



## Avis de la Sfen

Juin 2024

### L'énergie nucléaire : une nouvelle solution pour décarboner la chaleur ?

La Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) définit les grandes orientations en cohérence avec les objectifs de neutralité carbone aux horizons 2030 (-55 % de GES au niveau UE) et 2050. À l'horizon 2050, selon les premiers éléments disponibles, 56 % de l'énergie consommée serait électrique (bas carbone). Fournir cette électricité passera par un prolongement « autant que possible » de l'exploitation du parc nucléaire historique, « une relance inédite du nucléaire » et « l'accélération du déploiement des énergies renouvelables ». Au-delà de l'électricité, le reste de l'énergie consommée (44%) proviendra de l'hydrogène et des e-fuels pour 3 % du total, mais surtout des énergies renouvelables (EnR) « hors électricité » à hauteur de 41%. Ces dernières seront consommées principalement sous forme de chaleur (hors et via les réseaux de chaleur).

Décarboner la chaleur sera un défi colossal. Moins publicisée et débattue que l'électricité, la chaleur est un enjeu central de la transition : **ce vecteur énergétique<sup>1</sup>, représente déjà aujourd'hui presque la moitié de l'énergie finale consommée en France<sup>2,3</sup> et est produite à 60 % avec des énergies fossiles<sup>4</sup>** – majoritairement du gaz.

L'objet de cet avis porte sur **l'opportunité d'utiliser une partie de la chaleur thermique du circuit secondaire (chaleur dite non fatale, car elle permet de produire de l'électricité) pour un usage complémentaire à celui de la production d'électricité**. Pour rappel, la technologie électronucléaire de fission, utilisée dans les réacteurs du parc nucléaire français actuels, transforme l'énergie de masse des noyaux d'Uranium dans le circuit dit « primaire » en énergie thermique. Cette dernière est convertie en électricité, dans le circuit dit « secondaire » proportionnellement au rendement de l'installation (~30%). L'énergie thermique du secondaire non convertie en électricité est transférée à l'eau froide du circuit tertiaire. Cette chaleur, dite « fatale » (car sa température est trop basse pour produire de l'électricité), est aujourd'hui déjà valorisée dans quelques unités, comme à la centrale nucléaire Gravelines.

Si le parc nucléaire actuel français a été conçu pour produire de l'électricité, et y est aujourd'hui exclusivement dédié, **la production de chaleur bas carbone, en cogénération avec de l'électricité, est une solution éprouvée dans d'autres pays. Elle est aujourd'hui opérationnelle sur plus 40 réacteurs nucléaires dans le monde, car elle permet de valoriser davantage d'énergie d'une même centrale (en se privant de 1MW électrique, il**

---

<sup>1</sup> Définition vecteur énergétique : forme transformée d'énergie, qui permet de la véhiculer et la stocker.

<sup>2</sup> Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, ADEME, 2021

<sup>3</sup> Mise à jour des indicateurs de suivi de la PPE (indicateurs 2021), MTE, 2023

<sup>4</sup> Chaleur renouvelable, Carbone4, 2022

**est possible de produire 3MW thermiques).** Le développement de réacteurs nucléaires innovants, soutenu par le programme France 2030, doit permettre d'apporter **de nouvelles solutions de production de chaleur décarbonée** qui pourront contribuer efficacement aux objectifs de décarbonation et prioriser l'utilisation des ressources en biomasse pour des secteurs où il n'existe pas d'alternatives. La Sfen, dans sa réponse à la consultation sur la SFEC, a demandé que la stratégie française adopte la neutralité technologique dès aujourd'hui pour préparer l'arrivée de ces solutions comme elle l'a également fait pour l'hydrogène. Elle plaide donc pour un élargissement du périmètre de la chaleur bas carbone à l'énergie nucléaire.

## Résumé pour décideurs :

### **La décarbonation de la chaleur est un enjeu majeur, et incertain, de la transition énergétique :**

La chaleur représente la moitié de l'énergie consommée en France, de l'ordre de 740TWh, et est aujourd'hui majoritairement (60 %) produite à partir de combustibles fossiles. Le projet de SFEC définit une stratégie ambitieuse pour 2035, reposant d'abord sur un plan de décarbonation (ou plus précisément, de « défossilisation ») de l'industrie qui comprend, entre autres, un recours accru à la biomasse pour produire de la chaleur. Mais aussi, le projet de SFEC fixe l'objectif d'un triplement des quantités d'énergies livrées par les réseaux de chaleur urbaine (RCU), ainsi qu'un objectif de décarbonation. Ce dernier est défini, non pas en pourcentage d'énergies décarbonées, mais exclusivement en pourcentage (80%) d'énergies renouvelables et de récupération EnR&R.

