

12

DEMANDE DE BREVET D'INVENTION

A1

22 Date de dépôt : 07.11.22.

30 Priorité :

43 Date de mise à la disposition du public de la
demande : 10.05.24 Bulletin 24/19.

56 Liste des documents cités dans le rapport de
recherche préliminaire : *Se reporter à la fin du
présent fascicule*

60 Références à d'autres documents nationaux
apparentés :

○ Demande(s) d'extension :

71 Demandeur(s) : COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATO-
MIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES Etablis-
sement public à caractère industriel et commercial —
FR.

72 Inventeur(s) : AMPHOUX Philippe et DROIN Jean-
Baptiste.

73 Titulaire(s) : COMMISSARIAT A L'ENERGIE ATO-
MIQUE ET AUX ENERGIES ALTERNATIVES Etablis-
sement public à caractère industriel et commercial.

74 Mandataire(s) : Cabinet NONY.

54 Installation de cogénération électronucléaire à réacteur à eau légère (REL) et système(s) d'exploitation de
chaleur, notamment système de capture de CO₂ atmosphérique, ou de dessalement d'eau de mer sans
prélèvement ou rejet d'eau liquide dans l'environnement.

57 Installation de cogénération électronucléaire à réac-
teur à eau légère (REL) et système de capture de CO₂ at-
mosphérique, ou de dessalement d'eau de mer sans
prélèvement ou rejet d'eau liquide dans l'environnement.

L'invention consiste essentiellement à utiliser en combi-
naison une boucle de stockage thermique, agencée entre le
circuit primaire et circuit secondaire d'un réacteur avec un
système de capture du dioxyde de carbone atmosphérique
ou de dessalement d'eau de mer au condenseur du circuit
secondaire.

Figure pour l'abrégi: Fig. 12



Description

Titre de l'invention : Installation de cogénération électronucléaire à réacteur à eau légère (REL) et système(s) d'exploitation de chaleur, notamment système de capture de CO₂ atmosphérique, ou de dessalement d'eau de mer sans prélèvement ou rejet d'eau liquide dans l'environnement.

Domaine technique

- [0001] La présente invention concerne le domaine des réacteurs nucléaires à eau légère (REL), notamment à eau pressurisée (REP).
- [0002] Plus particulièrement, l'invention a trait aux installations de cogénération comprenant de tels réacteurs nucléaires. Par « cogénération », on entend ici et dans le cadre de l'invention, la production simultanée ou non d'électricité et de chaleur utile.
- [0003] L'invention a pour objectif, à iso-service rendu en termes de production d'électricité en journée, de valoriser l'ensemble de la chaleur au circuit primaire d'un réacteur nucléaire et, par conséquent, de limiter voire supprimer tout impact environnemental du réacteur (prélèvements et rejets d'eau liquide dans l'environnement).
- [0004] Bien que décrite en référence à un réacteur nucléaire à eau pressurisée, l'invention s'applique à tout réacteur nucléaire avec cycle thermodynamique indirect de la famille des réacteurs dits de deuxième, troisième, quatrième génération (GEN IV). Elle s'applique en particulier aux réacteurs nucléaires à neutrons rapides refroidi avec du métal liquide, notamment du sodium liquide dit RNR-Na ou SFR (acronyme anglais de « Sodium Fast Reactor ») et qui fait partie de la famille des réacteurs de GEN IV.

Technique antérieure

- [0005] Dans un contexte de transition climatique et énergétique, l'industrie du nucléaire doit relever plusieurs challenges pour le futur. En effet, pour répondre aux enjeux énergétiques et sociétaux de demain, il sera opportun de concevoir des réacteurs nucléaires qui permettent:
- [0006] - de limiter le besoin en source froide liquide dite « environnementale » (rivières, fleuves, mer) et les rejets associés dans l'environnement ;
- [0007] - d'être plus flexibles et donc, plus complémentaires des autres énergies dites renouvelables (ENR), pour répondre à la demande fluctuante en électricité et à l'intermittence des ENR ;
- [0008] - de décarboner les procédés en fournissant de la chaleur aux industries consommatrices (dessalement, réseaux de chaleur, hydrogène...) tout en augmentant l'efficacité énergétique;

- [0009] - de capturer le CO₂ atmosphérique pour limiter les effets du réchauffement climatique et contribuer à la fermeture du cycle du carbone en tant que source de carbone pour des procédés industriels;
- [0010] et ce, sans dégrader la rentabilité de l'installation, soit en profitant économiquement des nouveaux services rendus, soit en augmentant significativement la quantité d'électricité produite en journée.
- [0011] Un réacteur nucléaire à eau pressurisée (REP) comprend classiquement trois cycles (circuits fluidiques) dont le principe général de fonctionnement normal est expliqué ci-après en référence à la [Fig.1]. Les températures et rendement sont indiqués à titre illustratif.
- [0012] Le circuit primaire 1 est un circuit fluidique en boucle fermée comprenant principalement le cœur du réacteur 2, au moins un générateur de vapeur (GV), en tant qu'échangeur dit échangeur primaire 3 et une pompe hydraulique 4 pour faire circuler le fluide caloporteur qui est de l'eau maintenue à l'état liquide dans la plage de fonctionnement en température du réacteur, typiquement autour des 320°C-330°C en fonctionnement normal. On ne décrit pas ici les autres équipements, tels qu'un pressuriseur et l'ensemble des dispositifs permettant d'assurer le fonctionnement dans les conditions de sûreté requises.
- [0013] Ainsi, l'eau sous haute pression du circuit primaire, prélève l'énergie fournie, sous forme de chaleur, par la fission des noyaux d'uranium, dans le cœur du réacteur 1.
- [0014] Ensuite, cette eau sous haute pression et haute température, typiquement 155 bars et 320°C-330 °C, entre dans l'échangeur intermédiaire 3 et transmet son énergie à un circuit secondaire 5, lui aussi utilisant de l'eau sous pression comme fluide caloporteur en boucle fermée.
- [0015] Ce circuit secondaire 5 comprend l'échangeur intermédiaire 3, une turbine 6 comprenant un corps haute pression 60 et un corps basse pression 61, un condenseur 7 et une pompe hydraulique 8 pour faire circuler l'eau sous forme de vapeur en tant que fluide caloporteur.
- [0016] Ainsi, dans ce circuit secondaire 5, l'eau sous forme de vapeur, à haute pression, typiquement à environ 70 bars, est détendue dans le corps haute pression de la turbine, puis surchauffée avant de poursuivre sa détente dans les corps basse pression 61. La turbine entraîne un alternateur 9 qui produit l'électricité.
- [0017] L'eau du circuit secondaire, est ensuite condensée via le condenseur 7 dans un troisième cycle, le cycle de refroidissement 10, comme source dite « froide ». Ce cycle 10 comprend principalement des tours aéroréfrigérantes à air humide 11, qui sont des tours creuses en leur centre dans laquelle se crée, naturellement, un courant d'air entrant en partie basse et sortant en partie haute. Au passage, ce courant d'air prélève la chaleur contenue dans l'eau du circuit de refroidissement et la disperse dans

l'atmosphère sous forme de nuage de vapeur d'eau. L'opération est reproduite en permanence dans laquelle l'eau est répartie en fines gouttelettes, ce qui permet d'une part un bon échange entre l'eau et l'air et donc ramène l'eau à une température voisine de celle de l'air ambiant et d'autre part sature en vapeur d'eau le débit d'air circulant de bas en haut dans la tour. Une partie du débit d'eau s'évapore dans la tour 11, le reste tombe en pluie dans le bassin situé en dessous de la tour où il est pompé et retourne refroidir le condenseur 7. L'eau évaporée est remplacée par de l'eau tertiaire dite « environnementale » pompée en amont depuis un fleuve, une rivière ou une mer. Cela augmente sensiblement la température de ces cours d'eau, ce qui en période chaude et/ou de bas débit de ces cours d'eau peut amener un exploitant de l'installation nucléaire à faire baisser leur niveau de puissance, voire à les arrêter.

- [0018] Comme montré sur la [Fig.1], à titre d'exemple, le rendement thermodynamique d'un REP est de l'ordre de 33 à 34%, la température de l'eau à l'entrée du condenseur 7 est de l'ordre de 20°C et de 35°C à sa sortie.
- [0019] Dans la filière REP classique, les réacteurs sont classés par grandes familles d'usages :
- [0020] - les réacteurs dits électrogènes qui sont dédiés uniquement à la production d'électricité;
- [0021] - les réacteurs dits calogènes qui sont dédiés uniquement à la production de chaleur ;
- [0022] - les réacteurs dits de cogénération, dédiés à la fois à la production d'électricité et de chaleur, de manière simultanée ou non.
- [0023] Comme détaillé dans [1], le principe de la cogénération à partir d'un réacteur nucléaire consiste à modifier la conception du cycle de conversion d'énergie afin que la chaleur soit libérée à la source froide à une température qui permette une valorisation. En effet, la limitation du réchauffement climatique passe par une minimisation des pertes de chaleur à tous niveaux et en particulier au niveau de la source froide d'une installation thermodynamique. Cet objectif de cogénération devient d'autant plus pertinent pour un réacteur nucléaire que la chaleur industrielle ou domestique est souvent obtenue traditionnellement en brûlant des combustibles fossiles responsables d'émissions de gaz à effet de serre.
- [0024] Pour atteindre cet objectif, une première configuration consiste à modifier les composants du système de production électrique d'une installation REP afin d'ajuster la température de l'eau au niveau de la source froide.
- [0025] Dans une configuration classique, illustrée sur la [Fig.1], cette modification reste cependant limitée. Elle n'affecte pas la turbine haute pression 60 mais seulement la turbine basse pression 61 assurant le cycle de Rankine. Cette modification illustrée à la [Fig.2] consiste à ramener le point de fonctionnement P de la turbine basse pression 61 à une pression de l'ordre du bar, au lieu d'environ 50 mbar, de façon à ce que l'eau en

sortie du condenseur ait un niveau de température suffisamment élevé, typiquement à 70°C, pour être valorisée, par exemple dans un réseau de chaleur 12. Cette modification s'accompagne tout d'abord d'une diminution de la puissance électrique produite, puisque le rendement thermodynamique passe à 27%. Il se produit également une augmentation de la pression dans le condenseur 7.

- [0026] Cette première configuration de cogénération présente toutefois deux inconvénients majeurs.
- [0027] Tout d'abord, comme déjà mentionné, la valorisation de la chaleur de la source froide se fait au détriment du rendement électrique de l'installation : le service rendu en termes de puissance électrique est significativement dégradé. En effet, comme en atteste le second principe de la thermodynamique, augmenter la température de la source froide diminue le rendement d'un cycle de conversion. Ce phénomène de dégradation du rendement électrique avec l'augmentation de la température de la source froide est illustré par la courbe décroissante en fonction de la température de la [Fig.3], issue de [2].
- [0028] L'autre inconvénient majeur est qu'une source froide sous forme d'eau liquide extraite d'un fleuve, rivière ou mer reste nécessaire pour alimenter les tours aéroréfrigérantes 11 dans les périodes où le besoin en chaleur n'existe plus, ou pendant lesquelles le réseau de chaleur est inexploitable. Cela implique également des rejets d'eaux usées dans l'environnement, et les limitations d'exploitation associées du fait des normes de rejets à respecter.
- [0029] Une seconde configuration de cogénération consiste à prélever la chaleur, non plus au niveau de la source froide, mais directement au niveau des corps 60, 61 de turbine 6, en soutirant de la vapeur chaude : [3], [4].
- [0030] La demande de brevet KR2021/0081846 divulgue également une installation de cogénération électronucléaire selon cette seconde configuration : le circuit secondaire du réacteur peut, en sortie de la turbine, envoyer une partie de la vapeur vers un réservoir de stockage de chaleur et/ou vers un échangeur de chaleur connecté à un réseau de chaleur urbain.
- [0031] Cette deuxième configuration, illustrée sur la [Fig.4], avec un soutirage S entre les deux corps 60, 61 ou au sein de ceux-ci présente l'avantage d'avoir des températures plus élevées, typiquement au-delà de 100°C, par rapport à celles obtenues lorsque la chaleur est prélevée dans la source froide. Ces températures plus élevées sont potentiellement compatibles avec des applications industrielles, et ce sans dégrader significativement le rendement électrique si la puissance thermique prélevée reste limitée. Cette deuxième configuration présente cependant les inconvénients de n'autoriser que des prélèvements limités en termes de puissance thermique afin de ne pas dégrader le rendement électrique de manière rédhibitoire et de ne pas limiter le besoin en eau

liquide environnementale pour le refroidissement du circuit de conversion. Le besoin en eau et les rejets associés restent donc très conséquents dans cette configuration.

[0032] Des concepts visant à limiter les défauts intrinsèques des systèmes de cogénération ajoutant une installation de stockage d'énergie ont déjà été proposés dans la littérature. Ces concepts peuvent être classés en deux grandes familles comme suit.

[0033] La première famille concerne des systèmes destinés à améliorer la manœuvrabilité du réacteur, c'est-à-dire visant à rendre la production d'électricité du réacteur plus flexible qu'elle n'est actuellement, en augmentant temporairement le niveau de puissance électrique fournie au réseau de façon à l'adapter aux besoins. Dans la littérature, ces systèmes sont mis en œuvre avec des réacteurs électrogènes, mais est également applicable aux réacteurs de cogénération : [5], demande de brevet JP2020197468A.

[0034] Un exemple d'un tel système est illustré schématiquement à la [Fig.5]. Un circuit fluide supplémentaire configuré en boucle de stockage thermique 13 est agencé entre le circuit primaire 1 et le circuit secondaire 5 où la conversion d'énergie est produite.

[0035] Cette boucle 13 comprend respectivement l'échangeur intermédiaire 3, deux réservoirs de stockage thermique, dont l'un 14 dit chaud et l'autre 15 dit froid, un générateur de vapeur 16 qui permet d'échanger de la chaleur entre la boucle de stockage et le circuit secondaire et ainsi produire de la vapeur pour les turbines 60, 61 et enfin deux pompes hydrauliques 17, 18 respectivement entre le réservoir chaud 14 et le générateur de vapeur 16 et entre le réservoir froid 15 et l'échangeur intermédiaire 3 pour mettre en mouvement le fluide caloporteur au sein de cette boucle 13. Le fluide caloporteur au sein de cette boucle est avantageusement un mélange de sels fondus HITEC® de composition 53% KNO_3 , 40% NaNO_2 , 7% NaNO_3 . A titre d'exemple, la température de ce fluide caloporteur est de 310°C au sein du réservoir chaud 14 tandis qu'elle est de l'ordre de 245°C dans le réservoir froid 15.

