26) 国際公開の言語： 日本語

(30) 優先権データ：
特願 2018-131560 2018年7月11日(11.07.2018) JP

(71) 出願人： 株式会社神戸製鋼所 (**KABUSHIKI KAISHA KOBE SEIKO SHO (KOBE STEEL, LTD.)**) [JP/JP]; 〒6518585 兵庫県神戸市中央区脇浜海岸通二丁目２番４号 Hyogo (JP).

(72) 発明者: 松田 治幸 (**MATSUDA, Haruyuki**). 西村 真 (**NISHIMURA, Makoto**).

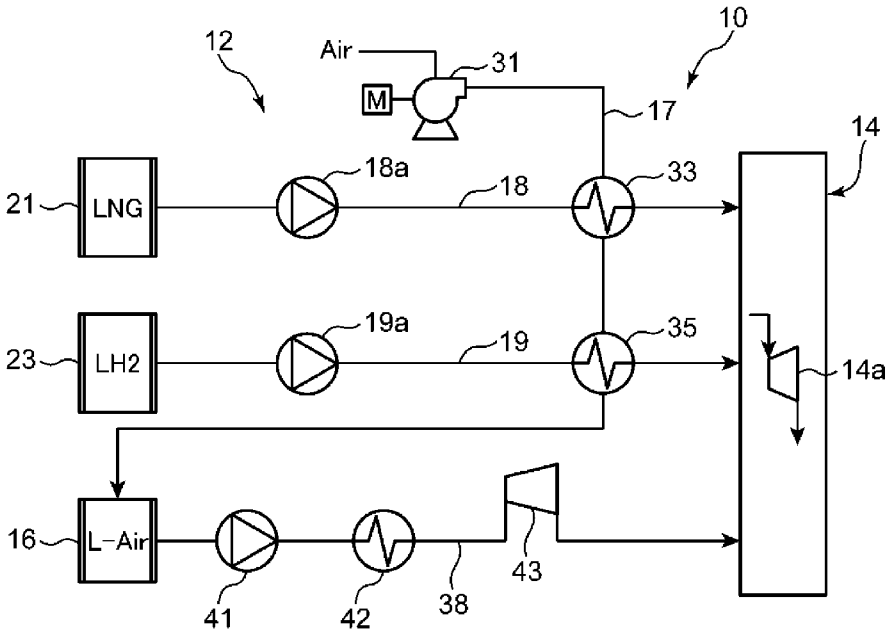
(74) 代理人: 小谷 悦司, 外 (**KOTANI, Etsuji** et al.); 〒5300005 大阪府大阪市北区中之島２丁目２番２号大阪中之島ビル２階 Osaka (JP).

(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, JO, KE, KG, KH, KN, KP, KR, KW, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LU, LY,

(54) **Title:** LIQUID AIR ENERGY STORAGE DEVICE, POWER GENERATION DEVICE AND MIXED COMBUSTION POWER GENERATION SYSTEM

(54) 発明の名称： 液体空気エネルギー貯蔵装置、発電装置及び混焼火力発電システム

[図1]



(57) **Abstract:** This mixed combustion power generation system is provided with: a liquid air energy storage device; and a mixed combustion power generation facility. The liquid air energy storage device is provided with: a first heat exchanger that pre-cools the air by means of a liquefied natural gas; a second heat exchanger that liquefies the air, which has been pre-cooled by the first heat exchanger, by cooling the air by means of liquid hydrogen; and a tank that stores the liquid air, which has been liquefied by the second heat exchanger. A power generation facility according to the present invention

［続葉有］

WO 2020/013085 A1

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))

comprises a vaporizer which vaporizes the liquid air stored in the tank, and generates electric power with use of the air that has been vaporized by the vaporizer, the liquefied natural gas that has passed through the first heat exchanger, and the liquid hydrogen that has passed through the second heat exchanger.

(57) 要約:混焼火力発電システムは、液体空気エネルギー貯蔵装置と混焼火力発電設備とを備えている。液体空気エネルギー貯蔵装置は、液化天然ガスによって空気を予冷する第1熱交換器と、第1熱交換器で予冷された空気を液体水素によって冷却して液化させる第2熱交換器と、第2熱交換器で液化した液体空気を貯蔵するタンクと、を備えている。発電設備は、タンクに貯蔵された液体空気を気化させる気化器と、気化器で気化した空気と、第1熱交換器を通過した液化天然ガスと、第2熱交換器を通過した液体水素と、を用いて発電を行う。

明　細　書

発明の名称 ：

液体空気エネルギー貯蔵装置、発電装置及び混焼火力発電システム

技術分野

[0001] 本発明は、液体空気エネルギー貯蔵装置、発電装置及び混焼火力発電システムに関する。

背景技術

[0002] 従来、下記特許文献１に開示されているように、空気を冷却して液体空気として蓄える液体空気エネルギー貯蔵装置が知られている。具体的に、特許文献１に開示された装置は、図７に示すように、大気中の空気を液化する液化設備８１と、液化設備８１で液化された液化空気を貯蔵する貯蔵用タンク８２と、を備えている。液化設備８１には、液化天然ガス（ＬＮＧ）の冷熱を利用して空気を約－１５０℃程度に冷却する第１の熱交換器８１ａと、熱交換器８１ａにおいて冷却された空気を８０気圧程度に圧縮する圧縮機８１ｂと、圧縮機８１ｂによって圧縮された空気を高圧のままさらに約－１６０℃程度に冷却する複数の熱交換器８１ｃと、熱交換器８１ｃにおいて冷却された空気を自由膨張させる膨張機構８１ｄと、を備えている。熱交換器８１ｃで低温となった空気が膨張機構８１ｄによって急速に自由膨張することによって、一部が液化し、液体空気が貯蔵用タンク８２に貯蔵される。貯蔵用タンク８２に貯蔵された液体空気は、発電設備８３に供給されて、発電に利用される。

[0003] 特許文献１に開示された液体空気エネルギー貯蔵装置では、液化天然ガスのみを用いて空気を冷却する構成であるため、圧縮機８１ｂによる空気の圧縮が必要となっている。すなわち、ＬＮＧは約－１６０℃である一方で、空気の凝縮温度は約－１９０℃であるため、常圧で空気を液化することはできない。このため、ＬＮＧの冷熱で空気を液化するには、空気を高圧に圧縮する必要がある。したがって、ＬＮＧを冷熱源として液体空気を生成してエネ

ルギー貯蔵を行うには、莫大な動力が必要になるという問題がある。

先行技術文献

特許文献

[0004] 特許文献1：特開平４－１２７８５０号公報

発明の概要

[0005] 本発明の目的は、液体空気をエネルギーとして貯蔵するのに要する動力を低減できるようすることにある。

[0006] 本発明の一局面に係る液体空気エネルギー貯蔵装置は、液化天然ガスによって空気を予冷する第１熱交換器と、前記第１熱交換器で予冷された空気を液体水素によって冷却して液化させる第２熱交換器と、前記第２熱交換器で液化した液体空気を貯蔵するタンクと、を備えている。

図面の簡単な説明

[0007] [図1]第１実施形態に係る混焼火力発電システムの構成を概略的に示す図である。

[図2]第２実施形態に係る混焼火力発電システムの構成を概略的に示す図である。

[図3]第２実施形態に係る混焼火力発電システムの運転動作を説明するための図である。

[図4]第３実施形態に係る混焼火力発電システムの構成を概略的に示す図である。

[図5]第４実施形態に係る混焼火力発電システムの構成を概略的に示す図である。

[図6]第４実施形態に係る混焼火力発電システムの運転動作を説明するための図である。

[図7]従来の液体空気エネルギー貯蔵装置の構成を示す図である。

実施形態

[0008] 以下、添付図面を参照しながら、実施の形態について説明する。なお、以

下の実施の形態は、本発明を具体化した一例であって、本発明の技術的範囲を限定する性格のものではない。

[0009] （第１実施形態）

図１に示すように、第１実施形態に係る混焼火力発電システム１０は、液化天然ガス（ＬＮＧ）及び液体水素（ＬＨ２）を燃料とする火力発電システムであり、当該システム１０は、液体空気エネルギー貯蔵装置（以下単に、貯蔵装置と称する）１２と、混焼火力発電設備（以下単に、発電設備と称する）１４と、を備えている。貯蔵装置１２では、液化天然ガス及び液体水素を用いて空気が冷却され、液体空気が生成される。発電設備１４では、貯蔵装置１２で利用された後の液化天然ガス及び液体水素を燃焼させて高圧蒸気が生成され、この高圧蒸気によってタービン１４ａが駆動されて発電が行なわれる。

[0010] 貯蔵装置１２は、液体空気を貯めるためのタンク１６と、空気を液化させるための空気ライン１７と、液化天然ガスを流すＬＮＧライン１８と、液体水素を流す液体水素ライン１９と、を備えている。ＬＮＧライン１８の一端部は、液化天然ガスが貯留されたＬＮＧタンク２１に接続されている。液体水素ライン１９の一端部は、液体水素が貯留されたＬＨ２タンク２３に接続されている。ＬＮＧライン１８及び液体水素ライン１９には、それぞれポンプ１８ａ，１９ａが設けられている。ＬＮＧライン１８のポンプ１８ａは、ＬＮＧタンク２１から液化天然ガスを吸引して、ＬＮＧライン１８内に液化天然ガスを流通させる。液体水素ライン１９のポンプ１９ａは、ＬＨ２タンク２３から液体水素を吸引して、液体水素ライン１９内に液体水素を流通させる。

[0011] 空気ライン１７は、一端部が開放していて、大気（空気）を導入可能となっている。空気ライン１７の他端部はタンク１６に接続されている。空気ライン１７には、ブロア３１と、第１熱交換器３３と、第２熱交換器３５とがこの順に配置されている。