À l'échéance 2035, la biomasse reste un pilier de l'approvisionnement en chaleur bas-carbone. Or, la littérature scientifique, recensée dans cet avis, fait état d'incertitudes de natures différentes sur le temps long : le bouclage entre ressources et besoins et la capacité future des forêts à capter le carbone. Ces incertitudes, qui vont rendre nécessaire une stratégie pour hiérarchiser les usages, font peser des risques sur la trajectoire de neutralité carbone à l'horizon 2050.

### **Les petits réacteurs innovants pour compléter les solutions actuelles**

Sans se substituer ou entraver le développement des autres solutions de décarbonation, le nucléaire peut contribuer à accélérer la réduction de la part des énergies fossiles dans le mix énergétique de la production de chaleur et à lever les tensions envisagées par les experts sur la biomasse. Un réacteur nucléaire produit de la chaleur avant même de produire de l'électricité, et des enseignements peuvent être tirés d'expériences en Chine, en Suisse, et en Suède. De premières études sont en cours pour évaluer le marché adressable en France, y compris dans les besoins en chaleur haute température de certains procédés industriels, pour lesquels il existe actuellement peu d'alternatives. Avec la technologie actuelle, les premiers calculs montrent que la production de chaleur nucléaire s'avérerait tout à fait compétitive, par rapport aux autres solutions disponibles. Plus d'une dizaine d'acteurs, dans le cadre du plan France 2030, développent des solutions nucléaires pour ce marché, pour une disponibilité industrielle avant 2030 pour les plus avancées. Certaines technologies permettront de produire de la chaleur au-delà de 500°C. Différentes tailles de réacteurs permettent de servir les besoins de bassins de consommation variés. Pour poursuivre cette route, la réglementation doit être adaptée pour garantir, comme c'est déjà le cas pour l'hydrogène, la neutralité technologique, nécessaire pour ouvrir la voie aux études technico-économiques et au déploiement industriel.

## Sommaire

### **1. La décarbonation de la chaleur est un enjeu majeur et incertain de la transition énergétique : .....4**

- 1.1. La consommation de chaleur en France reste largement carbonée ..... 5
- 1.2. La SFEC définit une stratégie ambitieuse pour 2035 reposant sur les réseaux de chaleur et les EnR&R..... 6
- 1.3. Les possibles tensions sur la biomasse et la nécessité d'en prioriser les usages... 8

### **2. Les petits réacteurs nucléaires innovants pour compléter les solutions actuelles ..... 11**

- 2.1. Un réacteur nucléaire produit de la chaleur avant même de produire de l'électricité .. 11
- 2.2. La compétitivité de la chaleur nucléaire par rapport aux autres filières..... 14
- 2.3. Des enseignements à tirer des mises en œuvre et des développements à l'étranger 16
- 2.4. Quel(s) marché(s) et quelles solutions ? ..... 19
- 2.5. Enjeux réglementaires : la nécessaire poursuite de la neutralité technologique .....23

*Cet avis de la Sfen est le premier sur le sujet. Il a un objectif double : être didactique et ouvrir la discussion. Il a été préparé sur la base d'un travail de stage mené par Valentin Quintana-Leyton et encadré par Ilyas Hanine, avec l'appui de la section technique 15 (système énergétique bas carbone) dont la Sfen remercie la présidente. La Sfen remercie également l'ensemble des acteurs sollicités dans le cadre des entretiens menés à cette fin.*

## 1. La décarbonation de la chaleur est un enjeu majeur et incertain de la transition énergétique :

Modéliser les trajectoires de production-consommation de chaleur nécessite une approche « Bottom-up » en raison de ses propriétés (voir encart), c'est-à-dire en partant systématiquement des besoins et des options de production au niveau local. Ces besoins présentent quatre caractéristiques :

- **La puissance thermique**, exprimée en mégawatt (MW) ou en térawattheures annuels (TWh/an) représente le débit de chaleur échangée ;
- **Le vecteur énergétique** spécifie la nature du support pour transmettre cette chaleur (ex : l'eau ou l'électricité dans le cas du radiateur, le méthane pour les vapocraqueurs, etc.). Le vecteur énergétique n'est pas la source de chaleur : l'eau des circuits primaire, secondaire et tertiaire est le support de l'énergie thermique qui provient du combustible nucléaire fissile (la source) ;
- **La température d'opération** impose un seuil minimal sur la fourniture de chaleur : pour satisfaire un usage caractérisé par une température donnée, il faut un vecteur énergétique d'une température supérieure. Elle intervient de manière cruciale dans la conception et l'optimisation des échangeurs thermiques, des systèmes de chauffage et de refroidissement, car elle influe directement sur la puissance thermique transmise.
- **La pression de la vapeur produite** est un critère majeur en particulier quand des opportunités de valorisation de réseaux de chaleur industriels ou urbains sont déjà existantes. Si le niveau de pression proposé n'est pas suffisant, ces réseaux ne pourront pas être réutilisés ce qui occasionnera des surcoûts considérables (investissements vers de nouvelles infrastructures).