[0036] Dans un système illustré à la [Fig.5], le cœur 2 du réacteur fonctionne en base, c'est-à-dire à 100% de puissance pendant tout le cycle de fonctionnement. La puissance extraite vers la boucle de stockage 13 est constante et assurée par la pompe 18 en amont de l'échangeur intermédiaire 3.

[0037] En période de faible demande, la pompe 17 en aval du réservoir chaud, évacuant la puissance vers le circuit secondaire est en sous-régime. Le réservoir chaud 14 se remplit, le réservoir froid 15 se vide. La puissance transférée vers le circuit secondaire 5 est donc inférieure à celle produite au cœur 2.

[0038] Lorsque la demande est importante, la pompe 17 est en surrégime, la puissance transférée au circuit secondaire 5 est donc plus importante que celle qui est produite au cœur. Ce système présente donc l'avantage de décorrélérer le fonctionnement du cœur du réacteur de celui du système de conversion de l'énergie au niveau du circuit se-

conculaire, et d'augmenter la puissance électrique fournie au réseau en période de forte demande.

- [0039] Un tel système présente toutefois plusieurs inconvénients majeurs comme suit :
- [0040] - il ne permet pas de rehausser la température de l'eau en sortie du condenseur 7, qui reste donc très faible, typiquement inférieure à 40°C, et donc, de la valoriser ;
- [0041] - il nécessite un surdimensionnement général du cycle de conversion, y compris des corps de turbine basse pression 61 qui doivent être très volumineux, puisque la puissance thermique transférée au cycle secondaire 5 est plus importante en journée ;
- [0042] - il nécessite également un surdimensionnement de la source froide : en effet celle-ci est adapté pour évacuer la puissance résiduelle du cycle secondaire ayant fait l'objet d'un surdimensionnement.
- [0043] La deuxième famille des systèmes de cogénération ajoutant une installation de stockage d'énergie concerne des installations dédiées à améliorer l'efficacité énergétique globale de l'installation, c'est-à-dire permettant de valoriser une partie de la chaleur produite en plus de l'électricité. Un exemple d'installation ajoutée est par exemple décrit dans le brevet US4170879A.
- [0044] La [Fig.6] illustre également un système selon cette deuxième famille, où la puissance thermique du cœur est asservie à la puissance électrique demandée par le réseau. Ici, un réservoir de stockage thermique 19 est agencé en aval du condenseur 7. Ce réservoir 19 permet de stocker l'eau de la source froide en sortie du condenseur 7, puis de la restituer à un autre moment. Cette configuration permet donc de valoriser tout ou partie de la chaleur fatale du réacteur en plus de l'électricité fournie au réseau, et permet de décorrélérer temporellement la fourniture de la puissance électrique de celle thermique.
- [0045] Un tel système présente toutefois plusieurs inconvénients majeurs comme suit :
- [0046] - le cœur ne peut pas fonctionner en base, la puissance produite au cœur varie donc en fonction de la demande électrique ;
- [0047] - la température valorisée reste très faible, typiquement inférieure à 40°C, ce qui limite les applications ;
- [0048] - si le cycle de conversion au circuit secondaire 5 est modifié pour rehausser la température de la chaleur valorisée, le rendement électrique de l'installation se trouve dégradé de manière significative.
- [0049] - le réservoir de stockage 9 étant directement reliée au réseau de chaleur 12, il doit être de dimensions très conséquentes car le stockage est à relativement basse température typiquement 40°C;
- [0050] - il nécessite un apport d'eau conséquent en situation d'indisponibilité du réseau de chaleur ou d'absence de besoin de chaleur (en été).
- [0051] En résumé, l'ensemble des installations de cogénération nucléaire, identifiés dans la

littérature, permettent :

- [0052] - soit de ne valoriser qu'une faible partie de la chaleur pour ne pas dégrader significativement le rendement électrique, auquel cas le besoin en source froide reste très important et une forte part de la puissance produite au cœur du réacteur n'est pas valorisable ;
- [0053] - soit de valoriser une part importante de la chaleur du réacteur, mais en dégradant significativement la production d'électricité, le cas extrême étant le réacteur purement calogène, ce qui affecte considérablement voire de manière rédhibitoire pour un exploitant la rentabilité d'une installation donnée.
- [0054] Par ailleurs, il a déjà été proposé de coupler un réacteur nucléaire avec une installation de dessalement. Par exemple, la publication [6] prévoit de coupler un réacteur qui génère exclusivement de la chaleur pour mettre en œuvre des procédés de Distillation à Multiples Effets (DEM).
- [0055] Il a également déjà été proposé un réacteur à très haute température permettant de produire à la fois de l'électricité et de l'hydrogène : [7].
- [0056] Ces conceptions sont éloignées des problématiques d'installation de cogénération nucléaire telles qu'évoquées ci-avant.
- [0057] Il existe donc un besoin pour améliorer les installations de cogénération nucléaire, afin de permettre, à iso-service rendu en termes de production d'électricité en journée, de valoriser l'ensemble de la chaleur produites au circuit primaire des réacteur(s) des installations et, par conséquent, de limiter voire supprimer tout impact environnemental du (des) réacteur(s) des installations, c'est-à-dire les prélèvements et rejets d'eau liquide dans l'environnement.
- [0058] Ce besoin est confirmé par les autorités nucléaires: [8].
- [0059] Le but de l'invention est de répondre au moins partiellement à ce besoin.

Exposé de l'invention

- [0060] Pour ce faire, l'invention concerne, sous l'un de ses aspects, une installation de cogénération électronucléaire comprenant :
- [0061] - au moins un réacteur nucléaire, notamment à eau pressurisée (REP) ou à eau bouillante (REB), comprenant :
- [0062] un premier circuit fluidique, dit circuit primaire, comprenant au moins un premier échangeur de chaleur intermédiaire;
- [0063] un deuxième circuit fluidique, dit circuit secondaire comprenant au moins un générateur de vapeur en tant que deuxième échangeur de chaleur intermédiaire, au moins une turbine reliée au deuxième échangeur de chaleur, un condenseur relié à la turbine et au deuxième échangeur de chaleur, pour refroidir la vapeur issue de la turbine et la retransformer en eau et la renvoyer dans le deuxième échangeur de chaleur;

- [0064] un alternateur couplé mécaniquement à la turbine, destiné à être raccordé à un réseau électrique;
- [0065] - un troisième circuit fluide configuré en boucle fermée de stockage d'énergie thermique, dans lequel circule un fluide caloporteur comprenant :
- [0066] au moins un premier réservoir dit réservoir chaud, reliée au premier échangeur de chaleur intermédiaire ;
- [0067] au moins une première pompe hydraulique reliée au réservoir chaud et au deuxième échangeur de chaleur intermédiaire ;
- [0068] au moins un deuxième réservoir dit réservoir froid, reliée au deuxième échangeur de chaleur intermédiaire ;
- [0069] au moins une deuxième pompe hydraulique reliée au réservoir froid et au premier échangeur de chaleur intermédiaire ;
- [0070] - au moins un système d'exploitation de chaleur relié en boucle fermée au condenseur du circuit secondaire du réacteur.
- [0071] Selon un mode de réalisation avantageux, le système d'exploitation de chaleur est un système de capture de dioxyde de carbone CO₂ atmosphérique et/ou de dessalement d'eau de mer et/ou un réseau de chaleur. De manière plus générale, il peut s'agir de tout système utilisant de la chaleur issue du circuit secondaire du réacteur qui met en œuvre procédés exploitant la chaleur notamment pour une exploitation industrielle.
- [0072] Selon un autre mode de réalisation avantageux, l'installation comprend en outre un dispositif aéroréfrigérant à air sec relié en by pass d'un raccordement au système d'exploitation de chaleur.
- [0073] L'invention permet de manière simultanée, de :
- [0074] - faire fonctionner le réacteur à son taux de fonctionnement nominal de conception (K_d), aussi appelée coefficient de disponibilité et ce indépendamment des appels de puissance du réseau électrique relié à l'alternateur ;
- [0075] - valoriser au mieux, tout ou partie de l'énergie thermique produite par le réacteur pour assurer de nouveaux services non énergétiques (capture du CO₂ atmosphérique et/ou dessalement d'eau de mer et/ou réseau de chaleur urbain ou industriel);
- [0076] - s'affranchir au moins partiellement d'un besoin d'alimentation en eau liquide en tant que source de refroidissement et des rejets associés pour contribuer au processus d'évacuation de l'énergie non valorisée.
- [0077] En corollaire, l'invention permet d'améliorer la sûreté de l'installation par la mise à disposition d'un dispositif contribuant à l'Evacuation de la PUIssance Résiduelle (EPUR) pour les périodes d'arrêt du réacteur.
- [0078] L'invention consiste essentiellement à utiliser en combinaison une boucle de stockage thermique, agencée entre le circuit primaire et circuit secondaire d'un réacteur avec un système d'exploitation de chaleur qui peut être avantageusement un

système capture du dioxyde de carbone atmosphérique et/ou de dessalement d'eau de mer et/ou un réseau de chaleur, au condenseur du circuit secondaire.

- [0079] L'installation de cogénération qui en résulte est un système à efficacité énergétique totale ou presque, répondant aux enjeux de flexibilité du réseau électrique liés à l'introduction massive d'ENR et aux enjeux de la transition climatique en ne nécessitant plus d'alimentation en eau pour le refroidissement.
- [0080] Ainsi, en couplage les circuits d'un réacteur nucléaire avec une boucle de stockage thermique, il est possible de concevoir une installation qui permet de valoriser 100% de l'énergie produite au cœur, et ce, sans dégrader le service rendu en termes de production électrique en journée.
- [0081] Avantageusement, l'invention est une combinaison des moyens suivants:
- [0082] - une boucle de stockage thermique implantée sur site, entre le circuit primaire et le circuit secondaire d'un réacteur, notamment REP. Cette boucle de stockage thermique permet de ne plus asservir le fonctionnement du réacteur aux besoins du réseau électrique. Grâce au stockage d'énergie thermique, le réacteur fonctionne à pleine puissance de manière permanente, et le système de conversion d'énergie au circuit secondaire la restitue en fonction des besoins du réseau (en journée), ce qui augmente la quantité d'électricité envoyée au réseau.
- [0083] Le fait que la puissance thermique fournie en journée au système de conversion au circuit secondaire soit plus importante que pour une installation selon l'état de l'art et avec un rendement thermodynamique moins important, peut impliquer un surdimensionnement des générateurs de vapeur et des corps de turbine haute pression, notamment avec un diamètre des aubes plus important).
- [0084] Le dimensionnement des réservoirs froid et chaud de la boucle de stockage dépend du niveau de température requis. Le volume des réservoirs est avantagement compris entre 10 000 m³ et 30 000 m³, la faisabilité industrielle de tels réservoirs étant déjà acquise au vu de ce qui est pratiqué aujourd'hui dans d'autres domaines industriels ;
- [0085] - une augmentation de la température de l'eau en sortie de condenseur du circuit secondaire, côté source froide, jusqu'à une température valorisable, typiquement pour être supérieure à 100°C pour du dessalement ou pour de la capture de CO₂ atmosphérique, ce qui diminue le rendement de conversion du cycle thermodynamique de Rankine au circuit secondaire. Cela peut impliquer avantagement une réduction importante, voire une suppression, des corps basse pression de(s) la turbine(s) et une modification de conception du condenseur, en augmentant sa pression de saturation notamment;
- [0086] - une augmentation de la température froide côté source froide du cycle de conversion électrique au circuit secondaire, c'est-à-dire en entrée du condenseur, ty-

piquement pour être supérieure à 40°C de manière à rendre accessible, en cas d'absence momentanée ou non de la chaleur pour système de capture de CO₂ atmosphérique et/ou de dessalement d'eau de mer, la technologie d'aéroréfrigérant à air sec en remplacement des tours de refroidissement classiques à air humide fortement consommatrices d'eau.

- [0087] Ces tours aéroréfrigérantes à air sec n'ont besoin d'aucune eau liquide pour le refroidissement, quel que soit le consommateur ou le besoin de chaleur. C'est l'air atmosphérique qui joue le rôle de réfrigérant.
- [0088] Un avantage majeur d'une configuration de système selon l'invention, par comparaison à une installation selon la [Fig.5] et le brevet JP2020197468A réside dans l'ajout d'un composant/procédé/réseau complémentaire modifiant la configuration technique et fonctionnelle de l'installation :
- [0089] - configuration A/ : ajout d'une tour aéroréfrigérante à air sec qui permet de s'affranchir d'une source en eau pour le procédé d'évacuation de la chaleur fatale ;
- [0090] - configuration C/ : raccordement à un système de capture de CO₂ atmosphérique ou de dessalement d'eau de mer qui permet de valoriser toute l'énergie thermique du réacteur non utilisée pour la production d'électricité. L'installation est dans cette configuration à efficacité énergétique totale.
- [0091] Les inventeurs ont vaincu un préjugé technique qui était basé sur le fait de considérer que la maximisation de la production électrique pour rentabiliser une installation électronucléaire nécessitait toujours de concevoir cette dernière avec le niveau de température de la source froide le plus faible possible.
- [0092] Or, en couplant l'ajout d'une boucle de stockage thermique à un surdimensionnement de la puissance de dimensionnement du cycle de Rankine, l'invention permet de changer de paradigme en démontrant la capacité de faire de la cogénération à efficacité énergétique très élevée.
- [0093] Les inventeurs ont en outre réalisé une analyse fine de l'exergie des différentes technologies d'exploitation de chaleur, notamment de capture du CO₂ atmosphérique. Elle a fait apparaître que les technologies à adsorption nécessitent un apport d'énergie sous forme de chaleur pour la régénération des substrats avec des niveaux de température de l'ordre de 70 à 100°C, suivant les différentes technologies déjà mises en œuvre. On pourra se reporter notamment à la figure de [9], faisant l'inventaire des sociétés qui exploitent et commercialisent des installations mettant en œuvre ces technologies depuis quelques années avec des niveaux de puissance de l'ordre du MWth.
- [0094] Ces technologies reposent sur le principe de brassage de l'air, chargé à environ 400 ppm de CO₂, généralement au moyen de ventilateurs qui vient traverser un substrat sur lequel se fixent les molécules de CO₂. Une fois le substrat saturé, il est régénéré par relargage du CO₂ sous l'effet d'une augmentation de température. En fonction de la

technologie de substrat développé, des modalités de conception et d'exploitation retenues par le fabricant et de la source de chaleur disponible pour le procédé, le niveau de température de désorption peut varier de 70 à 100°C.

[0095] Pour capturer une tonne de CO₂, il faut environ 2MW d'énergie qui se répartissent en part variables entre chaleur et électricité suivant les technologies : [9].