[0012] ブロア３１は、空気ライン１７においてタンク１６に向けて空気が流れる

ように空気を加圧する加圧器である。第１実施形態では、タンク１６内の圧力が大気圧程度に設定されるため、ブロア３１は、大気圧に圧力損失分を加えた程度の圧力に空気を加圧すればよい。

[0013] 第１熱交換器３３は、ＬＮＧライン１８にも接続されている。第１熱交換器３３は、ＬＮＧライン１８を流れる液化天然ガスによって空気ライン１７を流れる空気を冷却させる。液化天然ガスの温度は、約－１６０℃であって、大気圧下での空気の凝縮温度（－１９０℃）よりも高い。このため、第１熱交換器３３においては、空気は凝縮しない。

[0014] 第２熱交換器３５は、空気ライン１７において、空気の流れる方向における第１熱交換器３３の下流側に配置されている。したがって、第２熱交換器３５には、第１熱交換器３３において液化天然ガスによって冷却された空気が導入される。第２熱交換器３５は、液体水素ライン１９にも接続されており、液体水素ライン１９を流れる液体水素によって空気ライン１７を流れる空気を冷却させる。液体水素の温度は、約－２５０℃であって、大気圧下での空気の凝縮温度よりも低い。このため、第２熱交換器３５において、空気は凝縮する。すなわち、第１実施形態では、空気ライン１７において、空気を高圧に圧縮しないで液化させることができる。

[0015] ＬＮＧライン１８の下流端及び液体水素ライン１９の下流端は、それぞれ発電設備１４に接続されている。したがって、空気を凝縮させる前に空気を予冷するのに利用された液化天然ガスが発電設備１４に燃料として供給される。そして、空気を液化させるのに利用された液体水素が発電設備１４に燃料として供給される。

[0016] タンク１６は、空気ライン１７の下流端（開放された一端部と反対側の端）に接続されている。したがって、タンク１６には、第２熱交換器３５において液化した液体空気が流入する。

[0017] タンク１６には、液体空気を導出させる導出ライン３８が接続されている。導出ライン３８には、液体空気ポンプ４１と、気化器４２と、空気タービン４３とが設けられている。導出ライン３８の下流端（タンク１６との接続

端と反対側の端部）は、発電設備１４に接続されている。

[0018] 液体空気ポンプ４１は、発電要求に応じて作動し、液体空気を気化器４２に送る駆動力を液体空気に与える。気化器４２は、液体空気を空気や水と熱交換させて液体空気を気化させる。これにより高圧空気が得られる。気化器４２で得られた高圧の空気は、空気タービン４３を駆動し、これにより、発電が行われる。すなわち、液体空気ポンプ４１、気化器４２及び空気タービン４３は、発電要求に応じて、タンク１６に貯蔵された液体空気を気化させるとともに、気化した空気で発電を行う発電部として機能する。

[0019] 空気タービン４３を駆動した高圧の空気は、発電設備１４に導入される。発電設備１４では、高圧空気を燃料ガスに混合して燃焼用として利用してもよく、あるいは、高圧空気を発電機に接続されたタービンを駆動するのに利用してもよい。

[0020] なお、空気タービン４３は、省略されてもよい。また、導出ライン３８が発電設備１４に接続されるのではなく、導出ライン３８は、気化器４２で得られた高圧の空気を大気中に放出するように構成されていてもよい。また、気化器４２を省略して液体空気を大気中に放出してもよい。

[0021] ここで、混焼火力発電システム１０の運転動作について説明する。空気ライン１７のブロア３１が作動すると、大気（空気）が空気ライン１７に吸引される。この空気は空気ライン１７を流れる。一方、ＬＮＧライン１８のポンプ１８ａと液体水素ライン１９のポンプ１９ａも作動する。これにより、ＬＮＧタンク２１内の液化天然ガスがＬＮＧライン１８に吸入されて、ＬＮＧライン１８を流れる。また、ＬＨ２ランク内の液体水素が液体水素ライン１９に吸入されて、液体水素ライン１９を流れる。

[0022] 第１熱交換器３３において、空気ライン１７を流れる空気とＬＮＧライン１８を流れる液化天然ガスとが熱交換し、空気は例えば－１５５℃程度に冷却される。すなわち、空気は、凝縮温度までは冷却されないため、凝縮することなく空気のまま第１熱交換器３３から流出する。

[0023] 第１熱交換器３３で冷却された空気は第２熱交換器３５に流入する。第２

熱交換器３５においては、空気は液体水素ライン１９を流れる液体水素と熱交換する。液体水素の温度は、約－２５０℃であるため、第２熱交換器３５において、空気は凝縮し、液体空気となる。すなわち、空気ライン１７において、前段に液化天然ガスとの熱交換を行う熱交換器３３が配置され、その後段に、液化天然ガスよりも低温の液体水素との熱交換を行う熱交換器３５が配置されている。したがって、液化天然ガス及び液体水素の冷熱を有効利用することができる。第２熱交換器３５において空気は液体水素の冷熱によってのみ凝縮するため、第１熱交換器３３は、空気の凝縮前の予冷を行う熱交換器として機能している。

[0024] 第１熱交換器３３で空気を冷却した液化天然ガス及び第２熱交換器３５で空気を凝縮させた液体水素は、何れも発電設備１４に供給される。液化天然ガス及び液体水素は、発電設備１４において燃焼され、高圧蒸気を生成させるのに用いられる。そして、高圧蒸気によってタービン１４ａが駆動され、発電が行われる。

[0025] 第２熱交換器３５において凝縮した液体空気は、タンク１６に貯留される。タンク１６内の圧力は大気圧よりも僅かに高い圧力で略一定となる。タンク１６内に貯留された液体空気は、液体空気ポンプ４１に吸引されて導出ライン３８を流れる。この液体空気は、気化器４２で加熱されて気化し、高圧の空気となる。なお、気化器４２では、液体空気は、水や空気によって加熱されて気化する。

[0026] この高圧の空気は、空気タービン４３を駆動して、発電に供せられる。また、高圧の空気は発電設備１４にも供せられ、発電設備１４での発電にも供せられる。

[0027] 第１実施形態では、ブロア３１、ポンプ１８ａ，１９ａ及び液体空気ポンプ４１の駆動動力が必要になるだけであるため、充放電効率が高く、２００％を超える場合も起こり得る。したがって、充放電のエネルギー収支では、発電量が充電量を上回ることが可能である。また、液化天然ガスと液体水素を大量に消費するプロセスに適用でき、液化天然ガス及び液体水素の冷熱を

有効に利用することができる。

[0028] 以上説明したように、第１実施形態では、第１熱交換器３３において液化天然ガスによって冷却された空気が、第２熱交換器３５においてさらに液体水素によって冷却される。これにより、空気は液体空気となり、タンク１６に貯蔵される。すなわち、液体空気としてエネルギーを貯蔵することができる。第１実施形態では、空気を液化させるにあたり、空気の凝縮温度よりも低温の液体水素が用いられる。このため、空気を圧縮する必要がなく、あるいは空気を圧縮することがあるとしても、液化天然ガスのみで空気を液化させる場合に比べて空気の圧縮に要する動力を低減することができる。したがって、貯蔵するために必要な動力以上のエネルギーをタンク１６に貯蔵することが可能となる。したがって、充放電効率を高くすることができる。

[0029] なお、第１実施形態では、貯蔵装置１２が混焼火力発電システム１０の構成要素として構成されているが、これに限られない。例えば、貯蔵装置１２は、混焼火力発電以外の発電装置の構成要素として構成されていてもよい。すなわち、空気タービン４３において発電を行う一方で、液化天然ガス及び液体水素は、発電以外の用途に用いられてもよい。

[0030] また、第１実施形態では、貯蔵装置１２に貯蔵された液体空気エネルギーを電気エネルギーとして取り出す構成としたが、これに限られない。電気エネルギーではなく、機械エネルギー又は冷熱を取り出す構成としてもよい。以下の実施形態でも同様である。

[0031] （第２実施形態）

図２は第２実施形態を示す。尚、ここでは第１実施形態と同じ構成要素には同じ符号を付し、その詳細な説明を省略する。

[0032] 第２実施形態では、貯蔵装置１２が制御部４８を有しており、制御部４８は、再生可能エネルギーを電気エネルギーに変換する変換設備５０に接続されている。変換設備５０は、例えば、太陽光発電設備、太陽熱発電設備、風力発電設備、水力発電設備又は波力発電設備等によって構成されている。変換設備５０は、再生可能エネルギーから得られた電力に余剰分が生じた場合

に、この電力余剰分を表す信号を出力する。この信号は制御部４８に入力される。制御部４８では、この信号が表す電力余剰分に応じて、液体空気の充填量が決定されるため、当該信号は、液体空気の要求充填量を表す信号又は貯蔵装置１２での充電を要求するための充電要求信号としても機能する。

[0033] 液体水素ライン１９には、液体水素ライン１９を流れる液体水素の流量を検出する流量計１９ｂが設けられている。流量計１９ｂは、検出された流量に応じた信号を出力する。流量計１９ｂから出力された信号は制御部４８に入力される。なお、液体水素流量及び液化天然ガス流量は、発電設備１４から出される要求に応じた流量となっている。

[0034] タンク１６には、貯留されている液体空気の量に応じた信号を出力するレベルセンサ１６ａが設けられている。レベルセンサ１６ａから出力された信号は、制御部４８に入力される。

[0035] 制御部４８は、液体水素の流量及び液体空気の要求充填量を監視する監視部５２と、監視部５２による監視結果に基づいてブロア３１の回転数を決定する流量決定部５３と、タンク１６のレベルセンサ１６ａから出力された信号に基づいて、液体空気を生成することが可能か否かを決定する生成判断部５４と、を備えている。監視部５２は、変換設備５０から出力された信号が表す電力余剰分によって生成可能な液体空気量に応じた空気流量を算出する第１導出部５２ａと、流量計１９ｂから出力された信号が示す液体水素流量から生成可能な液体空気量に応じた空気流量を算出する第２導出部５２ｂと、を含む。