Le niveau de pression et le niveau de température de la vapeur restent les deux paramètres clés à considérer lorsqu'il s'agit de comparer des solutions de fourniture de vapeur produite à partir d'énergie bas carbone nucléaire.

### ENCART : RAPPELS TECHNIQUES SUR LE VECTEUR CHALEUR

Produire de la chaleur de manière générale, c'est-à-dire **chauffer un fluide (par exemple de l'eau liquide, à saturation, ou sous forme de vapeur) pour différents usages énergétiques**, ne présente pas de défi technique particulier. L'enjeu principal auquel le pays est confronté est d'en produire des quantités suffisantes de manière décarbonée.

On a coutume de dire que **l'électricité se transporte bien, mais se stocke mal, alors que la chaleur se transporte mal et se stocke bien**. Si le système électrique français est assimilable à une plaque de cuivre, le transport de chaleur a des rendements faibles et des coûts sur longues distances élevés, du fait des pertes thermiques qui évoluent linéairement avec la distance du tuyau, de l'ordre de 10-20 °C/ 100km<sup>5</sup>, voire de l'ordre de 10 fois moins avec des technologies plus récentes. Ceci écarte définitivement la possibilité d'un réseau de chaleur national. Compte tenu de ces contraintes techniques, la géographie de la chaleur est locale, avec **des lieux de production situés à proximité des lieux de consommation (~50**

<sup>5</sup> En fixant un jeu de paramètres complexes. En effet, les pertes thermiques sont fonction de la longueur de pipeline, de la vitesse du fluide, de l'épaisseur du pipeline, la température initiale du fluide, etc. Voir: Wang, D. Heat loss along the pipeline and its control measures. [SN Appl. Sci. 5, 2 \(2023\)](#).

**km**)<sup>6</sup>. Par contraste avec l'électricité aussi, la chaleur se stocke efficacement, sur des durées allant jusqu'à l'échelle saisonnière. Les techniques de stockage<sup>7</sup> sont généralement réparties en trois catégories : le stockage thermochimique (une réaction chimique réversible exothermique au déstockage), le stockage par chaleur latente (basé sur le changement de phase d'un matériau), et le stockage par chaleur sensible (simple augmentation ou diminution d'un milieu, par exemple de l'eau dans les ballons). Ceci permet un calage avec les périodes de forte demande industrielle, tertiaire ou résidentielle (on utilise dans la littérature anglophone le terme de 'seasonal thermal energy storage' ou 'STES').

La chaleur est souvent **co-produite dans de nombreux procédés industriels** soit directement, soit indirectement via la combustion de sous-produits à forte teneur énergétique (par ex : hydrogène « co-produit » brûlé, ou combustion de biomasse « impropre » dans l'industrie papetière). Ces dégagements collatéraux de chaleur ouvrent la voie à une revalorisation vertueuse du point de vue économique et/ou environnemental d'énergies *in situ*.

### 1.1. La consommation de chaleur en France reste largement carbonée

Aujourd'hui en France, plusieurs sources de production de chaleur sont utilisées pour subvenir aux besoins ; on distingue :

- **Les énergies thermiques à flux, comme le solaire et la géothermie profonde**, dont la captation passe par la circulation d'un fluide caloporteur. Les pompes à chaleur (PAC) sont des équipements basés sur ces énergies qu'elles prélèvent via un approvisionnement en électricité d'une source froide : l'air (PAC aérothermiques), le sol (PAC géothermique) ou l'eau (PAC aquathermique).
- **Les énergies chimiques** qui comprennent les **combustibles fossiles** (gaz, charbon, fioul), les **bioénergies** (biomasse, biogaz) et les **déchets** dont la combustion dégrade l'énergie des liaisons chimiques en chaleur.
- **L'électricité** (le courant électrique) qui au passage d'un matériau plus ou moins conducteur dissipe par effet Joule de l'énergie sous forme de chaleur ; les fours industriels à résistance ou les radiateurs électriques en sont des exemples.
- **L'énergie nucléaire** associée à la force de cohésion au sein des noyaux atomiques (l'uranium 235 pour l'électronucléaire actuel) dont la réaction de fission libère de la chaleur.