[0096] Ainsi, l'invention permet de valoriser la chaleur non utilisée par le cycle de Rankine dont le rendement électrogène est situé entre 25 et 35% pour un réacteur REP actuel ce qui correspond à 65 à 75% de la puissance thermique du cœur, aujourd'hui non valorisé, pour la capture de CO₂ atmosphérique ou du dessalement d'eau de mer.

[0097] Au final, une installation de cogénération nucléaire à réacteur nucléaire REP avec une boucle de stockage thermique et un système de capture de CO₂ avec en by-pass un dispositif aéroréfrigérant à sec selon l'invention présente de nombreux avantages majeurs, à iso-service rendu d'un point de vue production électrique en journée, parmi lesquels on peut citer :

- une très haute efficacité énergétique puisque, dans la configuration avec système de capture de CO₂ en fonctionnement nominal, chaque MW produit au cœur est valorisé.
- l'absence de prélèvement ou de rejet d'eau liquide dans l'environnement, quel que soit le régime de fonctionnement de l'installation ;
- la suppression de la nécessité de réaliser une installation nucléaire en bord de mer ou sur une rivière fleuve à fort débit ;
- l'absence de contraintes environnementales liées au dérèglement climatique (canicules);
- dans un contexte d'économie circulaire du carbone, du fait d'une source potentiellement massifiée de CO₂, valorisation par la production de carburants de synthèse ;
- une simplification drastique des démonstrations de sûreté;
- un élargissement du potentiel de déploiements d'installations dans les pays à climat sec, ne bénéficiant pas de fleuve, rivière ou mer dans leur géographie ;
- une meilleure acceptation auprès du public.

[0098] D'autres avantages secondaires liés à l'invention peuvent être mis en avant :

- le maintien en base du réacteur nucléaire REP, car la variation de puissance est assurée par la boucle de stockage thermique ;
- une simplification de la conception du circuit primaire du réacteur REP de l'installation ;
- une simplification du dossier de sûreté de l'installation ;
- de forts gains d'opération de l'installation ;
- une amélioration de la disponibilité, etc.

- une réduction du volume de déchets par MWh ;
 - la possibilité d'évacuer la puissance résiduelle du cœur du réacteur pendant les périodes d'arrêt du réacteur au moyen de la boucle de stockage thermique avec notamment la réserve contenue de fluide caloporteur dans le réservoir froid. Les conditions détaillées associées à cette fonctionnalité seront à définir en fonction du niveau de sûreté attendu.
- [0099] Selon un mode de réalisation avantageux, l'installation comprend en outre un dispositif aéroréfrigérant à air sec relié en by pass d'un raccordement au système d'exploitation de chaleur.
- [0100] Selon ce mode de réalisation avantageux, le dispositif aéroréfrigérant à air sec est une tour aéroréfrigérante à air sec.
- [0101] Selon ce mode également, la température T1 en entrée du condenseur est de préférence égale à au moins 60°C et la température T2 de sortie du condenseur de préférence égale à au moins 70°C, avantageusement comprise entre 70 et 100°C.
- [0102] Avantageusement, chacun des réservoir chaud et froid du troisième circuit fluide a un volume compris entre 10 000 m³ et 30 000 m³.
- [0103] Avantageusement encore, le fluide caloporteur de la boucle de stockage thermique du troisième circuit fluide est un sel fondu ou un mélange de sels fondus adapté pour rester en phase liquide sur une gamme de températures allant de 100°C à 350°C avec une marge de 40°C par rapport à la température maximale en fonctionnement de la boucle de stockage thermique.
- [0104] De préférence, le fluide caloporteur a la composition chimique suivante : 53 % NaNO₃, 40 % NaNO₂, 7 % KNO₃.
- [0105] Relier directement le condenseur à un système d'exploitation de chaleur est satisfaisant dans bon nombre de configurations.
- [0106] Dans d'autres, cela peut présenter des inconvénients à tout le moins des limitations de fonctionnement car une telle liaison directe rend interdépendant les systèmes de conversion d'énergie et le système d'exploitation de chaleur directement aux bornes du condenseur. Les inconvénients de cette corrélation directe entre production d'électricité et production de chaleur peuvent être énumérées comme suit :
- en termes de taux de disponibilité propre de l'installation dans sa globalité : tout arrêt (prévisionnel ou fortuit) du ou des systèmes d'exploitation de chaleur aux bornes du condenseur entraîne l'arrêt du système de conversion d'énergie ou nécessiterait l'ajout d'un système de secours type tour aéroréfrigérante à air sec, ce qui peut conduire à dégrader le facteur d'utilisation du réacteur nucléaire et à minimiser de fait sa rentabilité ;
 - le choix de la technologie du ou des systèmes d'exploitation connecté(s) aux bornes du condenseur : le service adressé par ce(s) système(s) doit être

compatible avec la flexibilité imposée par les besoins du réseau électrique qui est généralement prioritaire, mais pas systématiquement. Par exemple, des systèmes nécessitant un chauffage important et de longue durée ne sont pas compatibles avec les cycles de fonctionnement journaliers : on peut citer ici les électrolyseurs à haute température (EHT) pour la production d'H₂, les réseaux de chauffage urbains ou industriels ;

- la technologie du(des) système(s) connecté(s) aux bornes du condenseur doit également être compatible avec la cinétique de flexibilité du système de conversion d'énergie en amont: le fonctionnement du(des) système(s) d'exploitation de chaleur doit pouvoir suivre les rampes de puissance imposées par les variations d'appel de puissance du réseau électrique, potentiellement de l'ordre de plusieurs MWth/minutes ;
- le fait que le fonctionnement du(des) système(s) connecté(s) aux bornes du condenseur se fasse en régime non continu, soit un nombre X d'heures par jour seulement, nécessite également d'augmenter le dimensionnement du(des) système(s) dans le même ratio de surdimensionnement que celui du système de conversion d'énergie par rapport à la puissance du réacteur, à performances de production journalière équivalente,
- enfin, en termes de caractéristiques de marché/service adressé par les systèmes d'exploitation de chaleur : du fait de l'interdépendance de la production d'électricité qui se trouve corrélée à la production de chaleur, l'optimisation de la rentabilité d'une installation de cogénération ne peut être maximisée sur les deux marchés simultanément. Il existe une marge d'optimisation sous condition de décorréliser les production d'électricité et la fourniture de chaleur.

[0107] Les inventeurs ont donc été confrontés à un problème supplémentaire, qui consiste à décorréliser temporellement la production d'électricité et la production de chaleur, sans dégrader le rendement et l'efficacité énergétique de l'installation de cogénération dans sa globalité.

[0108] Pour ce faire, selon un mode de réalisation supplémentaire, l'installation de cogénération selon l'invention comprend avantageusement un quatrième circuit fluide configuré en boucle fermée de stockage d'énergie thermique et distribution de chaleur, dans lequel circule un fluide caloporteur, le quatrième circuit fluide comprenant :

- au moins un troisième réservoir dit réservoir chaud relié au condenseur ,
- au moins une troisième pompe hydraulique reliée au réservoir chaud et à l'au moins un système d'exploitation de la chaleur,
- au moins un quatrième réservoir dit réservoir froid relié au condenseur et à l'au moins un système d'exploitation de la chaleur,

- au moins une quatrième pompe hydraulique reliée au réservoir froid et au condenseur.
- [0109] Ainsi, ce mode permet de faire fonctionner l'installation de cogénération en décorrélant temporellement la production d'électricité et la production de chaleur, tout en augmentant à la fois :
- [0110] - l'efficacité énergétique globale de l'installation : le taux de disponibilité propres du (des) système(s) d'exploitation est(sont) augmenté(s), l'impact des arrêts fortuits d'un des systèmes sur un autre, est amoindri, la production du (des) système(s) d'exploitation peut avoir lieu en continu ;
- [0111] - la compacité d'un système d'exploitation de la chaleur : le dimensionnement de ses différents composants est optimisé au plus juste besoin ;
- [0112] - la capacité à adresser simultanément des services et marchés aux caractéristiques totalement disjointes, notamment les requis en flexibilité d'utilisation, les cinétiques de variations à toutes échelles temporelles, ce qui augmente de fait la rentabilité de l'installation.
- [0113] Les niveaux de températures dans les réservoirs de stockage froid et chaud de ce quatrième circuit fluidique peuvent être ajustées en fonction des niveaux de températures requis par le(s) système(s) d'exploitation alimentés par le fluide caloporteur de circuit.
- [0114] Ainsi, avantageusement, la boucle de stockage thermique avec les réservoirs chaud et froid et qui distribue la chaleur à différents systèmes d'exploitation de chaleur, permet d'adresser des services et marchés aux caractéristiques diverses.
- [0115] Le nombre de systèmes d'exploitation de chaleur en parallèle aux bornes du condenseur peut être élevé. Le choix du nombre et types de systèmes d'exploitation est avantageusement réalisé en cherchant à optimiser sur les 24 heures glissantes d'une journée d'exploitation de l'installation, au maximum, de préférence toute la puissance thermique du cœur du réacteur nucléaire qui n'est pas convertie pour la production d'électricité. Autrement dit, le choix précité est judicieusement fait de sorte à évacuer au maximum la puissance du réacteur non dédiée à la production d'électricité vers les systèmes d'exploitation de chaleur. La mise en place en parallèle d'une tour aéroréfrigérante à air sec permet avantageusement de parvenir à cet objectif.
- [0116] Dans cette configuration à boucle de stockage thermique supplémentaire, le système d'exploitation de chaleur connecté aux bornes du condenseur joue le rôle de source froide du réacteur nucléaire, qui n'a plus besoin d'une source froide environnementale, ni pour refroidir le réacteur, ni pour rejeter des calories excédentaires. L'ensemble des calories produites dans le cœur du réacteur nucléaire sont valorisées. La réserve d'eau froide en amont du condenseur peut dans cette configuration pallier temporairement une perte de source froide pour opérer le réacteur.

- [0117] Les systèmes d'exploitation de chaleur qui peuvent être avantageusement envisagés dans ce mode à boucle de stockage thermique et distribution de chaleur sont :
- [0118] - les réseaux de chaleur à basse température, urbains ou industriels,
- [0119] - le systèmes dessalement d'eau de mer nécessitant de l'énergie thermique, par exemple selon un procédé dit à multiple-effet (« Multi-Effect Distillation » en langage anglo-saxon d'acronyme MED) ou procédé dit de distillation à détente étagées (« Multi-Stage Flash distillation » en langage anglo-saxon d'acronyme MSF),
- [0120] - la capture de CO₂ atmosphérique pour notamment contribuer à mettre en œuvre la fermeture du cycle du carbone.
- [0121] Au final, ce mode avec cette boucle de stockage thermique et distribution de chaleur amène bon nombre d'avantages supplémentaires parmi lesquels on peut citer:
- le système de conversion d'énergie de l'installation de cogénération peut fonctionner de manière complètement indépendante vis-à-vis du ou des systèmes d'exploitation de chaleur et ce, aussi bien du côté de la source chaude (réacteur) que celui du côté de la source froide (bornes du condenseur) et permet ainsi, d'obtenir à la fois une flexibilité totale au service du réseau électrique et un taux de disponibilité maximal et optimisé, avec les conséquences que cela a sur l'économie du réacteur nucléaire de l'installation ;
 - la possibilité de positionner en parallèle différents systèmes d'exploitation de la chaleur du réacteur nucléaire non consommée par le système de conversion d'énergie en électricité et donc d'accroître la capacité à adresser de marchés et services énergétiques ayant des caractéristiques et des profils de besoins différents de ceux de l'électricité ;
 - le découplage physique entre le cycle de conversion du réacteur nucléaire et le(s) système(s) d'exploitation par des réservoirs de stockage thermique qui font office de tampons, ce qui permet de limiter considérablement le risque de propagation d'accident/incident induit par l'un des sites sur lequel le réacteur nucléaire est implanté sur celui où l'un ou l'autre des systèmes d'exploitation, et vice-et-versa ;
 - le fait qu'à taux de fonctionnement journalier constant et non lié au fonctionnement du service de production d'électricité, un surdimensionnement du ou des systèmes d'exploitation de la chaleur n'est plus nécessaire. Ce surdimensionnement étant dû au besoin d'évacuer toute la puissance thermique du cœur du réacteur non transformée en électricité sur un laps de temps plus court (le temps de fonctionnement du système de conversion d'énergie en électricité).
- [0122] De préférence, le fluide caloporteur de la boucle de stockage thermique et dis-

tribution de chaleur du quatrième circuit fluidique étant de l'eau adapté pour rester en phase liquide sur une gamme de températures allant de 50°C à 100°C avec une marge de 10°C par rapport à la température maximale en fonctionnement de la boucle de stockage thermique et distribution de chaleur. A titre indicatif, la température au sein du réservoir chaud peut être comprise entre 80 et 100°C tandis que celle du réservoir froid peut être comprise entre 60 et 80°C. D'autres niveaux de températures seraient possibles, au-delà de 100°C par exemple mais nécessiteraient de mettre en œuvre d'autres fluides de stockage.

- [0123] Selon une variante de réalisation avantageuse, les réservoir chaud et froid sont constitués par un unique réservoir de stockage thermique stratifié. Par « réservoir de stockage thermique stratifié », on entend que le volume de fluide caloporteur contenu dans le réservoir de stockage thermique présente un gradient de température entre les deux extrémités, inférieure et supérieure du stockage. Autrement dit, le volume de fluide caloporteur du réservoir de stockage thermique peut être divisé en une multitude de couches thermiques superposées de fluide caloporteur présentant des températures différentes et graduelles depuis l'une des extrémités de stockage vers l'autre des extrémités de stockage, ces couches superposées formant ainsi des strates thermiques successives.
- [0124] De préférence, l'unique réservoir de stockage thermique stratifié est une fosse, de préférence enterrée au moins en partie, remplie du fluide caloporteur. Pour un niveau de température requis inférieur à 100°C, la fosse est avantageusement remplie d'eau dans laquelle se produit une stratification thermique entre une couche par exemple à 90°C et une couche froide par exemple à 50°C.
- [0125] Selon une autre variante de réalisation avantageuse, l'installation comprend au moins deux systèmes d'exploitation de température en parallèle des réservoirs chaud et froid de la boucle de stockage thermique et distribution de chaleur.
- [0126] Avantageusement, chacun des réservoir chaud et froid du quatrième circuit fluidique peut avoir un volume compris entre 50 000 et 300 000 m³ pour une puissance de réacteur égale à 150 MWélectrique.
- [0127] Selon une autre variante de réalisation avantageuse, la ou les turbines est(sont) exempte(s) de corps basse pression.
- [0128] D'autres avantages et caractéristiques de l'invention ressortiront mieux à la lecture de la description détaillée d'exemples de mise en œuvre de l'invention faite à titre illustratif et non limitatif en référence aux figures suivantes.

