



(11)

EP 2 236 904 B1

(12)

FASCICULE DE BREVET EUROPEEN

(45) Date de publication et mention
de la délivrance du brevet:
13.05.2015 Bulletin 2015/20

(51) Int Cl.:
F17C 6/00 (2006.01) F17C 9/04 (2006.01)

(21) Numéro de dépôt: **10156097.7**

(22) Date de dépôt: **10.03.2010**

(54) **Procédé de déchargement et de stockage de gaz naturel liquéfié dans un terminal méthanier sans évaporation de gaz.**

Verfahren zur Entladung und Lagerung von flüssigem Erdgas in einem Terminal ohne Gasverdampfung

Process for discharging and storing liquefied natural gas in a terminal without gas evaporation

(84) Etats contractants désignés:
**AT BE BG CH CY CZ DE DK EE ES FI FR GB GR
HR HU IE IS IT LI LT LU LV MC MK MT NL NO PL
PT RO SE SI SK SM TR**

(30) Priorité: **03.04.2009 FR 0952220**

(43) Date de publication de la demande:
06.10.2010 Bulletin 2010/40

(73) Titulaire: **GDF SUEZ
92400 Courbevoie (FR)**

(72) Inventeurs:
• **Barrès, Olivier
64000 Pau (FR)**
• **Les autres inventeurs ont renoncé à leur
désignation.**

(74) Mandataire: **Beauvais, Emmanuelle
Cabinet Schmit-Chrétien SNC
16, rue de la Paix
75002 Paris (FR)**

(56) Documents cités:
WO-A2-2007/120782 US-A1- 2007 125 122

EP 2 236 904 B1

Il est rappelé que: Dans un délai de neuf mois à compter de la publication de la mention de la délivrance du brevet européen au Bulletin européen des brevets, toute personne peut faire opposition à ce brevet auprès de l'Office européen des brevets, conformément au règlement d'exécution. L'opposition n'est réputée formée qu'après le paiement de la taxe d'opposition. (Art. 99(1) Convention sur le brevet européen).

Description

[0001] La présente invention se situe dans le domaine du stockage de gaz naturel liquéfié, ou GNL, et concerne plus particulièrement les phases de déchargement de navires méthaniers vers des terminaux méthaniers de réception et de stockage de GNL.

[0002] Le gaz naturel, ou GN, est transporté soit par voie terrestre, via des gazoducs, soit par voie maritime. À température et pression ambiantes, le gaz naturel possède une masse volumique très faible, aussi, pour le transporter par voie maritime dans des conditions économiquement viables, il est nécessaire d'augmenter fortement sa masse volumique. La méthode la plus courante consiste à transporter le gaz à l'état liquide, état qui est conservé en maintenant le gaz à une température d'environ -161°C et à pression quasi-atmosphérique. Dans ces conditions, le gaz naturel possède une masse volumique environ six cent fois plus grande qu'à température et pression ambiantes.

[0003] Le méthanier transporte le GNL, depuis une usine de liquéfaction proche de son lieu d'extraction, vers un terminal méthanier de réception, zone de stockage tampon permettant d'envoyer ensuite le gaz naturel, après regazéification, dans un réseau de transport. Les terminaux méthaniers sont situés soit à terre soit en mer, on parle alors respectivement de terminaux on-shore ou off-shore.

[0004] Un terminal méthanier assure quatre fonctions principales : le déchargement des navires, le stockage du GNL, sa regazéification, et son émission sur le réseau de transport. La capacité de stockage d'un terminal de réception est généralement dimensionnée pour assurer la continuité d'émission sur le réseau de transport entre deux livraisons de GNL afin qu'il n'y ait pas d'interruption de livraison de GN en cas de sous approvisionnement. Elle est fonction de la capacité et du nombre de réservoirs dont est équipé le terminal.

[0005] La figure 1 montre une installation conventionnelle d'un terminal méthanier de réception, lorsque le déchargement d'un méthanier est en cours (les débits, pressions, températures sont mentionnés à titre indicatif). Celle-ci comprend un réservoir 1 de stockage (un réservoir unique est représenté sur l'ensemble des figures annexées, mais il est entendu qu'une installation peut comporter plusieurs réservoirs de stockage, le principe de fonctionnement restant identique). Le réservoir 1, dans l'exemple d'une capacité d'environ $350\,000\text{ m}^3$, est alimenté en GNL depuis un navire méthanier 2 via des pompes 3, une ou plusieurs canalisation(s) 4. La pression du GNL à la sortie des pompes 3 est d'environ 9 bar_a . Il est acheminé via la canalisation 4 jusqu'au réservoir 1 dans lequel il est stocké dans des conditions proches de celles du méthanier, c'est-à-dire à la pression quasi-atmosphérique et à une température d'environ -161°C . Lors du déchargement du méthanier, il est généré, dans des proportions importantes, une évaporation du GNL que l'on appelle « BOG » (pour « Boil-Off Gaz »,

gaz d'évaporation). Ces évaporations ont plusieurs origines, au premier rang desquelles l'évaporation générée à la surface libre du GNL à l'intérieur du réservoir de stockage et par les apports de chaleur provenant de l'extérieur du réservoir, mais également l'effet flash et l'effet « sloshing » dû aux mouvements de la mer dans le cadre de terminaux off-shore. Dans l'exemple de la figure 1, pour un débit de GNL sortant du méthanier 2 de $10\,000\text{ m}^3/\text{h}$, qui correspond au débit entrant dans le réservoir 1, il se produit une évacuation du BOG égale à $21\,000\text{ m}^3/\text{h}$. La quantité de BOG évacuée correspond au surplus d'évaporation provoquée par les phénomènes définis ci-dessus et par un déplacement de fluide engendré par la différence de masse volumique existant entre le GNL et le BOG, phénomène appelé effet piston.

