(12) 특허협력조약에 의하여 공개된 국제출원

(19) 세계지식재산권기구
국제사무국

(43) 국제공개일
2014 년 5 월 1 일 (01.05.2014)

WIPO | PCT

(10) 국제공개번호
WO 2014/065619 A1

(51) 국제특허분류:
F02M 21/02 (2006.01) *F02M 37/04* (2006.01)
B63H 21/38 (2006.01) *B63B 25/16* (2006.01)

(21) 국제출원번호: PCT/KR2013/009541

(22) 국제출원일: 2013 년 10 월 24 일 (24.10.2013)

(25) 출원언어: 한국어

(26) 공개언어: 한국어

(30) 우선권정보:
10-2012-0118241 2012 년 10 월 24 일 (24.10.2012) KR
10-2012-0143522 2012 년 12 월 11 일 (11.12.2012) KR
10-2013-0073731 2013 년 6 월 26 일 (26.06.2013) KR

(71) 출원인: **대우조선해양 주식회사 (DAEWOO SHIPBUILDING & MARINE ENGINEERING CO., LTD.)** [KR/KR]; 100-180 서울시 중구 다동 85, Seoul (KR).

(72) 발명자: **이준채 (LEE, Joon Chae)**; 701-010 대구시 동구 신암동 622 보성아파트 8-118, Daegu (KR). **최동규 (CHOI, Dong Kyu)**; 463-893 경기도 성남시 분당구 삼평동 봇들마을 114 동 303 호, Gyeonggi-do (KR). **문영식 (MOON, Young Sik)**; 423-733 경기도 광명시 철산 3 동 634 번지 철산래미안자이아파트 113 동 2405 호, Gyeonggi-do (KR). **정제헌 (JUNG, Jeheon)**; 139-753 서울시 노원구 상계 6.7 동 상계주공 3 단지아파트 303 동 1306 호, Seoul (KR).

(74) 대리인: **특허법인 에이아이피 (AIP PATENT & LAW FIRM)**; 135-933 서울시 강남구 역삼동 823-14 신원빌딩 8 층, Seoul (KR).

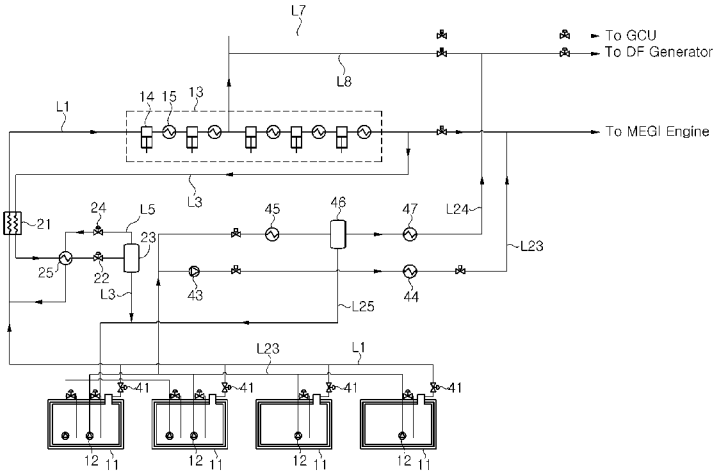
(81) 지정국 (별도의 표시가 없는 한, 가능한 모든 종류의 국내 권리의 보호를 위하여): AE, AG, AL, AM, AO, AT, AU, AZ, BA, BB, BG, BH, BN, BR, BW, BY, BZ, CA, CH, CL, CN, CO, CR, CU, CZ, DE, DK, DM, DO, DZ, EC, EE, EG, ES, FI, GB, GD, GE, GH, GM, GT, HN, HR, HU, ID, IL, IN, IR, IS, JP, KE, KG, KN, KP, KZ, LA, LC, LK, LR, LS, LT, LU, LY, 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) 지정국 (별도의 표시가 없는 한, 가능한 모든 종류의 역내 권리의 보호를 위하여): ARIPO (BW, GH, GM, KE, LR, LS, MW, MZ, NA, RW, SD, SL, SZ, TZ, UG, ZM, ZW), 유라시아 (AM, AZ, BY, KG, KZ, RU, TJ, TM), 유럽 (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).

공개:
— 국제조사보고서와 함께 (조약 제 21 조(3))

(54) Title: SYSTEM FOR PROCESSING LIQUEFIED GAS ON VESSEL

(54) 발명의 명칭 : 선박의 액화가스 처리 시스템



(57) Abstract: Disclosed is a system for processing liquefied gas on a vessel, the system having a storage tank for storing LNG, and main and auxiliary engines using the LNG stored in the storage tank as fuel. The system for processing liquefied gas comprises: a BOG main supply line for supplying, to the main engine as fuel, BOG generated in the storage tank and compressed by a compressor; a BOG auxiliary supply line for for supplying, as fuel to the auxiliary engine, the BOG generated in the storage tank and compressed by the compressor; an LNG main supply line for supplying, as fuel to the main engine, the LNG stored in the storage tank and compressed by a pump; and an LNG auxiliary supply line for supplying as fuel, to the auxiliary engine, the LNG stored in the storage tank and compressed by the pump. The fuel supplied to the main engine is compressed to 150-400 bara.

(57) 요약서:

[다음 쪽 계속]

WO 2014/065619 A1

LNG를 저장하고 있는 저장탱크와, 상기 저장탱크에 저장되어 있는 LNG를 연료로서 사용하는 주 엔진 및 부 엔진을 갖춘 선박의 액화가스 처리 시스템이 개시된다. 상기 액화가스 처리 시스템은, 상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 주 엔진에 연료로서 공급하는 BOG 주 공급라인과; 상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 부 엔진에 연료로서 공급하는 BOG 부 공급라인과; 상기 저장탱크에 저장된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 주 엔진에 연료로서 공급하는 LNG 주 공급라인과; 상기 저장탱크에 저장된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 부 엔진에 연료로서 공급하는 LNG 부 공급라인; 을 포함한다. 상기 주 엔진에 공급되는 연료는 150 ~ 400 bara로 압축된다.

명세서

발명의 명칭: 선박의 액화가스 처리 시스템

기술분야

[1] 본 발명은 선박의 액화가스 처리 시스템에 관한 것이다.

배경기술

[2] 근래, LNG(Liquefied Natural Gas)나 LPG(Liquefied Petroleum Gas) 등의 액화가스의 소비량이 전 세계적으로 급증하고 있는 추세이다. 액화가스는, 육상 또는 해상의 가스배관을 통해 가스 상태로 운반되거나, 또는, 액화된 상태로 액화가스 운반선에 저장된 채 원거리의 소비처로 운반된다. LNG나 LPG 등의 액화가스는 천연가스 혹은 석유가스를 극저온(LNG의 경우 대략 -163℃)으로 냉각하여 얻어지는 것으로 가스 상태일 때보다 그 부피가 대폭적으로 감소되므로 해상을 통한 원거리 운반에 매우 적합하다.

[3] LNG 운반선 등의 액화가스 운반선은, 액화가스를 싣고 바다를 운항하여 육상 소요처에 이 액화가스를 하역하기 위한 것이며, 이를 위해, 액화가스의 극저온에 견딜 수 있는 저장탱크(흔히, '화물창'이라 함)를 포함한다.

[4] 이와 같이 극저온 상태의 액화가스를 저장할 수 있는 저장탱크가 마련된 해상 구조물의 예로서는 액화가스 운반선 이외에도 LNG RV (Regasification Vessel)와 같은 선박이나 LNG FSRU (Floating Storage and Regasification Unit), LNG FPSO (Floating, Production, Storage and Off-loading), BMPP (Barge Mounted Power Plant)와 같은 구조물 등을 들 수 있다.

[5] LNG RV는 자력 항해 및 부유가 가능한 액화천연가스 운반선에 LNG 재기화 설비를 설치한 것이고, LNG FSRU는 육상으로부터 멀리 떨어진 해상에서 LNG 수송선으로부터 하역되는 액화천연가스를 저장탱크에 저장한 후 필요에 따라 액화천연가스를 기화시켜 육상 수요처에 공급하는 해상 구조물이고, LNG FPSO는 채굴된 천연가스를 해상에서 정제한 후 직접 액화시켜 저장탱크 내에 저장하고, 필요시 이 저장탱크 내에 저장된 LNG를 LNG 수송선으로 옮겨싣기 위해 사용되는 해상 구조물이다. 그리고 BMPP는 바지선에 발전설비를 탑재하여 해상에서 전기를 생산하기 위해 사용되는 구조물이다.

[6] 본 명세서에서 선박이란, LNG 운반선과 같은 액화가스 운반선, LNG RV 등을 비롯하여, LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP 등의 구조물까지도 모두 포함하는 개념이다.

[7] 천연가스의 액화온도는 상압에서 약 -163℃의 극저온이므로, LNG는 그 온도가 상압에서 -163℃ 보다 약간만 높아도 증발된다. 종래의 LNG 운반선의 경우를 예를 들어 설명하면, LNG 운반선의 LNG 저장탱크는 단열처리가 되어 있기는 하지만, 외부의 열이 LNG에 지속적으로 전달되므로, LNG 운반선에 의해 LNG를 수송하는 도중에 LNG가 LNG 저장탱크 내에서 지속적으로 기화되어 LNG 저장

탱크 내에 증발가스(BOG; Boil-Off Gas)가 발생한다.

[8] 발생된 증발가스는 저장탱크 내의 압력을 증가시키며 선박의 요동에 따라 액화가스의 유동을 가속시켜 구조적인 문제를 야기시킬 수 있기 때문에, 증발가스의 발생을 억제할 필요가 있다.

[9] 종래, 액화가스 운반선의 저장탱크 내에서의 증발가스를 억제 및 처리하기 위해, 증발가스를 저장탱크의 외부로 배출시켜 소각해 버리는 방법, 증발가스를 저장탱크의 외부로 배출시켜 재액화 장치를 통해 재액화시킨 후 다시 저장탱크로 복귀시키는 방법, 선박의 추진기관에서 사용되는 연료로서 증발가스를 사용하는 방법, 저장탱크의 내부압력을 높게 유지함으로써 증발가스의 발생을 억제하는 방법 등이 단독으로 혹은 복합적으로 사용되고 있었다.

[10] 증발가스 재액화 장치가 탑재된 종래의 선박의 경우, 저장탱크의 적정 압력 유지를 위해 저장탱크 내부의 증발가스를 저장탱크 외부로 배출시켜 재액화 장치를 통해 재액화시키게 된다. 이때, 배출된 증발가스는 냉동 사이클을 포함하는 재액화 장치에서 초저온으로 냉각된 냉매, 예를 들어 질소, 혼합냉매 등과의 열교환을 통해 재액화된 후 저장탱크로 복귀된다.

[11] 종래 DFDE 추진시스템을 탑재한 LNG 운반선의 경우, 재액화 설비를 설치하지 않고 증발가스 압축기와 가열만을 통해 증발가스를 처리한 후 DFDE에 연료로서 공급하여 증발가스를 소비하였기 때문에 엔진의 연료 필요량이 증발가스의 발생량보다 적을 때는 증발가스를 가스연소기(GCU; Gas Combustion Unit)에서 연소시켜 버리거나 대기중으로 버릴(venting) 수밖에 없는 문제가 있었다.

[12] 그리고 종래 재액화 설비와 저속 디젤 엔진을 탑재한 LNG 운반선은 재액화 설비를 통해 BOG를 처리할 수 있음에도 불구하고 질소가스를 이용한 재액화 장치 운전의 복잡성으로 인해 전체 시스템의 제어가 복잡하고 상당한 양의 동력이 소모되는 문제가 있었다.

[13] 결국, 저장탱크로부터 자연적으로 발생하는 증발가스를 비롯하여 액화가스를 효율적으로 처리하기 위한 시스템 및 방법에 대한 연구 개발이 지속적으로 이루어질 필요가 있다.

발명의 상세한 설명

기술적 과제

[14] 본 발명은 상기한 바와 같은 종래의 문제점을 해결하기 위한 것으로서, 액화천연가스를 저장하고 있는 저장탱크와, 상기 저장탱크에 저장된 액화천연가스를 공급받아 연료로서 사용하는 엔진을 갖춘 선박의 액화가스 처리 시스템에서, 저장탱크에서 발생한 증발가스와 저장탱크에 저장된 액화천연가스를 엔진에서 연료로 사용함으로써, 액화가스를 효율적으로 사용할 수 있도록 하는 선박의 액화가스 처리 시스템을 제공하고자 하는 것이다.

과제 해결 수단

[15] 상기 목적을 달성하기 위한 본 발명의 일 측면에 따르면, LNG를 저장하고 있는 저장탱크와, 상기 저장탱크에 저장되어 있는 LNG를 연료로서 사용하는 주 엔진 및 부 엔진을 갖춘 선박의 액화가스 처리 시스템으로서, 상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 주 엔진에 연료로서 공급하는 BOG 주 공급라인과; 상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 부 엔진에 연료로서 공급하는 BOG 부 공급라인과; 상기 저장탱크에 저장된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 주 엔진에 연료로서 공급하는 LNG 주 공급라인과; 상기 저장탱크에 저장된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 부 엔진에 연료로서 공급하는 LNG 부 공급라인; 을 포함하며, 상기 주 엔진에 공급되는 연료는 150 ~ 400 bara로 압축되는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템이 제공된다.

[16] 상기 펌프는, 상기 저장탱크의 내부에 설치되어 LNG를 상기 저장탱크의 외부로 배출시키는 배출펌프와, 상기 배출펌프에서 1차적으로 압축된 LNG를 상기 주 엔진에서 요구하는 압력까지 2차적으로 압축시키기 위한 고압펌프를 포함할 수 있다.

[17] 상기 LNG 부 공급라인은 상기 고압펌프의 상류측에서 상기 LNG 주 공급라인으로부터 분기할 수 있다.

[18] 상기 LNG 부 공급라인은, 연료의 메탄가를 상기 부 엔진에서 요구하는 값으로 맞추기 위해 LNG로부터 중탄화수소 성분을 분리하는 기액분리기를 포함할 수 있다.

[19] 상기 LNG 부 공급라인은, 상기 기액분리기에 공급되는 LNG에 열을 가함으로써 LNG를 부분적으로 기화시키는 기화기를 더 포함할 수 있다.

[20] 상기 LNG 부 공급라인은, 상기 기액분리기에서 메탄가가 맞춰진 연료의 온도를 상기 부 엔진에서 요구하는 값으로 조절하는 히터를 더 포함할 수 있다.

[21] 상기 압축기는, 복수개의 압축 실린더를 포함할 수 있다.

[22] 상기 액화가스 처리 시스템은, 상기 압축기에 포함된 복수개의 상기 압축 실린더 중에서 일부의 압축 실린더를 통과하여 압축된 증발가스를 공급받아 사용하는 증발가스 소비수단을 더 포함할 수 있다.

[23] 상기 부 엔진으로 보내지는 증발가스는, 상기 압축장치에 포함된 복수개의 상기 압축 실린더 중에서 일부 또는 전부를 통과하여 압축된 증발가스일 수 있다.

[24] 상기 액화가스 처리 시스템은, 상기 저장탱크에 저장된 LNG를 강제로 기화시켜 상기 압축기에 공급하기 위한 강제기화기를 더 포함할 수 있다.

[25] 상기 주 엔진은 MEGI 엔진이고, 상기 부 엔진은 DF 엔진일 수 있다.

[26] 상기 BOG 주 공급라인은, 상기 압축기에 의해 압축된 증발가스 중 상기 주 엔진 및 상기 부 엔진에 공급되지 않은 증발가스를, 상기 저장탱크로부터 배출되어 상기 압축기로 이송되고 있는 증발가스와 열교환시켜 액화시키는 열교환기를 포함할 수 있다.

[27] 본 발명의 다른 측면에 따르면, 액화천연가스를 저장하고 있는 저장탱크와, 상기 저장탱크에 저장된 액화천연가스를 공급받아 연료로서 사용하는 엔진을 갖춘 선박용 연료가스 공급 시스템으로서, 상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 엔진에 연료로서 공급하는 압축기 라인과; 상기 저장탱크에 수용된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 엔진에 연료로서 공급하는 펌프 라인과; LNG로부터 중탄화수소 성분을 분리함으로써 LNG의 메탄가를 상기 엔진에서 요구하는 값으로 맞추기 위해 상기 펌프 라인에 설치되는 기액 분리기; 를 포함하는 선박용 연료가스 공급 시스템이 제공될 수 있다.

[28] 본 발명의 또 다른 측면에 따르면, 액화천연가스를 저장하고 있는 저장탱크와, 상기 저장탱크에 저장된 액화천연가스를 공급받아 연료로서 사용하는 엔진을 갖춘 선박용 연료가스 공급 시스템에 의해 상기 엔진에 연료가스를 공급하는 방법으로서, 상기 연료가스 공급 시스템은, 상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 엔진에 연료로서 공급하는 압축기 라인과, 상기 저장탱크에 수용된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 엔진에 연료로서 공급하는 펌프 라인을 포함하며, 상기 펌프 라인을 통하여 LNG를 상기 엔진에 공급할 때, LNG로부터 중탄화수소 성분을 분리함으로써 LNG의 메탄가를 상기 엔진들에서 요구하는 값으로 맞추는 메탄가 조절단계를 포함하는 선박용 연료가스 공급 방법이 제공될 수 있다.

발명의 효과

[29] 본 발명에 따르면, LNG 운반선의 화물(즉, LNG) 운반시 발생되는 모든 증발가스를, 엔진의 연료로서 사용하거나 재액화시켜 다시 저장탱크로 복귀시켜 저장할 수 있기 때문에, GCU 등에서 소모하여 버려지는 증발가스의 양을 감소시킬 수 있게 되고, 질소 등 별도의 냉매를 사용할 필요 없이 증발가스를 재액화하여 처리할 수 있는 선박의 액화가스 처리 시스템이 제공될 수 있다.

[30] 그에 따라 본 발명의 액화가스 처리 시스템에 의하면, 에너지 소모량이 많고 초기 설치비가 과도하게 소요되는 재액화 장치를 설치하지 않고도 저장탱크에서 발생되는 증발가스를 재액화시킬 수 있어, 재액화 장치에서 소모되는 에너지를 절감할 수 있게 된다.

[31] 또한 본 발명의 액화가스 처리 시스템에 의하면, 저장탱크에서 배출된 증발가스를 가압한 후 압축된 증발가스 중 일부는 선박의 고압 천연가스 분사 엔진, 즉 추진 시스템에 연료로서 공급하고, 압축된 증발가스 중 나머지는 저장탱크로부터 새롭게 배출되어 압축되기 전의 증발가스의 냉열로 액화시켜 저장탱크로 복귀시킬 수 있게 된다.

[32] 또한 본 발명의 액화가스 처리 시스템에 의하면, 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치(즉, 질소냉매 냉동 사이클이나 혼합냉매 냉동 사이클 등)가 설치될

필요가 없으므로, 냉매를 공급 및 저장하기 위한 설비를 추가로 설치할 필요가 없어, 전체 시스템을 구성하기 위한 초기 설치비와 운용비용을 절감할 수 있다.