Brève description des dessins

- [0129] [Fig.1] la [Fig.1] illustre schématiquement une configuration d'un réacteur à eau pressurisée (REP) fonctionnant uniquement en tant que réacteur électrogène selon

l'état de l'art.

- [0130] [Fig.2] la [Fig.2] est une vue schématique d'une configuration d'un réacteur à eau pressurisée (REP) modifié pour fonctionner en tant que réacteur de cogénération selon l'état de l'art.
- [0131] [Fig.3] la [Fig.3] illustre sous forme de courbes l'évolution du rendement électrique et de l'exergie d'un réacteur REP selon l'état de l'art en fonction de la température de la source froide.
- [0132] [Fig.4] la [Fig.4] est une vue schématique d'une autre configuration d'un réacteur à eau pressurisée (REP) modifié pour fonctionner en tant que réacteur de cogénération selon l'état de l'art.
- [0133] [Fig.5] la [Fig.5] est une vue schématique d'une configuration d'une installation de cogénération comprenant un réacteur à eau pressurisée (REP) et une boucle de stockage thermique selon l'état de l'art.
- [0134] [Fig.6] la [Fig.6] est une vue schématique d'une configuration d'une installation de cogénération comprenant un réacteur à eau pressurisée (REP) et une boucle de stockage thermique selon l'état de l'art.
- [0135] [Fig.7] la [Fig.7] est une vue schématique d'une configuration d'une installation de cogénération comprenant un réacteur à eau pressurisée (REP), une boucle de stockage thermique et un dispositif aéroréfrigérant à fonctionnement à air sec selon l'invention.
- [0136] [Fig.8] la [Fig.8] est une vue schématique d'une configuration d'une installation de cogénération comprenant un réacteur à eau pressurisée (REP), une boucle de stockage thermique, un système de capture de CO₂ atmosphérique et un dispositif aéroréfrigérant à fonctionnement à air sec en bypass du système de capture de CO₂ atmosphérique selon l'invention.
- [0137] [Fig.9] la [Fig.9] illustre sous forme graphique la courbe de puissance d'appel intra journalière d'un réseau électrique, relié à un réacteur REP selon l'état de l'art.
- [0138] [Fig.10] la [Fig.10] illustre sous forme graphique la courbe de puissance d'un réacteur REP dans une installation de cogénération avec une boucle de stockage thermique selon l'invention.
- [0139] [Fig.11] la [Fig.11] illustre sous forme graphique le rapport entre les ventes réacteur de type SMR standard et d'une installation utilisant un réacteur SMR et un système de capture du CO₂ atmosphérique selon l'invention en fonction du bénéfice fait sur la vente de chaque tonne de CO₂.
- [0140] [Fig.12] la [Fig.12] est une vue schématique d'une configuration d'une installation de cogénération comprenant un réacteur à eau pressurisée (REP), une première boucle de stockage thermique, et une deuxième boucle de stockage thermique qui distribue la chaleur à plusieurs systèmes d'exploitation de chaleur en parallèle, selon un mode de réalisation avantageux de l'invention.

[0141] [Fig.13] la [Fig.13] est une vue schématique en coupe longitudinale d'un unique réservoir de stockage thermique stratifié faisant office à la fois du réservoir chaud et froid de la deuxième boucle de stockage thermique selon le mode de la [Fig.12].

[0142] [Fig.14] la [Fig.14] illustre sous forme graphique la courbe de puissance d'un réacteur REP dans une installation de cogénération avec une première boucle de stockage thermique et une deuxième boucle de stockage thermique qui distribue la chaleur à plusieurs systèmes d'exploitation de chaleur en parallèle, selon un mode de réalisation avantageux de l'invention.

Description détaillée

[0143] Dans l'ensemble de la présente demande, les termes « amont », « aval » sont à comprendre par référence par rapport à au sens de circulation d'un fluide caloporteur au sein d'un des circuits fluidiques d'une installation de cogénération nucléaire selon l'invention.

[0144] Les figures 1 à 6 relatives à l'état de l'art ont déjà été détaillées en préambule, elles ne seront donc pas commentées ci-après.

[0145] Par soucis de clarté, un même élément selon l'invention et selon l'état de l'art et désignés par une même référence numérique dans l'ensemble des figures 1 à 14.

[0146] On ne détaille pas à nouveau toutes les différentes relations et fonction des éléments communs entre une installation de cogénération selon l'invention et une installation de cogénération avec boucle de stockage thermique selon l'état de l'art, telle qu'illustrée à la [Fig.5]. Seuls certains des éléments sont à nouveau décrits.

[0147] L'installation de cogénération nucléaire selon l'invention illustré à la [Fig.8] comprend en sus des composants usuels d'une installation avec réacteur REP usuelle, une boucle de stockage thermique 13 entre le circuit primaire 1 et le circuit secondaire 5 ainsi qu'un système de capture de CO₂ avec en by-pass un dispositif aéroréfrigérant à air sec 20.

[0148] La boucle de stockage thermique 13 est un circuit fluidique en boucle fermée dans lequel un fluide caloporteur circule depuis l'échangeur intermédiaire 3 du circuit primaire de réacteur jusqu'à un réservoir chaud 14 puis dans un générateur de vapeur 16 et dans un réservoir froid 15 pour revenir à l'échangeur intermédiaire 3.

[0149] La circulation du fluide caloporteur au sein de la boucle 13 est assurée par une pompe hydraulique 17 en aval du réservoir chaud 14 et une pompe hydraulique 18 en aval du réservoir froid 18.

[0150] Les branches fluidiques de la boucle 13 sont chacune constituées par une conduite de section cylindrique, aux parois métalliques, résistantes aux agressions chimiques du fluide caloporteur à hautes températures, typiquement au-dessus de 300°C et qui est calorifugée par l'extérieur avec un isolant haute température. Le diamètre d'une

conduite est calculé pour permettre d'évacuer toute la puissance thermique avec une vitesse d'écoulement limite maximale admissible du fluide caloporteur, typiquement de l'ordre de 5 à 10 m/s.

- [0151] Le réservoir chaud 14 permet de contenir le fluide caloporteur, de stocker toute la chaleur récupérée depuis l'échangeur intermédiaire 3 et d'alimenter en fluide caloporteur le générateur de vapeur 16. Le réservoir chaud 14 peut être de forme cylindrique dont les parois sont en métal résistant aux agressions chimiques du fluide caloporteur à hautes températures, typiquement au-dessus de 300°C et est revêtu d'une couche isolante haute température externe permettant de limiter les déperditions thermiques. Le dimensionnement (volume utile de stockage) du réservoir chaud 14 dépend des caractéristiques du fluide caloporteur utilisé : il doit lui permettre de stocker au plus l'intégralité de la chaleur produite par le réacteur nucléaire sur une période de 24h heures glissante. Pour des raisons de sécurité, le réservoir chaud 14 se trouve à distance, typiquement à une distance estimée de manière préliminaire de 60 m de l'enceinte du réacteur avec un talus intermédiaire. Le réservoir 14 peut être équipé d'un système de préchauffage du fluide caloporteur pour garantir le maintien du fluide à l'état liquide et/ou d'un système de mesure de niveau avec report d'alarme et/ou d'une surverse de sécurité raccordée directement au réservoir froid 15.
- [0152] Le générateur de vapeur 16 produit la vapeur pour les turbines 60, 61, qui est caractéristique d'un cycle de Rankine avec les modalités de fonctionnement d'un cycle électrogène de l'installation et doit pouvoir fonctionner suivant les besoins de réseau électrique 21. Le générateur de vapeur 16 est typiquement dimensionné pour évacuer 1,5 fois la puissance du réacteur nucléaire. On précise que les turbines 6, 60, 61 sont dimensionnées à partir du débit de pointe de vapeur produit par le générateur de vapeur 16.
- [0153] La pompe hydraulique 17, tout comme la pompe hydraulique 18, est conçue pour fonctionner au moins au coefficient de disponibilité K_d du réacteur nucléaire et doit pouvoir fonctionner suivant les fluctuations des besoins en électricité du réseau électrique 21 auquel est relié électriquement l'alternateur 9 du réacteur nucléaire. Le débit de la pompe 17 ou 18 doit permettre, compte tenu de la capacité calorifique du fluide caloporteur et du dimensionnement du générateur de vapeur 16, d'alimenter en fluide caloporteur dernier avec un débit permettant de répondre aux appels de puissance du réseau électrique 21. Chacune des pompes 17, 18 a des parois métalliques résistant aux agressions chimiques du fluide caloporteur à hautes températures, typiquement au-dessus de 300°C. Plusieurs pompes 17 ou 18 peuvent être positionnées en parallèle pour répartir le débit de pompage et on peut prévoir pour des raisons de sûreté une pompe en redondance.
- [0154] Le réservoir froid 15 a sensiblement le même volume de stockage de caloporteur que

le réservoir chaud 14, récupéré depuis le générateur de vapeur 16. Le réservoir froid 15 peut être de forme cylindrique dont les parois sont en métal résistant aux agressions chimiques du fluide caloporteur à hautes températures, typiquement au-dessus de 300°C et est revêtu d'une couche isolante haute température externe permettant de limiter les déperditions thermiques. Le dimensionnement (volume utile de stockage) du réservoir froid 15 dépend des caractéristiques du fluide caloporteur utilisé : il doit lui permettre de stocker au plus l'intégralité de la chaleur produite par le réacteur nucléaire sur une période de 24h heures glissante. Pour des raisons de sécurité, le réservoir froid 15 se trouve à distance, typiquement à une distance estimée de manière préliminaire de 60 m de l'enceinte du réacteur avec un talus intermédiaire. Le réservoir 15 peut être équipé d'un système de préchauffage du fluide caloporteur pour garantir le maintien du fluide à l'état liquide et/ou d'un système de mesure de niveau avec report d'alarme et/ou d'une surverse de sécurité raccordée directement au réservoir chaud 14.

- [0155] Le fluide caloporteur est de type sel fondu pour rester en phase liquide sur une gamme de températures allant de 100°C à 350° avec une marge de 40°C par rapport à la température maximale en fonctionnement) De manière préférentielle, le sel sera de la composition chimique suivante : 53 % NaNO_3 , 40 % NaNO_2 , 7 % KNO_3 (sel HITEC®).
- [0156] Le volume total de sel contenu dans la boucle fermée 13 est égal au volume total du réservoir froid 15 et du volume contenu dans les branches/conduites fluidiques de la boucle 13 pour éviter tout débordement ou mise en charge en fonctionnement.
- [0157] Le réseau électrique 21 relié à l'alternateur 9 vise à transporter et distribuer l'électricité aux usagers finaux en fonction de leur besoin. Il s'agit d'un réseau électrique haute tension fonctionnant suivant les appels de puissance liés aux usages de l'électricité, qui doit pouvoir accepter la puissance électrique de pointe produite par l'installation de cogénération.
- [0158] Selon l'invention, l'installation de cogénération comprend au moins une tour aéroréfrigérante 20 dite à air sec, c'est-à-dire fonctionnant par voies sèches, reliée en boucle fermée au condenseur 7 du circuit secondaire du réacteur. Cette configuration, appelée par la suite configuration A/, est illustrée à la [Fig.7].
- [0159] Cette tour aéroréfrigérante 20 va transférer la chaleur de l'eau condensée au condenseur 7 vers l'air ambiant.
- [0160] La tour aéroréfrigérante 7 est dimensionnée pour évacuer la puissance thermique non consommée par les turbines 6, 60, 61 en amenant l'eau apportée depuis le condenseur 7 au plus bas niveau de température que l'air ambiant peut permettre en s'échauffant de manière sensible.
- [0161] Bien que non représentée la boucle fermée comprenant le condenseur 7 et la tour aéroréfrigérante à air sec 20 est équipée d'un système de pompage pour véhiculer le

fluide caloporteur en son sein, ce système de pompage pouvant être directement intégré à la tour 20. Cette configuration A/ vise un fonctionnement purement électrogène avec évacuation, au moyen de la tour aéroréfrigérante à air sec 20, de la puissance résiduelle non consommée par le système de conversion électrique 6, 9. Dans cette configuration A/ l'installation n'est pas à efficacité énergétique totale mais présente l'avantage important de produire plus d'électricité en journée qu'un réacteur REP selon l'état de l'art sans nécessiter de prélèvement ou de rejet d'eau liquide dans l'environnement.

- [0162] Dans une configuration avantageuse, appelée par la suite configuration C/ et illustrée à la [Fig.8], la tour aéroréfrigérante à air sec 20 est reliée en by pass d'un raccordement à un système 22 de capture de CO₂ atmosphérique.
- [0163] Ainsi, en cas d'arrêt du système de capture de CO₂ atmosphérique, l'installation fonctionne selon la configuration A/.
- [0164] Cette configuration C/ vise un fonctionnement avec cogénération avec fourniture de chaleur basse température pour un système de capture de CO₂ atmosphérique. Cette configuration C/ vise ainsi à valoriser toute l'énergie thermique du réacteur non utilisée pour la production d'électricité. Dans cette configuration C/, l'installation est à efficacité énergétique totale.
- [0165] Et donc, en cas d'absence momentanée du besoin en chaleur pour ce réseau, l'installation revient dans la configuration A/.
- [0166] Typiquement, toute l'installation de cogénération est configurée pour avoir dans la boucle fermée intégrant le condenseur 7 et du système 22 de capture de CO₂ atmosphérique, une température T1 en entrée du condenseur d'au moins 60°C et une température T2 de sortie du condenseur 7 d'au moins 70°C avantageusement comprise entre 70 et 100°C.
- [0167] Les inventeurs ont réalisé des dimensionnements de l'installation de cogénération illustrée aux figures 7 et 8 respectivement pour les configurations A/ et C/.
- [0168] Ces dimensionnements sont basés sur la courbe de puissance d'appel intrajournalière d'un réseau électrique haute tension 21. Pour simplifier le calcul de dimensionnement, la courbe de puissance peut être simplifiée comme sur la [Fig.9] avec un besoin constant en termes de puissance centrée sur la journée sur une durée de X heures, X étant inférieur à 24.
- [0169] Si, dans la réalité, le besoin n'est pas identique à cette simplification, la conception de l'installation selon l'invention reste la même en considérant que la puissance totale envoyée au réseau quotidiennement est égale à l'intégrale de la puissance desservie sur 24 heures glissantes.
- [0170] Configuration comparative
- [0171] Dans une configuration d'un réacteur REP selon l'état de l'art, comme montré en

[Fig.1], l'eau en entrée d'une tour aéroréfrigérante à air humide 11 est de l'ordre de 35°C et de 25°C en sortie.