[0036] 流量決定部５３は、第１導出部５２ａによって算出された空気流量と、第２導出部５２ｂによって得られた空気流量とを比較し、より少ない方の空気流量を設定流量として導出する生成量導出部５３ａと、生成量導出部５３ａによって導出された設定流量に基づいて、ブロア３１の回転数を決定する決定部５３ｂと、を含む。制御部４８は、生成判断部５４によって液体空気の生成が可能と判断された場合において、流量決定部５３による決定結果に応じた回転数でブロア３１を回転させるべく、ブロア３１のモータを制御する

制御信号を出力する。この制御信号によってブロア３１の回転数が調整される。すなわち、ブロア３１は、流量決定部５３の決定結果に従って、タンク１６に向けて流れる空気の流量を調整する流量調整部として機能する。

[0037] ここで、図３を参照しつつ、第２実施形態に係る貯蔵装置１２の運転動作について説明する。まず、制御部４８は、タンク１６のレベルセンサ１６ａからの信号を受信する（ステップＳＴ１）。生成判断部５４は、この信号に基づいて、液体空気を生成することが可能か否かを決定する（ステップＳＴ２）。つまり、タンク１６が満充填されているかどうかに応じて、液体空気を生成できるかどうかを決定する。タンク１６内が液体空気で満たされた状態である場合は、ステップＳＴ２での判断がＮＯとなり、液体空気の生成を行わない（ステップＳＴ３）。一方、タンク１６内に更なる液体空気を充填することが可能と判断された場合（ステップＳＴ２においてＹＥＳ）には、制御部４８は、変換設備５０から出力された信号を取得するとともに、液体水素ライン１９の流量計１９ｂから出力された信号を取得する（ステップＳＴ４，ＳＴ５）。なお、ステップＳＴ４及びステップＳＴ５は、ステップＳＴ２の前に実行してもよい。

[0038] そして、制御部４８は、変換設備５０から出力された信号を受信したか否かを判断する（ステップＳＴ６）。すなわち、制御部４８は、変換設備５０に電力余剰分が生じた場合に出力される信号を受信したか否かを判断する。当該信号の受信が無いときにはステップＳＴ３に移る。当該信号の受信があると、ステップＳＴ７に移行し、制御部４８は、液化可能な空気量を計算する。すなわち、制御部４８は、再生可能エネルギーの余剰電力量を示す充電要求を受け取り、この充電要求が示す量の空気液化量を充電量として決定する。具体的には、第１導出部５２ａは、変換設備５０から出力された信号が表す電力余剰分によって生成可能な液体空気量に応じた空気流量を算出し、第２導出部５２ｂは、流量計１９ｂによって検出された液体水素流量から生成可能な液体空気量に応じた空気流量を算出する。そして、生成量導出部５３ａは、第１導出部５２ａによって算出された空気流量と、第２導出部５２

ｂによって得られた空気流量との比較を行い、比較の結果、より少ない方の空気流量を設定流量とする。生成量導出部５３ａによって設定流量が決定されると、決定部５３ｂは、設定流量に応じたブロア３１の回転数を決定し、制御部４８は、決定された回転数でブロア３１を作動するように制御信号を出力する。ブロア３１はこの制御信号にしたがった回転数で作動する（ステップＳＴ８）。このとき、制御部４８は、制御信号に従って作動したブロア３１のモータ動力を取得し（ステップＳＴ９）、この動力分を差し引いた電力でブロア３１が駆動されるように回転数を調整する。

[0039] ブロア３１の回転数が調整されると、それに応じた流量の空気が空気ライン１７を流れる。そして、この空気は、第１熱交換器３３において液化天然ガスによって予冷された後、第２熱交換器３５において液体水素に冷却されて凝縮し、液体空気となる。この液体空気はタンク１６に貯留される。新たに貯留された分に応じて、レベルセンサ１６ａの出力値は変化する。

[0040] タンク１６内に貯留された液体空気は、発電要求に応じて、液体空気ポンプ４１に吸引されて導出ライン３８を流れ、気化器４２で加熱されて気化し、高圧の空気となる。この高圧の空気は、空気タービン４３を駆動して、発電に供せられる。また、高圧の空気は発電設備１４にも供せられ、発電設備１４での発電にも供せられる。

[0041] 第２実施形態では、液体水素の流量及び液体空気の要求充填量に応じて適切な空気流量を得ることができる。すなわち、流量決定部５３は、タンク１６に向けて流す空気の流量を、液体空気の要求充填量に応じた流量になるように決定するか、又は、第２熱交換器３５に供給される液体水素の流量に応じた流量になるように決定する。そして、ブロア３１は、この結果に従って空気の流量になるように回転数が調整される。したがって、適切な空気流量に調整することができる。

[0042] なお、その他の構成、作用及び効果はその説明を省略するが、前記第１実施形態の説明を第２実施形態に援用することができる。

[0043] （第３実施形態）

図４は本発明の第３実施形態を示す。尚、ここでは第１実施形態と同じ構成要素には同じ符号を付し、その詳細な説明を省略する。

[0044] 第１実施形態では、タンク１６内において、液体空気がほぼ大気圧に近い圧力で貯留され、空気ライン１７に設けられたブロア３１は、空気が流れる程度に空気を加圧する。これに対し、第３実施形態では、タンク１６内において、液体空気が大気圧よりも相当程度高いレベルで圧縮された状態で貯留される。そのため、第３実施形態においては、空気ライン１７にブロア３１ではなく圧縮機５７が設けられている。

[0045] 空気を圧縮する圧縮機５７は、空気ライン１７における第１熱交換器３３及び第２熱交換器３５よりも上流側に配置されている。このため、第２熱交換器３５には、大気圧よりも高い圧力まで加圧された空気が導入される。したがって、空気の凝縮温度を上げることができる。このため、空気を圧縮するための動力が必要になるものの、第１実施形態に比べて、空気の液化量を増大させることができる。すなわち、第１実施形態では、液化天然ガスは空気の予冷としてのみ利用され、液体水素が空気の液化を担っている。このため、空気の液化量は液体水素の流量に依存する。また、充電効率は高いが、急速充電要求に応えられない場合がある。これに対し、第３実施形態では、液化天然ガスの冷熱も空気の液化に利用される。したがって、急速充電要求にも応えることができる。

[0046] 圧縮機５７は、複数段の圧縮ステージを有している。すなわち、圧縮機５７は、空気を圧縮するように構成された第１圧縮ステージ５７ａと、第１圧縮ステージ５７ａで圧縮された空気をさらに圧縮するように構成された第２圧縮ステージ５７ｂとを備えている。ただし、本実施形態では、これに限られるものではなく、圧縮機５７は、単段の圧縮ステージを備えた構成であってもよく、あるいは三段以上の圧縮ステージを有する構成であってもよい。

[0047] 第１圧縮ステージ５７ａ及び第２圧縮ステージ５７ｂは、駆動機の回転数を調整可能な構成としてもよい。この場合、圧縮機５７（第１圧縮ステージ５７ａ及び第２圧縮ステージ５７ｂ）は、タンク１６に向けて流れる空気の

流量を調整する流量調整部としても機能する。

[0048] 空気ライン１７には、圧縮機５７で圧縮された空気を冷却する冷却器５８が設けられている。冷却器５８は、第１圧縮ステージ５７ａで圧縮された空気を冷却する第１冷却部５８ａと、第２圧縮ステージ５７ｂで圧縮された空気を冷却する第２冷却部５８ｂとを有する。冷却器５８の冷熱源としては、海水や空気を用いることができる。なお、冷却器５８は、全ての圧縮ステージ５７ａ，５７ｂに対して設けられている必要はなく、一部の冷却部が省略されていてもよい。また、冷却器５８は省略されていてもよい。

[0049] 空気ライン１７には、最終圧縮ステージ５７ｂをバイパスするためのバイパスライン６０が接続されている。バイパスライン６０の一端部は、空気ライン１７における第１冷却部５８ａ（又は第１圧縮ステージ５７ａ）と第２圧縮ステージ５７ｂとの間に接続されている。バイパスライン６０の他端部は、空気ライン１７における第２冷却部５８ｂ（又は第２圧縮ステージ５７ｂ）と第１熱交換器３３との間に接続されている。

[0050] バイパスライン６０及び空気ライン１７には、第１圧縮ステージ５７ａで圧縮された空気が第２圧縮ステージ５７ｂに流れる状態と、第２圧縮ステージ５７ｂをバイパスする状態との間で切り換えを行う切換機構６２が設けられている。切換機構６２は、バイパスライン６０に配置された第１開閉弁６２ａと、空気ライン１７におけるバイパスライン６０の接続端部間に配置された第２開閉弁６２ｂとによって構成されている。

[0051] 第１開閉弁６２ａが閉じられ、第２開閉弁６２ｂが開かれることにより、第２圧縮ステージ５７ｂ又は最終圧縮ステージから吐出された空気が、第１熱交換器３３に向けて流れることになる。一方、第１開閉弁６２ａが開かれ、第２開閉弁６２ｂが閉じられることにより、空気ライン１７に吸入された空気は最終圧縮ステージをバイパスする。すなわち、圧縮機５７の各ステージ５７ａ，５７ｂは、圧力比や流量によって動作特性、効率が変化するため、タンク１６圧力に応じて最も圧縮動力が小さくなるように、切換機構６２が制御される。なお、切換機構６２は、第１開閉弁６２ａ及び第２開閉弁６