[33] 또한 본 발명의 액화가스 처리 시스템에 의하면, 압축된 후 열교환기에서 냉각 및 액화된 증발가스를 팽창기(Expander)에 의해 감압시킬 경우, 팽창시 에너지를 생성할 수 있어 버려지는 에너지를 재활용할 수 있다.

도면의 간단한 설명

[34] 도 1은 본 발명의 바람직한 제1 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도,

[35] 도 2는 본 발명의 바람직한 제2 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도,

[36] 도 3 및 도 4는 본 발명의 바람직한 제2 실시예의 변형예들에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템들을 도시한 개략 구성도,

[37] 도 5는 본 발명의 바람직한 제3 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도,

[38] 도 6은 본 발명의 바람직한 제4 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도,

[39] 도 7 및 도 8은 본 발명의 바람직한 제4 실시예의 변형예들에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템들을 도시한 개략 구성도,

[40] 도 9는 본 발명의 바람직한 제5 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도,

[41] 도 10 내지 도 12는 본 발명의 바람직한 제5 실시예의 변형예들에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템들을 도시한 개략 구성도,

[42] 도 13은 본 발명의 바람직한 제6 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도이다.

발명의 실시를 위한 형태

[43] 일반적으로, 선박에서 배출되는 폐기가스 중 국제 해사 기구(International Maritime Organization)의 규제를 받고 있는 것은 질소산화물(NOx)과 황산화물(SOx)이며, 최근에는 이산화탄소(CO_2)의 배출도 규제하려 하고 있다. 특히, 질소산화물(NOx)과 황산화물(SOx)의 경우, 1997년 해상오염 방지협약(MARPOL; The Prevention of Marine Pollution from Ships) 의정서를 통하여 제기되고, 8년이라는 긴 시간이 소요된 후 2005년 5월에 발효요건을 만족하여 현재 강제규정으로 이행되고 있다.

[44] 따라서, 이러한 규정을 충족시키기 위하여 질소산화물(NOx) 배출량을 저감하기 위한 다양한 방법들이 소개되고 있는데, 이러한 방법 중에서 LNG 운반선과 같은 선박을 위한 고압 천연가스 분사 엔진, 예를 들어 MEGI 엔진이 개발되어 사용되고 있다. ME-GI 엔진은, 동급출력의 디젤엔진에 비해 오염물질 배출량을 이산화탄소는 23%, 질소화합물은 80%, 황화합물은 95% 이상 줄일 수

있는 친환경적인 차세대 엔진으로서 각광받고 있다.

[45] 이와 같은 MEGI 엔진은 LNG를 극저온에 견디는 저장탱크에 저장하여 운반하도록 하는 LNG 운반선 등과 같은 선박(본 명세서에서 선박이란, LNG 운반선, LNG RV 등을 비롯하여, LNG FPSO, LNG FSRU 등의 해상 플랜트까지도 모두 포함하는 개념이다.)에 설치될 수 있으며, 이 경우 천연가스를 연료로 사용하게 되며, 그 부하에 따라 엔진에 대하여 대략 150 ~ 400 bara(절대압력) 정도의 고압의 가스 공급 압력이 요구된다.

[46] MEGI 엔진은 추진을 위해 프로펠러에 직결되어 사용될 수 있으며, 이를 위해 MEGI 엔진은 저속으로 회전하는 2행정 엔진으로 이루어진다. 즉, MEGI 엔진은 저속 2행정 고압 천연가스 분사 엔진이다.

[47] 또한, 질소산화물 배출량을 저감하기 위해, 디젤유와 천연가스를 혼합하여 연료로서 사용하는 DF 엔진(예컨대 DFDG; Dual Fuel Diesel Generator)이 개발되어, 추진이나 발전용으로 사용되고 있다. DF 엔진은 오일과 천연가스를 혼합연소하거나 오일과 천연가스 중 선택된 하나만을 연료로 사용할 수 있는 엔진으로서, 오일만을 연료로 사용하는 경우보다 연료에 포함된 황화합물이 적어 배기가스 중 황산화물의 함량이 적다.

[48] DF 엔진은 MEGI 엔진과 같은 고압으로 연료가스를 공급할 필요가 없으며, 대략 수 내지 수십 bara 정도로 연료가스를 압축하여 공급하면 된다. DF 엔진은 엔진의 구동력에 의해 발전기를 구동시켜 전력을 얻고, 이 전력을 이용하여 추진용 모터를 구동시키거나 각종 장치나 설비를 운전한다.

[49] 천연가스를 연료로서 공급할 때 MEGI 엔진의 경우에는 메탄가를 맞출 필요가 없지만, DF 엔진의 경우에는 메탄가를 맞출 필요가 있다.

[50] LNG가 가열되면 액화온도가 상대적으로 낮은 메탄 성분이 우선적으로 기화되기 때문에, 증발가스의 경우에는 메탄 함유량이 높아 그대로 DF 엔진에 연료로서 공급될 수 있다. 하지만, LNG의 경우에는, 메탄 함유량이 상대적으로 낮아 DF 엔진에서 요구하는 메탄가보다 낮고, 산지에 따라 LNG를 구성하는 탄화수소 성분(메탄, 에탄, 프로판, 부탄 등)들의 비율이 다르기 때문에, 그대로 기화시켜 DF 엔진에 연료로서 공급하기에 적절하지 않다.

[51] 메탄가를 조절하기 위해서는 액화천연가스를 강제 기화시킨 후, 온도를 낮추어 메탄보다 액화점이 높은 중탄화수소(HHC; heavy hydrocarbon) 성분을 액화시켜 제거할 수 있다. 메탄가를 조절한 후 엔진에서 요구하는 온도 조건에 맞추어 메탄가가 조절된 천연가스를 추가로 가열할 수도 있다.

[52]

[53] 이하 첨부한 도면을 참조하여 본 발명의 바람직한 실시예에 대한 구성 및 작용을 상세히 설명하면 다음과 같다. 또한 하기 실시예는 여러 가지 다른 형태로 변형될 수 있으며, 본 발명의 범위가 하기 실시예에 한정되는 것은 아니다.

[54] 도 1은 본 발명의 바람직한 제1 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템을 도시한

구성도이다. 본 실시예의 액화가스 처리 시스템은 추진용 메인 엔진(즉, LNG를 연료로서 사용하는 추진수단)으로서 예컨대 MEGI 엔진이 장착된 LNG 운반선 등에 적용될 수 있다.

[55] 도 1을 참조하면, 본 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템(100)은, 저장탱크(cargo tank; 1)로부터 LNG를 추진 시스템으로서의 메인 엔진(main engine; 3)으로 이송시키기 위한 경로를 제공하는 연료 공급라인(110)과, 저장탱크(1)로부터 발생되는 BOG(Boil Off Gas)를 메인 엔진(3)으로 이송시키기 위한 경로를 제공하는 BOG 라인(140)을 포함한다. 또한, 본 실시예에 따른 BOG를 이용한 액화가스 처리 시스템(100)은, 연료 공급라인(110)을 통해서 LNG를 LNG 펌프(LNG pump; 120) 및 LNG 기화기(LNG vaporizer; 130)에 의해 연료로서 메인 엔진(3)에 공급하고, BOG 라인(140)을 통해서 BOG를 BOG 압축기(BOG compressor; 150)에 의해 압축시켜서 연료로서 메인 엔진(3)에 공급하며, BOG 압축기(150)로부터 잉여의 BOG를 통합형 IGG/GCU 시스템(200)으로 공급한다.

[56] 메인 엔진(3)으로 사용될 수 있는 MEGI 엔진은 대략 150 ~ 400 bara(절대압력) 정도의 고압으로 연료를 공급받을 필요가 있다. 따라서, 본 실시예에 따른 LNG 펌프(120)와 BOG 압축기(150)로서는 MEGI 엔진에서 요구하는 압력까지 LNG와 BOG를 각각 압축시킬 수 있는 고압 펌프와 고압 압축기가 사용된다.

[57] 연료 공급라인(110)은 예컨대 LNGC의 저장탱크(1)로부터 이송 펌프(2)의 구동에 의해 공급되는 LNG를 연료로서 메인 엔진(3)으로 이송시키기 위한 경로를 제공하고, LNG 펌프(120)와 LNG 기화기(130)가 설치된다.

[58] LNG 펌프(120)는 연료 공급라인(110)에 LNG의 이송에 필요한 펌핑력을 제공하도록 설치되고, 일례로 LNG HP 펌프(LNG High Pressure pump)가 사용될 수 있으며, 본 실시예에서처럼 다수로 이루어져서 병렬되도록 설치될 수 있다.

[59] LNG 기화기(130)는 연료 공급라인(110)에서 LNG 펌프(120)의 후단에 설치됨으로써 LNG 펌프(120)에 의해 이송되는 LNG를 기화시키도록 하는데, LNG의 기화를 위해 일례로, LNG가 열매순환라인(131)을 통해서 순환 공급되는 열매와의 열교환에 의해 기화되도록 하며, 다른 예로서 히터를 비롯하여 LNG의 기화열을 제공하기 위한 다양한 히팅수단이 사용될 수 있다. 또한, LNG 기화기(130)는 LNG의 기화를 위하여 고압에서 사용될 수 있는 HP 기화기(High Pressure vaporizer)가 사용될 수 있다. 한편, 열매순환라인(131)에 순환 공급되는 열매는 일례로, 보일러 등으로부터 발생되는 스팀이 사용될 수 있다.

[60] BOG 라인(140)은 저장탱크(1)로부터 자연적으로 발생되는 BOG를 메인 엔진(3)으로 이송시키기 위한 경로를 제공하고, 본 실시예에서처럼 연료 공급라인(110)에 연결됨으로써 BOG를 연료로서 메인 엔진(3)으로 공급되도록 할 수 있으며, 이와 달리, BOG를 직접 메인 엔진(3)으로 공급하기 위한 경로를 제공할 수도 있다.

[61] BOG 압축기(150)는 BOG 라인(140)에 설치되어 BOG 라인(140)을 통과하는

BOG를 압축시킨다. 도 1에는 하나의 BOG 압축기(150)만이 도시되어 있지만, BOG 압축기는 종래의 일반적인 연료 공급 시스템에서와 같이 이원화설계(redundancy) 요구사항을 만족시키기 위해 동일한 사양의 압축기 2대가 병렬로 연결되도록 시스템이 구성될 수 있다. 다만, 본 실시예에서처럼 BOG 라인(140)에서 잉여 BOG 라인(160)의 분기 부분에 단일의 BOG 압축기(150)가 설치될 경우에는, 고가의 BOG 압축기(150)의 설치에 따른 경제적 부담과 유지 및 보수에 대한 부담을 줄일 수 있다는 추가적인 효과를 거둘 수 있다.

[62] 잉여 BOG 라인(160)은 BOG 압축기(150)로부터 잉여의 BOG를 통합형 IGG/GCU 시스템(200)으로 공급하는 경로를 제공하는데, 통합형 IGG/GCU 시스템(200)뿐만 아니라, 예컨대 DF 엔진과 같은 보조 엔진 등으로 잉여 BOG를 연료로서 공급할 수 있다.

[63] 통합형 IGG/GCU 시스템(200)은 IGG(Inert Gas Generator)와 GCU(Gas Combustion Unit)가 통합된 시스템이다.

[64] 한편, 잉여 BOG 라인(160)과 연료 공급라인(110)은 연결라인(170)에 의해 서로 연결될 수 있다. 따라서, 연결라인(170)에 의해 잉여 BOG를 메인 엔진(3)의 연료로 사용하도록 하거나, 기화된 LNG를 통합형 IGG/GCU 시스템(200)에 연료로서 사용하도록 할 수 있다. 이러한 연결라인(170)에는 통과하는 BOG나 기화된 LNG의 가열을 위하여 히터(180)가 설치될 수 있고, BOG나 기화된 LNG에 의한 압력을 조절함으로써 과도한 압력을 저감시키는 압력감소밸브(Pressure Reduction Valve; PRV)(190)가 설치될 수 있다. 한편, 히터(180)는 가스의 연소열을 이용한 가스히터이거나, 그 밖에도 열매의 순환에 의해 가열을 위한 열원을 제공하는 열매 순환 공급부를 비롯하여, 다양한 히팅수단이 사용될 수 있다.

[65] 이와 같은 본 발명의 제1 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템의 작용을 설명하기로 한다.

[66] 저장탱크(1) 내의 압력이 정해진 압력 이상이거나 BOG의 발생량이 많으면, BOG 압축기(150)의 구동에 의해 BOG를 압축하여 메인 엔진(3)에 연료로서 공급한다. 또한, 저장탱크(1) 내의 압력이 정해진 압력 미만이거나 BOG 발생량이 적으면, LNG 펌프(120)와 LNG 기화기(130)의 구동에 의해 LNG를 이송 및 기화시켜서 메인 엔진(3)에 연료로서 공급될 수 있도록 한다.

[67] 한편, BOG 압축기(150)로부터 잉여의 BOG는 잉여 BOG 라인(160)을 통해서 통합형 IGG/GCU 시스템(200) 또는 DF 엔진 등의 보조 엔진으로 공급되도록 하여, BOG의 소모 또는 저장탱크(1)로 공급되기 위한 불활성가스의 생성 목적으로 사용되도록 하고, 나아가서, 보조 엔진 등의 연료로서 사용될 수 있도록 한다.

[68] BOG가 공급되는 통합형 IGG/GCU 시스템(200)은 본체(210) 내의 BOG 연소에 의해서, 저장탱크(1)로부터 지속적으로 발생되는 BOG를 소모할 수 있고, 필요에

따라 저장탱크(1)에 공급하기 위한 불활성가스로서 연소가스를 생성할 수도 있다.

[69]

[70] 도 2에는 본 발명의 바람직한 제2 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템의 개략 구성도가 도시되어 있다.

[71] 도 2에는, 천연가스를 연료로 사용할 수 있는 고압 천연가스 분사 엔진(즉, LNG를 연료로 사용하는 추진수단), 예컨대 MEGI 엔진을 설치한 LNG 운반선에 본 발명의 액화가스 처리 시스템이 적용된 예가 도시되어 있지만, 본 발명의 액화가스 처리 시스템은 액화가스 저장탱크가 설치된 모든 종류의 선박, 즉 LNG 운반선, LNG RV 등을 비롯하여, LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP와 같은 해상 플랜트에 적용될 수 있다.

[72] 본 발명의 제2 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템에 따르면, 액화가스를 저장하는 저장탱크(11)에서 발생되어 배출된 증발가스(NBOG)는, 증발가스 공급라인(L1)을 따라 이송되어 압축기(13)에서 압축된 후 고압 천연가스 분사 엔진, 예컨대 MEGI 엔진에 공급된다. 증발가스는 압축기(13)에 의해 대략 150 내지 400 bara 정도의 고압으로 압축된 후 고압 천연가스 분사 엔진, 예컨대 MEGI 엔진에 연료로서 공급된다.

[73] 저장탱크는 LNG 등의 액화가스를 극저온 상태로 저장할 수 있도록 밀봉 및 단열 방벽을 갖추고 있지만, 외부로부터 전달되는 열을 완벽하게 차단할 수는 없다. 그에 따라 저장탱크(11) 내에서는 액화가스의 증발이 지속적으로 이루어지며, 증발가스의 압력을 적정한 수준으로 유지하기 위해 증발가스 배출라인(L1)을 통하여 저장탱크(11) 내부의 증발가스를 배출시킨다.

[74] 저장탱크(11)의 내부에는 필요시 LNG를 저장탱크의 외부로 배출시키기 위해 배출 펌프(12)가 설치된다.

[75] 압축기(13)는, 하나 이상의 압축 실린더(14)와, 압축되면서 온도가 상승한 증발가스를 냉각시키기 위한 하나 이상의 중간 냉각기(15)를 포함할 수 있다. 압축기(13)는 예를 들어 증발가스를 약 400 bara까지 압축하도록 구성될 수 있다. 도 2에서는 5개의 압축 실린더(14)와 5개의 중간 냉각기(15)를 포함하는 다단 압축의 압축기(13)가 예시되어 있지만, 압축 실린더와 중간 냉각기의 개수는 필요에 따라 변경될 수 있다. 또한, 하나의 압축기 내에 복수개의 압축 실린더가 배열된 구조 이외에, 복수개의 압축기를 직렬로 연결한 구조를 가지도록 변경될 수도 있다.

[76] 압축기(13)에서 압축된 증발가스는 증발가스 공급라인(L1)을 통하여 고압 천연가스 분사 엔진에 공급되는데, 고압 천연가스 분사 엔진에서 필요로 하는 연료의 필요량에 따라 압축된 증발가스 전부를 고압 천연가스 분사 엔진에 공급할 수도 있고, 압축된 증발가스 중 일부만을 고압 천연가스 분사 엔진에 공급할 수도 있다.

[77] 또한, 본 발명의 제1 실시예에 따르면, 저장탱크(11)로부터 배출되어

압축기(13)에서 압축되는 증발가스(즉, 저장탱크에서 배출된 증발가스 전체)를 제1 스트림이라 할 때, 증발가스의 제1 스트림을 압축 후에 제2 스트림과 제3 스트림으로 나누어, 제2 스트림은 고압 천연가스 분사 엔진에 연료로서 공급하고 제3 스트림은 액화시켜 저장탱크로 복귀시키도록 구성할 수 있다.

[78] 이때, 제2 스트림은 증발가스 공급라인(L1)을 통해 고압 천연가스 분사 엔진에 공급된다. 필요시, 제2 스트림은, 압축기(13)에 포함된 복수개의 압축 실린더(14) 전부를 통과한 후 고압 천연가스 분사 엔진에 연결되는 라인(즉, 증발가스 공급라인(L1))과, 압축기(13)에 포함된 복수개의 압축 실린더(14) 중 일부를 통과한 후 DF 엔진에 연결되는 라인(즉, 증발가스 분기라인(L8))을 통해 연료로서 공급될 수 있다.

[79] 제3 스트림은 증발가스 복귀라인(L3)을 통해 저장탱크(11)로 복귀된다. 압축된 증발가스의 제3 스트림을 냉각 및 액화시킬 수 있도록 증발가스 복귀라인(L3)에는 열교환기(21)가 설치된다. 열교환기(21)에서는 압축된 증발가스의 제3 스트림을 저장탱크(11)로부터 배출된 후 압축기(13)로 공급되는 증발가스의 제1 스트림과 열교환시킨다.

[80] 압축되기 전의 증발가스의 제1 스트림의 유량이 제3 스트림의 유량보다 많기 때문에, 압축된 증발가스의 제3 스트림은 압축되기 전의 증발가스의 제1 스트림으로부터 냉열을 공급받아 액화될 수 있다. 이와 같이 열교환기(21)에서는 저장탱크(11)로부터 배출된 직후의 극저온의 증발가스와 압축기(13)에서 압축된 고압 상태의 증발가스를 열교환시켜 이 고압 상태의 증발가스를 냉각 및 액화시킨다.

