

TITRE : Procédé de production d'électricité au moyen d'une installation destinée à être placée dans une étendue d'eau

5

La présente invention concerne un procédé de production d'électricité au moyen d'une installation destinée à être placée dans une étendue d'eau.

En particulier, l'installation est propre à recevoir du gaz naturel liquéfié (désigné usuellement par l'acronyme « GNL ») et pour produire de l'énergie électrique à partir de ce gaz naturel liquéfié, une fois celui-ci regazéifié.

Ce gaz naturel est produit à partir d'un réservoir situé sous une étendue d'eau, ou à terre, puis liquéfié et convoyé jusqu'à l'installation.

Pour produire de l'électricité à partir de gaz naturel liquéfié, plusieurs méthodes sont connues.

Conventionnellement, un terminal de réception de gaz naturel liquéfié est installé au niveau d'une jetée de réception. Des méthaniers viennent livrer le gaz naturel liquéfié qui est stocké dans des réservoirs de stockage puis regazéifié. Une partie du gaz produit est alors utilisé par une centrale électrique au gaz afin de produire de l'électricité distribuée sur le réseau électrique.

On connaît également d'utiliser une unité flottante de stockage et de regazéification (désignée par l'acronyme anglais « FSRU » pour « Floating Storage Regasification Unit ») recevant du gaz liquéfié naturel par un méthanier. Le gaz naturel liquéfié est alors temporairement stocké sur le FSRU puis remis sous forme gazeuse avant d'être envoyé vers une centrale électrique à gaz sur terre.

Alternativement, le gaz produit par le FSRU est envoyé vers une barge flottante recevant le gaz et produisant alors de l'énergie électrique. Une telle solution permet une flexibilité et une mobilité de la production électrique par rapport à une centrale électrique terrestre. Ainsi, une telle solution permet d'électrifier une zone rapidement et avec un investissement réduit.

Toutefois, les FSRU sont des navires neufs ou des méthaniers d'occasion convertis en FSRU. Le coût des FSRU représente une part très importante du coût de tels projets de production d'électricité. A titre d'exemple, le coût d'un FSRU nouvellement construit dépasse souvent les 200 millions d'euros. Quant à l'utilisation de méthaniers d'occasion, elle permet de réaliser une certaine économie mais le coût des travaux de conversion en FSRU est encore de l'ordre de 100 millions d'euros car des modifications importantes des méthaniers sont nécessaires.

On connaît également d'utiliser une unité de stockage, de regazéification et de puissance de stockage entièrement intégrée (désignée par l'acronyme anglais « FSRP » pour « Floating Storage Regasification and Power generation barge »). Cette conception entièrement intégrée permet de combiner les fonctions de stockage et de regazéification avec la fonction de production d'électricité sur un seul objet flottant, offrant ainsi une flexibilité opérationnelle et un déploiement rapide. Toutefois, la complexité et le coût de conception et de construction d'une telle structure pénalisent leur compétitivité.

Un but de l'invention est donc de disposer d'un procédé de production d'électricité présentant un coût de conception et d'installation réduit tout en maintenant la flexibilité du stockage de gaz naturel liquéfié et de la production d'électricité sur l'eau.

A cet effet, l'invention a pour objet un procédé de production d'électricité au moyen d'une installation destinée à être placée dans une étendue d'eau, l'installation comprenant :

- une unité flottante de stockage, l'unité de stockage comprenant un volume interne comportant un réservoir principal de stockage de gaz naturel liquéfié ;
- une unité flottante de regazéification et de production d'électricité, séparée de l'unité de stockage, l'unité de regazéification et de production d'électricité comprenant un module de regazéification et un module de production d'électricité ;
- une unité de transfert de gaz naturel liquéfié entre l'unité de stockage et l'unité de regazéification et de production d'électricité ;

le procédé de production comprenant au moins les étapes suivantes :

- transfert du gaz naturel liquéfié du réservoir principal de l'unité de stockage vers l'unité de regazéification et de production d'électricité via l'unité de transfert ;
- regazéification du gaz naturel liquéfié en gaz à l'état gazeux par le module de regazéification ;
- transfert du gaz du module de regazéification vers le module de production d'électricité ;
- production d'électricité à partir du gaz par le module de production d'électricité.