[0006] Cette quantité de gaz est évacuée pour maintenir une pression constante à l'intérieur du réservoir 1. Cette évacuation s'opère via une canalisation 6. La quantité de BOG évacué via cette canalisation 6 est séparée en deux parties : une première partie est dirigée vers le méthanier 2 via une canalisation de retour 71, à un débit volumique équivalent au débit de déchargement, soit dans l'exemple $10\,000\text{ m}^3/\text{h}$. Ce débit de retour équivalent au débit de déchargement du navire est nécessaire pour maintenir une pression constante dans les cuves de celui-ci.

[0007] La deuxième partie de la quantité de BOG (équivalente dans l'exemple à $11\,000\text{ m}^3/\text{h}$) évacuée du réservoir 1 est, de manière conventionnelle, récupérée via une canalisation 72 afin d'être recondensée et réintroduite dans le circuit de GNL. La réincorporation de cette fraction de la quantité totale de BOG se fait au moyen d'un compresseur 8, et d'un recondenseur 9. Celui-ci comprend une première entrée 91, connectée à la sortie du compresseur 8, qui permet d'augmenter la pression du BOG d'environ 6 bars, réduisant ainsi dans l'exemple le débit de $11\,000\text{ m}^3/\text{h}$ à $2\,500\text{ m}^3/\text{h}$.

[0008] Le recondenseur 9 possède une deuxième entrée 92 et une sortie 93, connectées en dérivation à la canalisation 10. Il est nécessaire que le GNL entrant dans le recondenseur 9 par la deuxième entrée soit à une pression équivalente à la pression du BOG entrant dans le recondenseur 9 par la première entrée 91. À cette fin, on dispose entre le réservoir 1 et la deuxième entrée 92 du recondenseur un équipement de détente 11. Dans l'exemple, le système de détente est positionné sur la canalisation 10, avant le branchement en dérivation du recondenseur 9. En variante, l'équipement de détente peut être disposé sur la branche de dérivation qui relie la canalisation 10 à la deuxième entrée 92 du recondenseur 9. Après recondensation, le GNL qui est rejeté à la sortie 93 du recondenseur alimente la canalisation 10. Le GNL recondensé est ainsi dirigé avec le GNL provenant directement du réservoir de stockage 1, via une pompe 12, vers une unité de regazéification 13.

[0009] Le GNL est puisé dans le réservoir 1 via une pompe 14 et à une pression absolue d'environ 9 bar_a . Après passage dans l'équipement de détente 11, le GNL

est à une pression absolue d'environ 7 bar_a, et un débit d'environ 1300 m³/h. Environ la moitié de la quantité de GNL puisée dans le réservoir de stockage 1 est dirigée vers la deuxième entrée 92 du recondenseur 9 (soit dans l'exemple environ 650 m³/h), tandis que la quantité restante (environ 650 m³/h) est dirigée directement vers la pompe 12, avant laquelle elle sera mélangée à la quantité de GNL sortant du recondenseur 9. Le débit sortant du recondenseur est d'environ 700 m³/h, puisqu'il est la somme des quantités provenant de ses deux entrées 91 et 92.

[0010] Le débit entrant dans la pompe 12 est donc d'environ 1350 m³/h à une pression de 7 bar_a et une température de -161°C. Le débit sortant de cette pompe est équivalent, mais à une pression absolue de 80 bar_a et une température de -161°C. A la sortie de l'unité de regazéification 13, on obtient du gaz à une température de 5°C et une pression absolue de 80 bar_a.

[0011] La figure 2 montre la même installation, lorsqu'elle n'est pas en cours de déchargement d'un navire. On a donc un débit entrant dans le réservoir 1 (via la canalisation 4) qui est nul. Dans le réservoir lui-même, l'évaporation de gaz, donc la quantité de BOG évacuée est moins importante que lors d'un déchargement, car il n'y a pas d'effet piston. La quantité de BOG évacuée via la canalisation 6 est donc bien moins importante, dans l'exemple de la figure 2 de 11 000 m³/h. Cette quantité est intégralement dirigée vers la canalisation 72, étant donné qu'il n'est ici plus nécessaire d'effectuer un retour de BOG vers le navire. Le débit entrant dans le compresseur 8 est donc de 11 000 m³/h ce qui est équivalent au débit entrant de l'exemple de la figure 1. Les autres débits restent identiques entre les figures 2 et 1.

[0012] A l'instar de l'exemple décrit en relation avec les figures 1 et 2, la gestion de BOG est un problème connu dans la totalité des terminaux de réception existants. L'état de la technique comprend d'ailleurs un très grand nombre de documents traitant du retraitement du BOG (recondensation, liquéfaction, etc.).

[0013] On peut citer, notamment, les demandes de brevet US 2007/125122 et WO 2007/1208782 concernant des installations de réception et de stockage de gaz naturel liquéfié en provenance d'un méthanier.

[0014] Toutefois, la prise en compte de ce BOG implique de nombreux inconvénients :

- l'opération de recondensation du BOG n'est possible que si le débit de GNL puisé dans le réservoir de stockage 1 atteint une valeur suffisante, ce qui suppose que l'on est dans une phase d'émission de gaz vers le réseau de transport, ce qui n'est déjà pas le cas en permanence, et, de plus, que cette émission soit réalisée à un débit suffisant ;
- plus la quantité de BOG à recondenser est importante, plus la consommation énergétique est élevée, ainsi que les coûts de fonctionnement induits ;
- lorsque la quantité de BOG ne peut être réincorporée en totalité, la fraction non récupérable est oxydée

(via un système d'oxydation 15, ou « torche ») ce qui, outre des pertes coûteuses, génère des gaz à effet de serre, dont du dioxyde de carbone (CO₂).