[81] 열교환기(21)에서 냉각되어 적어도 부분적으로 액화된 증발가스(LBOG)는 감압수단으로서의 팽창밸브(22)를 통과하면서 감압되어 기액 혼합상태로 기액분리기(23)에 공급된다. 팽창밸브(22)를 통과하면서 LBOG는 대략 상압으로 감압(예컨대 300바에서 3바로 감압)될 수 있다. 액화된 증발가스는 기액분리기(23)에서 기체와 액체 성분이 분리되어, 액체성분, 즉 LNG는 증발가스 복귀라인(L3)을 통해 저장탱크(11)로 이송되고, 기체성분, 즉 증발가스는 증발가스 재순환라인(L5)을 통해 저장탱크(11)로부터 배출되어 압축기(13)로 공급되는 증발가스에 합류된다. 더욱 상세하게는, 증발가스 재순환라인(L5)은 기액분리기(23)의 상단으로부터 연장되어 증발가스 공급라인(L1)에서 열교환기(21)보다 상류측에 연결된다.

[82] 감압된 증발가스가 원활하게 저장탱크(11)에 복귀할 수 있도록, 또한 감압된 증발가스 중 기체 성분을 증발가스 재순환 라인(L5)을 통해 원활하게 증발가스 공급라인(L1)에 합류시킬 수 있도록, 감압수단에 의한 감압 이후의 증발가스의 압력은 저장탱크(11)의 내부압력보다는 높게 설정되는 것이 유리하다.

[83] 위에서는 설명의 편의상 열교환기(21)가 증발가스 복귀라인(L3)에 설치된 것으로 설명하였으나, 실제로 열교환기(21)에서는 증발가스 공급라인(L1)을 통해 이송되고 있는 증발가스의 제1 스트림과 증발가스 복귀라인(L3)을 통해

이송되고 있는 증발가스의 제3 스트림 사이에 열교환이 이루어지고 있으므로, 열교환기(21)는 증발가스 공급라인(L1)에 설치된 것이기도 하다.

[84] 증발가스 재순환라인(L5)에는 또 다른 팽창밸브(24)가 더 설치될 수 있으며, 그에 따라 기액분리기(23)로부터 배출된 기체 성분은 팽창밸브(24)를 통과하면서 감압될 수 있다. 또한 열교환기(21)에서 액화된 후 기액분리기(23)로 공급되는 증발가스의 제3 스트림과 기액분리기(23)에서 분리되어 증발가스 재순환라인(L5)을 통해 이송되는 기체 성분을 열교환시켜 제3 스트림을 더욱 냉각시킬 수 있도록 증발가스 재순환라인(L5)에는 냉각기(25)가 설치된다. 즉, 냉각기(25)에서는 고압 액체 상태의 증발가스를 저압 극저온 기체 상태의 천연가스로 추가 냉각시킨다.

[85] 여기에서, 설명의 편의상 냉각기(25)가 증발가스 재순환라인(L5)에 설치된 것으로 설명하였으나, 실제로 냉각기(25)에서는 증발가스 복귀라인(L3)을 통해 이송되고 있는 증발가스의 제3 스트림과 증발가스 재순환라인(L5)을 통해 이송되고 있는 기체 성분 사이에 열교환이 이루어지고 있으므로, 냉각기(25)는 증발가스 복귀라인(L3)에 설치된 것이기도 하다.

[86] 도면에 도시하지는 않았지만, 본 실시예의 변형예에 따르면 냉각기(25)가 생략되도록 시스템이 구성될 수 있다. 냉각기(25)를 설치하지 않을 경우 전체 시스템의 효율이 약간 저하될 수는 있지만, 배관의 배치와 시스템의 운용이 용이하고 냉각기의 초기 설치비 및 유지보수비가 절감되는 이점이 있다.

[87] 한편, 저장탱크(11)에서 발생하는 증발가스의 양이 고압 천연가스 분사 엔진에서 요구하는 연료량보다 많아 잉여의 증발가스가 발생할 것으로 예상되는 경우에는, 압축기(13)에서 압축된 혹은 단계적으로 압축되고 있는 도중의 증발가스를, 증발가스 분기라인(L7, L8)을 통하여 분기시켜 증발가스 소비수단에서 사용한다. 증발가스 소비수단으로서는 MEGI 엔진에 비해 상대적으로 낮은 압력의 천연가스를 연료로서 사용할 수 있는 GCU, DF Generator(DFDG), 가스 터빈 등이 사용될 수 있다. 압축기(13)의 중간 단에서 증발가스 분기라인(L7, L8)을 통하여 분기하는 증발가스의 압력은 대략 6 ~ 10 bara 정도일 수 있다.

[88] 이상 설명한 바와 같은 본 발명의 제1 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법에 의하면, LNG 운반선의 화물(즉, LNG) 운반시 발생되는 증발가스를, 엔진의 연료로서 사용하거나 재액화시켜 다시 저장탱크로 복귀시켜 저장할 수 있기 때문에, GCU 등에서 소모하여 버려지는 증발가스의 양을 감소시키거나 없게 할 수 있게 되고, 질소 등 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치를 설치할 필요 없이 증발가스를 재액화하여 처리할 수 있게 된다.

[89] 또한 본 발명의 제1 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법에 의하면, 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치(즉, 질소냉매 냉동 사이클이나 혼합냉매 냉동 사이클 등)가 설치될 필요가 없으므로, 냉매를 공급 및 저장하기 위한 설비를 추가로 설치할 필요가 없어, 전체 시스템을 구성하기 위한 초기

설치비와 운용비용을 절감할 수 있다.

[90] 도 2에는 압축된 BOG를 열교환기(21)에 공급하기 위한 증발가스 복귀라인(L3)이 압축기(13)의 후단에서 분기되는 것으로 예시하고 있지만, 증발가스 복귀라인(L3)은 전술한 증발가스 분기라인(L7, L8)과 마찬가지로 압축기(13)에서 단계적으로 압축되고 있는 도중의 증발가스를 분기시킬 수 있도록 설치될 수 있다. 도 3에는 2개의 실린더에 의해 2단 압축된 증발가스를 분기시키는 변형예가 도시되어 있고, 도 4에는 3개의 실린더에 의해 3단 압축된 증발가스를 분기시키는 변형예가 도시되어 있다. 이때 압축기(13)의 중간 단에서 분기하는 증발가스의 압력은 대략 6 ~ 10 bara 정도일 수 있다.

[91] 특히, 5개의 실린더를 포함하되 전단 3개의 실린더는 무급유 윤활(oil-free) 방식으로 동작하고 후단 2개의 실린더는 급유 윤활(oil-lubricated) 방식으로 동작하는 부카르트 사의 압축기를 사용할 경우, 압축기 후단이나 4단 이상에서 BOG를 분기시킬 때는 오일 필터를 거쳐 BOG가 이송되도록 구성할 필요가 있으나 3단 이하에서 분기시킬 때는 오일 필터를 사용할 필요가 없다는 점에서 유리할 수 있다.

[92]

[93] 도 5에는 본 발명의 바람직한 제3 실시예에 따른 선박의 액화가스 처리 시스템의 개략 구성도가 도시되어 있다.

[94] 제3 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템은, MEGI 엔진이나 DF Generator 등에서 요구하는 증발가스의 양이 자연적으로 발생하는 증발가스의 양보다 많을 경우, LNG를 강제로 기화시켜 사용할 수 있도록 구성된다는 점에서 제2 실시예의 액화가스 처리 시스템과 상이하다. 이하에서는 제2 실시예의 액화가스 처리 시스템과의 차이점만을 더욱 상세하게 설명한다. 또한 제2 실시예와 동일한 구성요소에는 동일한 부재번호를 부여하고, 그에 대한 상세한 설명은 생략한다.

[95] 본 발명의 제3 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템에 따르면, 액화가스를 저장하는 저장탱크(11)에서 발생되어 배출된 증발가스(NBOG)는, 증발가스 공급라인(L1)을 따라 이송되어 압축기(13)에서 압축된 후 고압 천연가스 분사 엔진, 예컨대 MEGI 엔진에 공급되거나, 압축기(13)에서 다단-압축되는 도중에 DF 엔진(DF Generator)에 공급되어 연료로서 사용된다는 점에 있어서는 제2 실시예와 마찬가지이다.

[96] 다만, 제3 실시예의 액화가스 처리 시스템은, 고압 천연가스 분사 엔진과 DF 엔진에서 요구하는 연료로서의 증발가스의 양이 저장탱크(11)에서 자연적으로 발생하는 증발가스의 양보다 많을 경우, 저장탱크(11)에 저장된 LNG를 강제기화기(31)에서 기화시켜 압축기(13)에 공급할 수 있도록 강제기화 라인(L11)을 구비한다.

[97] 제3 실시예에서와 같이 강제기화 라인(L11)을 구비하면, 저장탱크에 저장되어 있는 LNG의 양이 적어 증발가스의 발생량이 적거나, 각종 엔진에서 요구하는

연료로서의 증발가스의 양이 자연적으로 발생하는 증발가스의 양보다 많은 경우에도 안정적으로 연료를 공급할 수 있게 된다.

[98]

[99] 도 6에는 본 발명의 바람직한 제4 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템의 개략 구성도가 도시되어 있다.

[100] 제4 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템은, 팽창밸브 대신에, 감압수단으로서 팽창기(Expander)(52)를 사용한다는 점에서 제2 실시예의 액화가스 처리 시스템과 상이하다. 즉, 제4 실시예에 따르면, 열교환기(21)에서 냉각되어 적어도 부분적으로 액화된 증발가스(LBOG)는, 팽창기(Expander)(52)를 통과하면서 감압되어 기액 혼합상태로 기액분리기(23)에 공급된다. 이하에서는 제2 실시예의 액화가스 처리 시스템과의 차이점만을 더욱 상세하게 설명한다. 또한 제2 실시예와 동일한 구성요소에는 동일한 부재번호를 부여하고, 그에 대한 상세한 설명은 생략한다.

[101] 팽창기(52)는 고압의 액화된 증발가스를 저압으로 팽창시키면서 에너지를 생산한다. 팽창기(52)를 통과하면서 LBOG는 대략 상압으로 감압될 수 있다. 액화된 증발가스는 기액분리기(23)에서 기체와 액체 성분이 분리되어, 액체성분, 즉 LNG는 증발가스 복귀라인(L3)을 통해 저장탱크(11)로 이송되고, 기체성분, 즉 증발가스는 증발가스 재순환라인(L5)을 통해 저장탱크(11)로부터 배출되어 압축기(13)로 공급되는 증발가스에 합류된다. 더욱 상세하게는, 증발가스 재순환라인(L5)은 기액분리기(23)의 상단으로부터 연장되어 증발가스 공급라인(L1)에서 열교환기(21)보다 상류측에 연결된다.

[102] 증발가스 재순환라인(L5)에는 감압수단, 예컨대 팽창밸브(24)가 더 설치될 수 있으며, 그에 따라 기액분리기(23)로부터 배출된 기체 성분은 팽창밸브(24)를 통과하면서 감압될 수 있다.

[103]

[104] 도 7 및 도 8에는 본 발명의 바람직한 제4 실시예의 변형예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도가 도시되어 있다.

[105] 도 6에 도시된 제4 실시예에는 압축된 BOG를 열교환기(21)에 공급하기 위한 증발가스 복귀라인(L3)이 압축기(13)의 후단에서 분기되는 것으로 예시하고 있다. 하지만, 전술한 증발가스 분기라인(L7, L8)이나 혹은 도 3 및 도 4를 참조하여 설명한 제2 실시예의 변형예에서의 증발가스 복귀라인과 마찬가지로, 도 7 및 도 8에 도시된 바와 같은 제4 실시예의 변형예에 따르면, 증발가스 복귀라인(L3)은 압축기(13)에서 단계적으로 압축되고 있는 도중의 증발가스를 분기시킬 수 있도록 설치될 수 있다.

[106] 도 7에는 2개의 실린더에 의해 2단 압축된 증발가스를 분기시키는 변형예가 도시되어 있고, 도 8에는 3개의 실린더에 의해 3단 압축된 증발가스를 분기시키는 변형예가 도시되어 있다. 특히, 5개의 실린더를 포함하되 전단 3개의 실린더는 무급유 윤활(oil-free) 방식으로 동작하고 후단 2개의 실린더는 급유

윤활(oil-lubricated) 방식으로 동작하는 부카르트 사의 압축기를 사용할 경우, 압축기 후단이나 4단 이상에서 BOG를 분기시킬 때는 오일 필터를 거쳐 BOG가 이송되도록 구성할 필요가 있으나 3단 이하에서 분기시킬 때는 오일 필터를 사용할 필요가 없다는 점에서 유리할 수 있다.

[107] 또한, 도 7에 도시된 제4 실시예의 제1 변형예를 참조하면, 제4 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템은, 열교환기(21)를 통과하면서 냉각 및 액화된 증발가스를 추가적으로 냉각하기 위한 열교환기로서의 냉각기(25)(도 6 참조)가 생략되도록 변형될 수 있다. 냉각기(25)를 설치하지 않을 경우 전체 시스템의 효율이 약간 저하될 수는 있지만, 배관의 배치와 시스템의 운용이 용이하고 냉각기의 초기 설치비 및 유지보수비가 절감되는 이점이 있다.

[108] 또한, 도 8에 도시된 제4 실시예의 제2 변형예를 참조하면, 제4 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템은, 감압수단으로서의 팽창기(52)와 팽창밸브(55)가 병렬로 배치되도록 변형될 수 있다. 이때, 병렬로 배치된 팽창기(52) 및 팽창밸브(55)는, 열교환기(21)와 기액 분리기(23) 사이에 위치된다. 팽창밸브(55)를 병렬로 설치하기 위해서, 그리고 필요시 팽창기(52) 혹은 팽창밸브(55)만을 사용하기 위해서, 열교환기(21)와 기액 분리기(23) 사이의 증발가스 복귀라인(L3)으로부터 분기하여 팽창기(52)를 우회하는 바이패스 라인(L31)이 설치된다. 팽창기(52)만을 사용하여 액화된 증발가스를 팽창시킬 경우에는 팽창밸브(55)를 폐쇄하고, 팽창밸브(55)만을 사용하여 액화된 증발가스를 팽창시킬 경우에는 증발가스 복귀라인(L3)에서 팽창기(52)의 전단과 후단에 각각 설치된 개폐밸브(53, 54)를 폐쇄한다.

[109] 이상 설명한 바와 같은 본 발명의 제4 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법에 의하면, 이전의 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법과 마찬가지로, LNG 운반선의 화물(즉, LNG) 운반시 발생되는 증발가스를, 엔진의 연료로서 사용하거나 재액화시켜 다시 저장탱크로 복귀시켜 저장할 수 있기 때문에, GCU 등에서 소모하여 버려지는 증발가스의 양을 감소시키거나 없게 할 수 있게 되고, 질소 등 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치를 설치할 필요 없이 증발가스를 재액화하여 처리할 수 있게 된다.

[110] 본 발명의 제4 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법이 LNG 운반선이나 LNG RV와 같은 선박 이외에 LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP와 같은 플랜트에 적용된 경우에도, LNG를 저장하고 있는 저장탱크에서 발생되는 증발가스를 엔진(추진을 위한 엔진뿐만 아니라, 발전용으로 사용되는 엔진 등도 포함됨)에서 연료로서 사용하거나 재액화시킬 수 있기 때문에, 낭비되는 증발가스를 감소시키거나 없앨 수 있다.

[111] 또한 본 발명의 제4 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법에 의하면, 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치(즉, 질소냉매 냉동 사이클이나 혼합냉매 냉동 사이클 등)가 설치될 필요가 없으므로, 냉매를 공급 및 저장하기 위한 설비를 추가로 설치할 필요가 없어, 전체 시스템을 구성하기 위한 초기

설치비와 운용비용을 절감할 수 있다.

[112]

[113] 도 9에는 본 발명의 바람직한 제5 실시예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템의 개략 구성도가 도시되어 있다.

[114] 제5 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템은, 열교환기(21)에서 액화된 후 감압수단(예컨대 팽창밸브(22))에서 감압된 증발가스를, 기액분리기(23)를 거치지 않고, 그대로 저장탱크(11)에 복귀시키도록 구성된다는 점에서 제2 실시예의 액화가스 처리 시스템과 상이하다. 이하에서는 제2 실시예의 액화가스 처리 시스템과의 차이점만을 더욱 상세하게 설명한다. 또한 제2 실시예와 동일한 구성요소에는 동일한 부재번호를 부여하고, 그에 대한 상세한 설명은 생략한다.

[115] 본 실시예에 따르면, 액화된 후 감압되면서 기체 성분(즉, 플래시 가스)과 액체 성분(즉, 액화증발가스)이 혼합된 상태로 된 증발가스(즉, 2상(two phase) 증발가스)를, 증발가스 복귀라인(L3)을 통하여 저장탱크(11)에 복귀시킨다. 증발가스 복귀라인(L3)은, 저장탱크(11)에 복귀하는 2상 증발가스가 저장탱크(11)의 바닥으로 분사되도록 구성될 수 있다.

[116] 저장탱크(11)의 바닥으로 분사된 2상 증발가스 중 기체 성분(즉, 플래시 가스)는, 저장탱크(11)에 저장되어 있는 LNG에 부분적으로 녹아들어가거나 LNG의 냉열에 의해 액화될 수 있다. 또, 녹거나 액화되지 않은 플래시 가스(BOG)는, 저장탱크에서 추가로 발생하는 BOG(NBOG)와 함께 증발가스 공급라인(L1)을 통하여 다시 저장탱크(11)로부터 배출된다. 새롭게 발생한 BOG와 함께 저장탱크(11)로부터 배출된 플래시 가스는 증발가스 공급라인(L1)을 따라 압축기(13)로 재순환된다.

[117] 본 실시예에 따르면, 팽창 후 2상 상태의 증발가스를 저장탱크(11)의 바닥에 분사시킴으로써, 저장탱크(11)에 저장되어 있는 LNG에 의해, 액화되는 증발가스의 양을 증가시킬 수 있으며, 기액분리기 등의 설비를 생략하여 설치비 및 운용비 등을 절감할 수 있다는 장점이 있다.

[118]

[119] 도 10에는 본 발명의 바람직한 제5 실시예의 제1 변형예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도가 도시되어 있다.

[120] 도 10에 도시된 제5 실시예의 제1 변형예는, 감압수단으로서 팽창밸브 대신에 팽창기(Expander)(52)를 사용한다는 점에서만 도 9에 도시된 제5 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템과 상이하다. 즉, 제5 실시예의 제1 변형예에 따르면, 열교환기(21)에서 냉각되어 액화된 증발가스(LBOG)는, 팽창기(Expander)(52)를 통과하면서 감압되어 기액 혼합상태로 된 후, 2상 상태로 저장탱크(11)에 복귀한다.

[121] 도 11에는 본 발명의 바람직한 제5 실시예의 제2 변형예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도가 도시되어 있다.

[122] 도 11에 도시된 제5 실시예의 제2 변형예는, 압축장치로서 다단압축기 대신에 복수개의 압축기(예를 들어, 제1 압축기(13a) 및 제2 압축기(13b))를 사용한다는 점에서 도 9에 도시된 제5 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템과 상이하다.