Le procédé de production d'électricité selon l'invention peut comprendre l'une ou plusieurs des caractéristiques suivantes, prise(s) isolément ou suivant toute combinaison techniquement possible :

- le procédé comprend en outre une étape de transfert du gaz naturel liquéfié d'un méthanier vers le réservoir principal de l'unité de stockage ;

3

- l'unité de transfert alimente directement le module de regazéification en gaz naturel liquéfié, avantageusement à un débit compris entre 10 m³/h et 500 m³/h ;
- l'unité de regazéification et de production d'électricité comprend en outre un réservoir tampon présentant une capacité inférieure au réservoir principal, l'unité de transfert transférant le gaz naturel liquéfié vers le réservoir tampon, avantageusement à un débit compris entre 500 m³/h et 3000 m³/h, le gaz naturel liquéfié étant ensuite transféré du réservoir tampon vers le module de regazéification ;
- l'unité de stockage et l'unité de regazéification sont amarrées à une jetée commune reliée à un quai terrestre ;
- l'unité de stockage et l'unité de regazéification et de production d'électricité sont disposées le long de la jetée, de part et d'autre de la jetée ;
- l'unité de stockage est amarrée à au moins bouée flottante ancrée au sol de l'étendue d'eau, l'unité de regazéification et de production d'électricité étant amarrée le long de l'unité de stockage ;
- l'unité de stockage est amarrée par au moins une ligne d'ancrage ancrée directement au sol de l'étendue d'eau, l'unité de regazéification et de production d'électricité étant amarrée le long de l'unité de stockage ;
- l'unité de transfert comprend des conduits disposés sur la jetée afin de transférer le gaz naturel liquéfié de l'unité de stockage vers l'unité de regazéification et de production d'électricité ;
- l'unité de transfert comprend des conduits reliant directement l'unité de stockage et l'unité de regazéification et de production d'électricité afin de transférer directement le gaz naturel liquéfié de l'unité de stockage vers l'unité de regazéification et de production d'électricité ;
- les conduites sont des conduites rigides articulées et/ou des conduites flexibles cryogéniques;
- le module de production d'électricité comprend un moyen de production électrique choisi parmi le groupe consistant en:
 - + un moteur à gaz,
 - + un moteur bicarburant à gaz et à diesel ou à gaz et fioul,
 - + une turbine à gaz à cycle ouvert,
 - + une turbine bicarburant à gaz et à diesel ou à gaz et fioul, à cycle ouvert,
 - + des turbines à gaz et à vapeur à cycle combiné,

4

+ des turbines bicarburant, à gaz et à diesel ou à gaz et fioul, et à vapeur, à cycle combiné ;

- le module de production d'électricité est des turbines à cycle combiné, l'unité de regazéification et de production d'électricité comprenant un premier échangeur de chaleur disposé entre le module de regazéification pour chauffer le gaz naturel liquéfié et le module de production d'électricité pour condenser la vapeur en sortie de la turbine à vapeur du cycle combiné ;
- l'unité de regazéification et de production d'électricité comprend un deuxième échangeur de chaleur disposé entre le module de regazéification pour chauffer le gaz naturel liquéfié et le module de production d'électricité pour refroidir l'air d'admission dans le moteur ou la turbine à gaz ;
- le module de production d'électricité est au moins une turbine à gaz et à vapeur à cycle combiné, le module de production électrique comprenant un condensateur prélevant de l'eau depuis l'étendue d'eau afin de condenser la vapeur en sortie de la turbine à vapeur et au moins une tour aéroréfrigérante à voie humide refroidissant l'eau en sortie du condensateur avant son rejet dans l'étendue d'eau ; et
- l'unité de regazéification et de production d'électricité comprend un système de mesure du gaz naturel liquéfié circulant en entrée du module de regazéification et/ou du gaz circulant en sortie du module de regazéification ;

L'invention sera mieux comprise à la lecture de la description qui va suivre, donnée uniquement à titre d'exemple, et faite en se référant aux dessins annexés, sur lesquels :

- la figure 1 est une vue de dessus d'une installation selon l'invention,
- la figure 2 est une vue de dessus d'une variante de l'installation de la figure 1,
- la figure 3 une vue de dessus d'une autre variante de l'installation de la figure 1,
- la figure 4 une vue de dessus d'une autre variante de l'installation de la figure 1,
- la figure 5 est une représentation schématique d'une unité de regazéification et de production d'électricité de l'installation de la figure 1,
- la figure 6 est une représentation schématique partielle d'une variante de l'unité de regazéification et de production d'électricité de la figure 5, et
- la figure 7 est une représentation schématique partielle d'une autre variante de l'unité de regazéification et de production d'électricité de la figure 5.