La question de la génération et du traitement du BOG est encore plus aiguë dans le cadre d'un terminal de réception off-shore car

- la place disponible est moins importante (d'où une capacité de réincorporation réduite),
- les mouvements de la mer sont une source de BOG supplémentaire et perturbent de plus le bon fonctionnement du recondenseur.

[0015] La génération du BOG implique donc des inconvénients qui sont coûteux et qui grèvent l'efficacité des terminaux de réception. Les nombreuses solutions décrites dans l'état de la technique enseignent cependant uniquement comment retraiter efficacement le BOG dans le but de le récupérer. Il y a donc un besoin pour une installation d'un terminal méthanier de réception dont le fonctionnement permette d'éviter la génération de BOG. La demanderesse n'a pas connaissance à ce jour d'une telle installation, et la présente invention y remédie.

[0016] Ainsi l'invention concerne un procédé de transfert et de stockage d'un gaz naturel liquéfié, ci-après GNL, contenue à une pression initiale dans un méthanier, vers au moins un réservoir de stockage à une pression de stockage, avant sa regazéification pour émission vers un réseau de transport, le procédé comprenant les étapes suivantes :

- le GNL est extrait du méthanier par des moyens de pompage ;
- le GNL extrait est transféré vers le réservoir de stockage à l'état liquide et à une pression de stockage, la pression de stockage étant telle que la différence entre cette pression et la pression initiale est supérieure ou égale à 200 millibars ;
- le GNL étant maintenu dans le réservoir de stockage à l'état liquide et à la pression de stockage; procédé dans lequel
- lors du remplissage du réservoir avec le GNL en provenance du méthanier, le GNL évaporé, ci-après BOG, est évacué du réservoir de stockage, puis détendu par passage dans des moyens de détente de sorte que le BOG soit à une pression équivalente à la pression initiale;
- une fraction de la quantité de BOG est prélevée puis réinjectée dans le méthanier à un débit volumique équivalent au débit d'extraction du GNL afin de maintenir la pression dans le méthanier sensiblement égale à la pression initiale,
- le GNL dans le réservoir de stockage est à l'état sous-refroidi.

[0017] Dans une réalisation, les moyens de détente comprennent un équipement de détente disposé sur une canalisation d'évacuation du BOG.

[0018] Dans une réalisation, la fraction de BOG qui

n'est pas réinjectée dans le méthanier est partiellement ou totalement recondensée, afin d'être réincorporée au GNL émis depuis le réservoir de stockage.

[0019] Dans une réalisation, la fraction de BOG à recondenser est recondensée par passage dans des moyens de compression et dans des moyens de recondensation.

[0020] Dans une réalisation, une partie du BOG qui n'est pas réinjecté dans le méthanier est utilisée pour l'alimentation de machines équipant le terminal de réception.

[0021] Dans une réalisation, le procédé est mis en oeuvre au sein d'un terminal de réception qui est soit off-shore soit on-shore.

[0022] L'invention sera mieux comprise à la lecture de la description ci-dessous, à faire en relation avec les figures 1 à 4, parmi lesquelles :

- la figure 1, déjà décrite, représente une installation connue en cours de déchargement d'un navire et en émission simultanée sur le réseau;
- la figure 2, déjà décrite représente la même installation connue en cours d'émission de gaz vers un réseau de transport, mais sans déchargement simultané d'un navire ;
- la figure 3 représente une installation selon l'invention en cours de déchargement d'un navire et en émission simultanée sur le réseau;
- la figure 4 représente l'installation de la figure 3, en cours d'émission de gaz vers un réseau de transport, mais sans déchargement simultané d'un navire.

[0023] Sur la figure 3, un méthanier 32 est en cours de déchargement de ses cuves contenant du GNL à une pression initiale P_i qui est une pression quasi-atmosphérique et à une température d'environ -161°C . Cette quantité de GNL est extraite à un débit d'environ $10\,000\text{ m}^3/\text{h}$ par une ou plusieurs pompes 33, à une pression absolue d'environ 9 bar_a . Une ou plusieurs canalisations 34 permet(tent) d'alimenter un réservoir de stockage 31 avec le GNL issu du méthanier 32. Selon l'invention, la pression du GNL rejeté par la canalisation 34 dans le réservoir de stockage 1, ou pression de stockage P_s , est supérieure d'au moins 200 millibars à la pression du GNL contenu dans les cuves du méthanier 32, ou pression initiale P_i . Cette pression de stockage P_s est maintenue par un système de régulation de la pression de BOG, par exemple une ou plusieurs soupapes. Dans l'exemple de la figure 3, la pression P_s dans le réservoir de stockage 31 est égale à $1,5\text{ bar}_a$. Selon l'invention, cette différence de pression permet de placer le réservoir de stockage 31 dans des conditions où l'évacuation du BOG est due uniquement à « l'effet piston » expliqué plus haut. Ainsi l'évaporation à la surface libre du GNL dues aux apports de chaleur extérieurs au réservoir est totalement absente. En effet, lorsqu'on augmente la pression de stockage, on augmente la température d'équilibre du GNL (le GNL est alors dans un état dit « sous-refroidi »), les évapora-

tions sont bloquées le temps du retour à l'équilibre. Ainsi, les apports d'énergie divers (thermique, mécanique, etc.) que reçoit le GNL stocké dans le réservoir ont pour seul effet d'augmenter sa température (qui croît très lentement de -161°C vers la température d'équilibre), sans générer d'évaporation. La vitesse de réchauffement du GNL est suffisamment lente pour bloquer toute évaporation entre deux déchargements de navire, typiquement entre plusieurs jours et une dizaine de jours. Avec une différence entre les pressions de stockage P_s et initiale P_i de 200 millibars, la différence entre la température de stockage et la température d'équilibre du GNL dépasse 5°C . Dans l'exemple, ces températures sont respectivement égales à -161°C et -155°C . On bloque ainsi dans l'exemple toute évaporation pendant plus de 6 jours. La durée de maintien du GNL sans évaporation pourra être allongée en augmentant la différence entre la pression de stockage P_s et la pression initiale P_i . De préférence, la différence entre ces deux pressions sera inférieure à 3,5 bars.