[123] 본 발명의 제5 실시예의 제2 변형예에 따른 액화가스 처리 시스템에 따르면, 액화가스를 저장하는 저장탱크(11)에서 발생되어 배출된 증발가스(NBOG)는, 증발가스 공급라인(L1)을 따라 이송되어 제1 압축기(13a)에 공급된다. 제1 압축기(13a)에서 압축된 증발가스는 대략 6 ~ 10 bara 정도로 압축된 후 연료 공급라인(L2)을 따라 수요처, 즉 LNG를 연료로 사용하는 추진 시스템(예를 들어, DFDE)에 공급될 수 있다. DFDE에 공급되고 남는 증발가스는 부스터 압축기로서의 제2 압축기(13b)에 의해 추가로 압축될 수 있으며, 그 다음, 전술한 제5 실시예에서와 마찬가지로, 증발가스 복귀라인(L3)을 따라 이동하면서 액화되어 저장탱크(11)에 복귀할 수 있다.

[124] 제1 압축기(13a)는 하나의 압축 실린더(14a)와 하나의 중간 냉각기(15a)를 포함하는 1단 압축기일 수 있다. 제2 압축기(13b)는 하나의 압축 실린더(14b)와 하나의 중간 냉각기(15b)를 포함하는 1단 압축기일 수 있으며, 필요하다면 복수개의 압축 실린더와 복수개의 중간 냉각기를 포함하는 다단 압축기가 활용될 수도 있다.

[125] 제1 압축기(13a)에서 압축된 증발가스는 대략 6 ~ 10 bara 정도까지 압축된 후 연료 공급라인(L2)을 통하여 수요처, 예를 들어 DF 엔진(즉, DFDE)에 공급되는데, 엔진에서 필요로 하는 연료의 필요량에 따라 증발가스 전부를 엔진에 공급할 수도 있고, 증발가스 중 일부만을 엔진에 공급할 수도 있다.

[126] 즉, 저장탱크(11)로부터 배출되어 제1 압축기(13a)에 공급되는 증발가스(즉, 저장탱크에서 배출된 증발가스 전체)를 제1 스트림이라 할 때, 증발가스의 제1 스트림을 제1 압축기(13a)의 하류측에서 제2 스트림과 제3 스트림으로 나누어, 제2 스트림은 추진 시스템인 DF 엔진(즉, DFDE)에 연료로서 공급하고 제3 스트림은 액화시켜 저장탱크로 복귀시키도록 구성할 수 있다.

[127] 이때, 제2 스트림은 연료 공급라인(L2)을 통해 DFDE에 공급되고, 제3 스트림은 제2 압축기(13b)에서 더욱 가압된 후 액화 및 감압과정을 거쳐 증발가스 복귀라인(L3)을 통해 저장탱크(11)로 복귀된다. 압축된 증발가스의 제3 스트림을 액화시킬 수 있도록 증발가스 복귀라인(L3)에는 열교환기(21)가 설치된다. 열교환기(21)에서는 압축된 증발가스의 제3 스트림을 저장탱크(11)로부터 배출된 후 제1 압축기(13a)로 공급되는 증발가스의 제1 스트림과 열교환시킨다.

[128] 압축되기 전의 증발가스의 제1 스트림의 유량이 제3 스트림의 유량보다 많기 때문에, 압축된 증발가스의 제3 스트림은 압축되기 전의 증발가스의 제1 스트림으로부터 냉열을 공급받아 냉각(즉 적어도 부분적으로 액화)될 수 있다. 이와 같이 열교환기(21)에서는 저장탱크(11)로부터 배출된 직후의 극저온의 증발가스와 압축기(13)에서 압축된 고압 상태의 증발가스를 열교환시켜 이 고압 상태의 증발가스를 냉각(액화)시킨다.

[129] 열교환기(21)에서 냉각된 증발가스(LBOG)는 감압수단으로서의 팽창밸브(22)(예를 들어, J-T 밸브)를 통과하면서 감압된 후, 계속해서 기액 혼합상태로 저장탱크(11)에 복귀한다. 팽창밸브(22)를 통과하면서 LBOG는 대략 상압으로 감압(예컨대 300바에서 3바로 감압)될 수 있다.

[130] 한편, 저장탱크(11)에서 발생하는 증발가스의 양이 DF 엔진에서 요구하는 연료량보다 많아 잉여의 증발가스가 발생할 것으로 예상되는 경우(예를 들어, 엔진 정지시나 저속 운항시 등)에는, 제1 압축기(13a)에서 압축된 증발가스를, 증발가스 분기라인(L7)을 통하여 분기시켜 증발가스 소비수단에서 사용한다. 증발가스 소비수단으로서는 천연가스를 연료로서 사용할 수 있는 GCU, 가스 터빈 등이 사용될 수 있다.

[131] 도 12에는 본 발명의 바람직한 제5 실시예의 제3 변형예에 따른, 선박의 액화가스 처리 시스템을 도시한 개략 구성도가 도시되어 있다.

[132] 도 12에 도시된 제5 실시예의 제3 변형예는, 감압수단으로서 팽창밸브 대신에 팽창기(Expander)(52)를 사용한다는 점에서만 도 11에 도시된 제5 실시예의 제2 변형예에 따른 액화가스 처리 시스템과 상이하다. 즉, 제5 실시예의 제3 변형예에 따르면, 열교환기(21)에서 냉각되어 액화된 증발가스(LBOG)는, 감압수단으로서의 팽창기(Expander)(52)를 통과하면서 감압되어 기액 혼합상태로 된 후, 2상 상태로 저장탱크(11)에 복귀한다.

[133] 이상 설명한 바와 같은 본 발명의 제5 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법에 의하면, 이전의 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법과 마찬가지로, LNG 운반선의 화물(즉, LNG) 운반시 발생되는 증발가스를, 엔진의 연료로서 사용하거나 재액화시켜 다시 저장탱크로 복귀시켜 저장할 수 있기 때문에, GCU 등에서 소모하여 버려지는 증발가스의 양을 감소시키거나 없게 할 수 있게 되고, 질소 등 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치를 설치할 필요 없이 증발가스를 재액화하여 처리할 수 있게 된다.

[134] 본 발명의 제5 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법이 LNG 운반선이나 LNG RV와 같은 선박 이외에 LNG FPSO, LNG FSRU, BMPP와 같은 플랜트에 적용된 경우에도, LNG를 저장하고 있는 저장탱크에서 발생되는 증발가스를 엔진(추진을 위한 엔진뿐만 아니라, 발전용으로 사용되는 엔진 등도 포함됨)에서 연료로서 사용하거나 재액화시킬 수 있기 때문에, 낭비되는 증발가스를 감소시키거나 없앨 수 있다.

[135] 또한 본 발명의 제5 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법에 의하면, 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치(즉, 질소냉매 냉동 사이클이나 혼합냉매 냉동 사이클 등)가 설치될 필요가 없으므로, 냉매를 공급 및 저장하기 위한 설비를 추가로 설치할 필요가 없어, 전체 시스템을 구성하기 위한 초기 설치비와 운용비용을 절감할 수 있다.

[136]

[137] 도 13에는 본 발명의 제6 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템이 도시되어

있다.

[138] 도 13에 도시된 본 발명의 제6 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템은, 도 1에 도시한 본 발명의 제1 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템(즉, 고압펌프(120)에 의해 LNG를 가압하여 추진 시스템에 연료로서 공급하는 라인과, 압축기(150)에 의해 BOG를 가압하여 추진 시스템에 연료로서 공급하는 라인을 갖는 하이브리드 시스템)과, 도 2에 도시한 본 발명의 제2 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템이 통합되어 구성된다.

[139] 도시하지는 않았지만, 본 발명에 의하면, 도 3 내지 도 12에 도시한 제3 내지 제5 실시예에 따른 각각의 액화가스 처리 시스템이 도 13에 도시된 것처럼 하이브리드 시스템(도 13의 L23, L24, L25 참조)과 통합될 수 있음은 물론이다.

[140] 도 13에 도시된 본 발명의 선박의 액화가스 처리 시스템은, 주 엔진으로서 고압 천연가스 분사 엔진, 예컨대 MEGI 엔진을 포함하고 있으며, 부 엔진으로서 DF 엔진(DF Generator; DFDG)을 포함하고 있다. 통상, 주 엔진은 선박의 운항을 위해 추진용으로 사용되고, 부 엔진은 선박 내부에 설치된 각종 장치 및 설비에 전력을 공급하기 위해 발전용으로 사용되지만, 본 발명은 주 엔진과 부 엔진의 용도에 의해 한정되는 것은 아니다. 주 엔진과 부 엔진은 각각 복수개가 설치될 수 있다.

[141] 본 실시예에 따른 선박의 액화가스 처리 시스템은, 엔진들(즉, 주 엔진인 MEGI 엔진과 부 엔진인 DF 엔진)에 대해 저장탱크(11)에 수용되어 있는 천연가스(즉, 기체 상태의 BOG와 액체 상태의 LNG)를 연료로서 공급할 수 있도록 구성된다.

[142] 기체 상태의 BOG를 연료가스로서 공급하기 위해 본 실시예에 따른 선박의 액화가스 처리 시스템은, 저장탱크(11)에 수용되어 있는 BOG를 주 엔진에 공급하는 증발가스 공급라인으로서의 BOG 주 공급라인(L1)과, 이 BOG 주 공급라인(L1)으로부터 분기하여 BOG를 부 엔진에 공급하는 BOG 부 공급라인(L8)을 포함한다. BOG 주 공급라인(L1)은, 이전의 실시예에서의 증발가스 공급라인(L1)과 동일한 구성이나, 도 13을 참조하여 이루어지는 설명에서는 DF 엔진에 대한 증발가스 공급라인(즉, BOG 부 공급라인(L8))과의 구별을 위해 BOG 주 공급라인(L1)이라고 호칭한다. 또한, BOG 부 공급라인(L8)은, 이전의 실시예에서의 증발가스 분기라인(L8)과 동일한 구성이나, 도 13을 참조하여 이루어지는 설명에서는 BOG 주 공급라인(L1)과의 구별을 위해 BOG 부 공급라인(L8)이라고 호칭한다.

[143] 또, 액체 상태의 LNG를 연료가스로서 공급하기 위해 본 실시예에 따른 선박의 액화가스 처리 시스템은, 저장탱크(11)에 수용되어 있는 LNG를 주 엔진에 공급하는 LNG 주 공급라인(L23)과, 이 LNG 주 공급라인(L23)으로부터 분기하여 LNG를 부 엔진에 공급하는 LNG 부 공급라인(L24)을 포함한다.

[144] 본 실시예에 따르면, BOG 주 공급라인(L1)에는 BOG를 압축하기 위한 압축기(13)가 설치되고, LNG 주 공급라인(L23)에는 LNG를 압축하기 위한 고압펌프(43)가 설치된다.

[145]

[146] 액화가스를 저장하는 저장탱크(11)에서 발생되어 BOG 배출밸브(41)를 통해 배출된 증발가스(NBOG)는, BOG 주 공급라인(L1)을 따라 이송되어 압축기(13)에서 압축된 후 고압 천연가스 분사 엔진, 예컨대 MEGI 엔진에 공급된다. 증발가스는 압축기(13)에 의해 대략 150 내지 400 bara 정도의 고압으로 압축된 후 고압 천연가스 분사 엔진에 공급된다.

[147] 저장탱크는 LNG 등의 액화가스를 극저온 상태로 저장할 수 있도록 밀봉 및 단열 방벽을 갖추고 있지만, 외부로부터 전달되는 열을 완벽하게 차단할 수는 없다. 그에 따라 저장탱크(11) 내에서는 액화가스의 증발이 지속적으로 이루어지며, 증발가스의 압력을 적정한 수준으로 유지하기 위해 저장탱크(11) 내부의 증발가스를 배출시킨다.

[148] 압축기(13)는, 하나 이상의 압축 실린더(14)와, 압축되면서 온도가 상승한 증발가스를 냉각시키기 위한 하나 이상의 중간 냉각기(15)를 포함할 수 있다. 압축기(13)는 예를 들어 증발가스를 약 400 bara까지 압축하도록 구성될 수 있다. 도 13에서는 5개의 압축 실린더(14)와 5개의 중간 냉각기(15)를 포함하는 다단 압축의 압축기(13)가 예시되어 있지만, 압축 실린더와 중간 냉각기의 개수는 필요에 따라 변경될 수 있다. 또한, 하나의 압축기 내에 복수개의 압축 실린더가 배열된 구조 이외에, 복수개의 압축기를 직렬로 연결한 구조를 가지도록 변경될 수도 있다.

[149] 압축기(13)에서 압축된 증발가스는 BOG 주 공급라인(L1)을 통하여 고압 천연가스 분사 엔진에 공급되는데, 고압 천연가스 분사 엔진에서 필요로 하는 연료의 필요량에 따라 압축된 증발가스 전부를 고압 천연가스 분사 엔진에 공급할 수도 있고, 압축된 증발가스 중 일부만을 고압 천연가스 분사 엔진에 공급할 수도 있다.

[150] 부 엔진인 DF 엔진에 연료가스를 공급하기 위한 부 BOG 공급라인(L8)은 주 BOG 공급라인(L1)으로부터 분기된다. 더욱 상세하게는, 부 BOG 공급라인(L8)은 압축기(13)에서 다단-압축되고 있는 도중의 증발가스를 분기해 낼 수 있도록 주 BOG 공급라인(L1)으로부터 분기된다. 도 13에는 2단 압축된 BOG를 분기시켜 그 일부를 부 BOG 공급라인(L8)을 통해 부 엔진으로 공급하는 것으로 도시하고 있지만, 이는 예시일 뿐이며, 1단 혹은 3 내지 5단 압축된 BOG를 분기시켜 부 BOG 공급라인을 통해 부 엔진 등으로 공급할 수 있도록 시스템을 구성할 수도 있다. 압축기로서는 예를 들어 부카르트(Burckhardt) 사의 압축기를 사용할 수 있다. 부카르트 사의 압축기는 총 5개의 실린더를 포함하며, 전단 3개의 실린더는 무급유 윤활(oil-free) 방식으로 동작하고 후단 2개의 실린더는 급유 윤활(oil-lubricated) 방식으로 동작하는 것으로 알려져 있다. 따라서, 부카르트 사의 압축기를 BOG를 압축시키는 압축기(13)로 사용할 경우, 4단 이상에서 BOG를 분기시킬 때는 오일 필터를 거쳐 BOG가 이송되도록 구성할 필요가 있으나 3단 이하에서 분기시킬 때는 오일 필터를 사용할 필요가

없다는 점에서 유리할 수 있다.

[151] 부 엔진인 DF 엔진(예컨대, DFDG)은 요구 압력이 MEGI 엔진에 비해 낮기 때문에 압축기(13)의 후단에서 고압으로 압축된 상태의 BOG를 분기해 낼 경우에는 BOG의 압력을 다시 낮춘 후 부 엔진에 공급해야 하므로 비효율적일 수 있다.

[152] 전술한 바와 같이, LNG가 가열되면 액화온도가 상대적으로 낮은 메탄 성분이 우선적으로 기화되기 때문에, 증발가스의 경우에는 메탄 함유량이 높아 그대로 DF 엔진에 연료로서 공급될 수 있다. 따라서, BOG 주 공급라인 및 BOG 부 공급라인에는 메탄가 조절을 위한 장치가 별도로 설치될 필요가 없다.

[153]

[154] 한편, 저장탱크(11)에서 발생하는 증발가스의 양이 주 엔진과 부 엔진에서 요구하는 연료량보다 많아 잉여의 증발가스가 발생할 것으로 예상되는 경우에는, 본 발명의 액화가스 처리 시스템을 통하여 증발가스를 재액화시켜 저장탱크에 복귀시킬 수 있다.

[155] 재액화용량을 초과하는 증발가스가 발생하는 경우에는, 압축기(13)에서 압축된 혹은 단계적으로 압축되고 있는 도중의 증발가스를, 증발가스 분기라인(L7)을 통하여 분기시켜 BOG 소비수단에서 사용할 수 있다. 증발가스 소비수단으로서는 MEGI 엔진에 비해 상대적으로 낮은 압력의 천연가스를 연료로서 사용할 수 있는 GCU, 가스 터빈 등이 사용될 수 있다. 증발가스 분기라인(L7)은, 도 13에 도시된 바와 같이, BOG 부 공급라인(L8)에서 분기되는 것이 바람직하다.

[156] 압축기(13)에서 압축된 후 증발가스 공급라인(L1)을 통하여 고압 천연가스 분사 엔진에 공급되는 증발가스 중 적어도 일부를 증발가스 복귀라인(L3)을 통해 처리, 즉 재액화시켜 저장탱크(11)로 복귀시키는 과정은, 도 2를 참조하여 이미 전술한 바와 마찬가지이므로 상세한 설명은 생략한다.

[157] 도 13에는 압축된 BOG를 열교환기(21)에 공급하기 위한 증발가스 복귀라인(L3)이 압축기(13)의 후단에서 분기되는 것으로 예시하고 있지만, 증발가스 복귀라인(L3)은 전술한 증발가스 분기라인(L7)이나 증발가스 분기라인으로서의 BOG 부 공급라인(L8)과 마찬가지로 압축기(13)에서 단계적으로 압축되고 있는 도중의 증발가스를 분기시킬 수 있도록 설치될 수 있다. 도 3에는 2개의 실린더에 의해 2단 압축된 증발가스를 분기시키는 변형예가 도시되어 있고, 도 4에는 3개의 실린더에 의해 3단 압축된 증발가스를 분기시키는 변형예가 도시되어 있다. 이때 압축기(13)의 중간 단에서 분기하는 증발가스의 압력은 대략 6 ~ 10 bara 정도일 수 있다.

[158] 특히, 5개의 실린더를 포함하되 전단 3개의 실린더는 무급유 윤활(oil-free) 방식으로 동작하고 후단 2개의 실린더는 급유 윤활(oil-lubricated) 방식으로 동작하는 부카르트 사의 압축기를 사용할 경우, 압축기 후단이나 4단 이상에서 BOG를 분기시킬 때는 오일 필터를 거쳐 BOG가 이송되도록 구성할 필요가

있으나 3단 이하에서 분기시킬 때는 오일 필터를 사용할 필요가 없다는 점에서 유리할 수 있다.

[159] LNG 주 공급라인(L23)에는, 저장탱크(11)의 내부에 설치되어 LNG를 저장탱크(11)의 외부로 배출시키기 위한 배출펌프(12)와, 이 배출펌프(12)에서 1차적으로 압축된 LNG를 MEGI 엔진에서 요구하는 압력까지 2차적으로 압축시키기 위한 고압펌프(43)가 설치되어 있다. 배출펌프(12)는 각 저장탱크(11)마다 내부에 하나씩 설치될 수 있다. 고압펌프(43)는 도 4에는 하나만 도시되어 있으나, 필요에 따라 복수의 고압펌프가 병렬로 연결되어 사용될 수 있다.

[160] 전술한 바와 같이, MEGI 엔진에서 요구하는 연료가스의 압력은 150 ~ 400 bara(절대압력) 정도의 고압이다. 본 명세서에서 "고압"이란, MEGI 엔진에서 요구하는 압력, 예컨대 150 ~ 400 bara(절대압력) 정도의 압력을 의미하는 것으로 간주되어야 할 것이다.