２ｂによって構成される形態に限られない。例えば、切換機構６２は、空気ライン１７とバイパスライン６０との接続部に配置された三方弁によって構成されていてもよい。

[0052] タンク１６には、タンク１６内の圧力を検出する圧力センサ６４と、タンク１６内の圧力を調整する調圧弁６５とが設けられている。調圧弁６５は、圧力センサ６４の検出圧力に応じて開閉される。

[0053] 第３実施形態では、第２熱交換器３５で液化される前の空気が圧縮機５７によって圧縮されるため、空気が液化するときの温度を上げることが可能となる。このため、第２熱交換器３５で空気を液化させるだけでなく、第１熱交換器３３においても空気の一部を液化させることが可能となる。しかも、圧力センサ６４の検出圧力に応じて開閉制御される調圧弁６５がタンク１６に設けられている。このため、調圧弁６５の開閉によってタンク１６内の圧力が調整され、これによって、空気ライン１７内の圧力が調整される。すなわち、液化天然ガス及び液体水素の冷熱負荷の量に応じて空気の圧力設定が変更される。これにより、液体空気の製造量を調整することができる。一方で、圧縮機５７の各圧縮ステージ５７ａ，５７ｂには、効率良く運転できる領域（圧力比や流量）が存在するため、各圧縮ステージ５７ａ，５７ｂの特性を考慮して動力的に有利になるように、後段側の圧縮ステージ５７ｂをバイパスするかどうかを決定する必要がある。したがって、切換機構６２が、圧力の設定値に応じて、後段側の圧縮ステージ５７ｂをバイパスするかどうかを切り換えることにより、設定圧力に適切に対応することができる。

[0054] 発電設備１４において、水素混焼率が低く抑えられる場合には、液体水素ライン１９を流れる水素流量が低く抑えられることになるが、その場合においても、液化天然ガスの冷熱によって空気を液化する構成とすることにより、空気液化量が制限されることを抑制することができる。

[0055] なお、その他の構成、作用及び効果はその説明を省略するが、前記第１実施形態の説明を第３実施形態に援用することができる。

[0056] （第４実施形態）

図５は本発明の第４実施形態を示す。尚、ここでは第２実施形態及び第３実施形態と同じ構成要素には同じ符号を付し、その詳細な説明を省略する。

[0057] この第４実施形態では、ＬＮＧライン１８及び液体水素ライン１９にそれぞれ流量計１８ｂ，１９ｂが設けられ、タンク１６には、レベルセンサ１６ａ及び圧力センサ６４が設けられている。ＬＮＧライン１８の流量計１８ｂは、ＬＮＧライン１８を流れるＬＮＧの流量を検出し、検出流量を示す信号を出力する。液体水素ライン１９の流量計１９ｂは、液体水素ライン１９を流れる液体水素の流量を検出し、検出流量を示す信号を出力する。レベルセンサ１６ａは、タンク１６に貯留されている液体空気の量を示す信号を出力する。圧力センサ６４は、タンク１６内の圧力を検出し、検出圧力を示す信号を出力する。流量計１８ｂ，１９ｂ、レベルセンサ１６ａ及び圧力センサ６４から出力された信号は、制御部４８に入力される。なお、圧力センサ６４は、タンク１６に配置される必要はなく、空気ライン１７における圧縮機５７とタンク１６との間の部位に配置されていてもよい。

[0058] 制御部４８は、液体空気の要求充填量を監視する監視部６７と、監視部６７による監視結果に基づいてタンク１６に充填される液体空気の圧力を決定する圧力決定部６８と、圧力決定部６８によって決定された設定圧力に従って、切換機構６２及び調圧弁６５を制御する圧力調整部７０と、タンク１６のレベルセンサ１６ａから出力された信号に基づいて、液体空気を生成することが可能か否か決定する生成判断部５４と、を備えている。圧力決定部６８は、変換設備５０に電力余剰分が生じた場合に出力される信号に基づいて、液体空気の要求充填量を満たすことができるように、液体空気の圧力を決定する。圧力調整部７０は、圧力決定部６８によって決定された設定圧力に応じて、圧縮機５７の使用段数を決定するとともに、調圧弁６５の開度調整又は開閉制御を行う。すなわち、圧力調整部７０は、圧力決定部６８によって決定された設定圧力に基づいて、圧縮機５７の第１圧縮ステージ５７ａ及び第２圧縮ステージ５７ｂを駆動する制御信号、切換機構６２を切り換えるための制御信号及び調圧弁６５を開閉する制御信号を出力する。

[0059] ここで、図６を参照しつつ、第４実施形態に係る貯蔵装置１２の運転動作について説明する。まず、制御部４８は、タンク１６のレベルセンサ１６ａからの信号を受信する（ステップＳＴ１１）。生成判断部５４は、この信号に基づいて、液体空気を生成することが可能か否かを決定する（ステップＳＴ１２）。タンク１６内が液体空気で満たされた状態である場合は、ステップＳＴ１２での判断がＮＯとなり、液体空気の生成を行わない（ステップＳＴ１３）。一方、タンク１６内に更なる液体空気を充填することが可能と判断された場合（ステップＳＴ１２においてＹＥＳ）には、制御部４８は、変換設備５０から出力された信号を取得するとともに、ＬＮＧライン１８の流量計１８ｂ及び液体水素ライン１９の流量計１９ｂから出力された信号を取得する（ステップＳＴ１４，ＳＴ１５）。なお、ステップＳＴ１４及びステップＳＴ１５は、ステップＳＴ１２の前に実行してもよい。

[0060] そして、制御部４８が変換設備５０に電力余剰分が生じた場合に出力される信号を受信すると（ステップＳＴ１６）、制御部４８は、この電力余剰分に基づいて、タンク１６に貯蔵される液体空気の圧力を計算する（ステップＳＴ１７）。すなわち、タンク１６内の圧力が大気圧に設定される場合、液化天然ガスによって空気を液化させることはできないため、液体水素のみによって空気を液化させることになる。このため、水素冷熱を基調として液体空気を得る場合には、充電要求量に対して液体水素の冷熱量が足りない場合が生ずる。これに対し、タンク１６内の圧力が大気圧よりも高い圧力に設定される場合には、液化天然ガスによっても空気を液化させることが可能となる。このため、空気ライン１７を流れる空気の圧力が高いほど液化天然ガスによる空気の液化量を増大させることができ、充電要求量を満たすことができるようになる。したがって、電力余剰分で表される充電要求量に従って、タンク１６内の設定圧力を上げることにより、充電要求量に従った適切な空気液化量を得ることが可能となる。このため、制御部４８の圧力決定部６８は、変換設備５０から出力された信号で示される電力余剰分に基づいて、タンク１６内の液体空気の設定圧力を決定する。

[0061] 液体空気の設定圧力が決定されると、圧力調整部７０は、圧縮機５７の使用段数を決定するとともに、決定された使用段数になるように切換機構６２を切り換える制御を行う（ステップＳＴ１８）。具体的には、圧力調整部７０では、決定された液体空気の設定圧力に応じて、第２圧縮ステージ５７ｂでも空気を圧縮するか、又は第２圧縮ステージ５７ｂをバイパスするかが判断される。そして、この判断結果に応じて、切換機構６２の切り換えが必要かどうかが判断される。

[0062] 続いて、タンク１６に配置された圧力センサ６４から、液体空気の圧力値を取得し（ステップＳＴ１９）、圧力調整部７０が調圧弁６５を開閉制御することにより、タンク１６内の圧力調整を行う（ステップＳＴ２０）。また、圧縮機５７のモータ動力を取得し（ステップＳＴ２１）、圧縮機５７のモータ回転数を調整する（ステップＳＴ２２）。なお、圧縮機５７をモータ回転数一定である圧縮機５７によって構成しておいて、ステップＳＴ２１及びＳＴ２２を省略する構成としてもよい。

[0063] 第４実施形態では、圧力決定部６８は、監視部６７による監視結果に基づいて、タンク１６に充填される液体空気の圧力を決定する。すなわち、タンク１６に充填される液体空気の圧力を上げれば、空気が液化するときの温度が上がる。このため、第１熱交換器３３において、液化天然ガスによって空気の一部を液化させることが可能となる。したがって、圧力決定部６８が、液体空気の要求充填量の監視結果に基づいて、タンク１６に充填される液体空気の圧力を決定することにより、適切な液化量に設定することが可能となる。そして、切換機構６２及び調圧弁６５を制御することにより、タンク１６に充填される液体空気の圧力を調整することができる。

[0064] なお、その他の構成、作用及び効果はその説明を省略するが、第１、第２及び第３実施形態の説明を第４実施形態に援用することができる。

[0065] ここで、前記実施形態について概説する。

[0066] （１）前記実施形態に係る液体空気エネルギー貯蔵装置は、液化天然ガスによって空気を予冷する第１熱交換器と、前記第１熱交換器で予冷された空

気を液体水素によって冷却して液化させる第２熱交換器と、前記第２熱交換器で液化した液体空気を貯蔵するタンクと、を備えている。

[0067] 前記実施形態では、第１熱交換器において液化天然ガスによって冷却された空気が、第２熱交換器においてさらに液体水素によって冷却される。これにより、空気は液体空気となり、タンクに貯蔵される。すなわち、液体空気としてエネルギーを貯蔵することができる。また、空気を液化させるにあたり、空気の凝縮温度よりも低温の液体水素が用いられるため、空気を圧縮する必要がなく、あるいは空気を圧縮することがあるとしても、液化天然ガスのみで空気を液化させる場合に比べて空気の圧縮に要する動力を低減することができる。したがって、貯蔵するために必要な動力以上のエネルギーをタンクに貯蔵することが可能となる。そして、例えば液体空気を発電に用いる場合には、充放電効率を高くすることができる。