[0024] Dans les mêmes conditions de débit d'entrée de GNL que pour le cas de la figure 1, on a donc dans l'installation selon l'invention un débit de BOG à évacuer considérablement diminué, dans l'exemple : $13\,600\text{ m}^3/\text{h}$ au lieu de $21\,000\text{ m}^3/\text{h}$.

[0025] Afin de bien comprendre l'importance des avantages procurés par l'invention, il convient de décrire ici brièvement le cas de la figure 4, dans laquelle l'installation est en cours d'émission de gaz vers un réseau de transport sans qu'il y ait déchargement d'un navire. Dans ce cas, la génération de BOG est absolument inexistante (là où elle était de $11\,000\text{ m}^3/\text{h}$ dans le cas conventionnel de la figure 2). En effet, on a ici un débit entrant dans le réservoir de stockage 31 qui est nul, donc plus d'effet piston, qui est, dans le cadre d'une installation conforme à l'invention, la seule source d'évacuation du BOG. On voit donc ici l'effet majeur et surprenant que procure l'invention avec ce blocage immédiat et durable des évaporations du terminal méthanier, là où les installations connues ne pouvaient que retraiter ce BOG sans parvenir à en limiter la génération.

[0026] Mais ce n'est pas là le seul avantage de l'invention : en effet, cette diminution impacte positivement le fonctionnement des autres éléments. Revenant à la figure 3, la quantité de BOG évacuée du réservoir 31 est de $10\,000\text{ m}^3/\text{h}$ à la pression absolue de $1,5\text{ bar}_a$, ce qui correspond, après passage via une canalisation 36 et un ensemble de vanne et d'équipements de détente 361, à $13\,600\text{ m}^3/\text{h}$ à la pression quasi atmosphérique. Sur cette quantité de BOG, une fraction est redirigée vers le méthanier, via une canalisation de retour 371, à un débit de $10\,000\text{ m}^3/\text{h}$. La présence de l'ensemble de vanes et d'équipements de détente 361 est indispensable afin que le débit de retour entrant dans le méthanier soit à la même pression que celle régnant dans les cuves de ce dernier. La fraction restante, soit $3\,600\text{ m}^3/\text{h}$ à une température de -100°C , est dirigée via une canalisation 372 vers un compresseur 38 et un recondenseur 39. A

la sortie de ce compresseur, on obtient un débit de gaz de 1 000 m³/h à environ 30°C et 7 bar_a.

[0027] On voit donc qu'à débit sortant du méthanier égal, le débit de BOG à recondenser est très inférieur dans une installation conforme à l'invention comparée à une installation connue (cf. figure 2.) Le gain est donc double puisque l'on réduit également la capacité requise de l'ensemble des éléments nécessaire au retraitement du BOG, à savoir : le compresseur 38 et le recondenseur 39. L'économie tient donc à la fois des éléments en eux-mêmes et de leur coût de fonctionnement.

[0028] Le fonctionnement des éléments retraitant le BOG est par ailleurs identique dans l'exemple à l'installation de la figure 2, si l'on excepte les différences de dimensionnement et de capacité des différents éléments. Ce fonctionnement est bien sûr identique (aux débits près) pour les figures 3 et 4. Le GNL est donc prélevé du réservoir de stockage 31 via une canalisation 310 et une pompe 314, à une pression absolue d'environ 9 bar_a. Après passage dans un équipement de détente 311, le GNL passe pour une partie dans le recondenseur 39, via une deuxième entrée 392, la première entrée 391 étant connectée à la sortie du compresseur 38. La sortie 393 du recondenseur 39 est connectée à la canalisation 310, laquelle est dirigée vers une pompe 312 et une unité de regazéification 313 à destination du réseau de transport.

[0029] Dans le cas de la figure 3, on voit que le débit entrant via la seconde entrée du recondenseur 39 est très inférieur à celui de la figure 1 dans les mêmes conditions de débit entrant dans le réservoir de stockage (1, 31), 250 m³/h au lieu de 650 m³/h. De même, la valeur de la figure 4 est de 0 m³/h au lieu de 650 m³/h pour l'exemple de la figure 2. On voit donc que la capacité requise pour le recondenseur est très réduite. C'est un avantage important car cela facilite son intégration dans une installation off-shore, où les aspects d'encombrement et de place disponible sont primordiaux. Ensuite, cette capacité réduite fait que le débit d'émission de GNL nécessaire pour retraiter le BOG évoqué plus haut est toujours atteint. Ainsi, sauf exception, il ne sera jamais nécessaire d'oxyder le BOG généré par une installation conforme à l'invention. Toutefois, notamment pour des raisons de sécurité, un système d'oxydation 315, ou torche, est prévu pour oxyder le BOG en cas de nécessité.

[0030] La capacité requise du compresseur 38 est également fortement réduite et donc son coût de fonctionnement également. Ainsi, dans l'exemple des figures 3 et 4, la puissance requise du compresseur est d'environ 0.6 Mégawatts, alors que, pour un même débit de GNL sortant du méthanier, la puissance requise dans le cas des figures 1 et 2 est de 5 MégaWatts.