[161] 액화가스를 저장하는 저장탱크(11)에서 배출펌프(12)를 통해 배출된 LNG는, LNG 주 공급라인(L23)을 따라 이송되어 고압펌프(43)에 공급된다. 계속해서 LNG는 고압펌프(43)에서 고압으로 압축된 후 기화기(44)에 공급되어 기화된다. 기화된 LNG는 연료로서 고압 천연가스 분사 엔진, 예컨대 MEGI 엔진에 공급된다. MEGI 엔진에서 요구하는 압력은 초임계 상태이므로, 고압으로 압축된 LNG는 기체도 아니고 액체도 아닌 상태이다. 따라서, 기화기(44)에서 고압으로 압축된 LNG를 기화시킨다는 표현은, 초임계 상태인 LNG의 온도를 MEGI 엔진에서 요구하는 온도까지 상승시킨다는 의미로 간주되어야 한다.

[162] 부 엔진인 DF 엔진에 연료가스를 공급하기 위한 부 LNG 공급라인(L24)은 주 LNG 공급라인(L23)으로부터 분기된다. 더욱 상세하게는, 부 LNG 공급라인(L24)은 고압펌프(43)에서 압축되기 전의 LNG를 분기해 낼 수 있도록 주 LNG 공급라인(L23)으로부터 분기된다.

[163] 한편, 도 13에서는 부 LNG 공급라인(L24)이 고압펌프(43)의 상류측에서 주 LNG 공급라인(L23)으로부터 분기하는 것으로 도시되어 있지만, 변형예에 따르면 부 LNG 공급라인(L24)이 고압펌프(43)의 하류측에서 주 LNG 공급라인(L23)으로부터 분기하는 것으로 변형될 수 있다. 다만, LNG 공급라인(L24)이 고압펌프(43)의 하류측에서 분기하는 경우에는, LNG의 압력이 고압펌프(43)에 의해 상승한 상태이므로 부 엔진에 연료로서의 LNG를 공급하기 전에 감압수단에 의해 부 엔진에서 요구하는 압력으로 LNG의 압력을 하강시킬 필요가 있다. 도 13에 도시된 실시예에서와 같이 부 LNG 공급라인(L24)이 고압펌프(43)의 상류측에서 분기하는 경우에는 추가의 감압수단을 설치할 필요가 없다는 점에서 유리하다.

[164] 부 LNG 공급라인(L24)에는 기화기(45), 기액분리기(46), 및 히터(47)가 설치되어, 연료로서 공급되는 LNG의 메탄가 및 온도를 DF 엔진에서 요구하는 값으로 조절할 수 있다.

[165] 전술한 바와 같이, LNG의 경우에는, 메탄 함유량이 증발가스에 비해 상대적으로 낮아 DF 엔진에서 요구하는 메탄가보다 낮고, 산지에 따라 LNG를 구성하는 탄화수소 성분(메탄, 에탄, 프로판, 부탄 등)들의 비율이 다르기 때문에, 그대로 기화시켜 연료로서 DF 엔진에 공급하기에 적절하지 않다.

[166] 메탄가를 조절하기 위해, LNG는 기화기(45)에서 가열되어 부분적으로만 기화된다. 부분적으로 기화되어 기체 상태(즉, 천연가스)와 액체 상태(즉, LNG)가 혼합된 상태인 연료가스는 기액분리기(46)에 공급되어, 기체와 액체로 분리된다. 발열량이 높은 중탄화수소(HHC) 성분의 기화온도가 상대적으로 높기 때문에, 부분적으로 기화된 연료가스에서 기화되지 않은 남아있는 액체 상태의 LNG에는 중탄화수소 성분의 비율이 상대적으로 높아진다. 따라서, 기액분리기(46)에서 액체 성분을 분리해 냄으로써, 즉 중탄화수소 성분을 분리해 냄으로써, 연료가스의 메탄가는 높아질 수 있다.

[167] LNG에 함유된 탄화수소 성분의 비율과, 엔진에서 요구하는 메탄가 등을 감안하여, 적절한 메탄가를 얻기 위해서 기화기(45)에서의 가열 온도가 조절될 수 있다. 기화기(45)에서의 가열 온도는 대략 섭씨 -80 내지 -120도의 범위 내에서 정해질 수 있다. 기액분리기(46)에서 연료가스로부터 분리된 액체 성분은 액체성분 복귀라인(L5)을 통해 저장탱크(11)에 복귀된다. 증발가스 복귀라인(L3)과 액체성분 복귀라인(L25)은 합류된 후 저장탱크(11)까지 연장될 수 있다.

[168] 메탄가가 조절된 연료가스는 LNG 부 공급라인(L24)을 통해 히터(47)에 공급되며, 부 엔진에서 요구하는 온도로 더욱 가열된 후 부 엔진에 연료로서 공급된다. 부 엔진이 예를 들어 DFDG인 경우, 요구되는 메탄가는 일반적으로 80 이상이다. 예를 들어, General LNG(통상, 메탄: 89.6%, 질소: 0.6%)의 경우, 중탄화수소 성분을 분리해 내기 전의 메탄가는 71.3이며, 그때의 LHV(lower heating value)는 48,872.8 kJ/kg(1 atm, saturated vapor 기준)이다. 이 General LNG를 7 bara로 가압한 후 섭씨 -120 도까지 가열하여 중탄화수소 성분을 제거하면, 메탄가는 95.5로 높아지며, 그때의 LHV는 49,265.6 kJ/kg 이다.

[169]

[170] 본 실시예에 따르면, 엔진들(주 엔진 및 부 엔진)에 연료가스를 공급하는 경로가 2개로 이루어진다. 즉, 연료가스는 압축기(13)를 통해 압축된 후 엔진에 공급될 수도 있고, 고압펌프(43)를 통해 압축된 후 엔진에 공급될 수도 있다.

[171] 특히 LNG 운반선, LNG RV 등과 같은 선박은, LNG를 생산지로부터 소비지로 수송하기 위해 사용되므로, 생산지에서 소비지로 운항할 때에는 저장탱크에 LNG를 가득 적재한 레이든(Laden) 상태로 운항하고, LNG를 하역한 후 다시 생산지로 돌아갈 때에는 저장탱크가 거의 비어있는 밸러스트(Ballast) 상태로 운항한다. 레이든 상태에서는 LNG의 양이 많아 상대적으로 증발가스 발생량도 많고, 밸러스트 상태에서는 LNG의 양이 적어 상대적으로 증발가스 발생량도 적다.

[172] 저장탱크의 용량, 외부 온도 등의 조건에 따라 다소 차이가 있으나, 예를 들어, LNG의 저장탱크 용량이 대략 130,000 내지 350,000 인 경우에 발생되는 증발가스의 양은, 레이든시 대략 3 내지 4 ton/h 이고, 밸러스트시 대략 0.3 내지 0.4 ton/h 이다. 또한, 엔진들에서 요구하는 연료가스의 양은, MEGI 엔진의 경우에는 대략 1 내지 4 ton/h (평균 약 1.5 ton/h)이고, DF 엔진(DFDG)의 경우에는 대략 0.5 ton/h 이다. 한편, 최근에는 저장탱크의 단열성능이 향상됨에 따라 BOR(Boil Off Rate)이 점차 낮아지고 있는 추세이므로, BOG의 발생량도 감소하는 추세이다.

[173] 따라서, 본 실시예의 연료가스 공급 시스템과 같이 압축기 라인(즉, 도 13에서의 L1 및 L8)과 고압펌프 라인(즉, 도 13에서의 L23 및 L24)이 함께 갖춰진 경우, 증발가스의 발생량이 많은 레이든 상태에서는 압축기 라인을 통해 엔진들에 연료가스를 공급하고, 증발가스의 발생량이 적은 밸러스트 상태에서는 고압펌프 라인을 통해 엔진들에 연료가스를 공급하는 것이 바람직하다.

[174] 일반적으로, MEGI 엔진에서 요구하는 150 ~ 400 bara(절대압력) 정도의 고압까지 압축기에 의하여 기체(BOG)를 압축하기 위해 필요한 에너지는 펌프에 의해 액체(LNG)를 압축하기 위해 필요한 에너지보다 상당히 많은 에너지가 요구되고, 고압으로 기체를 압축하기 위한 압축기는 상당히 고가이고 부피 역시 많이 차지하므로, 압축기 라인 없이 고압펌프 라인만을 사용하는 것이 경제적일 것으로 생각될 수 있다. 예를 들어, 다단으로 구성된 한 세트의 압축기를 구동시켜 ME-GI 엔진에 연료를 공급하기 위해서는 2MW의 전력이 소비되는데, 고압펌프를 사용하면 100kW의 전력만이 소비된다. 그러나, 레이든 상태에서 고압펌프 라인만을 사용하여 엔진들에 연료가스를 공급할 경우, 저장탱크에서 지속적으로 발생하는 BOG를 처리하기 위해 BOG를 재액화시키기 위한 재액화 장치가 반드시 필요하며, 이 재액화 장치에서 소모하는 에너지를 함께 고려할 경우, 압축기 라인과 고압펌프 라인을 함께 설치하여 레이든 상태에서는 압축기 라인을 통해 연료가스를 공급하고 밸러스트 상태에서는 고압펌프 라인을 통해 연료가스를 공급하는 것이 유리하다.

[175] 한편, 밸러스트 상태와 같이, 저장탱크에서 발생하는 증발가스의 양이 ME-GI 엔진에서 요구하는 연료량에 미치지 못하는 경우, 다단 압축기에서 증발가스를 ME-GI 엔진에서 요구하는 고압까지 압축시키기 않고, 다단 압축되는 도중에 부 BOG 공급라인(L8)을 통해 증발가스를 분기시켜 DF 엔진에서 연료로서 사용하는 것이 효율적일 수 있다. 즉, 예를 들어 5단 압축기 중 2단째의 압축 실린더만을 거쳐 증발가스를 DF 엔진에 공급한다면, 나머지 3단의 압축 실린더는 공회전된다. 5단 압축기 전체를 구동시켜 증발가스를 압축시킬 경우 요구되는 전력이 2MW인 반면, 2단까지만 사용하고 나머지 3단을 공회전시킬 경우 요구되는 전력은 600kW이고, 고압펌프를 통해 ME-GI 엔진에 연료를 공급할 경우 요구되는 전력은 100kW이다. 그러므로, 밸러스트 상태와 같이 BOG

발생량이 ME-GI 엔진에서의 연료 필요량보다 적은 경우에는 BOG는 DF 엔진 등에서 전량 소비하고 고압펌프를 통해 LNG를 연료로서 공급하는 것이 에너지 효율 측면에서 유리하다.

[176] 그러나, 필요에 따라서는, BOG 발생량이 ME-GI 엔진에서의 연료 필요량보다 적은 경우에도 압축기를 통해 BOG를 ME-GI 엔진에 연료로서 공급하면서 부족한 양만큼 LNG를 강제기화시켜 공급할 수도 있다. 한편, 밸러스트 상태에서는 BOG의 발생량이 적으므로, BOG를 발생할 때마다 배출시켜 소비하는 대신, 저장탱크가 일정한 압력에 도달할 때까지 BOG를 배출시키지 않고 모아두었다가 간헐적으로 배출시켜 DF 엔진 혹은 ME-GI 엔진에 연료로서 공급할 수도 있다.

[177] 밸러스트 상태에서 선박의 엔진(DF 엔진 혹은 ME-GI 엔진)은, 압축기(13)에 의해 압축된 BOG와 고압펌프(43)에 의해 압축된 LNG를, 동시에 연료로서 공급받을 수도 있다. 또한, 밸러스트 상태에서 선박의 엔진(DF 엔진 혹은 ME-GI 엔진)은, 압축기(13)에 의해 압축된 BOG와 고압펌프(43)에 의해 압축된 LNG 중 어느 하나를, 번갈아 교대로 연료로서 공급받을 수도 있다.

[178] 보일러, 가스터빈, 저압 DF 엔진 등과 같이 저압의 연료를 공급받아 사용하는 저압 엔진의 경우, 평상시에는 저장탱크에서 발생한 증발가스를 연료로 사용하고, 증발가스의 양이 연료 필요량보다 적을 때에는 LNG를 강제로 기화시켜 증발가스와 함께 연료로 사용하는 연료공급 시스템이 개발되어 있었다. 이러한 연료공급 시스템은 선박에 저압 엔진만이 설치된 경우로 한정된다. 자연적으로 발생한 증발가스와 강제 기화시킨 LNG는 발열량(heating value), 메탄가(methane number) 등이 서로 상이하기 때문에, 하나의 엔진에 증발가스와 강제기화된 LNG를 혼합하여 함께 공급할 경우, 연료의 성분, 즉 열량이 계속 변화함에 따라 엔진의 출력이 변화하고 엔진의 운전이 매우 어려운 문제가 있다. LNG 운반선과 같은 화물선의 경우, 화물을 싣고 운항하는 레이든 운항시에는 비교적 충분한 양의 증발가스가 발생하지만, 화물을 하역한 후 되돌아오는 밸러스트 운항시에는 증발가스의 양이 부족하여 LNG를 강제로 기화시켜 사용할 필요가 있으므로, 전체 운항기간의 대략 절반에 해당하는 밸러스트 운항시에는 엔진의 출력 변화 등의 문제가 지속적으로 발생한다.

[179] 그러나, 전술한 본 발명의 실시예들은, 선박에 고압으로 연료를 공급받는 고압 엔진(예를 들어 ME-GI 엔진, 대략 150 ~ 400 bara)과 저압으로 연료를 공급받는 저압 엔진(예를 들어 DF 엔진, 대략 6 ~ 10 bara)이 함께 장착되어 있다는 점에서, 저압 엔진만이 장착된 경우의 연료공급 시스템과는 현저한 차이가 존재한다.

[180] 또, 본 발명의 경우에는, 증발가스의 발생량이 전체 엔진의 연료 요구량보다 적을 때, 저압 엔진에 대해서만 증발가스를 연료로 공급하거나, 고압 엔진과 저압 엔진 모두에 대해 LNG를 연료로 공급하거나, 저장탱크에 증발가스를 모아서 일정량이 모이면 LNG와 교대로 엔진에 연료로 공급하고 있기 때문에, 하나의 엔진에 증발가스와 강제기화된 LNG를 혼합하여 함께 공급할 경우에

발생하는 문제를 방지할 수 있다.

[181] 다만, 본 발명의 실시예들에 따른 시스템들은, 필요하다면, 압축기(13)에 의해 압축된 BOG와 고압펌프(43)에 의해 압축된 LNG를 동시에 연료로서 하나의 엔진에 공급할 수도 있음은 물론이다.

[182] 또한, 장비의 수리 및 교체가 용이하지 않은 선박에서는 비상시를 감안하여 중요한 설비를 2개씩 설치할 것이 요구된다(redundancy; 즉, 이원화 설계). 즉, 선박에서는, 주 설비와 동일한 기능을 수행할 수 있는 여분의 설비를 설치하여, 주 설비의 정상동작시에는 여분의 설비를 대기상태로 두고, 주 구성 장비의 고장시 그 기능을 인계받아 수행할 수 있도록 중요한 설비를 중복 설계할 것이 요구된다. 이원화 설계가 요구되는 설비로서는 주로 회전구동되는 설비, 예를 들어 압축기나 펌프 등을 들 수 있다.

[183] 이와 같이, 선박에는, 평소에는 사용되지 않으면서 오로지 이원화 요구조건만을 만족시키기 위해 각종 설비가 이중으로 설치될 필요가 있는데, 2개의 압축기 라인을 사용하는 연료가스 공급 시스템은 압축기의 설치에 많은 비용과 공간이 소요되고 사용시에 많은 에너지가 소모되는 문제가 있고, 2개의 고압펌프 라인을 사용하는 연료가스 공급 시스템은 증발가스의 처리(즉, 재액화)에 많은 에너지가 소모되는 문제가 있을 수 있다. 그에 비해 압축기 라인과 고압펌프 라인을 함께 설치한 본 발명의 연료가스 공급 시스템은 어느 한쪽의 공급라인에 문제가 발생하더라도 다른 쪽 공급라인을 통해 정상적인 운항을 계속할 수 있고, 압축기 라인을 한 개만 설치한다면 고가의 압축기를 적게 사용하면서 증발가스의 발생량에 따라 최적의 연료가스 공급 방식을 적절하게 선택하여 운용할 수 있어 최초 건조시 비용은 물론 운용비용도 절감할 수 있게 된다는 추가적인 효과를 거둘 수도 있다.

[184] 도 13에 도시된 바와 같이, 본 발명의 일 실시예에 따라 액화가스 처리 시스템과 하이브리드 연료가스 공급 시스템이 결합된 경우, LNG 운반선의 화물(즉, LNG) 운반시 발생되는 증발가스를, 엔진의 연료로서 사용하거나 재액화시켜 다시 저장탱크로 복귀시켜 저장할 수 있기 때문에, GCU 등에서 소모하여 버려지는 증발가스의 양을 감소시키거나 없게 할 수 있게 되고, 질소 등 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치를 설치할 필요 없이 증발가스를 재액화하여 처리할 수 있게 된다.

[185] 본 실시예에 따르면, 저장탱크의 용량이 커져 증발가스의 발생량은 많아지고 엔진의 성능이 개선되어 필요한 연료량은 감소하는 최근의 추세에도 불구하고, 엔진의 연료로서 사용하고 남는 증발가스는 재액화시켜 다시 저장탱크로 복귀시킬 수 있기 때문에 증발가스의 낭비를 막을 수 있게 된다.

[186] 특히 본 실시예에 따른 액화가스 처리 시스템 및 처리 방법에 의하면, 별도의 냉매를 사용하는 재액화 장치(즉, 질소냉매 냉동 사이클이나 혼합냉매 냉동 사이클 등)가 설치될 필요가 없으므로, 냉매를 공급 및 저장하기 위한 설비를 추가로 설치할 필요가 없어, 전체 시스템을 구성하기 위한 초기 설치비와

운용비용을 절감할 수 있다.

[187] 본 발명은 상기 실시예에 한정되지 않고 본 발명의 기술적 요지를 벗어나지 아니하는 범위 내에서 다양하게 수정 또는 변형되어 실시될 수 있음은 본 발명이 속하는 기술분야에서 통상의 지식을 가진 자에 있어서 자명한 것이다.