Suivant la PPE 2<sup>8</sup>, « **La chaleur représente 42,3 % de la consommation finale d'énergie en 2017, soit 741 TWh**<sup>9</sup> ». Une partie importante de cette consommation, notamment par

<sup>6</sup> Martin Laurent, "Les centrales nucléaires comme une option pour aider à décarboner les secteurs de la chaleur européens et français ? Une analyse prospective technico-économique." Thèse de doctorat en Sciences et technologies industrielles (p. 61) : "Hirsch et al. (2016) shows that an insulation thickness of 200 mm (polyurethane foam) can maintain heat losses below 2% of the thermal energy transported over at least 40 km, while the results from Safa (2012) indicate that a 300 mm thickness would limit losses to below 2% even for a 100km long"

<sup>7</sup> Académie des Technologies (Boris Bourdoncle) : « Le stockage intersaisonnier de chaleur dans le secteur résidentiel-tertiaire : Un moyen de réduire notre empreinte carbone ». Décembre 2020.

<sup>8</sup> Stratégie française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 2024-2028, MTE.

<sup>9</sup> En 2021, la consommation annuelle de chaleur en France est estimée à 708TWh, ce qui représente 45 % de l'énergie finale consommée cette année. Son usage est réparti entre les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel à hauteur de 50%, 20% et 30% respectivement (source : Carbone4)

l'industrie, peut sembler invisibilisée dans les statistiques nationales, car elle n'est pas présentée sous la forme d'un vecteur chaleur, mais est ventilée sur les différentes consommations finales d'énergies. Selon le Comité stratégique de filière « Nouveaux systèmes énergétiques » (CSF-NSE), 70%<sup>10</sup> de l'énergie consommée par l'industrie serait destinée à produire de la chaleur.

**Cette chaleur est produite à 63% à partir d'énergies fossiles** (gaz pour 40 %, pétrole 18% et charbon 5%), avec 21% d'énergies renouvelables (biomasse, pompes à chaleur, géothermie, biogaz, solaire thermique) et 21 % d'électricité.

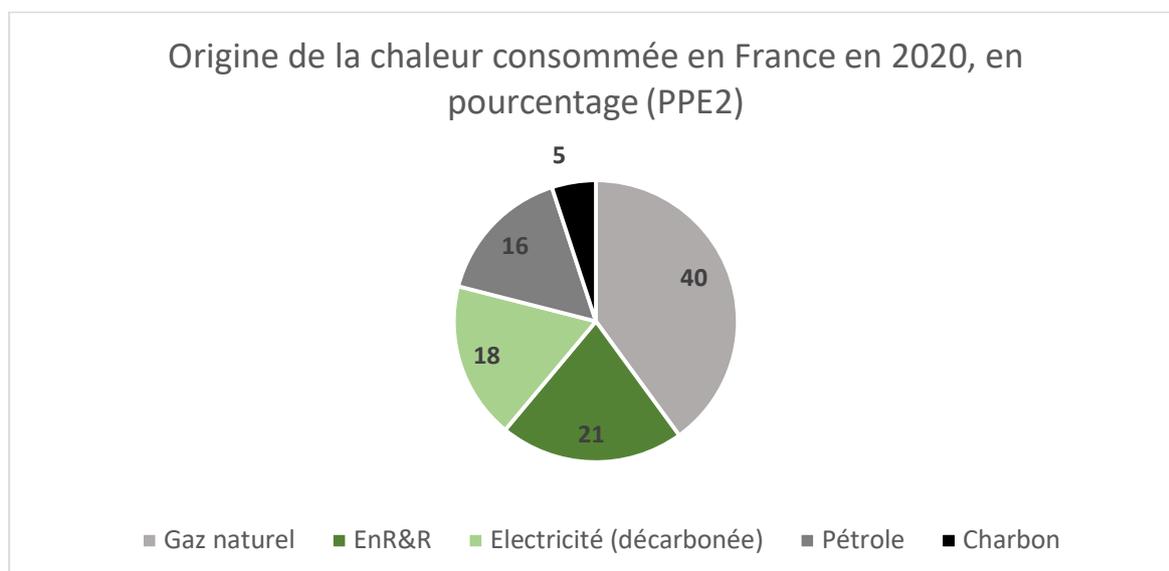


Figure 1 : Origine de la chaleur consommée en France d'après la PP2

Les enjeux de décarbonation de la chaleur sont donc de premier ordre pour l'atteinte des objectifs français et européens.