Par la suite, on entend par « gaz naturel liquéfié », du gaz naturel, dont il a été en partie extrait l'eau, les composés lourds (par exemple les composés en C6+) et les composés soufrés puis condensé à l'état liquide. Le gaz naturel liquéfié se compose

essentiellement de méthane mais aussi d'éthane, de propane et de butane notamment. Le méthane devient liquide à une température de -161°C à pression atmosphérique et prend la forme d'un liquide clair, transparent, inodore, non corrosif et non toxique. Sous cette forme, le gaz naturel liquéfié présente une masse volumique environ six cent fois plus importante que la masse volumique du gaz dans les conditions normales de température et de pression.

Par « gaz », on entend le gaz naturel à l'état gazeux, notamment après la regazéification du gaz naturel liquéfié.

Dans tout ce qui suit, les termes « amont » et « aval » s'entendent par rapport au sens normal de circulation d'un flux dans un conduit.

Une installation 10 est représentée sur les figures 1 à 4.

L'installation 10 est destinée à être placée sur une étendue d'eau 12.

L'étendue d'eau 12 est par exemple un lac, une mer ou un océan. La profondeur de l'étendue d'eau 12 au droit de l'installation 10 est par exemple comprise entre 5 m et 3000 m.

L'installation 10 est configurée pour produire de l'électricité et pour alimenter un réseau électrique, une infrastructure terrestre 14 telle qu'une usine comme illustré sur la figure 1 ou encore une infrastructure maritime telle qu'une plateforme pétrolière.

L'installation 10 alimente ici l'infrastructure terrestre 14 via une ligne électrique 15.

L'installation 10 comprend une unité de stockage 16, une unité de regazéification et de production d'électricité 18 et une unité de transfert 20 entre l'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18.

Comme visible sur les figures 1 et 2, l'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification sont amarrées à une jetée 22 commune reliée à un quai terrestre 24.

La jetée 22 est une structure rigide construite, s'avancant dans l'étendue d'eau 12 depuis le quai terrestre 24. Le quai terrestre 24 est une chaussée aménagée au bord de l'étendue d'eau 12, par exemple au niveau d'un port.

Dans l'exemple de la figure 1, l'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 sont disposées le long de la jetée 22, de part et d'autre de la jetée 22.

En variante, dans l'exemple de la figure 2, l'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 sont disposées le long de la jetée 22, du même côté de la jetée 22. L'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 sont alors disposés en tandem, l'une derrière l'autre.

En variante encore, comme illustré sur la figure 3, l'installation 10 n'est pas amarrée à une jetée 22. L'unité de stockage 16 est amarrée à au moins une bouée flottante 26, ici trois bouées flottantes 26. Chaque bouée flottante 26 est ancrée au sol de l'étendue d'eau 12. L'unité de regazéification et de production d'électricité 18 est amarrée le long de l'unité de stockage 16.

En autre variante, comme illustré à la figure 4, l'unité de stockage 16 est amarrée au moyen d'au moins une ligne d'ancrage 27 ancrée directement au sol de l'étendue d'eau 12, ici trois lignes d'ancrage 27. L'unité de regazéification et de production d'électricité 18 est amarrée le long de l'unité de stockage 16.

L'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 sont des unités flottantes sur l'étendue d'eau 12. Elles comportent notamment une coque flottante sur laquelle sont disposés une pluralité d'équipements interconnectés les uns aux autres.

L'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 sont séparées l'une de l'autre. Autrement dit, l'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 comprennent chacune une coque flottante propre et sont aptes à se déplacer sur l'étendue d'eau 12 indépendamment l'une de l'autre lorsqu'elles ne sont pas amarrées entre elles.

L'unité de stockage 16 comprend une coque flottante 17 définissant un volume interne qui comprend lui-même au moins un réservoir de stockage 28 de gaz naturel liquéfié.

Dans le mode de réalisation représenté sur les figures, trois réservoirs 29a, 29b et 29c sont connectés fluidiquement entre eux.

Comme visible sur la figure 1, le réservoir principal 28 est propre à être alimenté en gaz naturel liquéfié par un méthanier 31 (aussi dénommé en anglais « Liquefied natural gas tankers » ou LNG) naviguant sur l'étendue d'eau 12 et venant s'amarrer le long de l'unité de stockage 16.

Le réservoir principal 28 est propre à stocker une quantité de gaz naturel liquéfié compris entre 5 000 m³ et 300 000 m³.