청구범위

[청구항 1] LNG를 저장하고 있는 저장탱크와, 상기 저장탱크에 저장되어 있는 LNG를 연료로서 사용하는 주 엔진 및 부 엔진을 갖춘 선박의 액화가스 처리 시스템으로서,
상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 주 엔진에 연료로서 공급하는 BOG 주 공급라인과;
상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 부 엔진에 연료로서 공급하는 BOG 부 공급라인과;
상기 저장탱크에 저장된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 주 엔진에 연료로서 공급하는 LNG 주 공급라인과;
상기 저장탱크에 저장된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 부 엔진에 연료로서 공급하는 LNG 부 공급라인;
을 포함하며,
상기 주 엔진에 공급되는 연료는 150 ~ 400 bara로 압축되는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 2] 청구항 1에 있어서,
상기 펌프는, 상기 저장탱크의 내부에 설치되어 LNG를 상기 저장탱크의 외부로 배출시키는 배출펌프와, 상기 배출펌프에서 1차적으로 압축된 LNG를 상기 주 엔진에서 요구하는 압력까지 2차적으로 압축시키기 위한 고압펌프를 포함하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 3] 청구항 2에 있어서,
상기 LNG 부 공급라인은 상기 고압펌프의 상류측에서 상기 LNG 주 공급라인으로부터 분기하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 4] 청구항 3에 있어서,
상기 LNG 부 공급라인은, 연료의 메탄가를 상기 부 엔진에서 요구하는 값으로 맞추기 위해 LNG로부터 중탄화수소 성분을 분리하는 기액분리기를 포함하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 5] 청구항 4에 있어서,
상기 LNG 부 공급라인은, 상기 기액분리기에 공급되는 LNG에 열을 가함으로써 LNG를 부분적으로 기화시키는 기화기를 더 포함하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 6] 청구항 4에 있어서,
상기 LNG 부 공급라인은, 상기 기액분리기에서 메탄가가 맞춰진 연료의 온도를 상기 부 엔진에서 요구하는 값으로 조절하는

히터를 더 포함하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 7] 청구항 1에 있어서,
상기 압축기는, 복수개의 압축 실린더를 포함하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 8] 청구항 7에 있어서,
상기 압축기에 포함된 복수개의 상기 압축 실린더 중에서 일부의 압축 실린더를 통과하여 압축된 증발가스를 공급받아 사용하는 증발가스 소비수단을 더 포함하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 9] 청구항 7에 있어서,
상기 부 엔진으로 보내지는 증발가스는, 상기 압축장치에 포함된 복수개의 상기 압축 실린더 중에서 일부 또는 전부를 통과하여 압축된 증발가스인 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 10] 청구항 1에 있어서,
상기 저장탱크에 저장된 LNG를 강제로 기화시켜 상기 압축기에 공급하기 위한 강제기화기를 더 포함하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

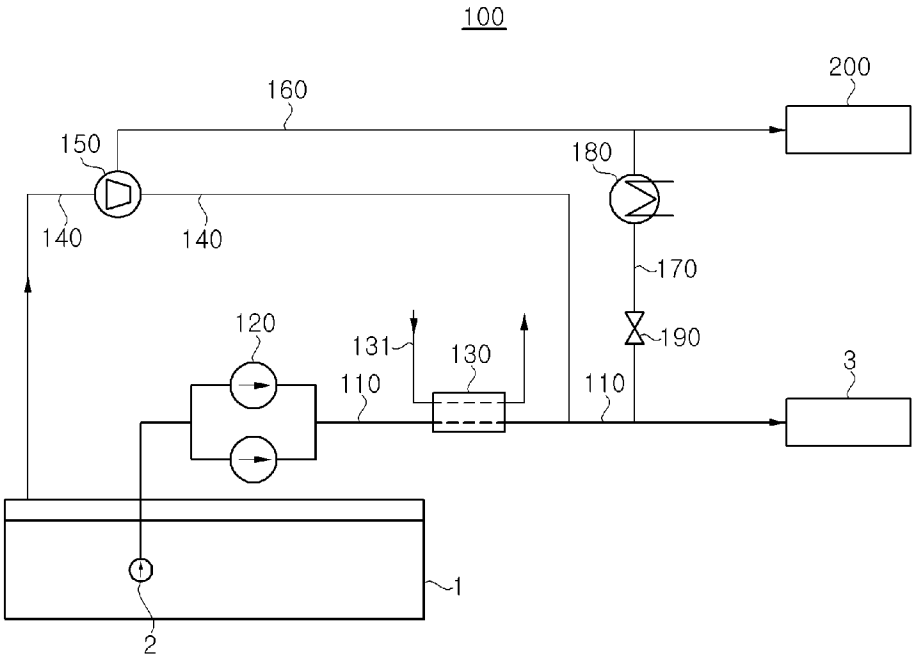
[청구항 11] 청구항 1에 있어서,
상기 주 엔진은 MEGI 엔진이고, 상기 부 엔진은 DF 엔진인 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

[청구항 12] 청구항 1에 있어서,
상기 BOG 주 공급라인은, 상기 압축기에 의해 압축된 증발가스 중 상기 주 엔진 및 상기 부 엔진에 공급되지 않은 증발가스를, 상기 저장탱크로부터 배출되어 상기 압축기로 이송되고 있는 증발가스와 열교환시켜 액화시키는 열교환기를 포함하는 것을 특징으로 하는 선박의 액화가스 처리 시스템.

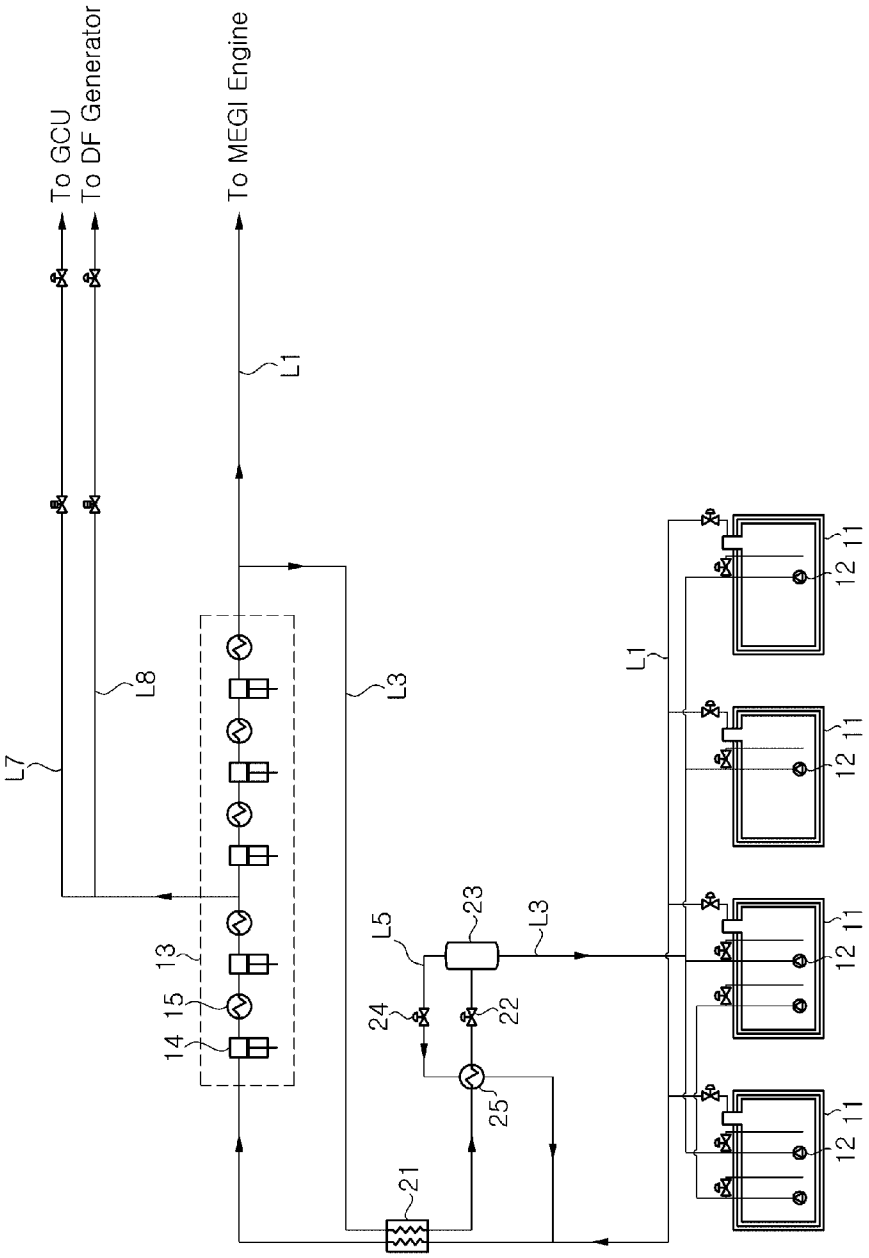
[청구항 13] LNG를 저장하고 있는 저장탱크와, 상기 저장탱크에 저장된 LNG를 공급받아 연료로서 사용하는 엔진을 갖춘 선박의 액화가스 처리 시스템에 의해 상기 액화가스를 처리하는 방법으로서,
상기 액화가스 처리 시스템은, 상기 저장탱크에서 발생된 BOG를 압축기에 의해 압축하여 상기 엔진에 연료로서 공급하는 압축기 라인과, 상기 저장탱크에 수용된 LNG를 펌프에 의해 압축하여 상기 엔진에 연료로서 공급하는 펌프 라인을 포함하며,
상기 펌프 라인을 통하여 LNG를 상기 엔진에 공급할 때,
LNG로부터 중탄화수소 성분을 분리함으로써 LNG의 메탄가를

상기 엔진들에서 요구하는 값으로 맞추는 메탄가 조절단계를 포함하는 선박의 액화가스 처리 방법.

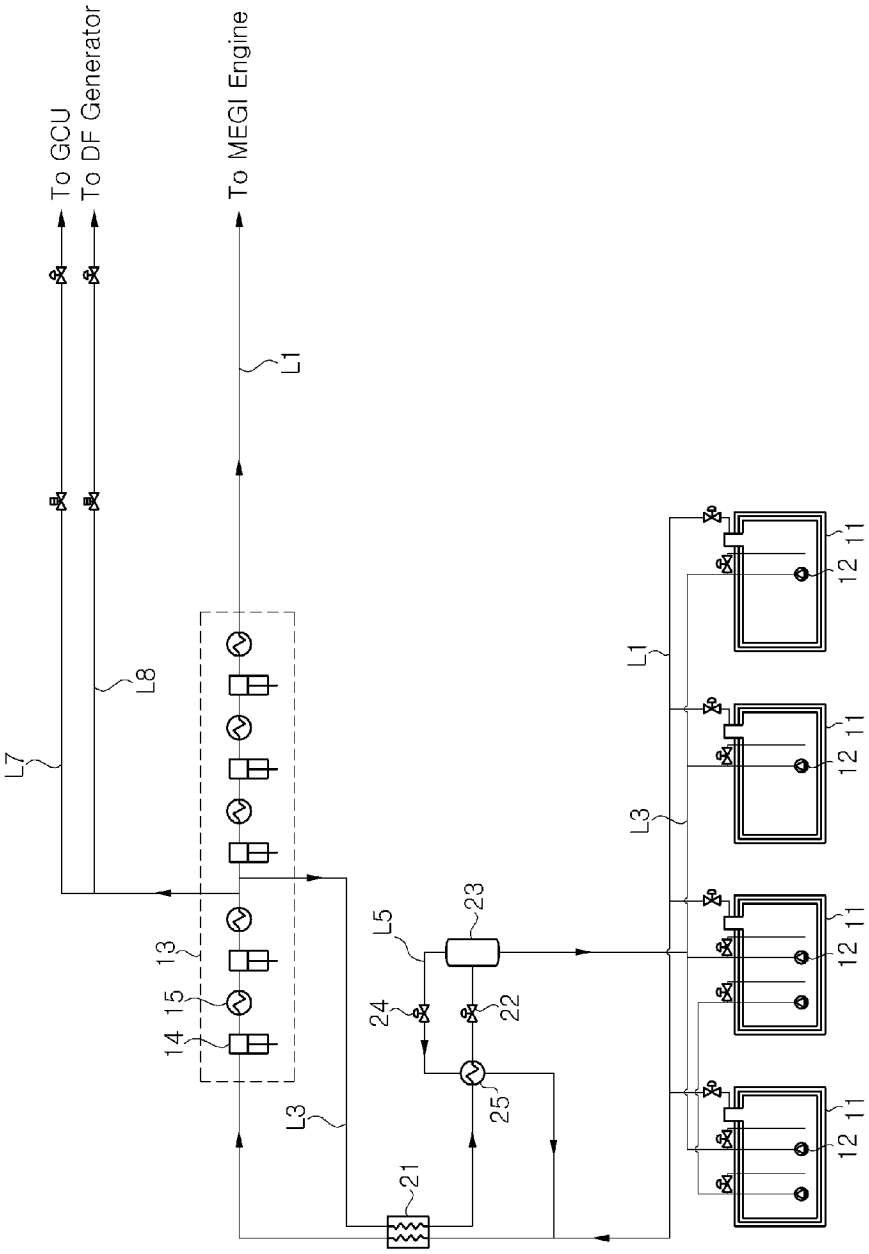
[Fig. 1]



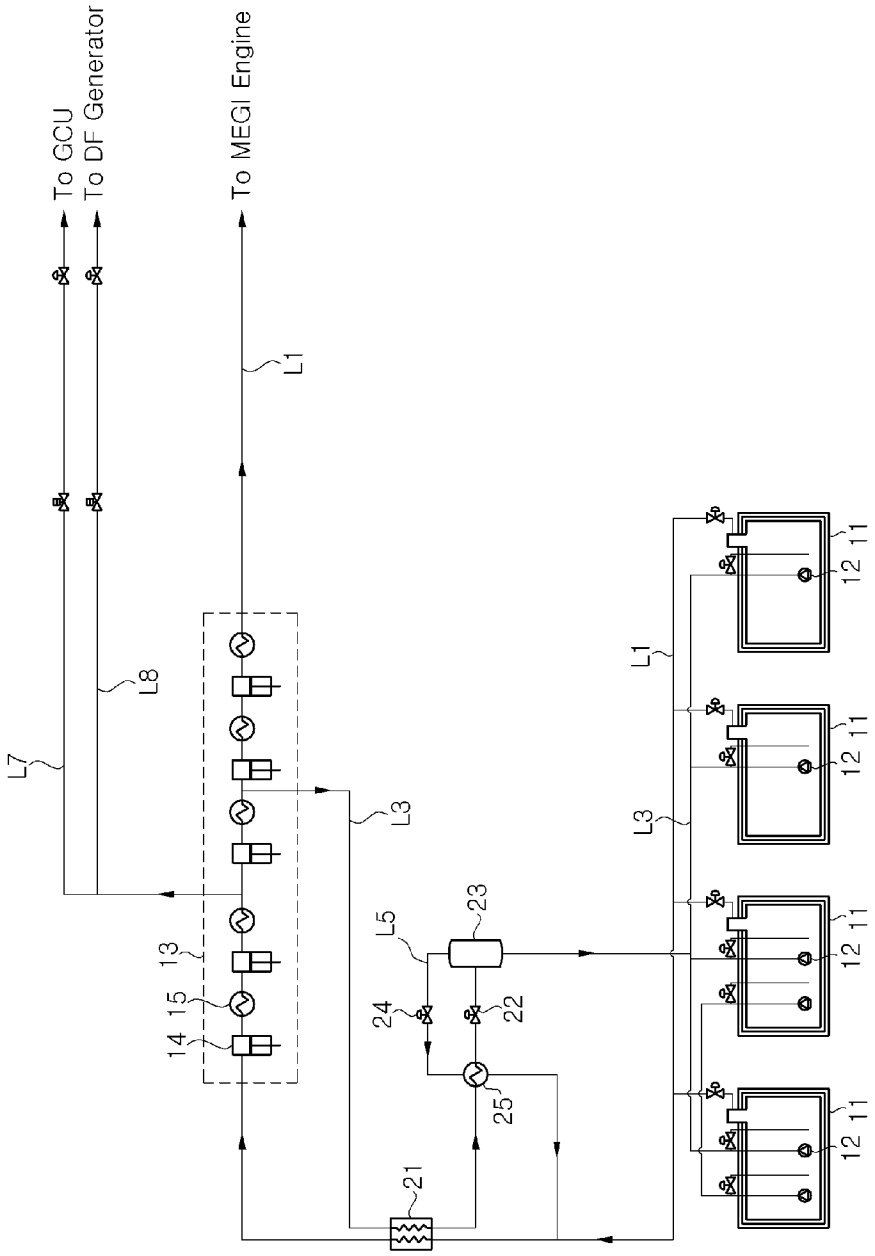
[Fig. 2]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L1
L7
L8
L3
13
14
15
L5
23
24
22
25
21
L1
L3
11
12

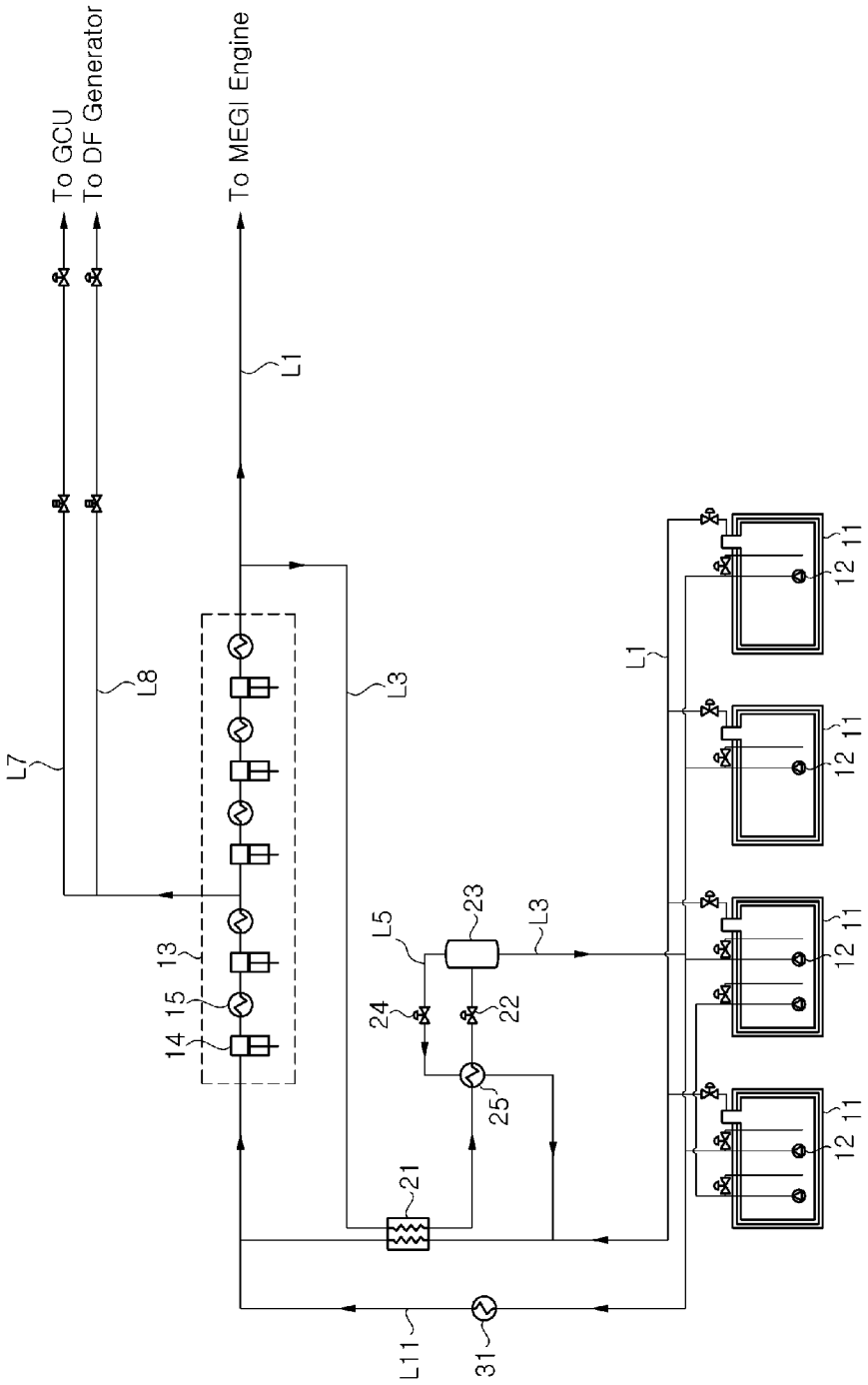
[Fig. 3]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L1
L7
L8
13
15
14
L3
21
L5
23
24
22
25
L1
L3
12
11