[0031] Il est à noter qu'en général une fraction du BOG peut être utilisée pour l'alimentation de machines du terminal (en particulier pour les terminaux off-shore), et n'est donc pas recondensée. Dans la plupart des cas, le BOG évacué sera en excédent par rapport aux besoins des machines, et cet excédent sera recondensé confor-

mément au procédé exposé plus haut. Il est toutefois possible, dans certaines conditions, que le BOG évacué soit totalement consommé par les machines du terminal, ce qui permet alors d'économiser l'énergie nécessaire à sa recondensation.

[0032] L'invention trouve une application très avantageuse dans les terminaux off-shore du fait du gain de place et d'énergie nécessaire au fonctionnement évoqué ci-dessus. Mais l'invention est également très avantageuse pour les terminaux on-shore.

Revendications

1. Procédé de transfert et de stockage d'un gaz naturel liquéfié, ci-après GNL, contenu à une pression initiale (Pi) dans un méthanier (32), vers au moins un réservoir de stockage (31) à une pression de stockage (Ps), avant sa regazéification pour émission vers un réseau de transport, le procédé comprenant les étapes suivantes :

- le GNL est extrait du méthanier (32) par des moyens de pompage (33) ;
- le GNL extrait est transféré vers le réservoir de stockage (31) à l'état liquide et à une pression de stockage (Ps),
- le GNL est maintenu dans le réservoir de stockage à l'état sous-refroidi;
- lors du remplissage du réservoir avec le GNL en provenance du méthanier, le GNL évaporé, ci-après BOG est évacué du réservoir de stockage (31),

caractérisé en ce que qu'il comprend une étape dans laquelle le BOG est détendu par passage dans des moyens de détente (361) de sorte que le BOG soit à une pression équivalente à la pression initiale (Pi),

et une étape dans laquelle une fraction de la quantité de BOG est prélevée puis réinjectée dans le méthanier (32) à un débit volumique équivalent au débit d'extraction du GNL afin de maintenir la pression dans le méthanier (32) sensiblement égale à la pression initiale (Pi), la pression de stockage étant supérieure d'au moins 200 millibars à la pression initiale.

2. Procédé selon la revendication 1, dans lequel la fraction de BOG qui n'est pas réinjectée dans le méthanier (32) est partiellement ou totalement recondensée, afin d'être réincorporée au GNL émis depuis le réservoir de stockage (31).

3. Procédé selon la revendication 2, dans lequel la fraction de BOG à recondenser est recondensée par passage dans des moyens de compression (38) et dans des moyens de recondensation (39).

4. Procédé selon l'une des revendications 1 à 3, dans lequel une partie du BOG qui n'est pas réinjecté dans le méthancier (32) est utilisée pour l'alimentation de machines équipant le terminal de réception.
5. Procédé selon l'une des revendications 1 à 4, le procédé étant mis en oeuvre au sein d'un terminal de réception soit off-shore soit on-shore.

Patentansprüche

1. Verfahren zum Übertragen und Speichern von Flüssigerdgas, nachfolgend LNG genannt, welches mit einem ursprünglichen Druck (Pi) in einem Gastanker (32) eingeschlossen ist, in zumindest einen Lagerbehälter (31) mit einem Lagerdruck (Ps), vor seiner Wiederverdampfung zur Verschickung in ein Transportnetz, wobei das Verfahren die folgenden Schritte umfasst:

- das LNG wird durch Pumpmittel (33) aus dem Gastanker (32) extrahiert;
- das extrahierte LNG wird in flüssigem Zustand und mit einem Speicherdruck (Ps) zum Lagerbehälter (31) transferiert,
- das LNG wird im Lagerbehälter im unterkühlten Zustand gehalten;
- beim Füllen des Behälters mit dem LNG aus dem Gastanker wird das verdampfte LNG, das nachfolgend BOG genannt wird, aus dem Lagerbehälter (31) evakuiert,

dadurch gekennzeichnet, dass es einen Schritt umfasst, bei dem das BOG durch den Durchlauf durch die Entspannungsmittel (361) entspannt wird, sodass sich das BOG auf einem Druck entsprechend dem ursprünglichen Druck (Pi) befindet, und einen Schritt, bei dem eine Fraktion der BOG-Menge entnommen, und danach mit einem Volumenstrom wieder in den Gastanker (32) eingebracht wird, der dem Extrahierungsstrom des LNG entspricht, um den Druck im Gastanker (32) in etwa auf dem gleichen Niveau zu halten, wie der ursprüngliche Druck (Pi), wobei der Speicherdruck um mindestens 200 mbar höher ist, als der ursprüngliche Druck.

2. Verfahren nach Anspruch 1, wobei die BOG-Fraktion, die nicht wieder in den Gastanker (32) eingebracht wird, wieder teilweise oder vollkommen verflüssigt wird, um wieder in das LNG eingebracht zu werden, das aus dem Lagerbehälter (31) ausgebracht wird.
3. Verfahren nach Anspruch 2, wobei die wieder zu verflüssigende BOG-Fraktion durch den Durchlauf durch Kompressionsmittel (38) und durch Wieder-

verflüssigungsmittel (39) wieder verflüssigt wird.

4. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 3, wobei ein Teil des BOG, das nicht wieder in den Gastanker (32) eingebracht wird, zur Versorgung der Maschinen verwendet wird, die den Empfangsterminal bestücken.
5. Verfahren nach einem der Ansprüche 1 bis 4, wobei das Verfahren innerhalb eines Empfangsterminals entweder offshore oder onshore umgesetzt wird.