L'unité de regazéification et de production d'électricité 18 comprend un module de regazéification 30 et un module de production d'électricité 32.

L'exemple d'installation 10 de la figure 1 est dépourvu de réservoir de stockage de gaz naturel liquéfié, le gaz naturel liquéfié étant transféré directement du réservoir principal 28 de l'unité de stockage 16 vers le module de regazéification 30.

Dans la variante représentée sur la figure 2, l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 comprend en outre un réservoir tampon 33 propre à stocker du gaz naturel liquéfié.

Le réservoir tampon 33 présente une capacité de stockage inférieure au réservoir principal 28.

En particulier, le réservoir tampon 33 est propre à stocker une quantité de gaz naturel liquéfié compris entre 500 m³ et 30 000 m³.

Le module de regazéification 30 est configuré pour faire passer le gaz naturel liquéfié à l'état gazeux afin d'obtenir à nouveau du gaz.

Le module de regazéification 30 comprend des évaporateurs configurés pour faire bouillir le gaz naturel liquéfié soit par échange thermique avec l'air ambiant et/ou avec l'eau issue de l'étendue d'eau 12, soit par la combustion d'une fraction du gaz naturel liquéfié permettant de fournir la chaleur nécessaire à l'évaporation de celui-ci.

Le module de regazéification 30 est configuré pour transmettre le gaz ainsi produit au module de production d'électricité 32.

Avantageusement, l'unité flottante de regazéification et de production d'électricité 18 comprend en outre un système de mesure du gaz naturel liquéfié circulant en entrée du module de regazéification 30 et/ou du gaz circulant en sortie du module de regazéification 30.

Le module de production d'électricité 32 est configuré pour produire de l'électricité à partir du gaz fourni. En particulier, le module de production d'électricité 32 est configuré pour produire une puissance électrique comprise entre 15 MW et 1500 MW.

Le module de production d'électricité 32 comprend un moyen de production électrique choisi parmi le groupe consistant en:

- un moteur à gaz,
- un moteur bicarburant à gaz et à diesel ou à gaz et fioul,
- une turbine à gaz à cycle ouvert,
- une turbine bicarburant à gaz et à diesel ou à gaz et fioul, à cycle ouvert,
- une turbine à gaz et à vapeur à cycle combiné,
- une turbine bicarburant, à gaz et à diesel ou à gaz et fioul, et à vapeur, à cycle combiné.

En particulier, un exemple d'unité de regazéification et de production d'électricité 18 comprenant un cycle combiné est représentée sur la figure 5.

Le module de production d'électricité 32 comprend un compresseur d'air 34 configuré pour compresser l'air entrant, une chambre de combustion 38 alimentée en air comprimé et en gaz par le module de regazéification 30 et une turbine à gaz 40 alimentée

permettant la rotation d'un premier alternateur 41 afin de produire de l'électricité. Le module de production 32 peut en outre comporter plusieurs compresseurs 34, chambres de combustion 38, turbines à gaz 40 et alternateurs 41, reliés aux autres composants de module de production 32.

5 Le module de production d'électricité 32 comprend en outre un échangeur générateur de vapeur 42 disposé entre la sortie de la turbine à gaz 34 et un cycle fermé dans lequel circule par exemple de l'eau. L'échangeur générateur de vapeur 42 est configuré pour faire évaporer l'eau avant son entrée dans une turbine à vapeur 44. La turbine à vapeur 44 permet la rotation d'un deuxième alternateur 46 afin de produire
10 également de l'électricité.

La vapeur en sortie est envoyée vers un condensateur 48 configuré pour condenser la vapeur en eau liquide. Le condensateur 48 est alimenté par de l'eau prélevée dans l'étendue d'eau 12. Une pompe 49 est configurée pour faire circuler l'eau dans le cycle fermé.

15 Comme visible sur la figure 5, l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 comprend alors avantageusement un premier échangeur 50 de chaleur disposé entre le module de regazéification 30 pour chauffer le gaz naturel liquéfié et le module de production d'électricité 32 pour condenser la vapeur en sortie de la turbine à vapeur du cycle combiné.

20 Le premier échangeur 50 permet ainsi d'améliorer l'efficacité globale de l'installation 10 en utilisant le module de regazéification 30 comme source froide afin de contribuer à la condensation de la vapeur dans le cycle fermé, réduisant ainsi la quantité d'eau de l'étendue d'eau 12 nécessaire pour la condensation de toute la vapeur.