## 1.2. La SFEC définit une stratégie ambitieuse pour 2035 reposant sur les réseaux de chaleur et les EnR&R

Pour décarboner la consommation de chaleur, la SFEC mise sur « une forte augmentation de la production de chaleur d'origine renouvelable et de récupération (EnR&R) et le développement accéléré des réseaux urbains de distribution de chaleur (RCU) ». Cette trajectoire s'appuie sur 330 à 419TWh de chaleur décarbonée à l'horizon 2035 sans que l'on connaisse la ventilation entre les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel.

Le gouvernement a signé des contrats de transition énergétique avec les 50 sites les plus émetteurs et publié six feuilles de route avec les filières clés, couvrant 85% des émissions industrielles. Il a mis en place une plateforme pour permettre aux industriels d'avoir accès à des solutions de décarbonation, y compris dans le domaine de la chaleur. Plus généralement, parmi les mesures « bien engagées » ou « à sécuriser », on trouve celles de sobriété,

<sup>10</sup> Aurélie Picart, journée Think Énergies, mai 2024

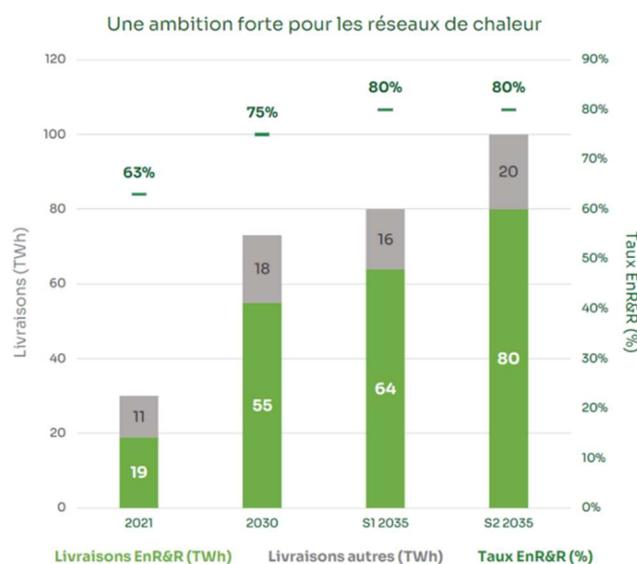
d'efficacité énergétique, d'électrification, de changement de procédé, et de mobilisation la biomasse ainsi que les dispositifs de capture et séquestration du carbone<sup>11</sup>.

Concernant les RCU<sup>12</sup>, ils ont aujourd'hui en France un mix énergétique déjà majoritairement décarboné avec une part d'EnR&R de l'ordre de 60 % (le reste étant essentiellement du gaz) à la différence du mix chaleur national total, qui comprend encore, comme on l'a vu, plus de 60 % d'énergies fossiles. La SFEC envisage un objectif extrêmement ambitieux d'un triplement des quantités de chaleur livrées par les réseaux entre 2021 (30 TWh) et 2035, dont 80 % de chaleur EnR&R.

Comme la Sfen le faisait remarquer dans sa réponse à la consultation, l'objectif de décarbonation des RCU **n'est pas fixé de manière technologiquement neutre (comme c'est le cas pour l'hydrogène) : il est fixé exclusivement en pourcentage d'EnR&R** et non en pourcentage d'énergies décarbonées ou intensité carbone (*point discuté dans la partie 2 du document*).

Les filières ciblées par cette stratégie sont donc la biomasse, la géothermie profonde et de surface, les PAC aérothermiques, le solaire thermique, le biogaz, et les combustibles solides de récupération.

CHALEUR ENR&R PAR SECTEUR EN TWh	2021	2030	2035 SEUIL BAS	2035 SEUIL HAUT
BIOMASSE (CONSO NETTE)	123	134	134	178
GÉOTHERMIE DE SURFACE	3,9	10	15	18
GÉOTHERMIE PROFONDE	2,3	6	8	10
PAC (HORS PAC GÉOTHERMIQUES)	39,1	74	92	102
SOLAIRE THERMIQUE	1,3	6	10	10
RÉCUPÉRATION DE CHALEUR FATALE LIVRÉE DANS LES RCU	5,4	20	25	29
BIOGAZ INJECTÉ + COGÉ BIOGAZ	7,5	37	35	61
CSR*	0,2	10	11	11
<b>TOTAL</b>	<b>182,7</b>	<b>297</b>	<b>330</b>	<b>419</b>



À gauche : Tableau 1 : objectifs de chaleur EnR&R par filières dans la SFEC.