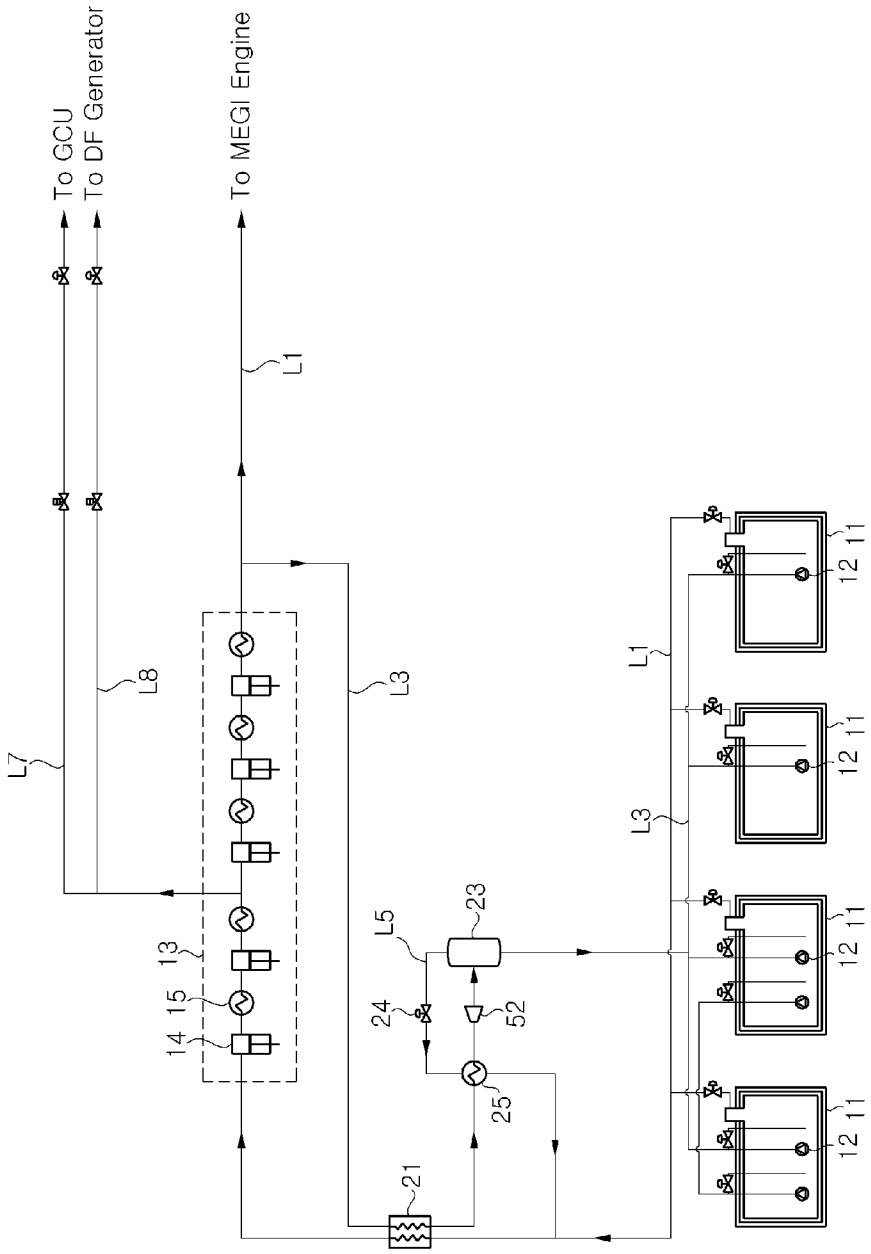
[Fig. 4]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L1
L7
L8
L3
13
15
14
L5
23
24
22
25
21
L1
L3
12
11

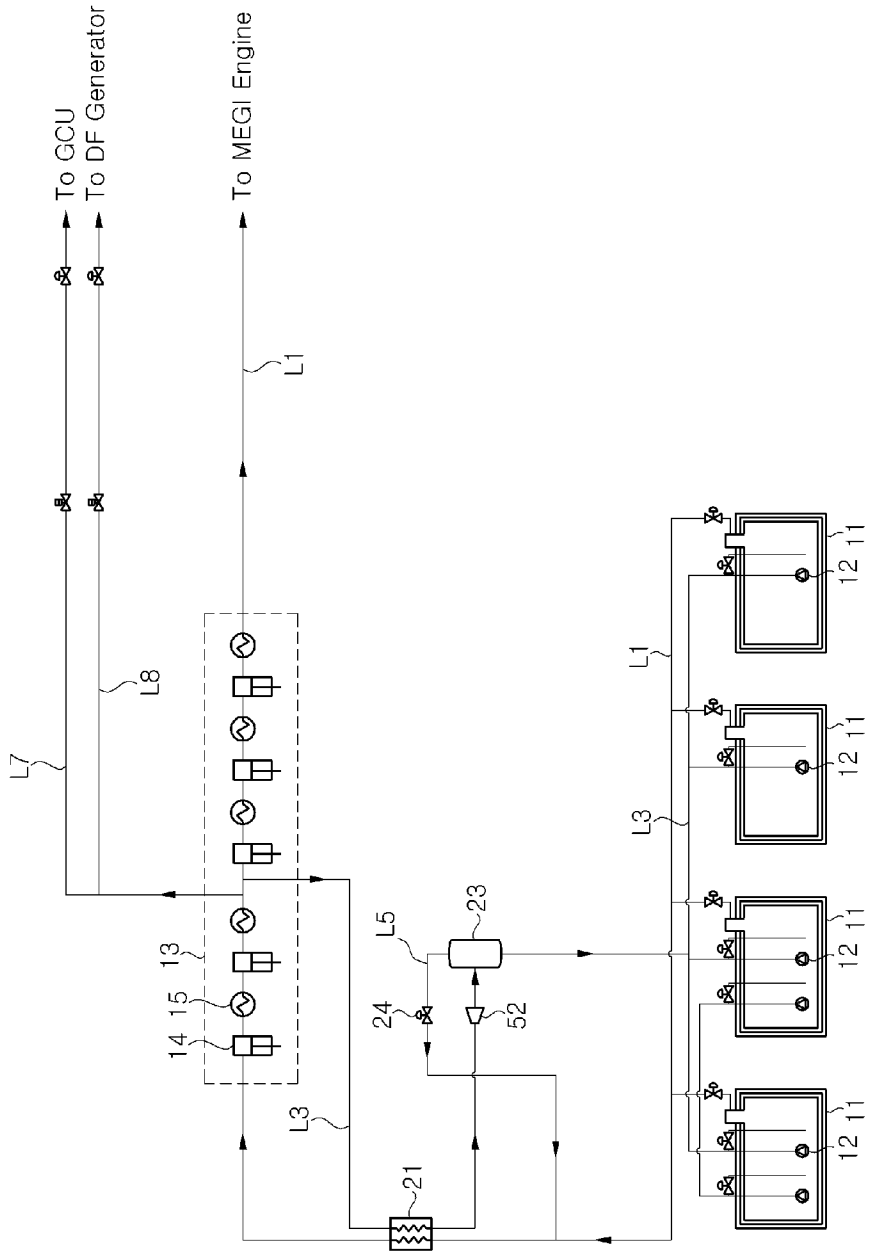
[Fig. 5]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L1
L7
L8
L3
13
15
14
L5
23
24
22
25
21
L11
31
11
12

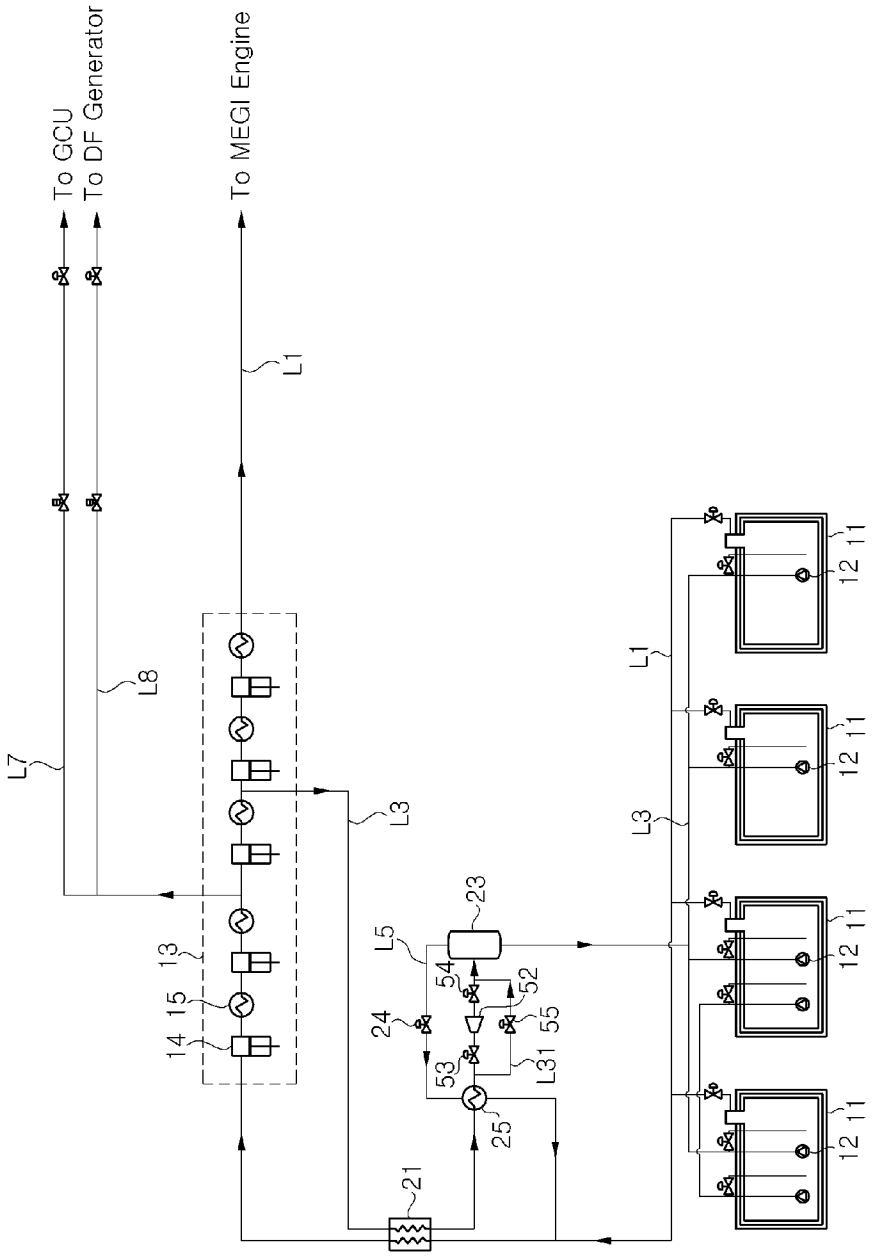
[Fig. 6]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L1
L7
L8
L3
13
15
14
L5
23
24
52
25
21
L1
L3
12
11

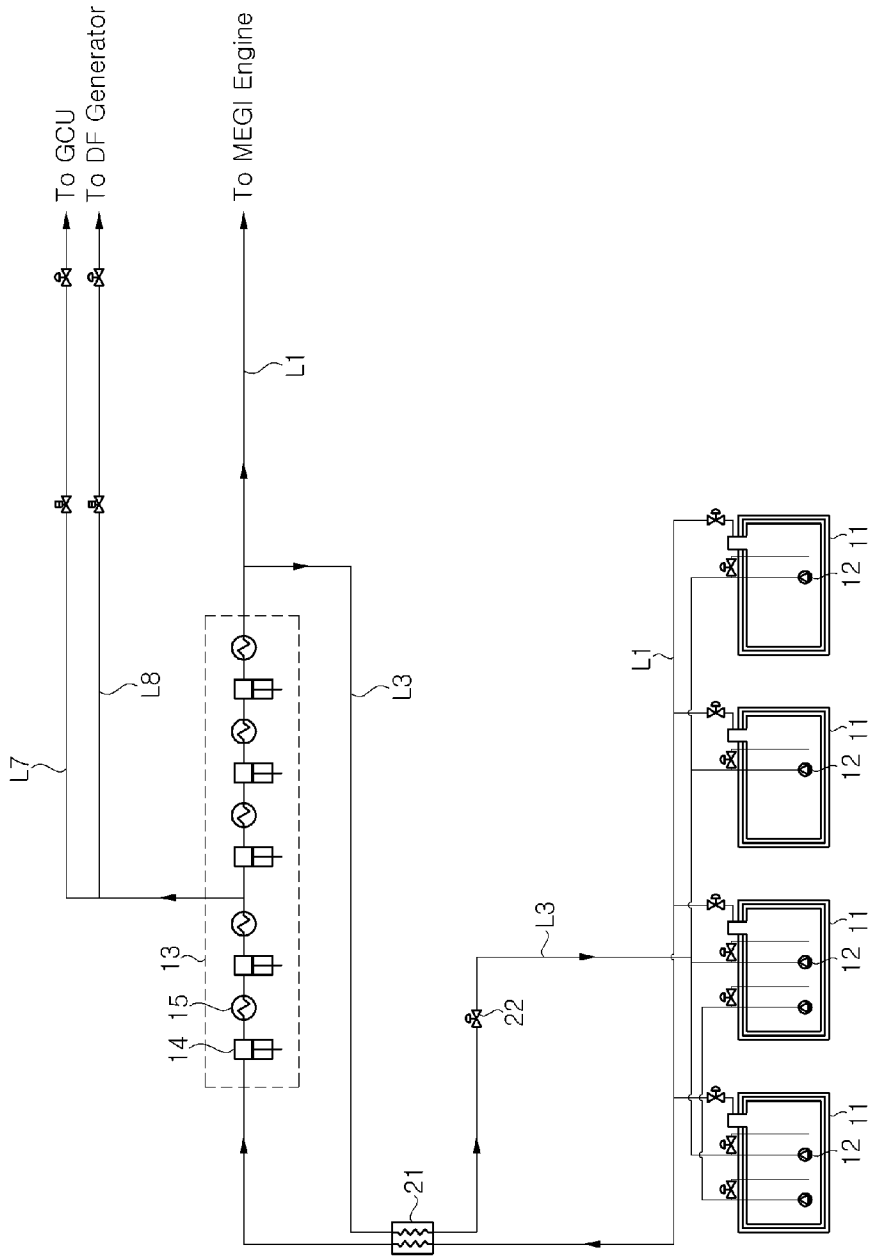
[Fig. 7]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L7
L8
L1
13
15
14
L3
L5
23
24
52
21
L1
L3
12
11

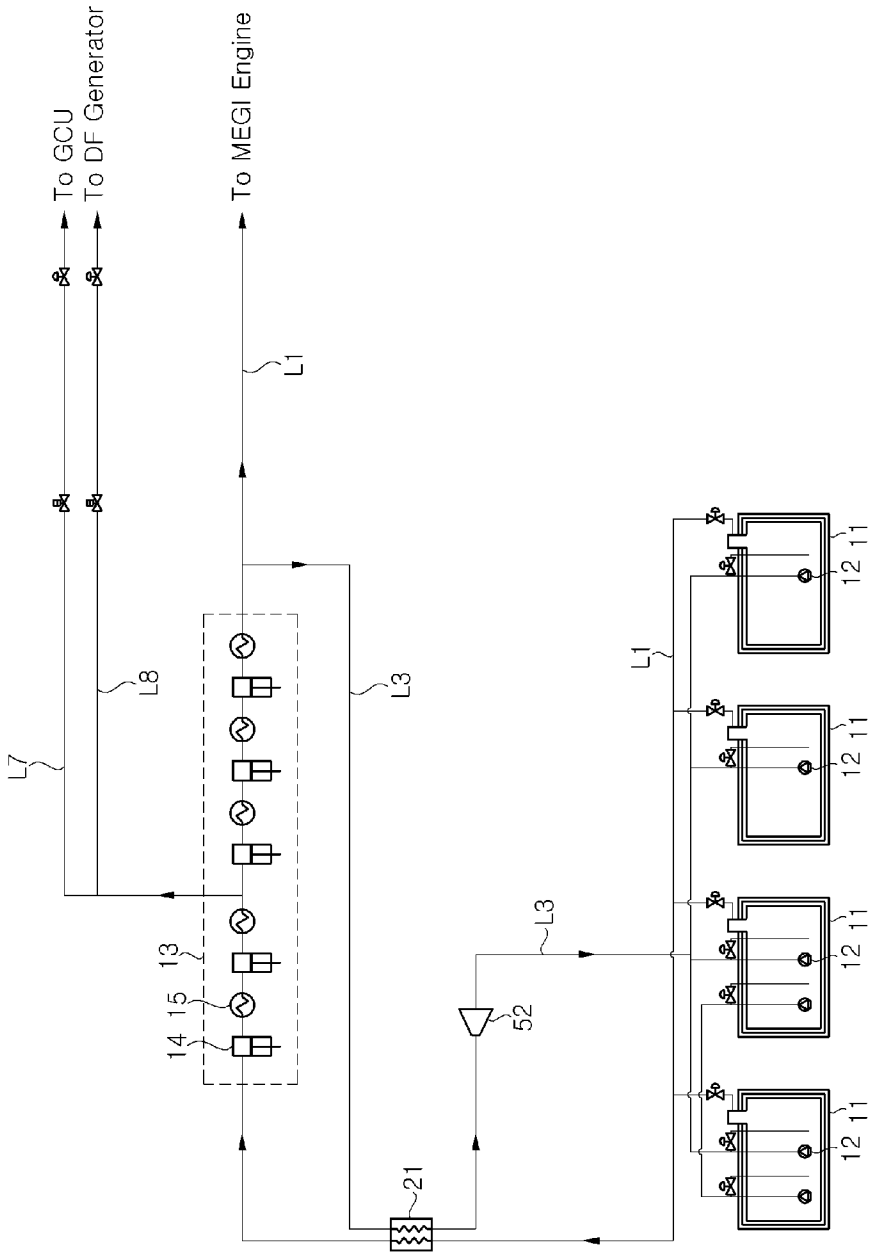
[Fig. 8]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L1
L7
L8
L3
13
14
15
21
23
24
25
L5
53
54
52
55
L31
11
12