Selon la figure 5, l'échangeur 50 est inséré en série à la sortie du condenseur 48.
25 Toutefois, d'autres architectures peuvent avantageusement être utilisées, notamment en utilisant un by-pass alimentant l'échangeur 50 avec une partie seulement de l'eau circulant dans le condenseur 48. Cette architecture présente l'avantage de pouvoir s'adapter plus facilement aux différents besoins d'échanges thermiques, en particulier lors des démarrages, ou des fonctionnements à charge partielle lorsqu'une partie seulement des
30 turbines à gaz est en fonctionnement.

La figure 6 représente le cycle ouvert d'une turbine à gaz 44 à cycle ouvert ou représente le cycle ouvert d'un cycle combiné.

Comme visible sur cette figure 6, l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 comprend avantageusement un deuxième échangeur 52 de chaleur disposé
35 entre le module de regazéification 30 pour chauffer le gaz naturel liquéfié et le module de

production d'électricité 32 pour refroidir l'air d'admission dans la turbine à gaz 40. Ici, le deuxième échangeur 52 est disposé en amont du compresseur 34.

En variante non représentée, lorsque le moyen de production électrique est un moteur, le deuxième échangeur 52 de chaleur disposé entre le module de regazéification 30 pour chauffer le gaz naturel liquéfié et le module de production d'électricité 32 pour refroidir l'air d'admission dans le moteur.

Avantageusement, le deuxième échangeur 52 comprend un circuit secondaire dans lequel circule un fluide intermédiaire afin d'éviter les risques de fuite de gaz à l'entrée de la turbine à gaz 40 ou du moteur en cas de dysfonctionnement du deuxième échangeur 52.

Le deuxième échangeur 52 permet de refroidir l'air d'admission alimentant la turbine à gaz 40 ou le moteur à gaz afin d'améliorer leur rendement.

La figure 7 représente uniquement le cycle fermé d'un cycle combiné lorsque le moyen de production d'électricité comprend des turbines à gaz 40 et à vapeur 44 à cycle combiné.

Comme visible sur cette figure 7, le module de production électrique 32 comprend avantageusement au moins une tour aéroréfrigérante 54 à voie humide refroidissant l'eau en sortie du condensateur 48 avant son rejet dans l'étendue d'eau 12.

La tour aéroréfrigérante 54 est configurée pour refroidir l'eau sortant du condensateur 48 en aspergeant cette eau dans la tour qui se refroidit au courant de l'air ambiant qui circule dans la tour puis pour recueillir l'eau avant de la rejeter dans l'étendue d'eau 12.

La tour aéroréfrigérante 54 permet de rejeter l'eau dans l'étendue d'eau 12 sensiblement à la même température que celle prélevée dans l'étendue d'eau et réduit ainsi l'impact sur la température de l'étendue d'eau 12 et ainsi sur la population aquatique dans l'étendue d'eau 12.

L'unité de transfert 20 est configurée pour transférer le gaz naturel liquéfié entre l'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18, notamment au moyen d'au moins une pompe de transfert disposée sur l'unité de stockage 16.

Dans l'exemple de la figure 1, l'unité de transfert 20 est configurée pour alimenter directement le module de regazéification 30 en gaz naturel liquéfié avantageusement à un débit compris entre 10 m³/h et 500 m³/h.

Dans la variante de la figure 2, lorsque l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 comprend un réservoir tampon 33, l'unité de transfert 20 est configuré pour transférer le gaz naturel liquéfié vers le réservoir tampon 33, avantageusement à un débit compris entre 500 m³/h et 3 000 m³/h. Cela permet l'utilisation des pompes de transfert

standard et ne nécessite pas l'installation de pompes à bas débit fonctionnant en permanence.

Comme visible sur la figure 1, l'unité de transfert 20 comprend des conduits disposés sur la jetée 22 afin de transférer le gaz naturel liquéfié de l'unité de stockage 16 vers l'unité de regazéification et de production d'électricité 18.

Avantageusement, les conduites sont des conduites rigides articulées.

En variante, les conduites sont des conduites flexibles cryogéniques.

Une importante accumulation de glace peut se développer autour de l'unité de transfert 20 pendant le transfert du gaz naturel liquéfié. Ainsi, les conduites articulées rigides sont préférées aux conduites flexibles qui ont tendance à rester rigides en présence d'une couche de glace.

Avantageusement, chaque conduite est redondée par mesure de sécurité opérationnelle.