[0172] Dans ce cas, la puissance totale desservie quotidiennement au réseau par le système sera :

$$[0173] \quad P_{\text{Journalier réseau élec}}(MWhe/j) = X(h) \times P_{\text{Réacteur}}(MWth) \times Rdt_{\text{Rankine } 25^\circ}(\%) \quad (1)$$

[0174] avec, dans ce cas, un rendement $Rdt_{\text{Rankine } 25^\circ} = 33\%$.

[0175] Configuration A/et C/ selon l'invention

[0176] L'introduction de la boucle de stockage 13 permet de décorrélérer le fonctionnement du réacteur des besoins de la courbe de puissance du réseau électrique 21. Ainsi, la puissance totale produite par le réacteur est donnée par l'équation (2) suivante :

$$[0177] \quad P_{\text{Journalier réacteur}}(MWth) = 24 \times P_{\text{Réacteur}}(MWth) \quad (2)$$

[0178] Cette puissance constante est illustrée à la [Fig.10].

[0179] Pour pouvoir délivrer quotidiennement au réseau toute cette puissance, la boucle de conversion d'énergie 5 mettant en œuvre un cycle de Rankine doit donc être dimensionnée de manière à évacuer toute sa puissance pendant les X heures d'appel de puissance du réseau.

[0180] Sa puissance de dimensionnement est alors donnée par l'équation (3)

$$[0181] \quad P_{\text{Rankine}}(MWhe) = \frac{24}{X} \times P_{\text{Réacteur}}(MWth) \times Rdt_{\text{Rankine}} \quad (3)$$

[0182] A partir de ces bilans de puissance quotidiens, il est possible de dimensionner les éléments de la boucle de stockage thermique 13.

[0183] En données d'entrées, compte tenu du choix de la technologie de réacteur de type REP, les températures aux bornes de l'échangeur intermédiaire 3 sont fixées et donc les températures dans le réservoir froid 15 et le réservoir chaud 14 sont respectivement :

$$[0184] \quad T_{\text{sel froid}} = 245^\circ \text{C}$$

$$[0185] \quad T_{\text{sel chaud}} = 310^\circ \text{C}$$

[0186] Dans ces conditions, le débit de pompage en sel de la pompe 18 est donné par l'équation :

$$[0187] \quad Q_{\text{Pompe alimn EI}}(m^3/s) = \frac{P_{\text{Réacteur}}(MWth)}{Cp_{\text{sel}}(T_{\text{sel chaud}} - T_{\text{sel froid}})} \quad (4)$$

[0188] où Cp_{sel} est la capacité calorifique massique du sel du fluide caloporteur dans la boucle 13.

[0189] Le dimensionnement de l'échangeur intermédiaire 3 est donné par l'équation :

$$[0190] \quad P_{\text{Réacteur}}(MWth) = K \times S \times \Delta TT_{Ln} \quad (5)$$

[0191] où :

[0192] - K est le coefficient de transmission thermique surfacique moyen,

- S la surface d'échange,
- ΔTT_{Ln} est le delta de température logarithmique de température aux bornes de l'échangeur intermédiaire 3.

[0193] Le volume utile du réservoir chaud 14 est alors donné par la formule :

[0194] $V_{utile\ réservoir\ chaud} (m^3) = 24 \ Q_{Pompe\ alimn\ EI} (m^3/h) \quad (5)$

[0195] Par conception, le volume utile du réservoir froid 15 est égal au volume utile du réservoir chaud 14:

[0196] $V_{utile\ réservoir\ froid} (m^3) = V_{utile\ réservoir\ chaud} (m^3) \quad (6)$

[0197] Ce mode de dimensionnement n'intègre pas la perte de volume pendant les heures de recouvrement de fonctionnement du réacteur et du cycle de conversion en électricité. Il permet cependant une cinétique de mise à l'arrêt du réacteur en cas de défaillance du système de conversion d'énergie au moment le moins opportun (début du cycle d'appel du réseau). Le volume total avant surverse du réservoir froid peut être donné par l'ajout d'un volume de sécurité pris de manière préliminaire avant analyse de sûreté à 20% du volume utile.

[0198] Le débit de la pompe 8 d'alimentation du générateur de vapeur 16 est donné par l'équation suivante :

[0199] $Q_{Pompe\ alimn\ GV} (m^3/h) = \frac{V_{utile\ réservoir\ chaud} (m^3)}{X (h)} \quad (7)$

[0200] Le dimensionnement des composants du cycle de Rankine au circuit secondaire 5 est dicté par la puissance thermique à convertir et la température aux bornes du condenseur 7.

[0201] La puissance thermique est donnée par l'équation (3) précitée.

[0202] La température aux bornes du condenseur 7 dépend de la configuration A/ou C/ envisagée.

[0203] Le tableau 1 suivant donne des valeurs de température et la valeur du rendement du cycle thermodynamique associé en fonction de la configuration A/ ou C/

[0204] [Tableaux1]

Configuration	A/	C/
T° chaude (T2) condenseur 7 (°C)	50	entre 70 et 100
T° froide (T1) condenseur 7 (°C)	40	entre 60 et 80
Rendement du cycle de Rankine (%) mis en œuvre par circuit secondaire 5	30	25 et 22,5

[0205] Le dimensionnement de l'ensemble des composants du cycle est établi à partir d'un logiciel interne, utilisé sous la dénomination CYCLOP, qualifié par la déposante pour le dimensionnement en régime permanent de cycle de conversion thermodynamique.

- [0206] L'utilisation de ce logiciel est par exemple décrite dans [3] ou [10]. Le dimensionnement peut également être réalisé à partir d'un autre logiciel du commerce notamment celui sous la dénomination THERMOFLEX®.
- [0207] De manière préliminaire, la hausse de température aux bornes du condenseur 7 simplifie le nombre de turbines 6 voire réduit leur taille par la suppression des corps de basses pression 61.
- [0208] Les données d'entrées génériques retenues sont :
- [0209] - un réacteur à eau pressurisé REP du type de ceux existants actuellement dans le parc électronucléaire français,
- [0210] - un niveau de puissance du cœur de réacteur égal à 100MWth.
- [0211] Pour chacune des configurations A/ et C/, le point de fonctionnement du système de conversion énergétique au circuit secondaire est calculé avec le logiciel CYCLOP.
- [0212] Pour la configuration A/, les évaluations des performances indiquent :
- [0213] - un rendement thermodynamique de 30,1%, qui est dégradé par rapport à une configuration de réacteur REP classique, pour lequel le rendement est de l'ordre de 34%, du fait de l'augmentation de la température de source froide jusqu'à 50°C ;
- [0214] - une puissance électrique produite en journée de 44,61MWé pour un réacteur de 100MWth). Pour rappel, un réacteur REP classique produirait environ 34MWé en journée. Ici, la puissance électrique produite en journée est boostée grâce au stockage de l'énergie produite en nuitée par la boucle de stockage 13.
- [0215] - une absence totale de besoin en eau liquide pour le refroidissement puisque le besoin en source froide correspond à une température de 40°C, compatible avec l'utilisation d'une tour aéroréfrigérante à air sec 20. Ce niveau de température est atteint en modifiant la pression dans le condenseur 7, qui passe d'environ 50 mbar à environ 160 mbar. Cela s'accompagne d'une réduction des dimensions des corps de turbine basse pression 61, et d'une simplification du design du condenseur.
- [0216] Pour la configuration C/, les évaluations des performances (C1) indiquent :
- un rendement thermodynamique de 23,33% ;
 - une puissance électrique produite en journée de 33,50MWé (pour un réacteur de 100MWth), dont 14,4 sont fournis au système 22 de capture du CO₂, et 19,1 sont fournis au réseau électrique 21;
 - une valorisation de 100% de l'énergie produite par le réacteur ;
 - une absence totale de besoin en eau liquide pour le refroidissement, le rôle de la source froide étant joué par le système de capture du CO₂. En cas de dysfonctionnement du système de capture, la température froide requise pour le réacteur étant de 80°C, il n'y a pas besoin d'eau liquide, un aéroréfrigérant à air sec 20 suffit.
- [0217] Un second cas (C2) a été évalué pour cette configuration C/ nécessitant une tem-

pérature T2 de 70°C et donne les résultats suivants :

- un rendement thermodynamique de 27,85% ;
- une puissance électrique totale égale à 40,09MWé ;
- une pression au condenseur 7 égale à 0.387bar.

[0218] Le tableau 2 ci-dessous présente de manière synthétique les évaluations des performances pour les configurations A/ et C/ étudiées.

[0219] [Tableaux2]

Données/performance s	Unité	Configuratio n d'un réacteur REP selon l'état de l'art	Configuratio n A/	Configuratio n C1/ (T2 = 100°C)	Configuratio n C2/ (T2 = 70°C)
Puissance thermique du réacteur	MWth	100	100	100	100
Nombre d'heures/jour d'appel de puissance sur le réseau électrique 21	h	16	16	16	16
Puissance thermique du cycle de Rankine 5	MWth	100	150	150	150
Température T2 du condenseur 7	°C	35	50	100	70
Rendement du cycle de Rankine 5	%	34	30,1	23,3	27,9
Puissance électrique journalière produite	MWhe/ j	544	722,4	559,92	668,4
Augmentation de la production électrique	%	N.A.	33	3	23
Puissance électrique journalière produite, envoyée au réseau électrique 21	MWhe/ j	544	722,4	329,91	451,95
Quantité de CO ₂ capturée par le système 22	Tonne de CO ₂ /j	N.A	N.A	1150,05	1082,25

[0220] Ces évaluations confirment et quantifient les avantages de l'invention qui vient d'être décrite pour les configurations A/ et C/, et notamment:

[0221] - alors que le système n'a plus besoin d'eau liquide pour l'évacuation de la chaleur fatale, l'augmentation de l'efficacité énergétique de l'installation augmente. En effet,

dans les configurations A/ et C/, la quantité d'électricité quotidienne produite augmente de 3 à 33% ;

- [0222] - en plus d'être favorable à l'impact environnemental, l'invention augmente la compétitivité économique d'une installation nucléaire.
- [0223] - une extrapolation à un niveau de puissance de 500MWth correspondant à la puissance d'un réacteur de type SMR (« *Small Modular Reactor* »), la quantité de CO₂ capturée quotidiennement par un système 22 correspond au bilan carbone d'une ville de 125 000 habitants. Cette première estimation permet d'envisager un éventuel rôle du couplage nucléaire, dans la configuration étudiée C/, dans l'atteinte de la neutralité carbone envisagée pour 2050.
- [0224] Dans un contexte émergent de généralisation de la taxation carbone, les évaluations préliminaires économiques confirment l'intérêt de l'installation selon l'invention.
- [0225] Le graphique de la [Fig.11] reprend les chiffres du tableau 2 ci-dessus dans la configuration C1/ pour un réacteur de puissance de type SMR et simule l'impact économique de la capture de CO₂ en regard d'un montant évolutif de la taxe carbone afin de compenser la perte liée à la vente d'électricité.
- [0226] Ce graphique met en évidence que l'équilibre est situé entre 15 et 30€/tonne CO₂ suivant le prix de vente de l'électricité. Pour référence, le montant de la taxe carbone à la date de juin 2021 est situé autour de 50€/tonne.
- [0227] Pour décorrélérer temporellement la production d'électricité et la production de chaleur, sans dégrader le rendement énergétique de l'installation de cogénération 1, les inventeurs ont pensé à ajouter une boucle supplémentaire 30, aux bornes du condenseur 7, qui joue le rôle de stockage thermique et de distribution de chaleur, entre le condenseur 7 et un ou plusieurs systèmes d'exploitation de chaleur 22, 23, 24, comme illustrée à la [Fig.12].
- [0228] Cette configuration est appelée par la suite configuration D/.
- [0229] Plus précisément, l'installation de cogénération 1 reprend l'ensemble des éléments décrits à la [Fig.12], avec en outre un quatrième circuit fluide configuré en boucle fermée de stockage d'énergie thermique et distribution de chaleur 30.
- [0230] La boucle de stockage thermique et de distribution de chaleur 30 est un circuit fluide en boucle fermée dans lequel un fluide caloporteur circule depuis le condenseur 7 jusqu'à un réservoir chaud 31 puis dans un ou plusieurs systèmes d'exploitation de chaleur 22, 23, 24 en parallèle et dans un réservoir froid 32 pour revenir au condenseur 7.
- [0231] La circulation du fluide caloporteur au sein de la boucle 30 est assurée par une pompe hydraulique 33 en aval du réservoir chaud 31 et une pompe hydraulique 34 en aval du réservoir froid 32.
- [0232] Les branches fluidiques de la boucle 30 sont chacune constituées par une conduite de

section cylindrique, aux parois métalliques, résistantes aux agressions chimiques du fluide caloporteur et qui est calorifugée par l'extérieur pour la branche reliée au réservoir chaud 31. Le diamètre d'une conduite est calculé pour permettre d'évacuer toute la puissance thermique stockée dans le réservoir chaud 31 en 24h avec une vitesse d'écoulement limite maximale admissible du fluide caloporteur, typiquement de l'ordre de quelques m/s.

[0233] Le réservoir chaud 31 permet de contenir le fluide caloporteur, de stocker toute la chaleur récupérée depuis le condenseur 7 et d'alimenter en fluide caloporteur l'un ou l'autre des systèmes d'exploitation de chaleur 22, 23, 24. Le réservoir chaud 31 est revêtu d'une couche isolante haute température externe permettant de limiter les déperditions thermiques. Le dimensionnement (volume utile de stockage) du réservoir chaud 31 dépend des caractéristiques du fluide caloporteur utilisé : il doit lui permettre de stocker au plus au plus l'intégralité de la chaleur récupérée au condenseur 7 sur une période de 24h heures glissantes. Le réservoir 31 peut être équipé d'un système de mesure de niveau avec report d'alarme et/ou d'une surverse de sécurité raccordée directement au réservoir froid 32.

[0234] Chacun des systèmes d'exploitation de chaleur 22, 23, 24 est destiné à produire un service notamment à partir d'énergie thermique et consomme l'énergie thermique apportée par le fluide caloporteur depuis le réservoir chaud 31 en abaissant sa température. A titre d'exemple :

- le système 22 est un système de capture de CO₂,
- le système 23 est un réseau de chaleur urbaine ou industrielle,
- le système 24 est un système de dessalement d'eau de mer.

[0235] La pompe hydraulique 33, tout comme la pompe hydraulique 34, est conçue pour fonctionner au moins au coefficient de disponibilité K_d du réacteur nucléaire et doit pouvoir fonctionner suivant les fluctuations des besoins en électricité du réseau électrique 21 auquel est relié électriquement l'alternateur 9 du réacteur nucléaire. Le débit de la pompe 33 ou 34 doit permettre, compte tenu de la capacité calorifique du fluide caloporteur et du différentiel de température aux bornes du condenseur 7, d'évacuer toute la puissance thermique, et d'alimenter en fluide caloporteur les systèmes 22, 23, 24 avec un débit permettant de répondre aux appels de puissance du réseau électrique 21. Chacune des pompes 33, 34 a des parois métalliques résistant aux agressions chimiques du fluide caloporteur. Plusieurs pompes 33 ou 34 peuvent être positionnées en parallèle pour répartir le débit de pompage et on peut prévoir pour des raisons de sûreté une pompe en redondance.