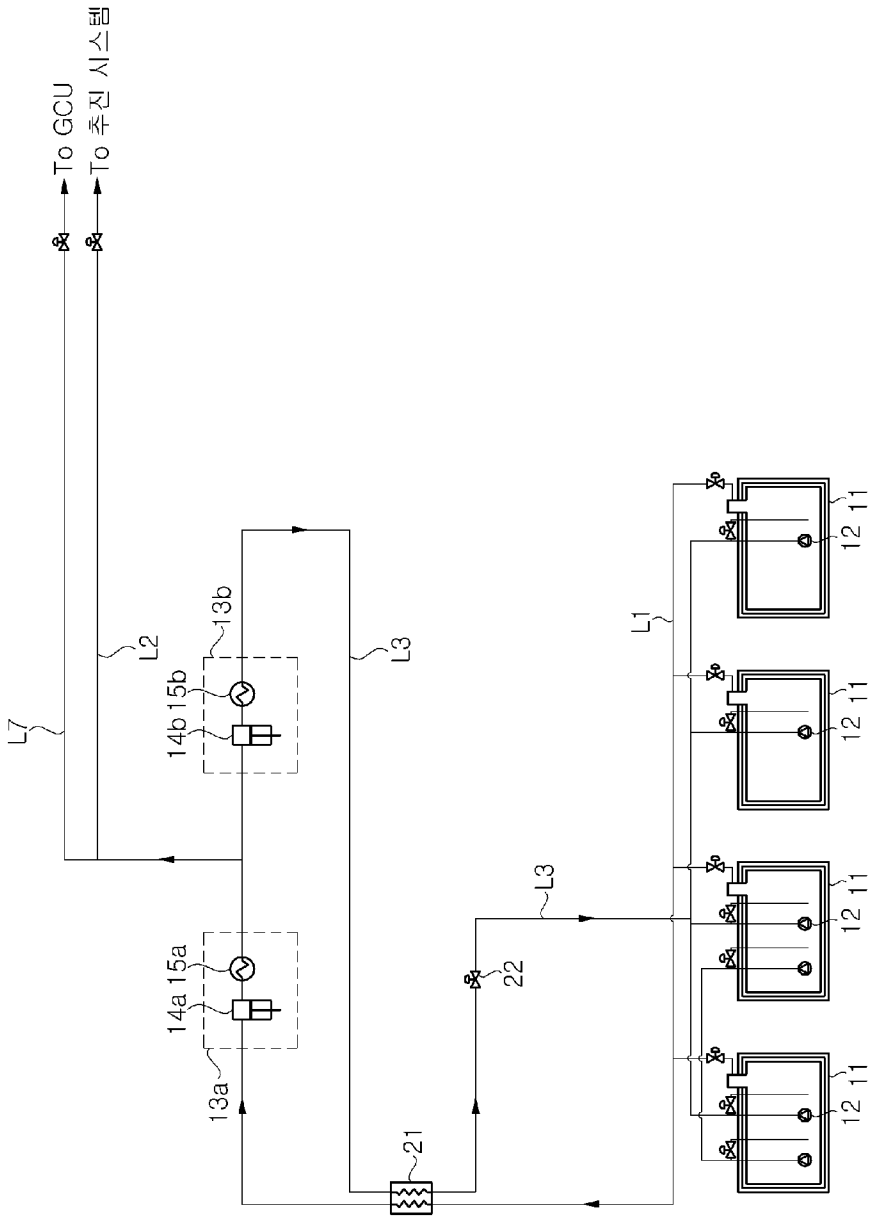
[Fig. 9]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L1
L7
L8
L3
13
15
14
21
22
L3
L1
12
11

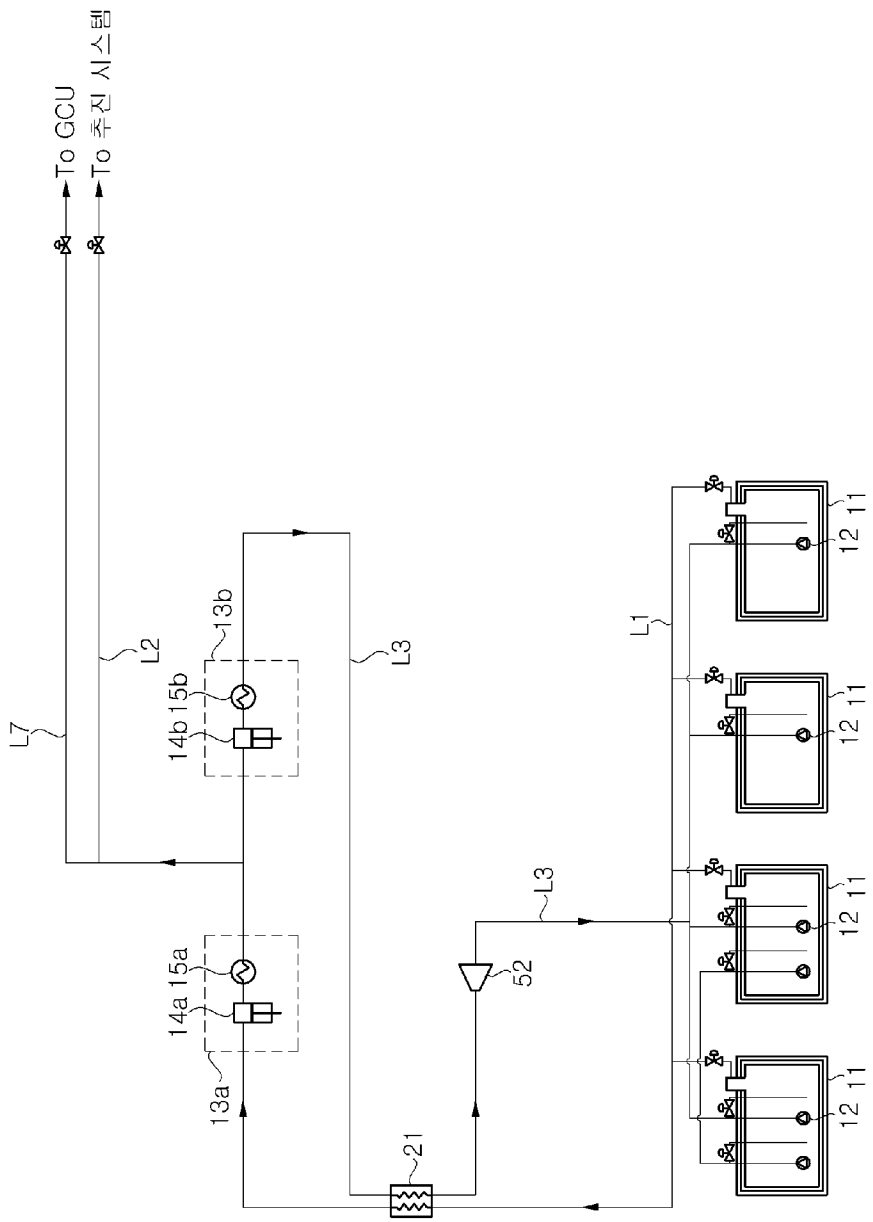
[Fig. 10]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L7
L8
L1
L3
13
15
14
21
52
L3
L1
11
12
11
12
11
12
11
12

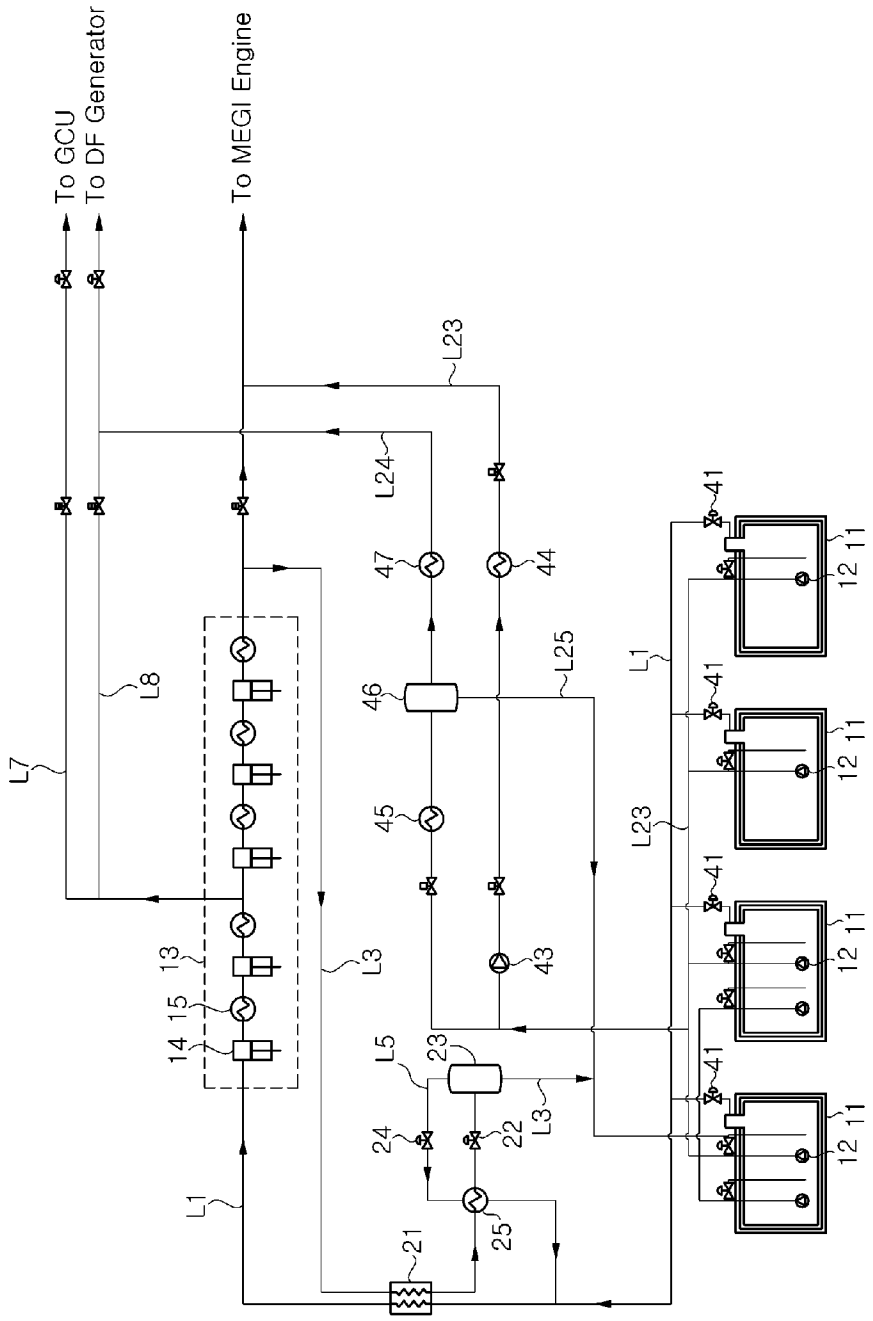
[Fig. 11]


To GCU
To 추진 시스템
L7
L2
13b
14b 15b
14a 15a
13a
L3
21
22
L3
L1
12 11
12 11
12 11
12 11

[Fig. 12]



[Fig. 13]


To GCU
To DF Generator
To MEGI Engine
L7
L8
L23
L24
L25
L1
L3
L5
13
14
15
21
22
23
24
25
41
43
44
45
46
47
11
12

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.
PCT/KR2013/009541

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER

F02M 21/02(2006.01)i, B63H 21/38(2006.01)i, F02M 37/04(2006.01)i, B63B 25/16(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)

F02M 21/02; B63H 21/38; F02M 25/08; B63H 21/20; F02M 37/00; B63H 21/17; B63H 21/12; B63B 25/16; F02M 37/04

Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched
Korean Utility models and applications for Utility models: IPC as above
Japanese Utility models and applications for Utility models: IPC as above

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

eKOMPASS (KIPO internal) & Keywords: LNG, BOG, MEGI, DF, Liquefied Natural Gas, evaporation, compression, compress, pump, hydrocarbon, methane, methane and engine

C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
X	KR 10-2012-0049731 A (SAMSUNG HEAVY IND. CO.,LTD) 17 May 2012 See abstract; paragraph [0003]; claims 1, 3 and 5-7 and figures 2-4.	1,7,9,10
Y		11,12
A		2-6,8,13
Y	KR 10-1049229 B1 (DAEWOO SHIPBUILDING & MARINE ENGINEERING CO. , LTD.) 14 July 2011	11
A	See abstract; claims 1, 2 and 7 and figure 1.	1-10,12,13
Y	KR 10-2012-0109743 A (SAMSUNG HEAVY IND. CO.,LTD) 09 October 2012 See abstract; claims 1, 2 and figure 1.	12
A		1-11,13
A	KR 10-2010-0099441 A (STX OFFSHORE & SHIPBUILDING CO.,LTD.) 13 September 2010 See abstract; claim 1 and figure 1.	1-13
A	JP 2012-516263 A (STX OFFSHORE & SHIP BUILDING CO., LTD.) 19 July 2012 See abstract; claim 1 and figure 1.	1-13

☐ 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	Date of mailing of the international search report
22 JANUARY 2014 (22.01.2014)	**23 JANUARY 2014 (23.01.2014)**
Name and mailing address of the ISA/KR Korean Intellectual Property Office Government Complex-Daejeon, 189 Seonsa-ro, Daejeon 302-701, Republic of Korea Facsimile No. 82-42-472-7140	Authorized officer Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT
Information on patent family members

International application No.
PCT/KR2013/009541

Patent document cited in search report	Publication date	Patent family member	Publication date
KR 10-2012-0049731 A	17/05/2012	NONE	
KR 10-1049229 B1	14/07/2011	NONE	
KR 10-2012-0109743 A	09/10/2012	NONE	
KR 10-2010-0099441 A	13/09/2010	CN 102341303 A	01/02/2012
		JP 2012-516263 A	19/07/2012
		WO 2010-101356 A2	10/09/2010
		WO 2010-101356 A3	28/10/2010
JP 2012-516263 A	19/07/2012	CN 102341303 A	01/02/2012
		KR 10-1187532 B1	02/10/2012
		KR 10-2010-0099441 A	13/09/2010
		RU 2481234 C1	10/05/2013
		WO 2010-101356 A2	10/09/2010
		WO 2010-101356 A3	28/10/2010

국제조사보고서

국제출원번호
PCT/KR2013/009541

A. 발명이 속하는 기술분류(국제특허분류(IPC))

F02M 21/02(2006.01)i, B63H 21/38(2006.01)i, F02M 37/04(2006.01)i, B63B 25/16(2006.01)i

B. 조사된 분야

조사된 최소문헌(국제특허분류를 기재)

F02M 21/02; B63H 21/38; F02M 25/08; B63H 21/20; F02M 37/00; B63H 21/17; B63H 21/12; B63B 25/16; F02M 37/04

조사된 기술분야에 속하는 최소문헌 이외의 문헌

한국등록실용신안공보 및 한국공개실용신안공보: 조사된 최소문헌란에 기재된 IPC
일본등록실용신안공보 및 일본공개실용신안공보: 조사된 최소문헌란에 기재된 IPC

국제조사에 이용된 전산 데이터베이스(데이터베이스의 명칭 및 검색어(해당하는 경우))

eKOMPASS(특허청 내부 검색시스템) & 키워드: LNG, BOG, MEGI, DF, 액화천연가스, 증발, 압축, 컴프레스, 펌프, 탄화수소, 메탄, 매탄 및 엔진

C. 관련 문헌

카테고리*	인용문헌명 및 관련 구절(해당하는 경우)의 기재	관련 청구항
X	KR 10-2012-0049731 A (삼성중공업 주식회사) 2012.05.17 요약; 단락번호 [0003]; 청구항 1,3,5-7 및 도면 2-4 참조.	1,7,9,10
Y		11,12
A		2-6,8,13
Y	KR 10-1049229 B1 (대우조선해양 주식회사) 2011.07.14 요약; 청구항 1,2,7 및 도면 1 참조.	11
A		1-10,12,13
Y	KR 10-2012-0109743 A (삼성중공업 주식회사) 2012.10.09 요약; 청구항 1,2 및 도면 1 참조.	12
A		1-11,13
A	KR 10-2010-0099441 A (에스티엑스조선해양 주식회사) 2010.09.13 요약; 청구항 1 및 도면 1 참조.	1-13
A	JP 2012-516263 A (STX OFFSHORE & SHIP BUILDING CO., LTD.) 2012.07.19 요약; 청구항 1 및 도면 1 참조.	1-13

☐ 추가 문헌이 C(계속)에 기재되어 있습니다.

☒ 대응특허에 관한 별지를 참조하십시오.

* 인용된 문헌의 특별 카테고리:

"A" 특별히 관련이 없는 것으로 보이는 일반적인 기술수준을 정의한 문헌

"E" 국제출원일보다 빠른 출원일 또는 우선일을 가지나 국제출원일 이후에 공개된 선출원 또는 특허 문헌

"L" 우선권 주장에 의문을 제기하는 문헌 또는 다른 인용문헌의 공개일 또는 다른 특별한 이유(이유를 명시)를 밝히기 위하여 인용된 문헌

"O" 구두 개시, 사용, 전시 또는 기타 수단을 언급하고 있는 문헌

"P" 우선일 이후에 공개되었으나 국제출원일 이전에 공개된 문헌

"T" 국제출원일 또는 우선일 후에 공개된 문헌으로, 출원과 상충하지 않으며 발명의 기초가 되는 원리나 이론을 이해하기 위해 인용된 문헌

"X" 특별한 관련이 있는 문헌. 해당 문헌 하나만으로 청구된 발명의 신규성 또는 진보성이 없는 것으로 본다.

"Y" 특별한 관련이 있는 문헌. 해당 문헌이 하나 이상의 다른 문헌과 조합하는 경우로 그 조합이 당업자에게 자명한 경우 청구된 발명은 진보성이 없는 것으로 본다.

"&" 동일한 대응특허문헌에 속하는 문헌

국제조사의 실제 완료일	국제조사보고서 발송일
2014년 01월 22일 (22.01.2014)	2014년 01월 23일 (23.01.2014)

ISA/KR의 명칭 및 우편주소
대한민국 특허청
(302-701) 대전광역시 서구 청사로 189, 4동 (둔산동, 정부대전청사)
팩스 번호 +82-42-472-7140

심사관
한중섭
전화번호 +82-42-481-5606

국제조사보고서
대응특허에 관한 정보

국제출원번호
PCT/KR2013/009541

국제조사보고서에서 인용된 특허문헌	공개일	대응특허문헌	공개일
KR 10-2012-0049731 A	2012/05/17	없음	
KR 10-1049229 B1	2011/07/14	없음	
KR 10-2012-0109743 A	2012/10/09	없음	
KR 10-2010-0099441 A	2010/09/13	CN 102341303 A	2012/02/01
		JP 2012-516263 A	2012/07/19
		WO 2010-101356 A2	2010/09/10
		WO 2010-101356 A3	2010/10/28
JP 2012-516263 A	2012/07/19	CN 102341303 A	2012/02/01
		KR 10-1187532 B1	2012/10/02
		KR 10-2010-0099441 A	2010/09/13
		RU 2481234 C1	2013/05/10
		WO 2010-101356 A2	2010/09/10
		WO 2010-101356 A3	2010/10/28