Dans la variante de la figure 2, l'unité de transfert 20 comprend des conduits reliant directement l'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18. Par « directement », on entend que les conduits ne reposent pas sur la jetée 22 ou un autre support intermédiaire entre les deux unités 16, 18.

Avantageusement, l'unité de transfert 20 est configurée pour transférer en retour le gaz présent dans le module de regazéification 30 ou dans le réservoir tampon 33 vers l'unité de stockage 16 pour compenser le volume de liquide transféré du réservoir principal vers le module de regazéification 30 ou respectivement le réservoir tampon 33. Ce transfert de gaz est avantageusement effectué en parallèle du transfert de gaz naturel liquéfié au moyen d'au moins une conduite propre dédiée.

Un procédé de production d'électricité au moyen de l'installation 10 va maintenant être décrit.

Initialement, l'unité de stockage 16 et l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 flottent sur l'étendue d'eau 12 et sont amarrées à la jetée 22 comme visible sur les figures 1 et 2 et/ou à au moins une bouée flottante 26, comme visible sur la figure 3, et/ou à au moins une ligne d'ancrage 27, comme visible sur la figure 4.

Un méthanier 26 accoste puis s'amarre à l'unité de stockage 16.

Le méthanier 26 transfère alors du gaz naturel liquéfié vers le réservoir principal 28 de l'unité de stockage 16.

L'unité de stockage 16 stocke ainsi une quantité importante de gaz naturel liquéfié, en particulier une quantité de gaz naturel liquéfié compris entre 5 000 m³ et 300 000m³.

Puis, le procédé comprend une étape de transfert du gaz naturel liquéfié du réservoir principal 28 de l'unité de stockage 16 vers l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 via l'unité de transfert 20.

5 Dans l'exemple de la figure 1, l'unité de transfert 20 alimente directement le module de regazéification 30 en gaz naturel liquéfié, avantageusement à un débit compris entre 10 m³/h et 500 m³/h.

Ainsi, dans cet exemple, l'unité de transfert 20 alimente en continu le module de regazéification 30 en gaz naturel liquéfié tant qu'il est nécessaire de produire de l'électricité.

10 Dans la variante de la figure 2, l'unité de transfert 20 transfère le gaz naturel liquéfié vers le réservoir tampon 33, avantageusement à un débit compris entre 500 m³/h et 3 000 m³/h. En particulier, l'unité de transfert 20 transfère le gaz naturel liquéfié vers le réservoir tampon 33 jusqu'à ce que le réservoir tampon 33 soit rempli. Lorsque la contenance du réservoir tampon 33 est de nouveau inférieure à une valeur seuil, l'unité de transfert 20 transfère alors le gaz naturel liquéfié vers le réservoir tampon 33. Ainsi, l'unité de transfert
15 20 transfère le gaz naturel liquéfié périodiquement afin d'assurer une quantité suffisante de gaz naturel liquéfié dans le réservoir tampon 33.

Le gaz naturel liquéfié est ensuite transféré du réservoir tampon 33 vers le module de regazéification 30 lorsqu'il est nécessaire de produire de l'électricité.

20 Le procédé comprend ensuite une étape de regazéification du gaz naturel liquéfié en gaz à l'état gazeux par le module de regazéification 30.

En particulier, le gaz naturel liquéfié circule dans les évaporateurs qui permettent la regazéification afin d'obtenir du gaz à nouveau à l'état gazeux.

Puis, le gaz est transféré du module de regazéification 30 vers le module de production d'électricité 32.

25 Le procédé comprend alors une étape de production d'électricité à partir du gaz par le module de production d'électricité 32.

En particulier, le gaz est utilisé comme combustible dans un moteur à gaz ou une turbine à gaz 40.

30 Dans l'exemple de la figure 5, le gaz est injecté dans la chambre de combustion 38 afin d'alimenter la turbine à gaz 40. La rotation de la turbine à gaz 40 entraîne le premier alternateur 41 qui produit alors de l'électricité.

Lorsque le moyen de production électrique est un cycle combiné comme représenté sur la figure 5, l'échangeur générateur de vapeur 42 disposé entre la sortie de la turbine à gaz 34 et le cycle fermé permet de faire évaporer l'eau avant son entrée dans la turbine à vapeur 44. La turbine à vapeur 44 entraîne le deuxième alternateur 46 qui produit alors
35 également de l'électricité.

L'électricité produite est alors envoyée alimenter un réseau électrique, une infrastructure terrestre 14 ou encore une infrastructure maritime via la ligne électrique 15.