À droite : Figure 2 : évolution de l'énergie livrée par les RCU et taux d'EnR&R d'après SFEC (source : Club de la chaleur renouvelable)

L'intérêt des RCU est de mettre à disposition des usagers des solutions qui ne sont pas disponibles à l'échelle individuelle, et de permettre à n'importe quel nouvel entrant de rendre accessible sa production de chaleur (décarbonée) aux usagers du réseau. Avec les bonnes incitations économiques, cette capacité de distribution permet d'accélérer la substitution des moyens décarbonés aux sources fossiles, en remplaçant notamment les chaudières à gaz individuelles. Les dispositifs de soutien comme le Fonds chaleur ouvrent des espaces économiques significatifs pour la décarbonation de ces réseaux.

<sup>11</sup> Secrétariat général à la planification écologique : « Mieux produire. Industrie : synthèse de la mise en œuvre du plan ». Avril 2024

<sup>12</sup> La Fedene définit un RCU comme un système de distribution centralisé de chaleur conçu pour alimenter plusieurs utilisateurs depuis des unités de productions (ex : incinérateurs) alimentant un réseau primaire vers un réseau secondaire (ex : alimentant les radiateurs d'un immeuble).

Le SFEC prévoit donc de **tripler la chaleur livrée par réseau (90TWh en 2035 vs 29,3TWh)** et de plus que tripler l'injection d'EnR&R (entre 64 et 80 TWh en 2035 vs 19TWh aujourd'hui<sup>13</sup>). Selon la FEDENE<sup>14</sup>, au rythme actuel de développement, ces cibles ne pourront pas être atteintes. Tandis que les taux de croissance 2018-2022 des filières bois-énergie, PAC et biogaz (respectivement 3 %, ~10 % et ~18 %) sont en cohérence avec ceux scénarisés par la SFEC d'ici 2035, d'autres, comme les filières déchets, géothermie et solaire, ont un taux de croissance moyen annuel en retrait de 10 points par rapport aux objectifs.

En 2035, la biomasse reste un pilier de l'approvisionnement en chaleur bas-carbone. Si sa part relative dans la consommation décroît (de 70 % à 40 % environ), la quantité de TWh consommée croît. Toutefois, elle présente simultanément des incertitudes de natures différentes que nous restituons dans la sous-partie suivante.

### 1.3. Les possibles tensions sur la biomasse et la nécessité d'en prioriser les usages

En 2035, la biomasse reste un pilier de l'approvisionnement en chaleur bas-carbone. Plusieurs rapports font aujourd'hui état d'incertitudes de natures différentes sur le temps long.

*L'analyse ci-dessous s'appuie sur trois documents : l'avis d'experts publié début 2024 par l'ADEME sur les enjeux de la biomasse dans la transition écologique<sup>15</sup> ; le troisième rapport sur la biomasse publié début 2023 par le Centre de recherche de la Commission européenne (JRC)<sup>16</sup> ; le rapport publié début 2024 par l'Académie des sciences sur les perspectives énergétiques pour la biomasse<sup>17</sup>.*

#### ENCART : RAPPELS SUR LA BIOMASSE

Exploiter via la combustion l'énergie contenue dans la biomasse, définie dans l'article L211-2 du Code de l'énergie, est considérée comme bas carbone puisque les cycles du carbone en jeu sont courts (à « échelle humaine »).

On peut ainsi parler d'une énergie renouvelable : le carbone libéré lors de la combustion de biomasse correspond à celui capté lors de la photosynthèse par les végétaux. Sur un horizon de temps suffisamment ample, aucun stock de carbone supplémentaire n'est ajouté à l'atmosphère puisqu'il y a compensation. De nombreuses controverses liées au bilan carbone du bois énergie et de certains biogaz (biométhane par ensilage-maïs) jalonnent les débats sur la biomasse. Mais « ces questions font aussi l'objet d'amalgames et de manque de nuances dans la prise en compte des différentes situations ». Par exemple, le contenu carbone du bois énergie est bien réalisé sur l'ensemble du cycle de vie de la ressource : l'ADEME aboutit aujourd'hui à une fourchette de 10,9 et 17,4 g éq. CO<sub>2</sub>/kWh<sup>18</sup>.

La taxonomie de la biomasse renvoie à son origine : on distinguera la biomasse agricole (effluents d'élevage, résidus de culture, etc.), la biomasse forestière (bois-énergie, bois pour

<sup>13</sup> Club de la chaleur renouvelable : Un plan Marschall pour la chaleur renouvelable et de récupération

<sup>14</sup> Fedene, *Enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid*, 2023 (p. 6).