[0236] Le réservoir froid 32 a sensiblement le même volume de stockage de caloporteur que le réservoir chaud 31, récupéré depuis le condenseur 7. Le réservoir froid 32 est revêtu d'une couche isolante haute température externe permettant de limiter les déperditions

thermiques. Le réservoir froid 32 peut être équipé d'un système de mesure de niveau avec report d'alarme et/ou d'une surverse de sécurité raccordée directement au réservoir chaud 31.

[0237] Le fluide caloporteur est de l'eau, compte tenu des niveaux de températures requis dans la boucle 30 et pour des raisons économiques. D'autres types de fluide caloporteur peuvent être envisagés

[0238] Le volume total d'eau contenu dans la boucle fermée 30 est égal au volume total du réservoir froid 31 et du volume contenu dans les branches/conduites fluidiques de la boucle 30 pour éviter tout débordement ou mise en charge en fonctionnement.

[0239] La [Fig.13] montre une variante avantageuse où les réservoirs chaud 31 et froid 32 sont constitués par un seul réservoir de stockage thermique stratifié qui compte-tenu du niveau de température inférieur à 100°C, est une fosse d'eau dans laquelle se produit une stratification thermique entre une couche par exemple à 90°C et par exemple une couche froide à 50°C.

[0240] Les inventeurs ont réalisé des dimensionnements de l'installation de cogénération illustrée à la [Fig.12] pour la configuration D/.

[0241] Le tableau 3 suivant donne des valeurs de température et la valeur du rendement du cycle thermodynamique associé de la configuration D/.

[0242] [Tableaux3]

Configuration	D/
T° chaude du générateur de vapeur 16 et réservoir chaud 14 (°C)	310
T° froide du générateur de vapeur 16 et réservoir froid 15 (°C)	240
T° chaude (T2) condenseur 7 et réservoir chaud 31 (°C)	90
T° froide (T1) condenseur 7 et réservoir froid 32(°C)	70
Rendement du cycle de Rankine (%) mis en œuvre par circuit secondaire 5	25

[0243] Le dimensionnement de l'ensemble des composants du cycle est réalisé comme dans les configurations précédentes.

[0244] Le tableau 4 suivant indique, sur la base d'un réacteur nucléaire de puissance 100MWth les puissances des sous-ensembles de l'installation selon la configuration D/, en fonction du taux de fonctionnement.

[0245] [Tableaux4]

Sous-ensemble	Puissance de dimensionnement	Durée de fonctionnement journalière
Réacteur nucléaire	100	24h/24h
Cycle de Rankine mis en œuvre par circuit secondaire 5	150	16h/24h
Système d'exploitation de la chaleur 22, 23	75	24h/24h

[0246] En supposant le besoin en chaleur continu pour les systèmes d'exploitation de chaleur 22, 23 qui peuvent être respectivement un système de capture CO₂ et un réseau de chaleur, les performances de l'installation 1 selon la configuration D/ sont exprimées dans le tableau 5 suivant.

[0247] [Tableaux5]

Puissance/ Sous-ensemble	Pendant la journée d'une durée de 16h (MWth/MWé)	Pendant la journée d'une nuit de 8h (MWth/MWé)
Réacteur nucléaire	100 MWth	100 MWth
Puissance thermique transmise au cycle de Rankine mis en œuvre par circuit secondaire 5	150 MWth	0
Puissance électrique fournie au réseau électrique 21	37,5 MWé	0
Puissance thermique fournie à un unique réservoir de stockage thermique stratifié 31, 32	112,5 MWth	0
Puissance thermique fournie au système d'exploitation de la chaleur 22, 23	75 MWth	75 MWth

[0248] Par rapport à la configuration C/ de la [Fig.8], la puissance de dimensionnement du système d'exploitation de chaleur 22, 23 connecté au condenseur 7 selon la configuration D/ de la [Fig.12] a diminué de 33% (75 MWth au lieu de 112,5 MWth) pour la même performance journalière, ce qui représente un gain considérable en termes de compacité, d'investissement, de coûts d'exploitation.

[0249] Le dimensionnement suivant a pour objectif d'évaluer, sur la base d'un exemple de

couplage entre le condenseur 7 dont les températures T1, T2 aux bornes sont respectivement égales à 90°C et 70°C et un système de capture de CO₂ atmosphérique 22, le volume de de stockage thermique stratifié 31, 32 qui est nécessaire pour un réacteur de type petit réacteur modulaire (PRM) (« Small Modular Reactor » en langage anglo-saxon d'acronyme SMR), selon une technologie REP dont la puissance thermique est de 540 MWth.

[0250] Les calculs de dimensionnement sont faits avec un profil de puissance tel que présenté à la [Fig.14].

[0251] Le tableau 6 suivant détaille les calculs de dimensionnement réalisés.

[0252] [Tableaux6]

Calcul du volume du réservoir de stockage côté source froide du SCE	
Puissance du réacteur	540 MWth
Puissance du SCE	810 MWth
Rendement	0,25
P électrique produite	202,5 Mwe
P condenseur	607,5 MWth
Refroidissement du cycle de Rankine mis en œuvre par le circuit secondaire 5	
Cp	4,18 kJ/kg/°C
ΔT	20°C
Débit	26 160 m ³ /h
Temps de fonctionnement	16 h/jour
Volume total d'eau froide pompé	418 565 m ³ /j
Alimentation du système de capture de CO₂ 22	
Temps de fonctionnement	24 h/jour
Débit	17 440 m ³ /h
Volume de fluide caloporteur à stocker (= différentiel de débit sur 16h)	139 522 m ³

[0253] Il ressort donc de ce tableau 6 que le volume de stockage thermique stratifié est de l'ordre de 140 000 m³.

[0254] A ce jour, les dimensions connues des fosses d'eau en tant que réservoir de stockage thermique stratifié sont de l'ordre de 1 Mm³.

[0255] La configuration D/ de l'installation est donc compatible avec des technologies

existantes à haut niveau de maturité technologique ainsi qu’avec des niveaux de puissance de réacteur nucléaire de type SMR.

- [0256] L’invention n’est pas limitée aux exemples qui viennent d’être décrits ; on peut notamment combiner entre elles des caractéristiques des exemples illustrés au sein de variantes non illustrées.
- [0257] D’autres variantes et modes de réalisation peuvent être envisagés sans pour autant sortir du cadre de l’invention.
- [0258] Dans l’exemple illustré, le système 22 est un système de capture de CO₂. Mais on peut envisager également un système de dessalement d’eau de mer. De manière générale, on peut mettre en œuvre un ou plusieurs systèmes d’exploitation de chaleur reliés en boucle fermée et en parallèle au condenseur du circuit secondaire du réacteur.
- [0259] L’installation de cogénération nucléaire qui vient d’être décrite en relation avec un réacteur nucléaire à eau pressurisée peut tout-à-fait être mis en œuvre avec tous les réacteurs nucléaires à cycle thermodynamique indirect, pour lesquels le cycle de production de chaleur et séparé physiquement du cycle de conversion de l’énergie.
- [0260] A des fins de maintenance, on peut envisager d’avoir des lignes fluidiques de by-pass des réservoirs de stockage thermique chaud et froid à basse température, pour faire circuler le caloporteur en boucle fermée entre le condenseur et les systèmes d’exploitation de la chaleur (capture CO₂, dessalement, réseau de chaleur) sans qu’il soit stocké de manière temporaire dans lesdits réservoirs.

Liste des références citées

- [0261] [1]: “*Améliorer l’efficacité énergétique en utilisant la cogénération dans la production d’électricité*” Jean-Marie Loiseaux, Henri Safa, Bernard Tamain, Réseau Sauvons le Climat.
- [0262] [2]: “*Heat recovery from nuclear power plants*”, H. Safa, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 42, Issue 1, November 2012, Pages 553-559
- [0263] [3]: H.D. Nguyen, N. Alpy, D. Haubensack. “*Insight on electrical and thermal powers mix with a Gen2 PWR: Rankine cycle performances under low to high temperature grade cogeneration.*” Energy, Elsevier, 2020, 202, pp.117518. [ff10.1016/j.energy.2020.117518](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117518)ff. ffcea-02569231f.
- [0264] [4]: “*Cogeneration with District Heating and Cooling*”, Henri Safa CEA Nuclear Energy Division Scientific Direction, IAEA Consultant meeting, Vienna, 19-22 December 2011.
- [0265] [5]: “*Two-tanks heat storage for variable electricity production in SFR: preliminary architecture and transient results*”, J.B. Droin, D. Haubensack, D. Barbier, L. Brissonneau, P. Dienot, P. Gauthé, ICAPP 2019 – International Congress on Advances in Nuclear Power Plants France, Juan-les-pins – 2019, May 12 | 15.

- [0266] [6]: S WU et Al.: "*Coupling of nuclear heating reactor with desalination process*", DESALINATION, ELSEVIER, AMSTERDAM, NL, vol. 142, no. 2, février 2002 (2002-02-01), pages 187-193, XP004351067, ISSN: 0011-9164, DOI: 10.1016/S0011-9164(01)00438-6.
- [0267] [7]: Jean-Claude GAUTHIER et Al: "*2nd International Topical Meeting on HIGH TEMPERATURE REACTOR TECHNOLOGY ANTARES: The HTR/VHTR project at Framatome ANP*", 1 septembre 2004 (2004-09-01), pages 1-13, XP055321369.
- [0268] [8]: "*Advances in Nuclear Power Process Heat Applications*", IAEA-TECDOC-1682, INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY VIENNA, 2012.
- [0269] [9]: Fasihi, M.; Efimova, O.; Breyer, C. (2019): "*Techno-economic assessment of CO2 direct air capture plants.*" In: Journal of Cleaner Production. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.03.086.
- [0270] [10]: D. Haubensack et al., "The COPERNIC/CYCLOP computer tool: pre-conceptual design of generation 4 nuclear systems, HTR-2004", 2nd International Topic Conference for the HTGR, September 22-24, 2004, Beijing, China, 2004.

Revendications

- [Revendication 1] Installation de cogénération électronucléaire comprenant :
- au moins un réacteur nucléaire, notamment à eau pressurisée (REP) ou à eau bouillante (REB), comprenant :
 - un premier circuit fluidique, dit circuit primaire (1), comprenant au moins un premier échangeur de chaleur intermédiaire (3);
 - un deuxième circuit fluidique, dit circuit secondaire (5) comprenant au moins un générateur de vapeur (16) en tant que deuxième échangeur de chaleur intermédiaire, au moins une turbine (6, 60) reliée au deuxième échangeur de chaleur, un condenseur (7) reliée à la turbine et au deuxième échangeur de chaleur, pour refroidir la vapeur issue de la turbine et la retransformer en eau et la renvoyer dans le deuxième échangeur de chaleur;
 - un alternateur (9) couplé mécaniquement à la turbine, destiné à être raccordé à un réseau électrique (21);
 - un troisième circuit fluidique configuré en boucle fermée de stockage d'énergie thermique (13), dans lequel circule un fluide caloporteur comprenant :
 - au moins un premier réservoir dit réservoir chaud (14), reliée au premier échangeur de chaleur intermédiaire ;
 - au moins une première pompe hydraulique (17) reliée au réservoir chaud et au deuxième échangeur de chaleur intermédiaire ;
 - au moins un deuxième réservoir dit réservoir froid (15), reliée au deuxième échangeur de chaleur intermédiaire ;
 - au moins une deuxième pompe hydraulique (18) reliée au réservoir froid et au premier échangeur de chaleur intermédiaire ;
 - au moins un système d'exploitation de chaleur (22, 23, 24) relié en boucle fermée au condenseur du circuit secondaire du réacteur.
- [Revendication 2] Installation de cogénération selon la revendication 1, le système d'exploitation de chaleur étant un système de capture de dioxyde de carbone CO₂ atmosphérique et/ou de dessalement d'eau de mer (22) et/ou un réseau de chaleur (23).
- [Revendication 3] Installation de cogénération selon la revendication 1 ou 2, comprenant en outre un dispositif aéroréfrigérant à air sec (20) relié en by pass d'un

- raccordement au système d'exploitation de la chaleur (22).
- [Revendication 4] Installation de cogénération selon la revendication 3, le dispositif aéroréfrigérant à air sec étant une tour aéroréfrigérante à air sec.
- [Revendication 5] Installation de cogénération selon l'une des revendications précédentes, la température T1 en entrée du condenseur (7) étant égale à au moins 60°C et la température T2 de sortie du condenseur (7) égale à au moins 70°C, avantageusement comprise entre 70 et 100°C.
- [Revendication 6] Installation de cogénération selon l'une des revendications précédentes, chacun des réservoir chaud et froid du troisième circuit fluidique ayant un volume compris entre 10 000 m³ et 30 000 m³.
- [Revendication 7] Installation de cogénération selon l'une des revendications précédentes, le fluide caloporteur de la boucle de stockage thermique du troisième circuit fluidique étant un sel fondu ou un mélange de sels fondus adapté pour rester en phase liquide sur une gamme de températures allant de 100°C à 350°C avec une marge de 40°C par rapport à la température maximale en fonctionnement de la boucle de stockage thermique (13).
- [Revendication 8] Installation de cogénération selon la revendication 7, le fluide caloporteur ayant la composition chimique suivante : 53 % KNO₃, 40 % NaNO₂, 7 % NaNO₃.
- [Revendication 9] Installation de cogénération selon l'une des revendications précédentes, comprenant un quatrième circuit fluidique configuré en boucle fermée de stockage d'énergie thermique (30) et distribution de chaleur, dans lequel circule un fluide caloporteur, le quatrième circuit fluidique comprenant :
- au moins un troisième réservoir dit réservoir chaud (31), reliée au condenseur (7) ,
 - au moins une troisième pompe hydraulique (33) reliée au réservoir chaud et à l'au moins un système d'exploitation de la chaleur (22, 23, 24),
 - au moins un quatrième réservoir dit réservoir froid (32), reliée au condenseur (7) et à l'au moins un système d'exploitation de la chaleur (22, 23, 24),
 - au moins une quatrième pompe hydraulique (34) reliée au réservoir froid (32) et au condenseur.
- [Revendication 10] Installation de cogénération selon la revendication 9, le fluide caloporteur de la boucle de stockage thermique et distribution de chaleur

du quatrième circuit fluide étant de l'eau adapté pour rester en phase liquide sur une gamme de températures allant de 50°C à 100°C avec une marge de 10°C par rapport à la température maximale en fonctionnement de la boucle de stockage thermique et distribution de chaleur (30).