On conçoit alors que l'invention présente un certain nombre d'avantages.

5 L'invention présente la même flexibilité du stockage de gaz naturel liquéfié et de la production d'électricité sur l'eau que les solutions de l'art antérieur. En effet, il est possible de déplacer facilement l'installation 10 sur l'étendue d'eau 12 et ainsi de fournir rapidement de l'électricité à une infrastructure ou un réseau nécessitant cette électricité grâce au procédé de production selon l'invention. En outre, l'impact structurel et environnemental sur le littoral est limité.

De plus, le procédé selon l'invention permet de produire de l'électricité à partir de gaz naturel de manière beaucoup moins onéreuse qu'au moyen des architectures de l'art antérieur. A titre d'exemple, des économies d'environ 20% sont possibles par rapport à une architecture FSRP entièrement intégrée ou une architecture FSRU avec une barge flottante motorisée.

En effet, dans la présente invention, les méthaniers existants et reconvertis peuvent être utilisés pour servir d'unité de stockage 16 avec peu de modifications et à un coût très compétitif.

En comparaison avec une architecture FSRU combinée avec une barge flottante motorisée où il est nécessaire de gérer la construction ou la conversion d'un FSRU cumulée avec la construction de la barge motorisée, la présente invention permet d'avoir un seul projet à gérer, à savoir la construction de l'unité de regazéification et de production d'électricité 18.

En outre, l'absence de stockage important de gaz naturel liquéfié sur l'unité de regazéification et de production d'électricité 18 permet d'éviter l'utilisation de ballast et permet d'utiliser une coque à faible tirant d'eau, similaire à une simple barge plate et ainsi réduire de façon importante les coûts de construction d'une telle unité.

De plus, l'absence de stockage important de gaz naturel liquéfié sur l'unité de regazéification permet également de faciliter considérablement la construction de l'unité de regazéification et de production d'électricité 18, puisqu'aucune expérience de stockage de gaz naturel liquéfié n'est requise pour le chantier naval sélectionné pour la construction. Par conséquent, un grand nombre de chantiers navals compétitifs peuvent être envisagés pour la construction de plusieurs de ces unités 18.

Enfin, la possibilité d'utiliser l'intégration thermique entre le module de regazéification 30 et le module de production d'électricité 32 pour augmenter l'efficacité globale de l'installation contribue également à la compétitivité globale et à la réduction de

13

l'impact environnemental de l'installation 10. Cette optimisation thermique n'est pas possible avec une architecture de FSRU combinée avec une barge motorisée et entraîne des surcoûts beaucoup plus importants avec une unité FSRP entièrement intégrée.

REVENDEICATIONS

- 5 **1.** Procédé de production d'électricité au moyen d'une installation (10) placée sur une étendue d'eau (12), l'installation (10) comprenant :
- une unité flottante de stockage (16), l'unité de stockage (16) comprenant une coque (17) définissant un volume interne comportant un réservoir principal (28) de stockage de gaz naturel liquéfié ;
 - 10 - une unité flottante de regazéification et de production d'électricité (18), séparée de l'unité de stockage (16), l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) comprenant un module de regazéification (30) et un module de production d'électricité (32) ;
 - une unité de transfert (20) de gaz naturel liquéfié entre l'unité de stockage (16) et l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) ;
- 15 le procédé de production comprenant au moins les étapes suivantes :
- transfert du gaz naturel liquéfié du réservoir principal (28) de l'unité de stockage (16) vers l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) via l'unité de transfert (20) ;
 - 20 - regazéification du gaz naturel liquéfié en gaz à l'état gazeux par le module de regazéification (30) ;
 - transfert du gaz du module de regazéification (30) vers le module de production d'électricité (32) ;
 - production d'électricité à partir du gaz par le module de production d'électricité (32).
- 25
- 2.** Procédé de production d'électricité selon la revendication 1, comprenant en outre une étape de transfert du gaz naturel liquéfié d'un méthanier (31) vers le réservoir principal (28) de l'unité de stockage (16).
- 30
- 3.** Procédé de production d'électricité selon la revendication 1 ou 2, dans lequel l'unité de transfert (20) alimente directement le module de regazéification (30) en gaz naturel liquéfié, avantageusement à un débit compris entre 10 m³/h et 500 m³/h.