<sup>15</sup> Ademe, « Biomasse : enjeu stratégique de la transition écologique », février 2024

<sup>16</sup> Avitabile V, et al. Biomass production, supply, uses and flows in the European Union. Integrated assessment. Mubareka S, Migliavacca M, Sánchez López J (Editors). Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2023, doi:10.2760/811744, JRC132358.

<sup>17</sup> Académie des sciences, Rapport du Comité de prospective en énergie : « Quelles perspectives énergétiques pour la biomasse ? », janvier 2024

<sup>18</sup> Ademe, Analyse du cycle de vie du bois énergie collectif et industriel (Synthèse), janvier 2022

la construction, résidus des industries de bois), les déchets urbains (déchets verts, ménagers, etc.) et les déchets industriels (co-produits des industries papetières, boues, etc.).

**La biomasse est aujourd'hui en France la principale énergie renouvelable** avec une consommation de 123 TWh pour un usage chaleur quasi exclusivement. **Le bois-énergie représente la très large majorité de biomasse consommée en France pour la production de chaleur** (112 TWh sur 123 TWh en 2021, cf. tableau SFEC ci-dessus). Les dix dernières années témoignent d'une croissance du marché des équipements de chauffage au bois, liée en partie à la crise énergétique. À noter que, si elles se prolongeaient, ces tendances conduiraient à une inertie ('lock-in') du mix énergétique à cause des coûts échus dans l'achat de l'équipement de chauffage à amortir sur des durées de vie de l'ordre de 20 à 30 ans.

Les rapports font état de **deux points de vigilance à l'égard de la ressource en bois** issue des forêts, laquelle représente plus de 60 % du bois-énergie consommé<sup>19</sup>.

#### - **Le bouclage macro**

Le bouclage correspond à l'équilibre quantitatif entre les ressources et les usages. Au niveau européen, le stock et la surface de biomasse forestière sont en augmentation (+ 85.000 ha/an depuis 1985 pour la forêt française, soit un doublement depuis 1850), avec un ralentissement « significatif » de cette croissance depuis 5 ans. Le niveau de prélèvement est en nette augmentation depuis 1990, notamment pour des usages directement énergétiques (bois-énergie). Le JRC note que le ratio entre prélèvements et accroissement net de biomasse est amené à croître dû aux événements extrêmes liés au changement climatique. Le recensement de la ressource présente des incertitudes quantitatives importantes : au niveau mondial, les estimations de ressources peuvent varier d'un facteur 100 entre les études. C'est un point d'attention particulier si les scénarios s'appuient sur des importations et donc sur le marché mondial.

La vision globale (volume de toutes les biomasses) et systémique (les flux et les usages) des scénarios de prospective énergétique comme ceux de l'ADEME tient compte de ce bouclage. La littérature appelle toutefois à la prudence sur la modélisation de la variable biomasse, qui doit constituer une donnée d'entrée des modélisations et non « une variable d'ajustement » des modèles. En effet, compte tenu de leur complexité, les effets indirects – risques abiotiques (incendies, maladies, etc.) et biotiques (insectes d'espèces invasives, etc.) – ne sont aujourd'hui pas pris en compte (ADEME Transitions 2050, p. 312). Ces perturbations induisent d'ores et déjà une diminution de la vitesse de croissance des arbres et une augmentation de la mortalité des peuplements. Alors que l'évaluation des disponibilités en bois-énergie est extrêmement délicate, la précédente SNBC proposait un scénario de « mobilisation maximale de la biomasse », revu à la baisse de près de 25% dans la nouvelle vision programmatique. Dans cette nouvelle perspective, « la diversification du mix énergétique en s'appuyant sur différentes sources d'énergie bas carbone est un levier important à actionner dès à présent ».

#### - **La capacité future des forêts à fixer le carbone**<sup>20</sup>

Depuis 2014, les puits de carbone forestiers (1<sup>er</sup> contributeur) sont en net recul en France d'un facteur 2 entre 2010 et 2020. Le Haut Conseil pour le climat fait état de « la dégradation significative de la capacité des forêts à capter du carbone »<sup>21</sup>. La hausse des prélèvements et

<sup>19</sup> Ademe, Avis d'expert : « Chauffage domestique au bois », Mars 2022.

<sup>20</sup> Outre les références mentionnées en début de partie, voir : « Canopée Forêts Vivantes : Bioénergies, controverses et perspectives - conférence à la maison de la chimie. » YouTube.

<sup>21</sup> Haut Conseil pour le climat, Rapport annuel 2022, juin 2022.

la mortalité accrue ainsi que la baisse de la production biologique (cf. supra) sont les principales causes.