Claims

1. Method for transferring a liquefied natural gas, hereinafter LNG, contained at an initial pressure (Pi) in a methane tanker (32), to at least one storage tank (31) at a storage pressure (Ps) and storing it therein, before its regasification for emission to a transport network, the method comprising the following steps:

- the LNG is extracted from the methane tanker (32) by pumping means (33);
- the extracted LNG is transferred to the storage tank (31) in liquid form and at a storage pressure (Ps),
- the LNG is kept in the storage tank in subcooled state;
- as the tank is filled with the LNG from the methane tanker, the evaporated LNG, hereinafter BOG, is removed from the storage tank (31),

characterized in that it comprises a step wherein the BOG is expanded by passing through depressurizing means (361) such that the BOG is at a pressure equivalent to the initial pressure (Pi); and a step wherein a fraction of the BOG quantity is removed then reinjected into the methane tanker (32) at a volume flow rate equivalent to the LNG extraction flow rate so as to maintain the pressure in the methane tanker (32) substantially equal to the initial pressure (Pi), the storage pressure being at least 200 millibars higher than the initial pressure.

2. Method according to claim 1, wherein the fraction of BOG that is not reinjected into the methane tanker (32) is partially or completely recondensed, so as to be reincorporated into the LNG sent from the storage tank (31).
3. Method according to claim 2, wherein the fraction of BOG to be recondensed is recondensed by passage through compression means (38) and through recondensation means (39).
4. Method according to one of claims 1 to 3, wherein a

portion of the BOG that is not reinjected into the methane tanker (32) is used for powering machines equipping the receiving terminal.

5. Method according to one of claims 1 to 4, the method being implemented in either an off-shore or on-shore receiving terminal.