15

4. Procédé de production d'électricité selon la revendication 1 ou 2, dans lequel l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) comprend en outre un réservoir tampon (33) présentant une capacité inférieure au réservoir principal (28),

l'unité de transfert (20) transférant le gaz naturel liquéfié vers le réservoir tampon (33), avantageusement à un débit compris entre 500 m³/h et 3000 m³/h,

le gaz naturel liquéfié étant ensuite transféré du réservoir tampon (33) vers le module de regazéification (30).

5. Procédé de production d'électricité selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel l'unité de stockage (16) et l'unité de regazéification (18) sont amarrées à une jetée (22) commune reliée à un quai terrestre (24).

6. Procédé de production d'électricité selon la revendication 5, dans lequel l'unité de stockage (16) et l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) sont disposées le long de la jetée (22), de part et d'autre de la jetée (22).

7. Procédé de production d'électricité selon la revendication 5, dans lequel sont l'unité de stockage (16) et l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) sont disposées le long de la jetée (22), du même côté de la jetée (22).

8. Procédé de production d'électricité selon l'une quelconque des revendications 1 à 4, dans lequel l'unité de stockage (16) est amarrée à au moins bouée flottante (26) ancrée au sol de l'étendue d'eau (12), l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) étant amarrée le long de l'unité de stockage (16).

9. Procédé de production d'électricité selon l'une quelconque des revendications 1 à 4, dans lequel l'unité de stockage (16) est amarrée par au moins une ligne d'ancrage (27) ancrée directement au sol de l'étendue d'eau (12), l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) étant amarrée le long de l'unité de stockage (16).

10. Procédé de production d'électricité selon l'une quelconque des revendications 5 à 7, dans lequel l'unité de transfert (20) comprend des conduits disposés sur la jetée (22) afin de transférer le gaz naturel liquéfié de l'unité de stockage (16) vers l'unité de regazéification et de production d'électricité (18).

16

11. Procédé de production d'électricité selon l'une quelconque des revendications 1 à 8, dans lequel l'unité de transfert (20) comprend des conduits reliant directement l'unité de stockage (16) et l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) afin de transférer directement le gaz naturel liquéfié de l'unité de stockage (16) vers l'unité de regazéification et de production d'électricité (18).

12. Procédé de production d'électricité selon la revendication 10 ou 11, dans lequel les conduites sont des conduites rigides articulées et/ou des conduites flexibles cryogéniques.

13. Procédé de production d'électricité selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel le module de production d'électricité (32) comprend un moyen de production électrique choisi parmi le groupe consistant en:

- un moteur à gaz,
- un moteur bicarburant à gaz et à diesel ou à gaz et fioul,
- une turbine à gaz (40) à cycle ouvert,
- une turbine bicarburant à gaz et à diesel ou à gaz et fioul, à cycle ouvert,
- des turbines à gaz (40) et à vapeur (44) à cycle combiné,
- des turbines bicarburant, à gaz et à diesel ou à gaz et fioul, et à vapeur (44), à cycle combiné.

14. Procédé de production d'électricité selon la revendication 13, dans lequel le module de production d'électricité (32) est des turbines à cycle combiné, l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) comprenant un premier échangeur de chaleur (50) disposé entre le module de regazéification (30) pour chauffer le gaz naturel liquéfié et le module de production d'électricité (32) pour condenser la vapeur en sortie de la turbine à vapeur (44) du cycle combiné.

15. Procédé de production d'électricité selon la revendication 13 ou 14, dans lequel l'unité de regazéification et de production d'électricité (32) comprend un deuxième échangeur de chaleur (52) disposé entre le module de regazéification (30) pour chauffer le gaz naturel liquéfié et le module de production d'électricité (32) pour refroidir l'air d'admission dans le moteur ou la turbine à gaz (44).

16. Procédé de production d'électricité selon l'une quelconque des revendications 13 à 15, dans lequel le module de production d'électricité (32) est au moins une turbine à gaz (40) et à vapeur (44) à cycle combiné, le module de production électrique

17

(32) comprenant un condensateur (48) prélevant de l'eau depuis l'étendue d'eau (12) afin de condenser la vapeur en sortie de la turbine à vapeur (44) et au moins une tour aéroréfrigérante (54) à voie humide refroidissant l'eau en sortie du condensateur (48) avant son rejet dans l'étendue d'eau (12).

5

17. Procédé de production d'électricité selon l'une quelconque des revendications précédentes, dans lequel l'unité de regazéification et de production d'électricité (18) comprend un système de mesure du gaz naturel liquéfié circulant en entrée du module de regazéification (30) et/ou du gaz circulant en sortie du module de regazéification (30).

10