[0068] （２）前記液体空気エネルギー貯蔵装置は、前記第２熱交換器で液化される前の空気を圧縮する圧縮機をさらに備えていてもよい。

[0069] この態様では、第２熱交換器において液体水素に冷却される空気が圧縮されて加圧された状態となっている。このため、常圧の液体空気に比べ、液体空気の沸点（又は空気の凝縮温度）が上昇している。このため、第２熱交換器で空気を液化させるだけでなく、第１熱交換器においても空気の一部を液化させることが可能となる。したがって、圧縮動力がより必要になるものの、得られる液体空気量を増大させることができる。しかも、液体水素の冷熱によっても空気の一部を液化させることができる。したがって、液化天然ガスのみで空気を液化させる場合に比べて空気の圧縮に要する動力を低減することができる。そして、例えば液体空気を発電に用いる場合には、充放電効率が低下することとなるが、発電量を増大させることができる。

[0070] （３）前記液体空気エネルギー貯蔵装置は、前記液体水素の流量及び液体空気の要求充填量を監視する監視部と、前記監視部による監視結果に基づいて、前記タンクに向けて流す空気の流量を決定する流量決定部と、前記流量決定部の決定結果に従って、前記タンクに向けて流れる空気の流量を調整す

る流量調整部と、を備えていてもよい。

[0071] この態様では、液体水素の流量及び液体空気の要求充填量に応じて適切な空気流量を得ることができる。すなわち、流量決定部は、タンクに向けて流す空気の流量を、液体空気の要求充填量に応じた流量になるように決定するか、又は、第２熱交換器に供給される液体水素の流量に応じた流量になるように決定する。そして、流量調整部は、この結果に従って空気の流量を調整する。したがって、適切な空気流量に調整することができる。なお、流量調整部としては、回転数を調整することができる送風機、回転数を調整することができる圧縮機等を用いることができる。したがって、第２熱交換器で液化させる前の空気を圧縮する圧縮機を備えた構成では、空気が液化するときの温度又は空気の凝縮温度を調整するのに用いられる圧縮機を流量調整部としても機能させることができる。

[0072] （４）前記液体空気エネルギー貯蔵装置は、複数段の圧縮ステージを有し、前記第２熱交換器で液化される前の空気を圧縮する圧縮機と、前記圧縮機における後段側の圧縮ステージをバイパスするバイパスラインと、前記タンクの内圧を監視する圧力センサと、前記タンクの内圧を調整する調圧弁と、前記後段側の圧縮ステージをバイパスさせるかどうかを切り換える切換機構と、を備えていてもよい。

[0073] この態様では、第２熱交換器で液化される前の空気が圧縮機によって圧縮されるため、空気が液化するときの温度を上げることが可能となる。このため、第２熱交換器において空気を液化させるだけでなく、第１熱交換器においても空気の一部を液化させることが可能となる。しかも、調圧弁によってタンク内の圧力を調整することができる。このため、調圧弁の開閉によってタンク内の圧力が調整され、これによって、空気ライン内の圧力が調整される。そして、切換機構が設けられているため、各圧縮ステージの特性を考慮しつつ設定圧力に適切に対応することができる。

[0074] （５）前記液体空気エネルギー貯蔵装置は、液体空気の要求充填量を監視する監視部と、前記監視部による監視結果に基づいて、前記タンクに充填さ

れる液体空気の圧力を決定する圧力決定部と、前記圧力決定部の決定結果に従って、前記切換機構及び前記調圧弁を制御する圧力調整部と、を備えていてもよい。

[0075] この態様では、圧力決定部は、監視部による監視結果に基づいて、タンクに充填される液体空気の圧力を決定する。すなわち、タンクに充填される液体空気の圧力を上げれば、空気が液化するときの温度が上がる。このため、第１熱交換器において、液化天然ガスによって空気の一部を液化させることが可能となる。したがって、圧力決定部は、液体空気の要求充填量の監視結果に基づいて、タンクに充填される液体空気の圧力を決定することにより、適切な液化量に設定することが可能となる。そして、切換機構及び調圧弁を制御することにより、タンクに充填される液体空気の圧力を調整することができる。

[0076] （６）前記実施形態に係る発電装置は、前記液体空気エネルギー貯蔵装置と、発電要求に応じて、前記タンクに貯蔵された液体空気を気化させるとともに、気化した空気で発電を行う発電部と、を備えている。この発電装置では、タンクに貯蔵された液化空気のエネルギーを電力として取り出すことができる。

[0077] （７）前記実施形態に係る混焼火力発電システムは、前記液体空気エネルギー貯蔵装置と、前記タンクに貯蔵された液体空気を気化させる気化器と、前記気化器で気化した空気と、前記第１熱交換器を通過した液化天然ガスと、前記第２熱交換器を通過した液体水素と、を用いて発電を行う混焼火力発電設備と、を備えている。この発電システムでは、タンクに貯蔵された液化空気のエネルギーを電力として取り出すことができる。しかも、空気を液化させるのに利用される液化天然ガス及び液体水素を燃料として利用できるため、システム全体として効率的な運転が可能となる。

[0078] 以上説明したように、前記実施形態によれば、液体空気をエネルギーとして貯蔵するのに要する動力を低減することができる。

請求の範囲

[請求項1] 液化天然ガスによって空気を予冷する第１熱交換器と、

前記第１熱交換器で予冷された空気を液体水素によって冷却して液化させる第２熱交換器と、

前記第２熱交換器で液化した液体空気を貯蔵するタンクと、を備えている液体空気エネルギー貯蔵装置。

[請求項2] 請求項１に記載の液体空気エネルギー貯蔵装置において、

前記第２熱交換器で液化される前の空気を圧縮する圧縮機をさらに備えている液体空気エネルギー貯蔵装置。

[請求項3] 請求項１に記載の液体空気エネルギー貯蔵装置において、

前記液体水素の流量及び液体空気の要求充填量を監視する監視部と、

前記監視部による監視結果に基づいて、前記タンクに向けて流す空気の流量を決定する流量決定部と、

前記流量決定部の決定結果に従って、前記タンクに向けて流れる空気の流量を調整する流量調整部と、を備えている液体空気エネルギー貯蔵装置。

[請求項4] 請求項１に記載の液体空気エネルギー貯蔵装置において、

複数段の圧縮ステージを有し、前記第２熱交換器で液化される前の空気を圧縮する圧縮機と、

前記圧縮機における後段側の圧縮ステージをバイパスするバイパスラインと、

前記タンクの内圧を監視する圧力センサと、

前記タンクの内圧を調整する調圧弁と、

前記後段側の圧縮ステージをバイパスさせるかどうかを切り換える切換機構と、を備えている液体空気エネルギー貯蔵装置。

[請求項5] 請求項４に記載の液体空気エネルギー貯蔵装置において、

液体空気の要求充填量を監視する監視部と、

前記監視部による監視結果に基づいて、前記タンクに充填される液体空気の圧力を決定する圧力決定部と、

前記圧力決定部の決定結果に従って、前記切換機構及び前記調圧弁を制御する圧力調整部と、を備えている液体空気エネルギー貯蔵装置。

[請求項6] 請求項１から５の何れか１項に記載の液体空気エネルギー貯蔵装置と、

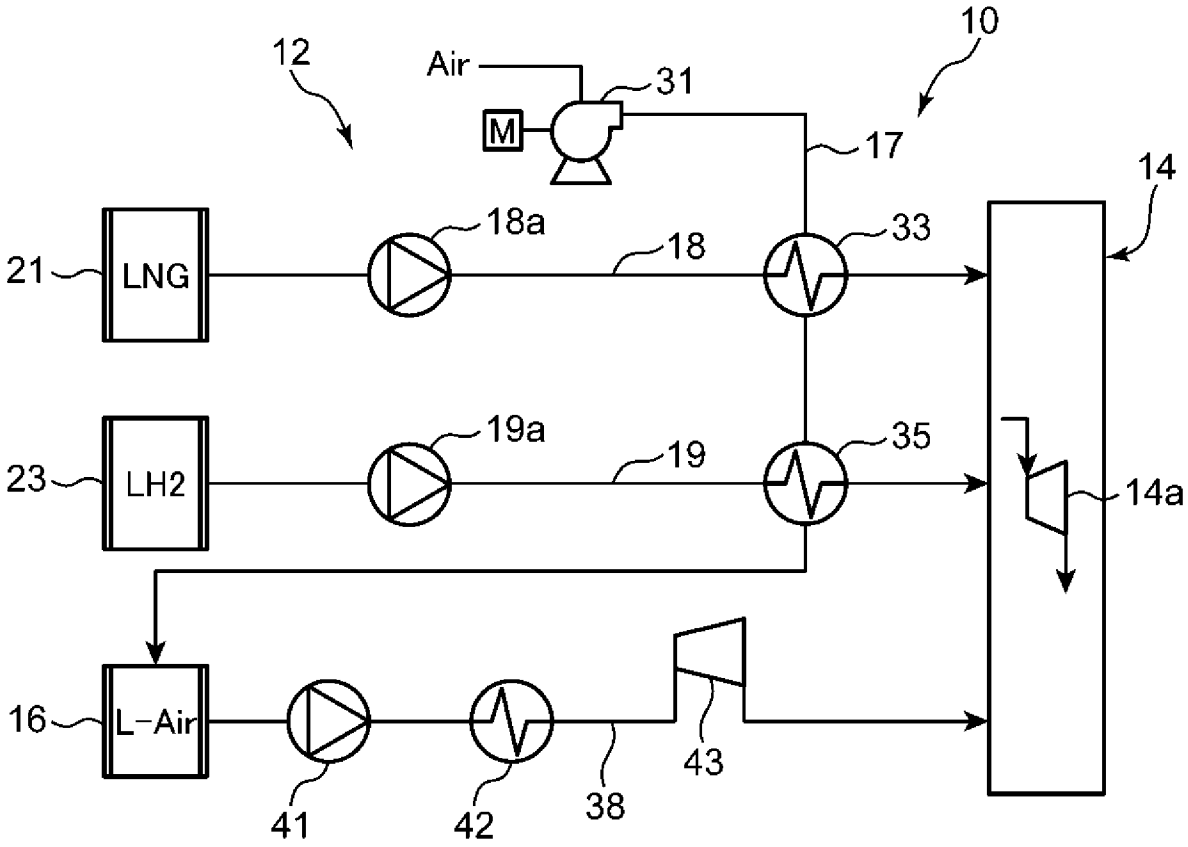
発電要求に応じて、前記タンクに貯蔵された液体空気を気化させるとともに、気化した空気で発電を行う発電部と、を備えている発電装置。