10

15

20

25

30

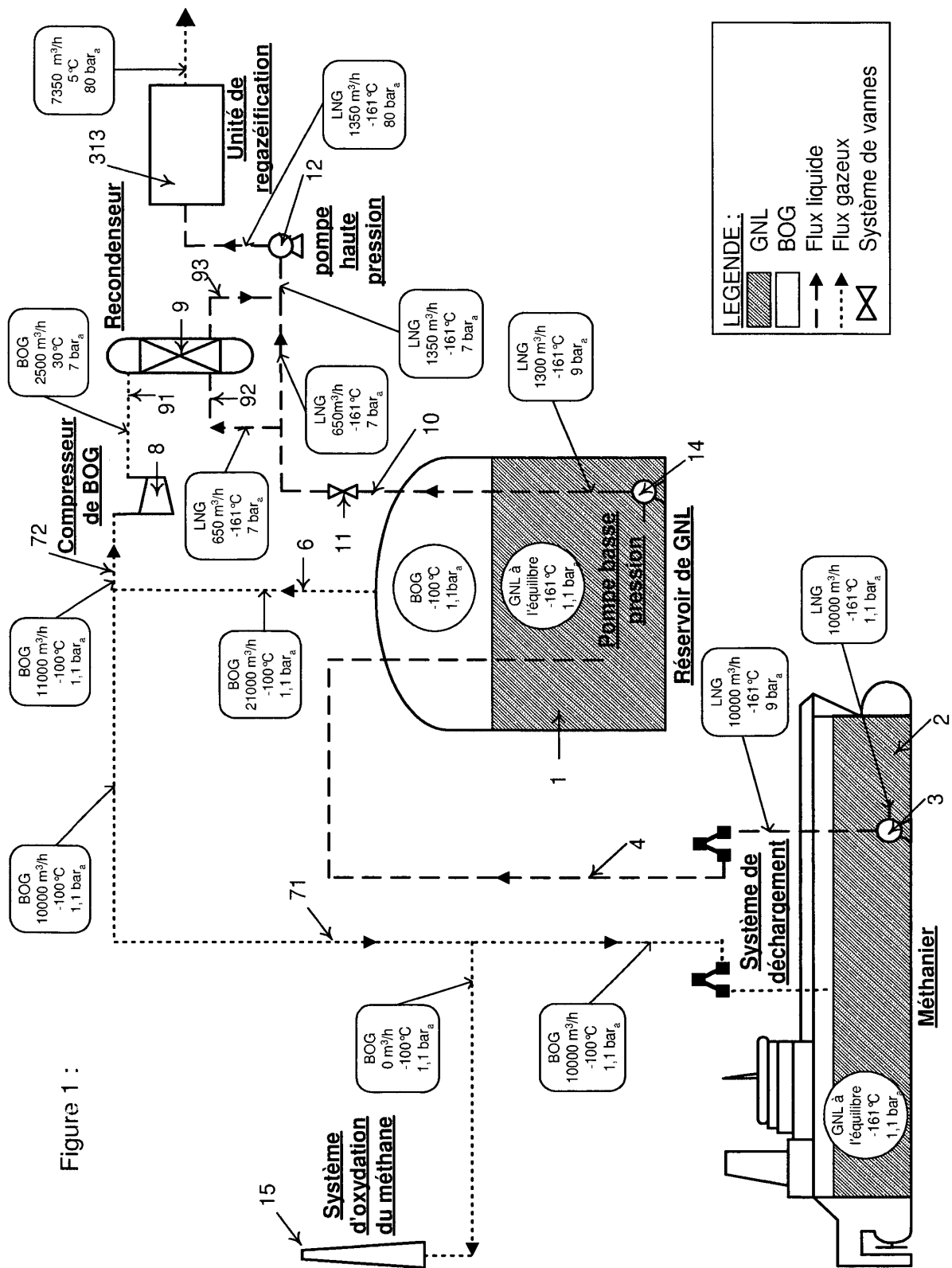
35

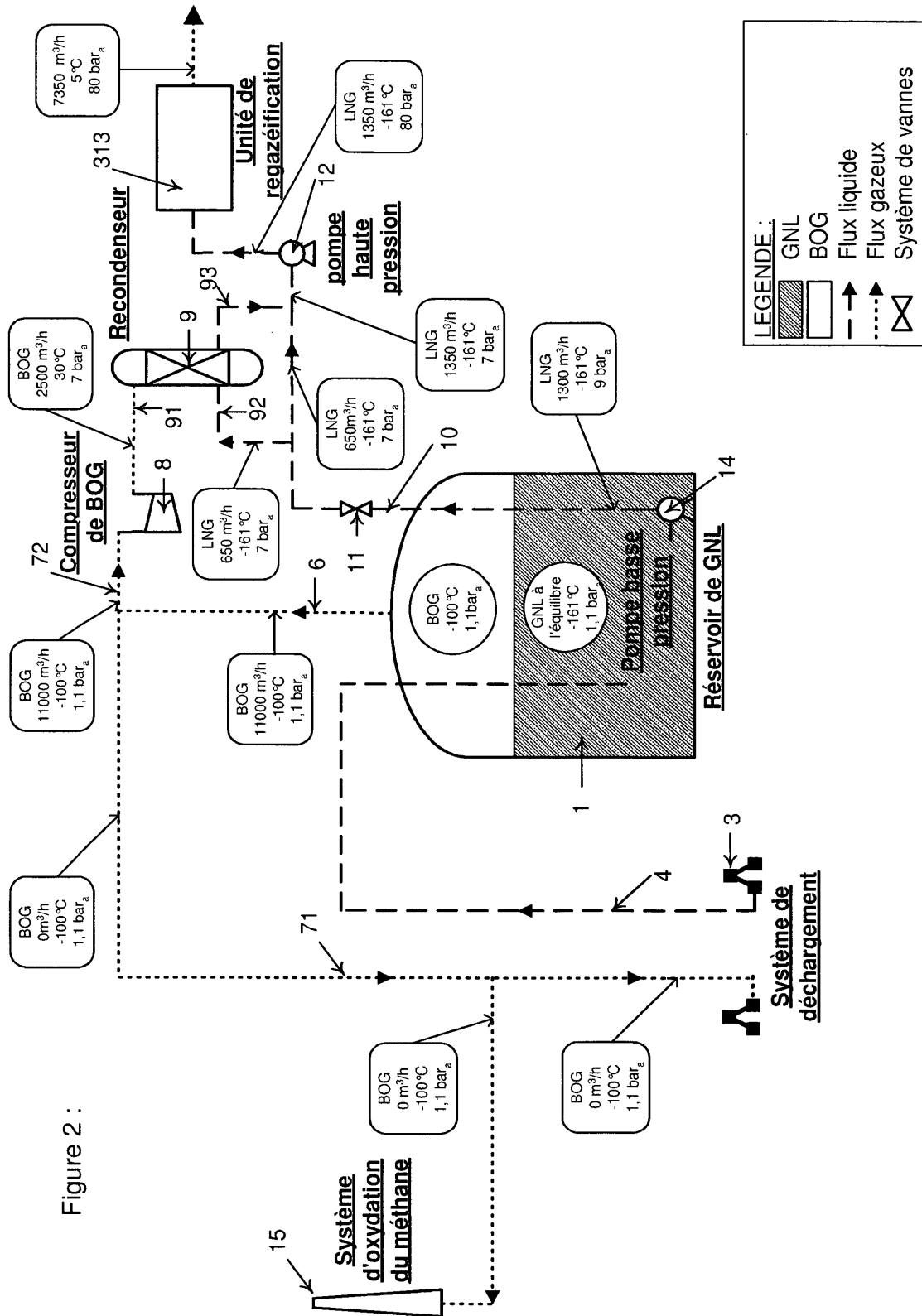
40

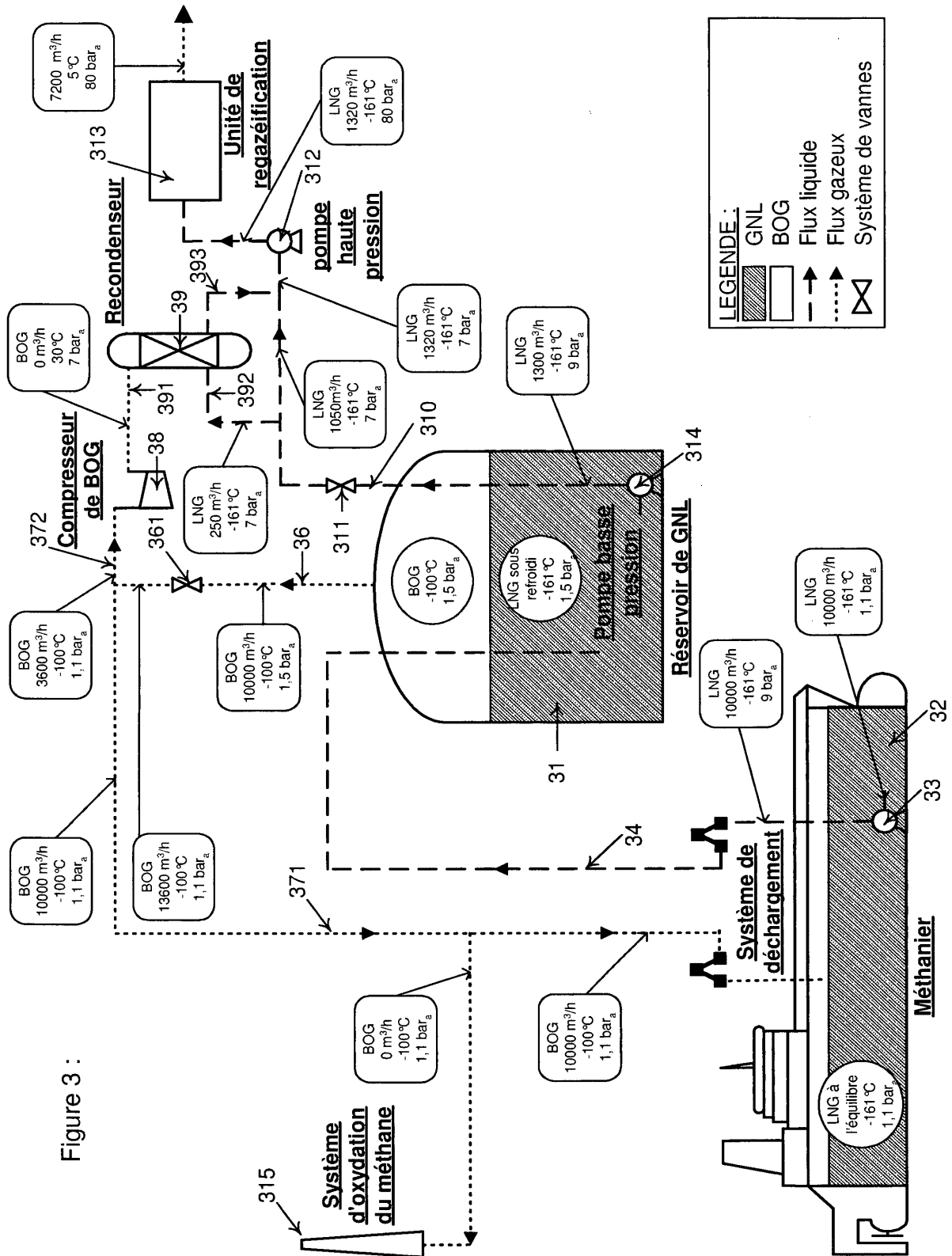
45

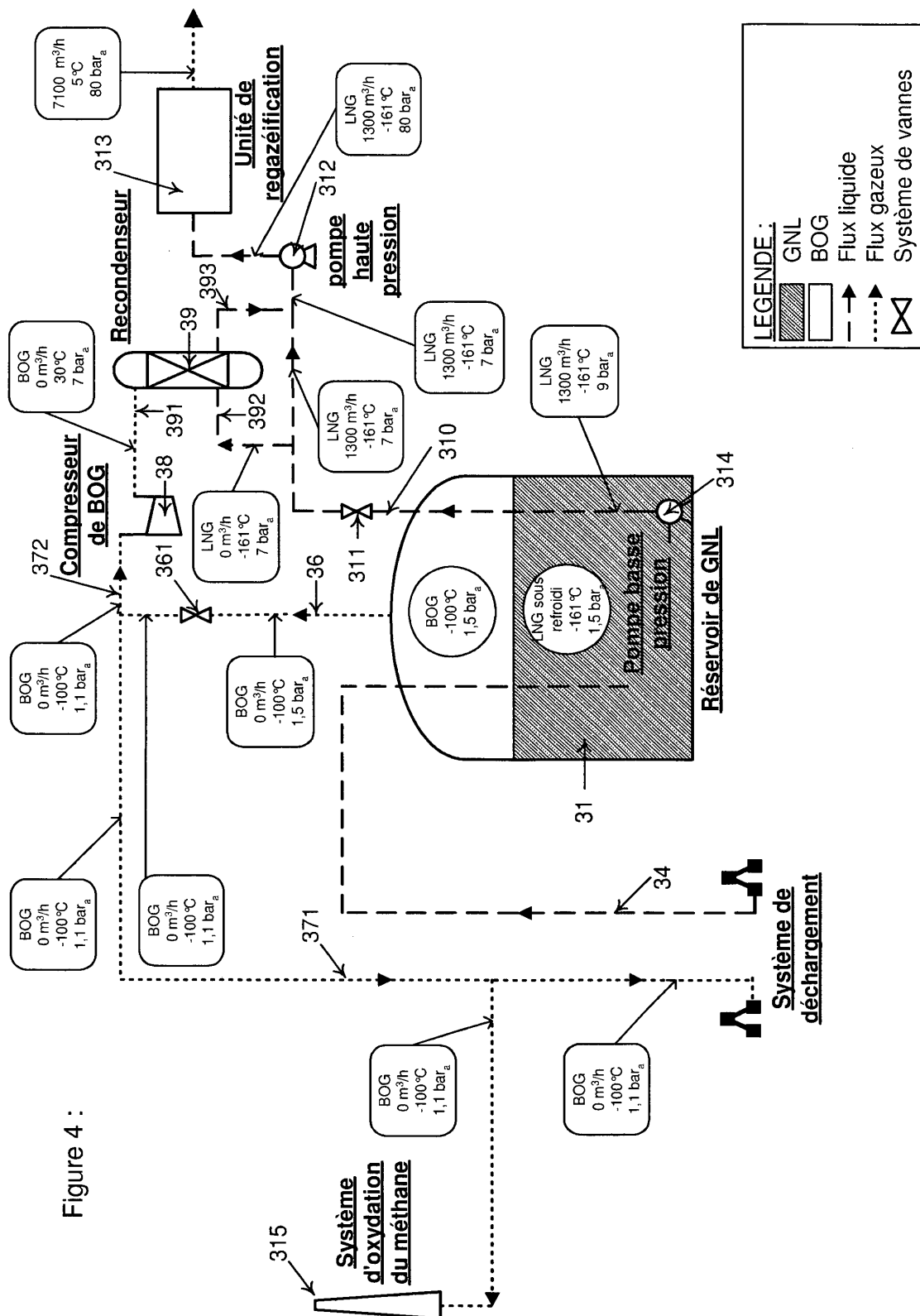
50

55









RÉFÉRENCES CITÉES DANS LA DESCRIPTION

Cette liste de références citées par le demandeur vise uniquement à aider le lecteur et ne fait pas partie du document de brevet européen. Même si le plus grand soin a été accordé à sa conception, des erreurs ou des omissions ne peuvent être exclues et l'OEB décline toute responsabilité à cet égard.

Documents brevets cités dans la description

- US 2007125122 A [0013]
- WO 20071208782 A [0013]