- [Revendication 11] Installation de cogénération selon la revendication 9 ou 10, le réservoir chaud et froid du quatrième circuit fluide étant constitués par un unique réservoir de stockage thermique stratifié.
- [Revendication 12] Installation de cogénération selon la revendication 11, l'unique réservoir de stockage thermique stratifié étant une fosse, de préférence enterrée au moins en partie, remplie du fluide caloporteur.
- [Revendication 13] Installation de cogénération selon l'une des revendications 9 à 12, comprenant au moins deux systèmes d'exploitation de température en parallèle des réservoirs chaud et froid de la boucle de stockage thermique et distribution de chaleur (30).
- [Revendication 14] Installation de cogénération selon l'une des revendications 9 à 13, chacun des réservoirs chaud et froid du quatrième circuit fluide ayant un volume compris entre 50 000 et 300 000 m³ pour une puissance de réacteur égale à 150 MWélectrique.
- [Revendication 15] Installation de cogénération selon l'une des revendications précédentes, la ou les turbines étant exempté(s) de corps basse pression.

[Fig. 1]

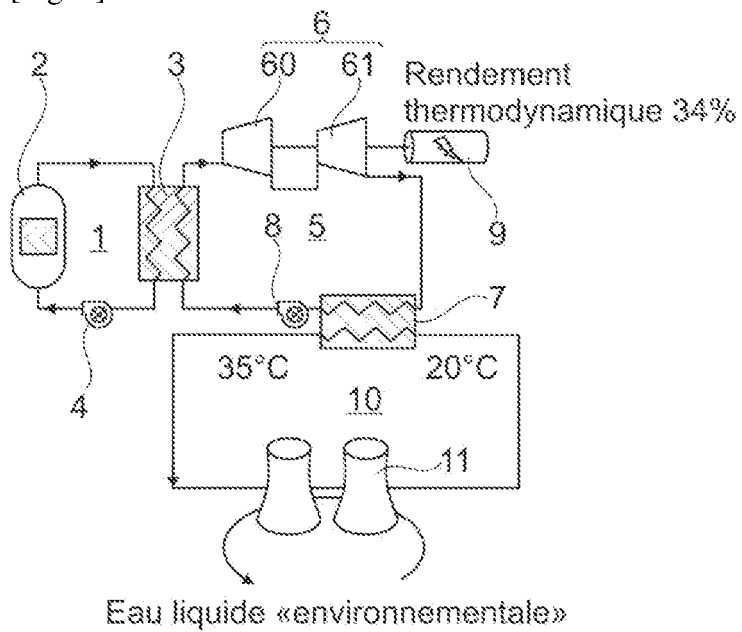


Fig. 1
(ETAT DE L'ART)

[Fig. 2]

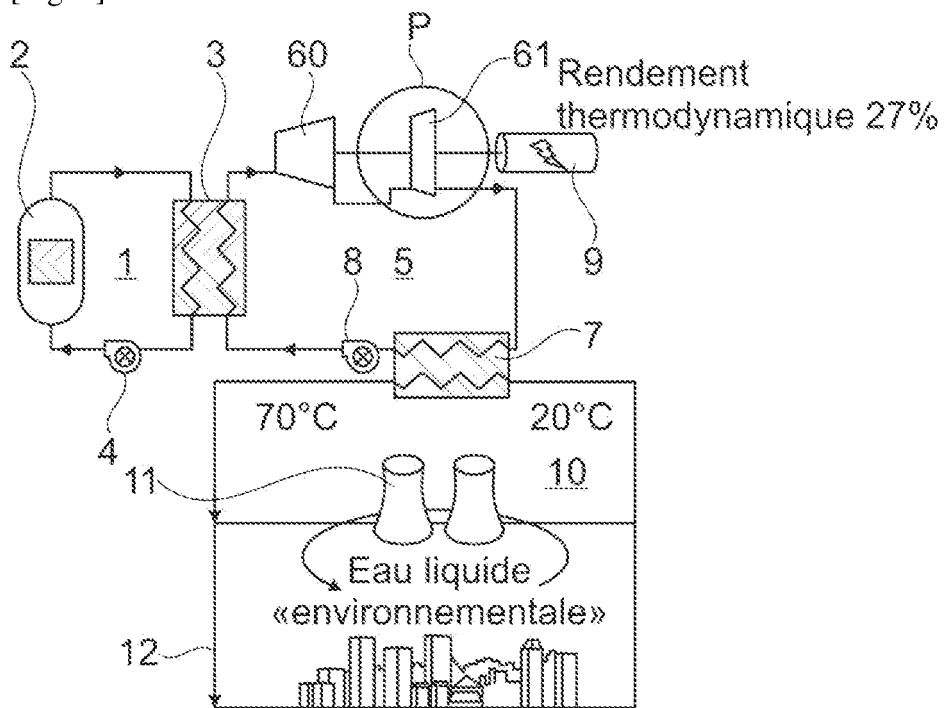


Fig. 2
(ETAT DE L'ART)

[Fig. 3]

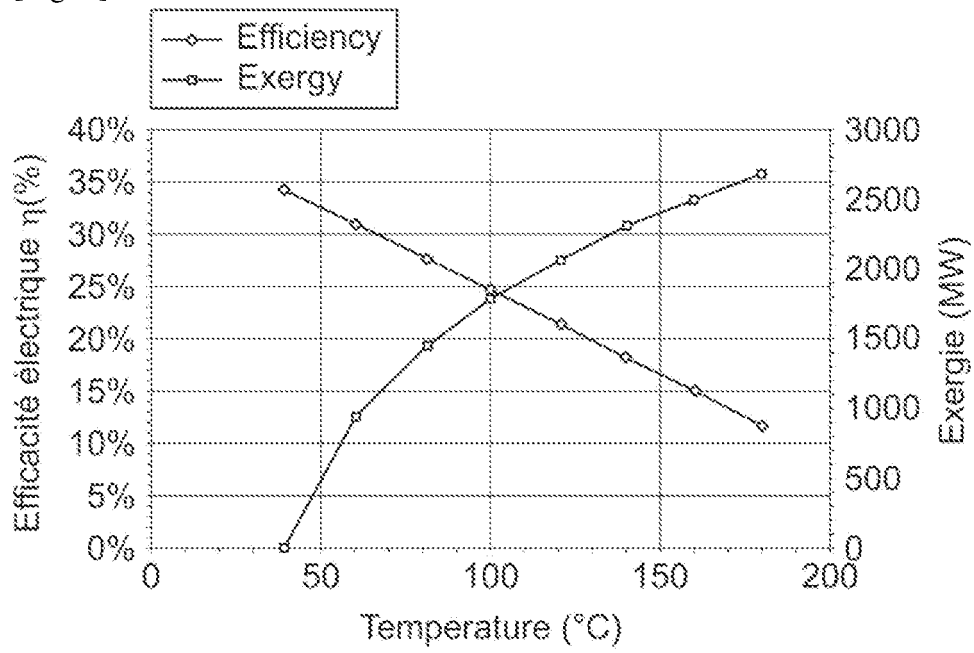


Fig. 3
(ETAT DE L'ART)

[Fig. 4]

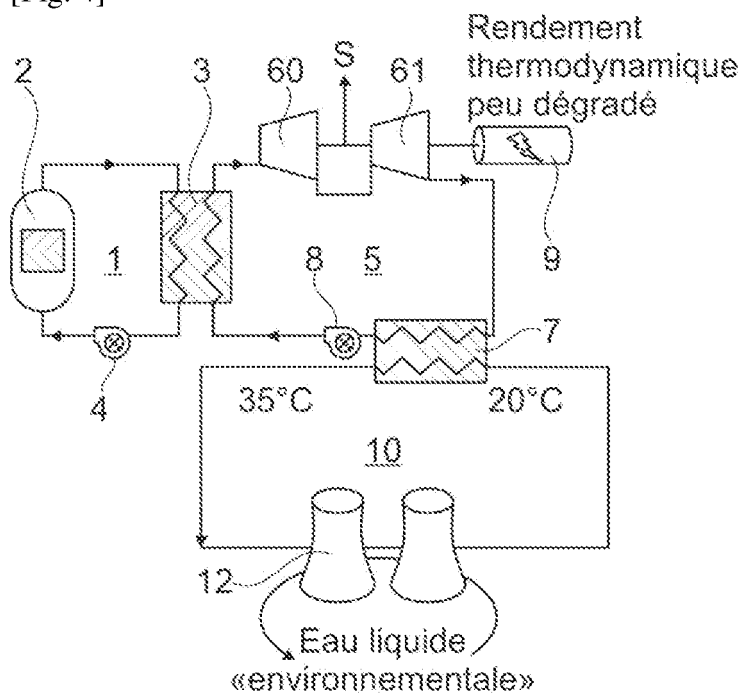
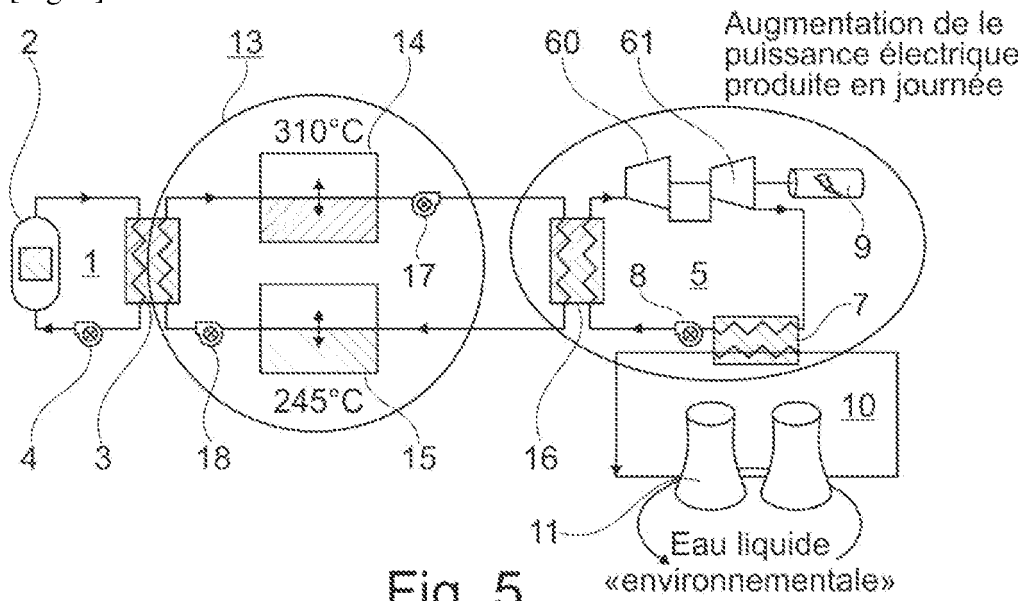
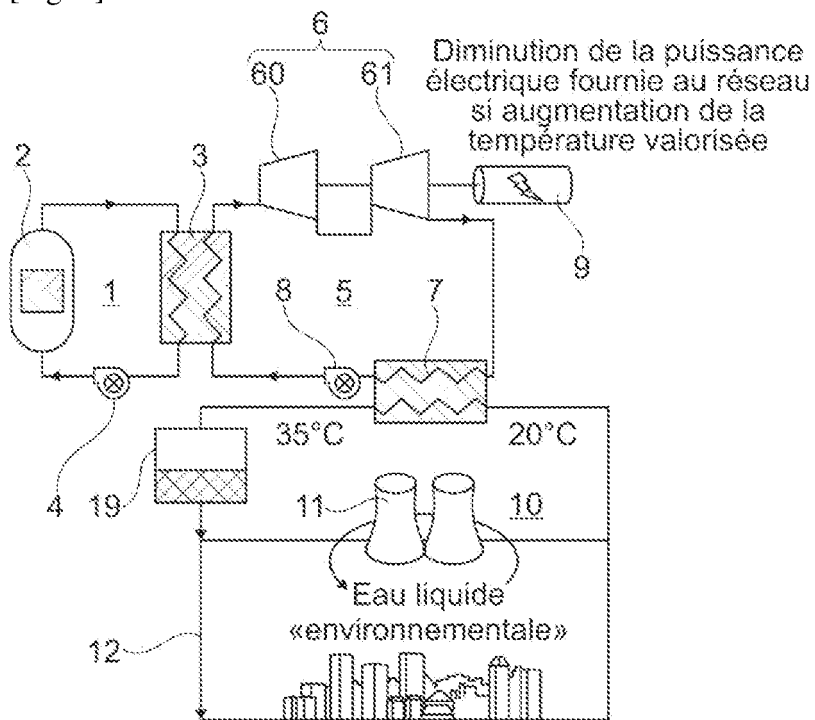


Fig. 4
(ETAT DE L'ART)

[Fig. 5]



[Fig. 6]



[Fig. 9]

Puissance desservie au réseau

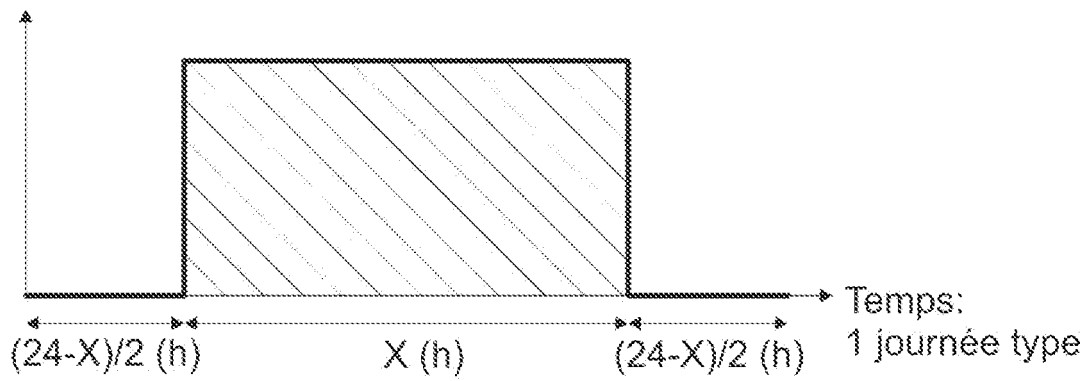


Fig. 9
(ETAT DE L'ART)

[Fig. 10]