[請求項7] 請求項１から５の何れか１項に記載の液体空気エネルギー貯蔵装置と、

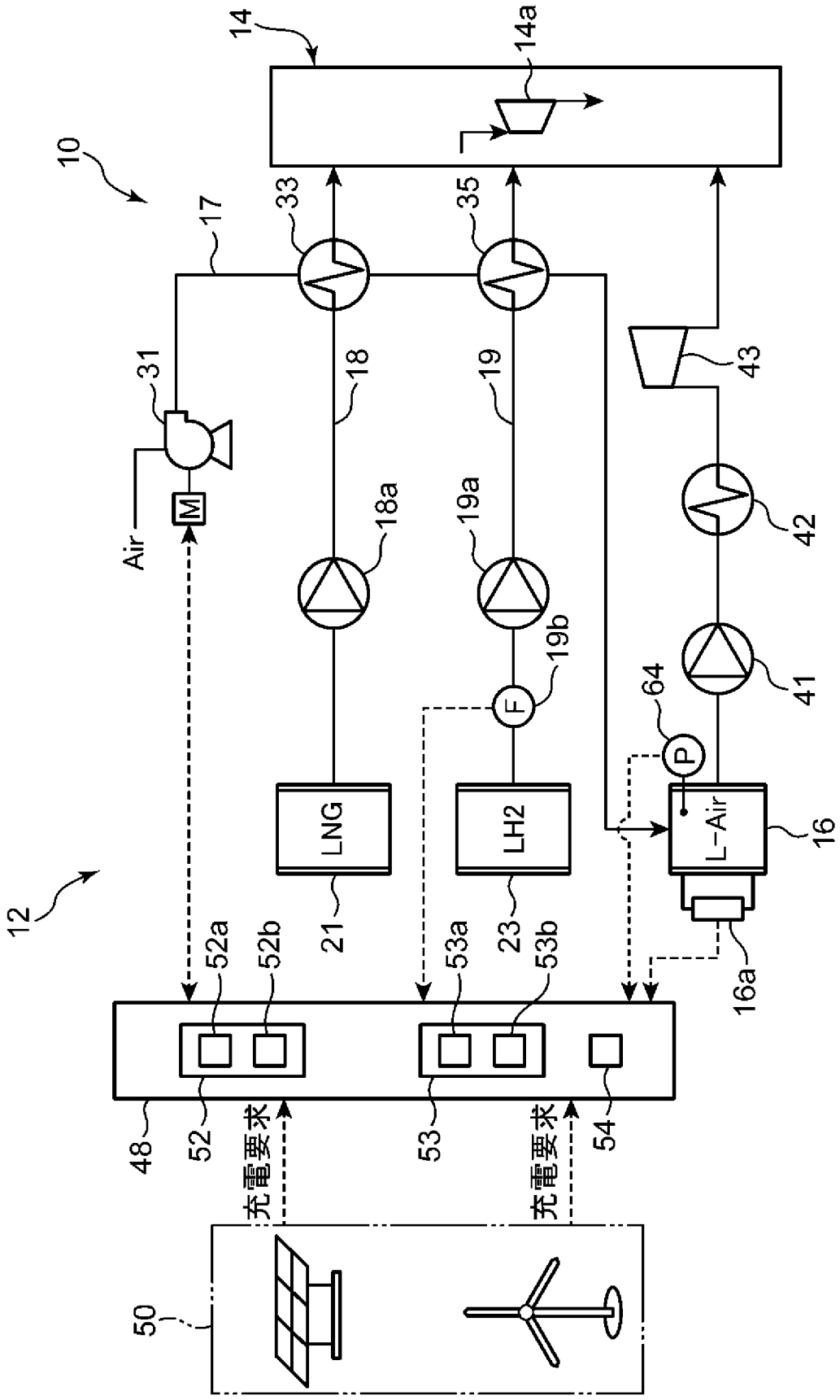
前記タンクに貯蔵された液体空気を気化させる気化器と、

前記気化器で気化した空気と、前記第１熱交換器を通過した液化天然ガスと、前記第２熱交換器を通過した液体水素と、を用いて発電を行う混焼火力発電設備と、を備えている混焼火力発電システム。

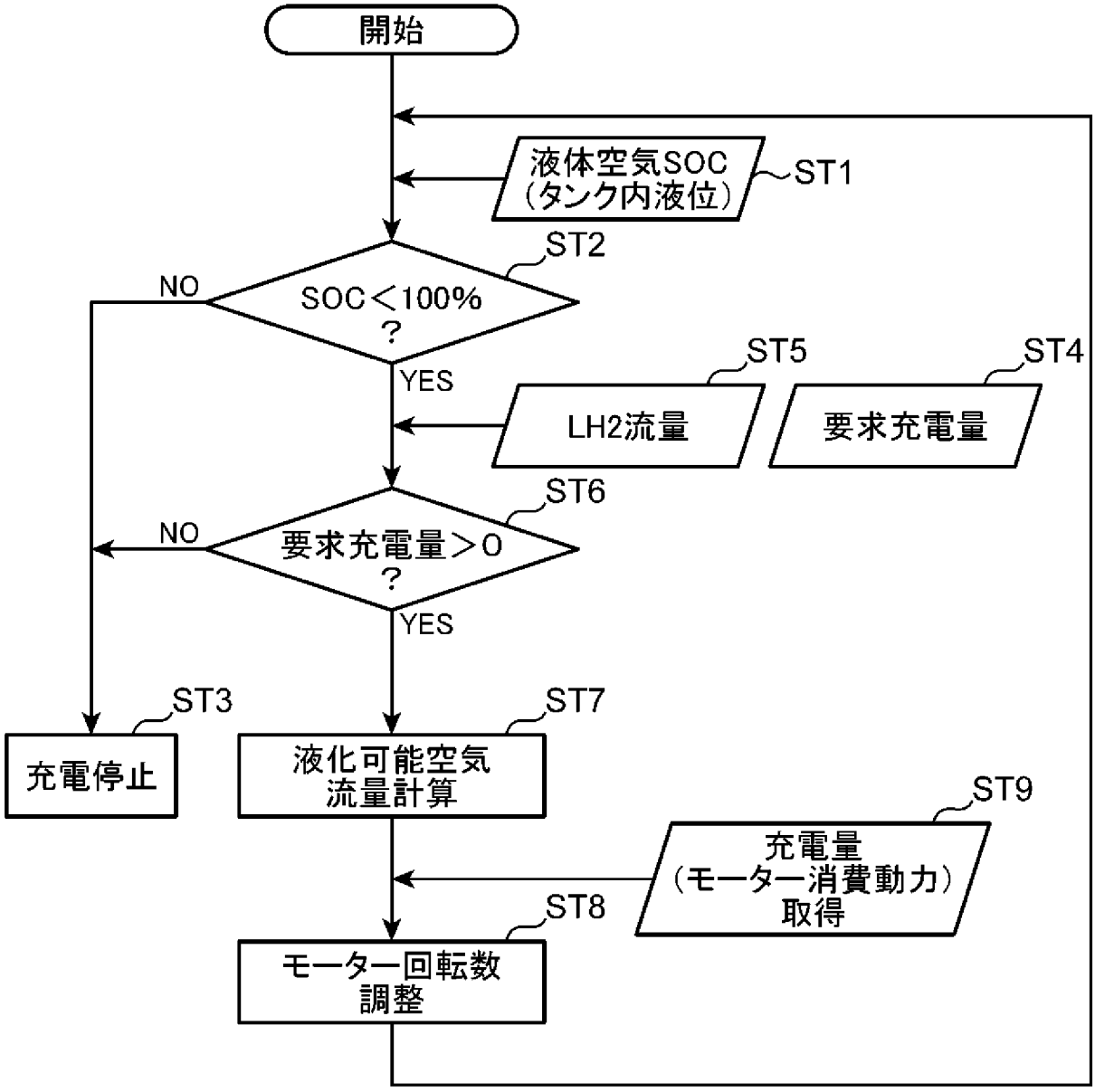
[図1]


10
12
Air
31
M
17
14
21
LNG
18a
18
33
23
LH2
19a
19
35
14a
16
L-Air
41
42
38
43

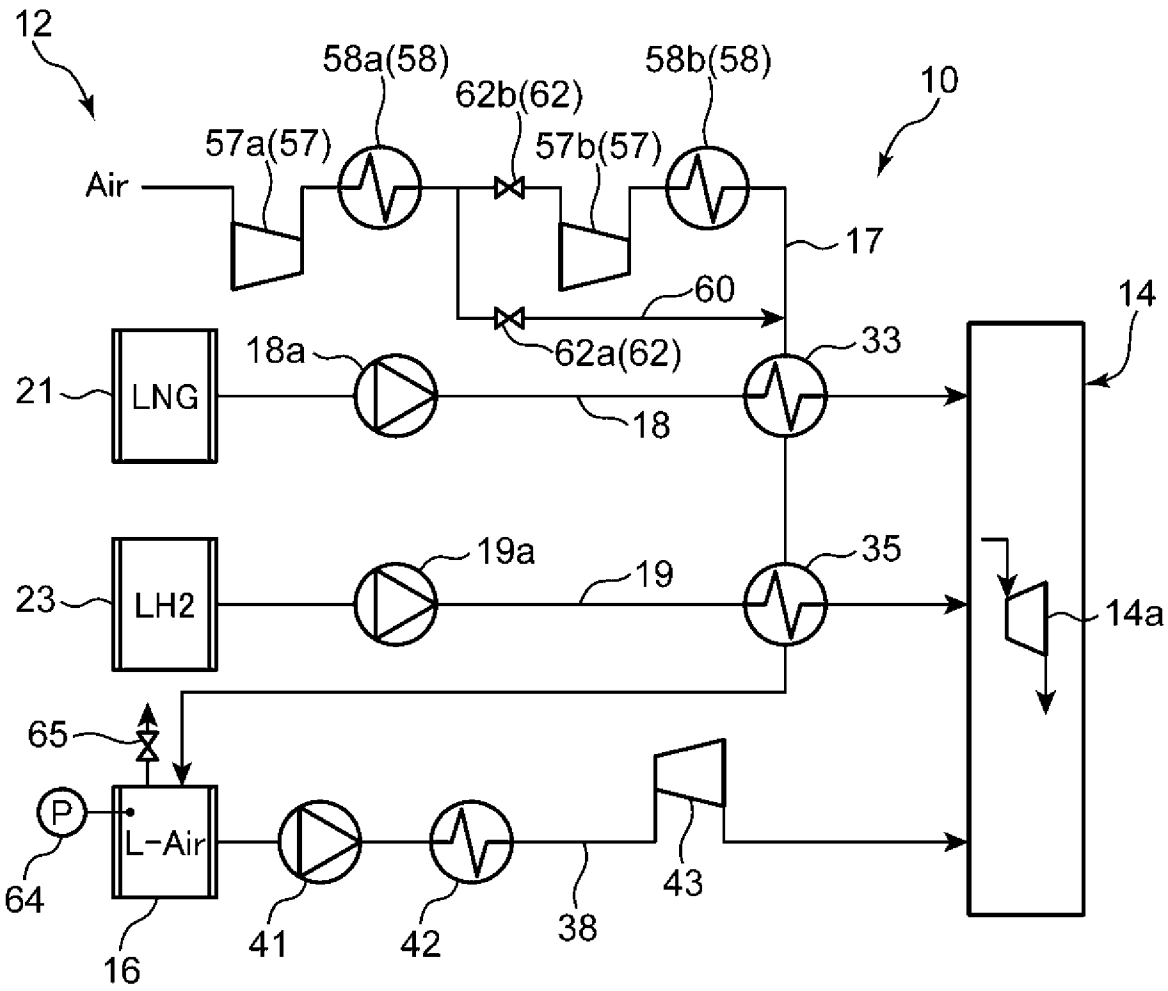
[図2]


14
14a
10
17
33
35
31
18
19
43
Air
M
18a
19a
42
19b
F
64
P
41
LNG
LH2
L-Air
16
12
21
23
52a
52b
53a
53b
16a
48
52
53
54
充電要求
充電要求
50

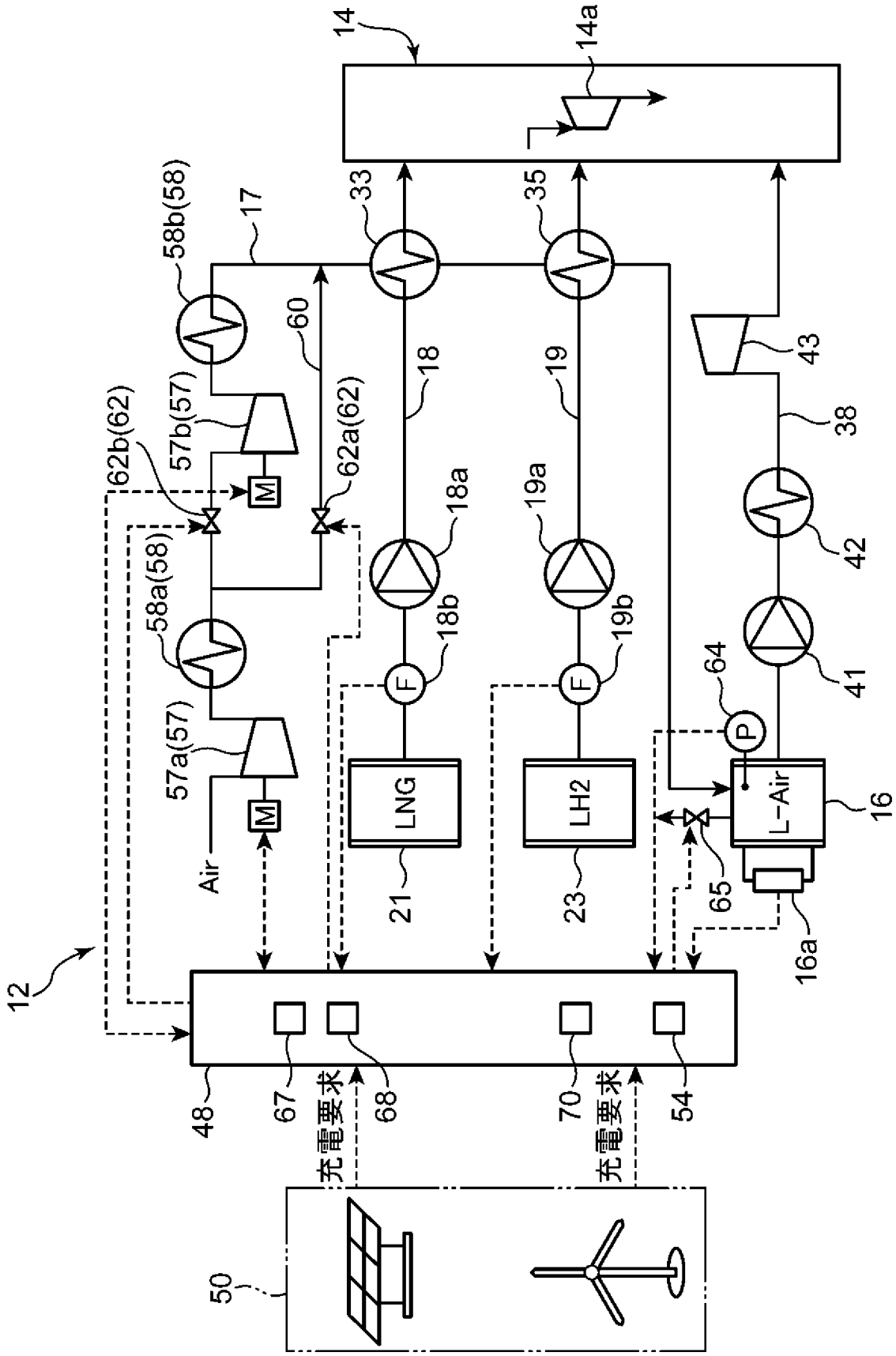
[図3]


開始
液体空気SOC
（タンク内液位）
ST1
ST2
SOC＜100%
？
NO
YES
ST5
LH2流量
ST4
要求充電量
ST6
要求充電量＞0
？
NO
YES
ST3
充電停止
ST7
液化可能空気
流量計算
ST9
充電量
（モーター消費動力）
取得
ST8
モーター回転数
調整

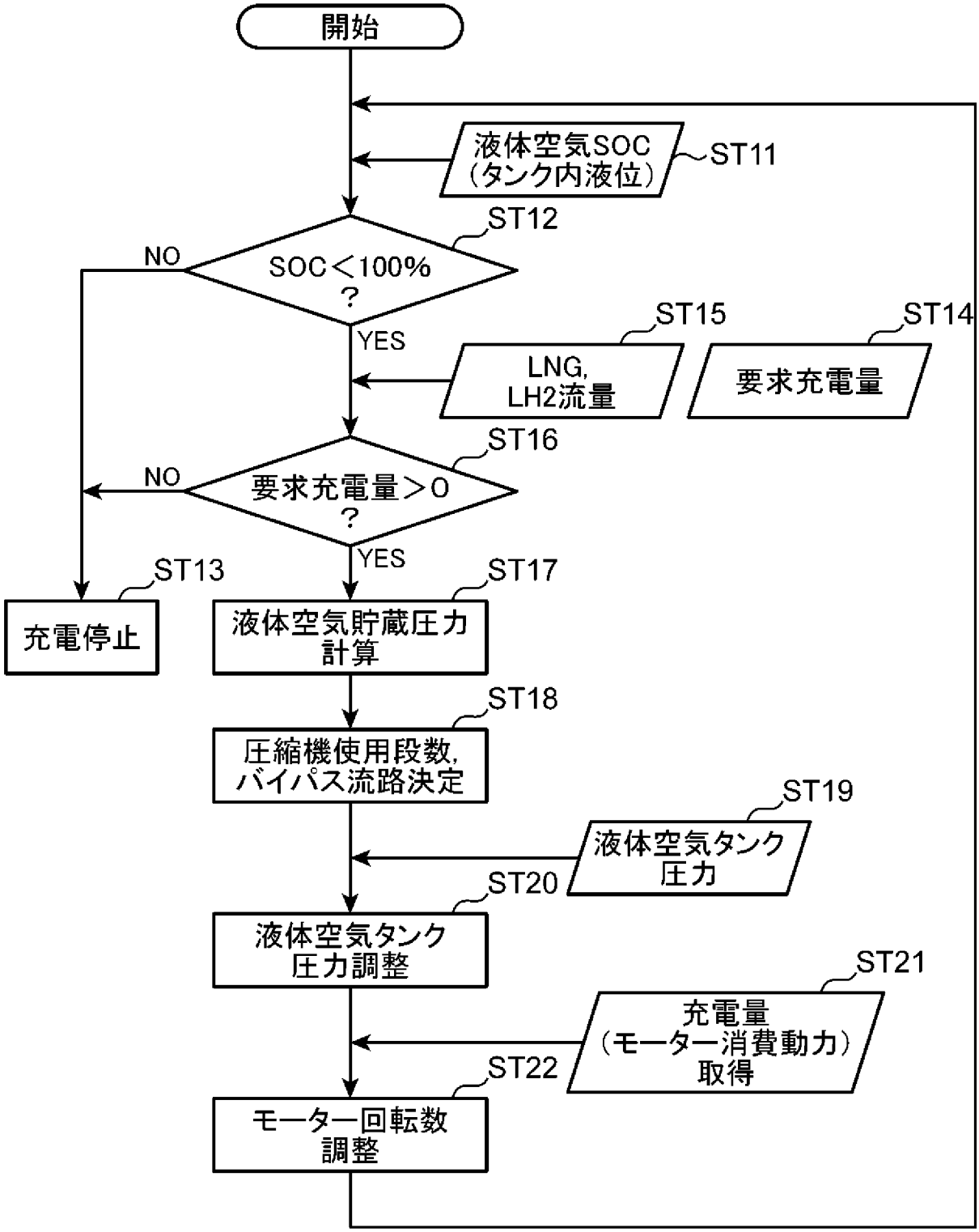
[図4]