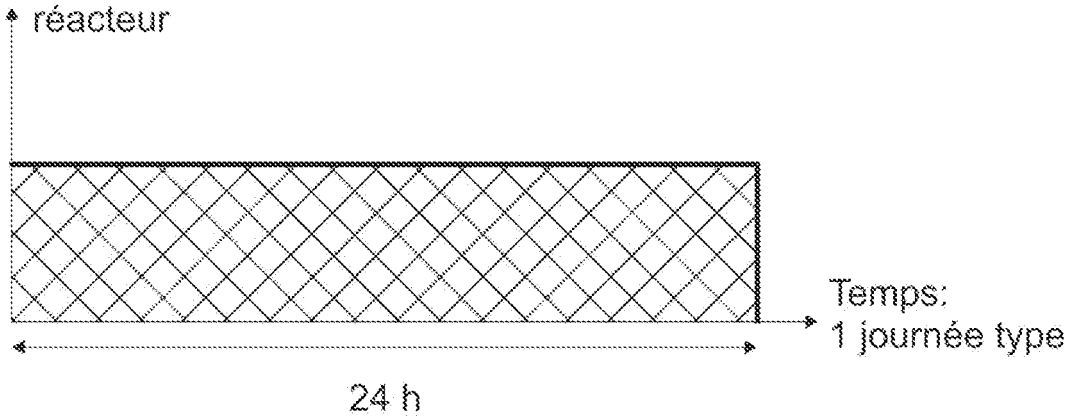
Puissance
réacteur

Fig. 10

[Fig. 11]

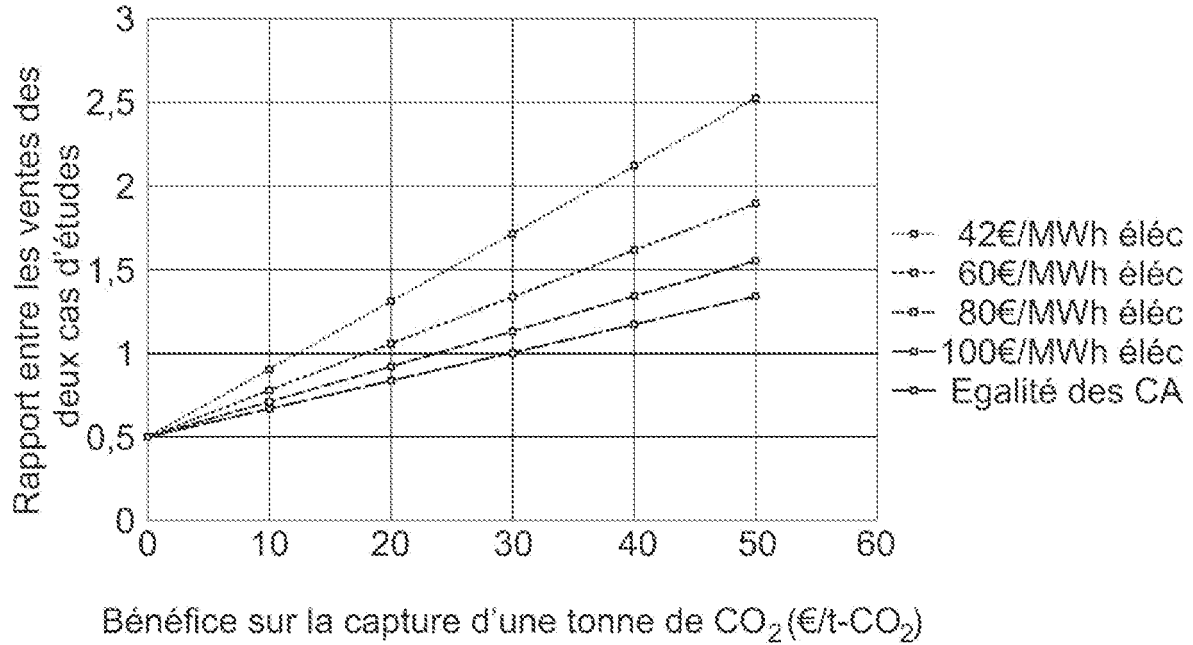


Fig. 11

[Fig. 12]

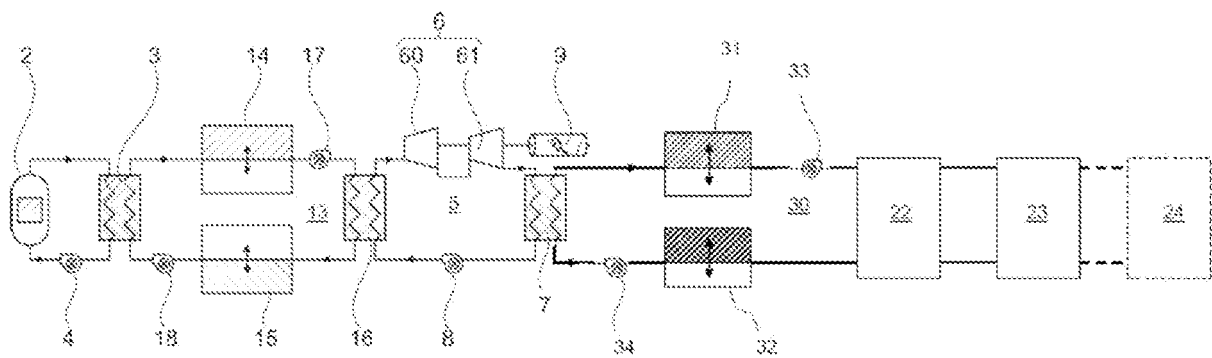


Fig.12

[Fig. 13]

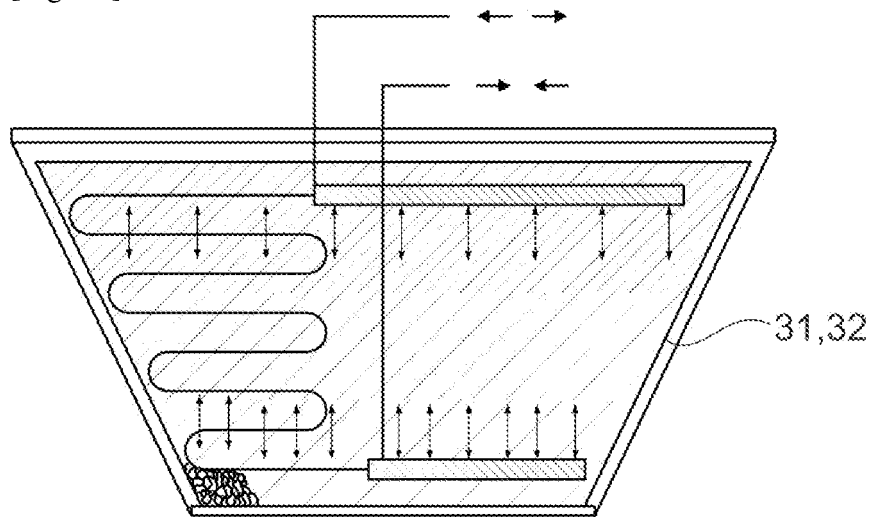


Fig. 13

[Fig. 14]

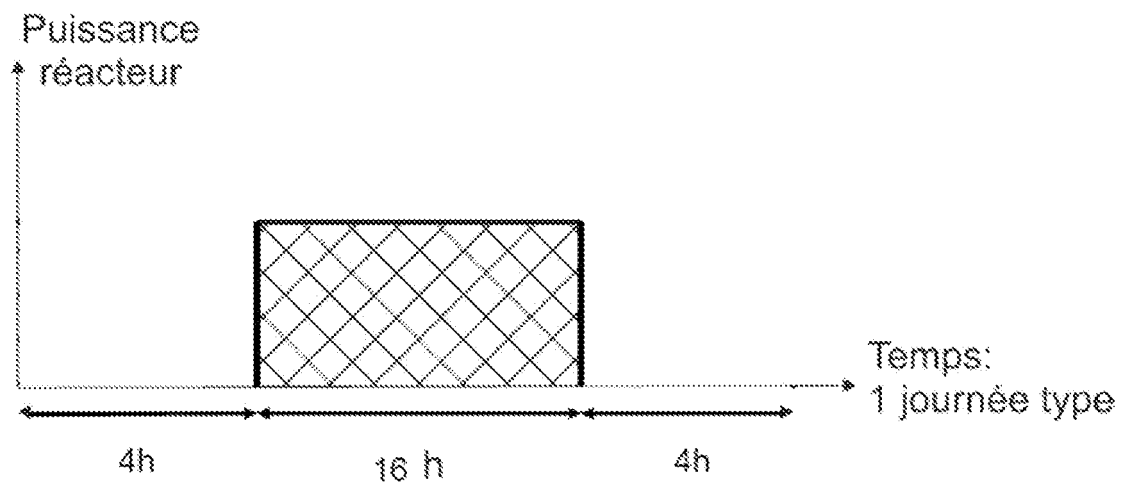


Fig.14

RAPPORT DE RECHERCHE PRÉLIMINAIRE PARTIEL

établi sur la base des dernières revendications
déposées avant le commencement de la recherche

voir FEUILLE(S) SUPPLÉMENTAIRE(S)

N° d'enregistrement
national

FA 914655

FR 2211535

DOCUMENTS CONSIDÉRÉS COMME PERTINENTS		Revendications concernées	Classement attribué à l'invention par l'INPI
Catégorie	Citation du document avec indication, en cas de besoin, des parties pertinentes		
X	JP 2020 197468 A (FUJI ELECTRIC CO LTD) 10 décembre 2020 (2020-12-10)	1, 15	G21D1/02 G21D9/00
Y	* cf fig 1 et sa description * -----	2	F01K3/08 F01K17/02
A	FR 2 297 483 A1 (ORLOV VIKTOR [SU]) 6 août 1976 (1976-08-06) * cf fig. 1 et sa description * -----	1	F28D20/00 F01K17/04
Y	JP S58 216773 A (ISHIKAWAJIMA HARIMA HEAVY IND) 16 décembre 1983 (1983-12-16) * le document en entier * -----	2	
			DOMAINES TECHNIQUES RECHERCHÉS (IPC)
			G21D F01K
Date d'achèvement de la recherche		Examineur	
6 juin 2023		Angloher, Godehard	
CATÉGORIE DES DOCUMENTS CITES X : particulièrement pertinent à lui seul Y : particulièrement pertinent en combinaison avec un autre document de la même catégorie A : arrière-plan technologique O : divulgation non-écrite P : document intercalaire T : théorie ou principe à la base de l'invention E : document de brevet bénéficiant d'une date antérieure à la date de dépôt et qui n'a été publié qu'à cette date de dépôt ou qu'à une date postérieure. D : cité dans la demande L : cité pour d'autres raisons & : membre de la même famille, document correspondant			

ABSENCE D'UNITÉ D'INVENTION
FEUILLE SUPPLÉMENTAIRE B

Numéro de la demande

FA 914655

FR 2211535

La division de la recherche estime que la présente demande de brevet ne satisfait pas à l'exigence relative à l'unité d'invention et concerne plusieurs inventions ou pluralités d'inventions, à savoir :

1. revendications: 1, 2, 15

Installation de cogénération électronucléaire selon la revendication 1;
élément/s technique/s particulier/s de la revendication 2:
le système d'exploitation de chaleur étant un système de capture de dioxyde de carbone CO₂ atmosphérique et/ou de dessalement d'eau de mer (22) et/ ou un réseau de chaleur (23);

1.1. revendication: 15

cf les éléments techniques correspondants;

2. revendications: 3, 4

Installation de cogénération électronucléaire selon e.g. la revendication 1;
élément/s technique/s particulier/s communs aux revendications 3 et 4:
un dispositif aéroréfrigérant à air sec (20) relié en by pass d'un raccordement au système d'exploitation de la chaleur (22);

3. revendication: 5

Installation de cogénération électronucléaire selon e.g. la revendication 1;
élément/s technique/s particulier/s de la revendication 5:
la température T₁ en entrée du condenseur (7) étant égale à au moins 60°C et la température T₂ de sortie du condenseur (7) égale à au moins 70°C, avantageusement comprise entre 70 et 100°C;

4. revendication: 6

Installation de cogénération électronucléaire selon e.g. la revendication 1;
élément/s technique/s particulier/s de la revendication 6:
chacun des réservoir chaud et froid du troisième circuit fluide ayant un volume compris entre 10 000 m³ et 30 000 m³;

5. revendications: 7, 8

Installation de cogénération électronucléaire selon e.g. la revendication 1;

ABSENCE D'UNITÉ D'INVENTION
FEUILLE SUPPLÉMENTAIRE B

Numéro de la demande

FA 914655
FR 2211535

La division de la recherche estime que la présente demande de brevet ne satisfait pas à l'exigence relative à l'unité d'invention et concerne plusieurs inventions ou pluralités d'inventions, à savoir :

élément/s technique/s particulier/s communs aux revendications 7 et 8:
le fluide caloporteur de la boucle de stockage thermique du troisième circuit fluide étant un sel fondu ou un mélange de sels fondus adapté pour rester en phase liquide sur une gamme de températures allant de 100°C à 350°C avec une marge de 40°C par rapport à la température maximale en fonctionnement de la boucle de stockage thermique (13);

6. revendications: 9-14

Installation de cogénération électronucléaire selon e.g. la revendication 1;

élément/s technique/s particulier/s commun aux revendications 9 - 14:

un quatrième circuit fluide configuré en boucle fermée de stockage d'énergie thermique (30) et distribution de chaleur, dans lequel circule un fluide caloporteur, le quatrième circuit fluide comprenant :

- au moins un troisième réservoir dit réservoir chaud (31), reliée au condenseur (7) ,
- au moins une troisième pompe hydraulique (33) reliée au réservoir chaud et à l'au moins un système d'exploitation de la chaleur (22, 23, 24) ,
- au moins un quatrième réservoir dit réservoir froid (32), reliée au condenseur (7) et à l'au moins un système d'exploitation de la chaleur (22, 23, 24) ,
- au moins une quatrième pompe hydraulique (34) reliée au réservoir froid (32) et au condenseur;

Prière de noter que toutes les inventions mentionnées sous point 1, qui ne sont pas nécessairement liées par un concept inventif commun, ont pu être recherchées sans effort particulier justifiant une taxe additionnelle.

La première invention a été recherchée.

ANNEXE AU RAPPORT DE RECHERCHE PRÉLIMINAIRE **RELATIF A LA DEMANDE DE BREVET FRANÇAIS NO. FR 2211535 FA 914655**

La présente annexe indique les membres de la famille de brevets relatifs aux documents brevets cités dans le rapport de recherche préliminaire visé ci-dessus.
 Les dits membres sont contenus au fichier informatique de l'Office européen des brevets à la date du **06-06-2023**
 Les renseignements fournis sont donnés à titre indicatif et n'engagent pas la responsabilité de l'Office européen des brevets, ni de l'Administration française

Document brevet cité au rapport de recherche	Date de publication	Membre(s) de la famille de brevet(s)	Date de publication
JP 2020197468 A	10-12-2020	AUCUN	
FR 2297483 A1	06-08-1976	AUCUN	
JP S58216773 A	16-12-1983	AUCUN	