12
58a(58)
62b(62)
58b(58)
10
57a(57)
57b(57)
Air
17
60
14
62a(62)
18a
33
21
LNG
18
19a
35
23
LH2
19
14a
65
P
L-Air
64
16
41
42
38
43

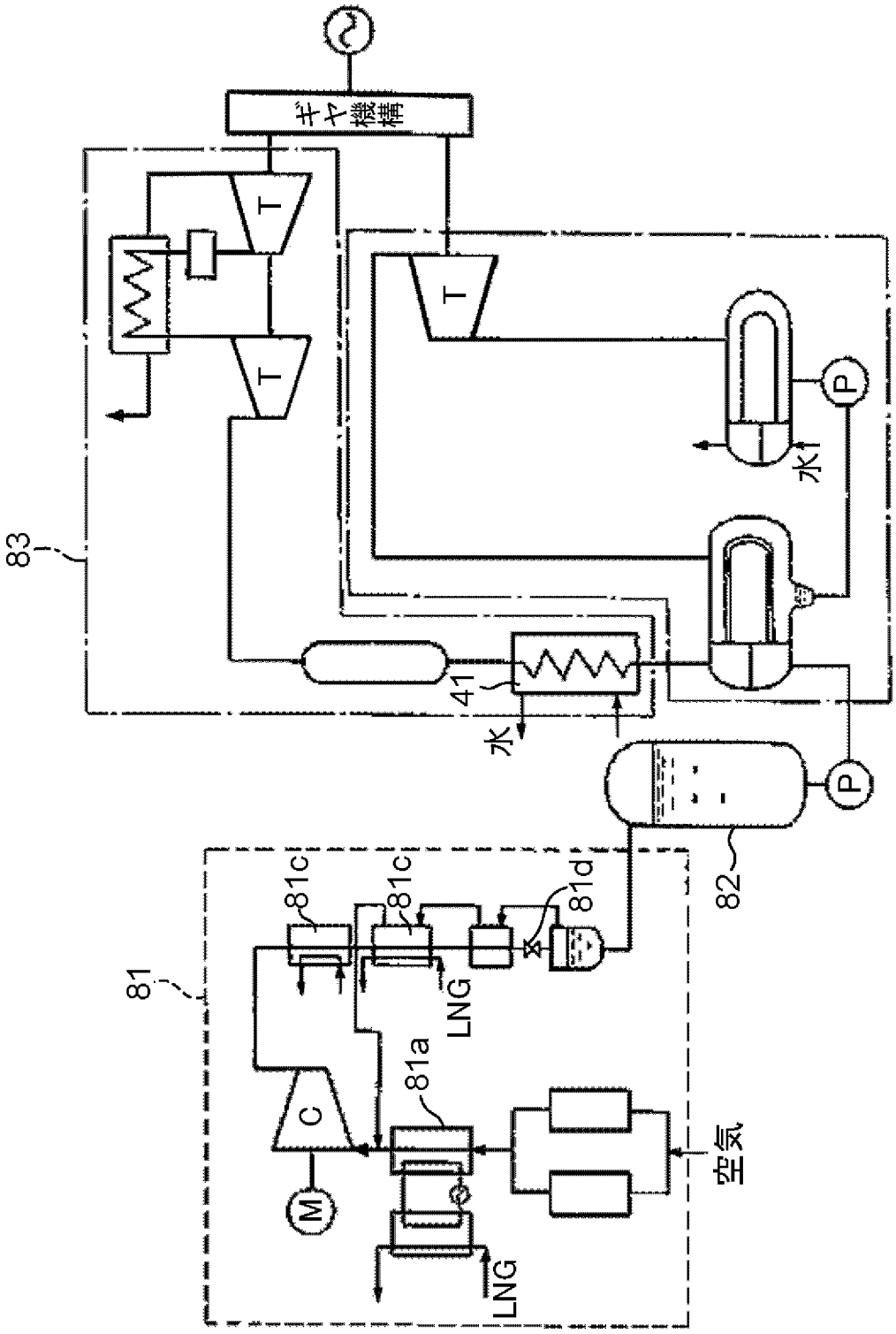
[図5]


14
14a
58b(58)
17
33
35
60
18
19
43
38
62b(62)
57b(57)
62a(62)
M
18a
19a
42
58a(58)
18b
19b
F
64
P
41
57a(57)
M
LNG
LH2
L-Air
16
Air
21
23
65
16a
12
48
67
充電要求
68
70
充電要求
54
50

[図6]


開始
液体空気SOC
（タンク内液位）
ST11
ST12
SOC＜100%
？
NO
YES
ST15
LNG,
LH2流量
ST14
要求充電量
ST16
要求充電量＞0
？
NO
YES
ST13
充電停止
ST17
液体空気貯蔵圧力
計算
ST18
圧縮機使用段数,
バイパス流路決定
ST19
液体空気タンク
圧力
ST20
液体空気タンク
圧力調整
ST21
充電量
（モーター消費動力）
取得
ST22
モーター回転数
調整

[図7]



INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/JP2019/026740

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER
Int.Cl. F17C6/00(2006.01)i, H02J15/00(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)
Int.Cl. F17C6/00, H02J15/00

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

Published examined utility model applications of Japan	1922-1996
Published unexamined utility model applications of Japan	1971-2019
Registered utility model specifications of Japan	1996-2019
Published registered utility model applications of Japan	1994-2019

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 2010-208913 A (KAWASAKI HEAVY IND LTD.) 24 September 2010, paragraphs [0015]-[0046], fig. 3-6 (Family: none)	1-2, 6-7 3-5
Y A	JP 11-303646 A (HITACHI, LTD.) 02 November 1999, paragraphs [0014]-[0036], fig. 1 (Family: none)	1-2, 6-7 3-5
Y	JP 2011-182516 A (MINAGAWA, Tamotsu) 15 September 2011, paragraph [0023] (Family: none)	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 01.08.2019	Date of mailing of the international search report 13.08.2019
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/JP2019/026740

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	JP 2009-541522 A (AKER ENGINEERING & TECHNOLOGY AS) 26 November 2009, entire text, all drawings & US 2009/0277189 A1 & WO 2007/148984 A3 & CA 2656497 A1 & KR 10-2009-0033363 A & CN 101466976 A	1-7
A	JP 2001-116198 A (OSAKA GAS CO., LTD.) 27 April 2001, entire text, all drawings (Family: none)	1-7
A	JP 06-123553 A (OSAKA GAS CO., LTD.) 06 May 1994, entire text, all drawings (Family: none)	1-7

国際調査報告

国際出願番号　ＰＣＴ／ＪＰ２０１９／０２６７４０

Ａ．　発明の属する分野の分類（国際特許分類（ＩＰＣ））

Int.Cl.　F17C6/00(2006.01)i, H02J15/00(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.　F17C6/00, H02J15/00

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	１９７１－２０１９年
日本国実用新案登録公報	１９９６－２０１９年
日本国登録実用新案公報	１９９４－２０１９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 2010-208913 A（川崎重工業株式会社）2010.09.24, 段落[００１５]－[００４６], 第３－６図（ファミリーなし）	1-2,6-7 3-5
Y A	JP 11-303646 A（株式会社日立製作所）1999.11.02, 段落[００１４]－[００３６], 第１図（ファミリーなし）	1-2,6-7 3-5
Y	JP 2011-182516 A（皆川　保）2011.09.15, 段落[００２３]（ファミリーなし）	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	国際調査報告の発送日
０１．０８．２０１９	１３．０８．２０１９

国際調査機関の名称及びあて先
日本国特許庁（ＩＳＡ／ＪＰ）
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）　３Ｎ　３７４５
加藤　信秀
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
A	JP 2009-541522 A (アーカー　エンジニアリング　アンド　テクノロジー　エーエス) 2009.11.26, 全文, 全図 & US 2009/0277189 A1 & WO 2007/148984 A3 & CA 2656497 A1 & KR 10-2009-0033363 A & CN 101466976 A	1-7
A	JP 2001-116198 A (大阪瓦斯株式会社) 2001.04.27, 全文, 全図 (ファミリーなし)	1-7
A	JP 06-123553 A (大阪瓦斯株式会社) 1994.05.06, 全文, 全図 (ファミリーなし)	1-7