La qualité des forêts est également un facteur important de leur capacité à fixer le carbone dont les deux tiers sont stockés dans les sols qui sont des écosystèmes fragiles. Dans un contexte de réchauffement climatique et de hausse des prélèvements, le caractère bas carboné de la biomasse dépendra de l'évolution des pratiques favorisant la résilience des forêts notamment.

**Face à ces points de vigilance, les pouvoirs publics recommandent de prioriser les usages de la biomasse.**

Dans sa révision de la Directive concernant la promotion des énergies renouvelables, la Commission européenne définit un principe de hiérarchisation des usages : « le principe de l'utilisation en cascade [qui n'a pas de définition univoque dans la littérature] consiste à viser une utilisation efficace des ressources de la biomasse en donnant **la priorité à l'usage matériel de la biomasse par rapport à son usage énergétique** de façon à maintenir le plus longtemps possible le puits carbone dans le système, en plus de correspondre à un certain merit order économique. Conformément au principe d'utilisation en cascade, la biomasse ligneuse devrait être utilisée en fonction de sa valeur ajoutée économique et environnementale la plus élevée, selon l'ordre de priorité suivant : 1) produits à base de bois, 2) allongement de la durée de vie, 3) réutilisation, 4) recyclage, 5) bioénergie et 6) élimination. »

Aujourd'hui le taux d'utilisation de ces co-produits par rapport au potentiel total est de l'ordre de 70 % en UE pour la production de matériaux, et représente 40 % de l'utilisation effective contre 60 % pour la production d'énergie. Si la quantité absolue de sous/co-produits récupérés pour les utilisations matérielles du bois en cascade a augmenté, sa part relative à la consommation totale a en fait diminué : la part pour l'énergie a augmenté plus rapidement. Or « une fois brûlé, le bois ne peut être récupéré et le potentiel d'utilisation en cascade est entièrement épuisé ». C'est pourquoi le bois-énergie doit être stimulé en complémentarité d'autres usages. En outre, l'ADEME préconise un usage local de la ressource « pour des raisons sociales et d'appropriation ». La prise en compte de ce maillage socio-technico-économique complexe « fait cruellement défaut dans les scénarios privilégiant la biomasse » selon l'académie des Sciences. L'industrie papetière faisait part lors d'un entretien avec la Sfen de ses préoccupations vis-à-vis de la myopie d'une perspective exclusivement énergéticienne sur le bois.

## 2. Les petits réacteurs nucléaires innovants pour compléter les solutions actuelles

La production de chaleur issue d'énergie nucléaire est une technologie mature, déjà industrialisée, et capable d'apporter un soutien pour la décarbonation de la chaleur aux côtés des technologies actuelles et envisagées à terme.

Avec le plan France 2030, plusieurs petits réacteurs innovants calogènes ou en cogénération sont en cours de développement. Les réacteurs, de plus petites tailles que les réacteurs actuels, ont pour objectif de servir des bassins locaux de consommation. Leurs concepteurs visent à construire des têtes de série/prototypes avant 2030, pour une disponibilité en série à partir de 2030. Ces technologies pourront permettre de couvrir une grande partie des besoins en termes de gammes de températures. Pour certaines applications avec des besoins autour de 1000°C (verreries, cimenteries, aciéries), le nucléaire présente aussi un intérêt en « préchauffage »).

**Les études marchés permettent d'estimer en France que la fourniture d'une chaleur à une température de 500°C pourrait couvrir entre 80 et 90% des cas d'usages de la chaleur industrielle.** Si d'autres procédés appellent de la chaleur à des niveaux de température supérieurs, l'hybridation des solutions de chauffage peut constituer une solution intéressante dans de nombreux cas. Ainsi, de la chaleur nucléaire fournie à des installations pourrait être complétée par une chaleur d'origine électrique ou de combustion d'hydrogène par exemple.

L'arrivée de ces solutions permettrait, à la fin de la décennie 2030, de libérer les ressources biomasse pour des usages prioritaires, réduisant de fait les émissions de particules fines et les émissions de CO<sub>2</sub> induites par les procédés de combustion de la biomasse, tout en sécurisant les trajectoires de décarbonation de la chaleur. Ces réacteurs, de plus petites tailles que les réacteurs actuels, ont pour objectif de servir des bassins locaux de consommation.

### 2.1. Un réacteur nucléaire produit de la chaleur avant même de produire de l'électricité

La fourniture de chaleur pour un usage réseaux de chaleur ou industriel à partir de réacteurs nucléaires électrogènes est déjà mise en œuvre, dans des installations adaptées dès la phase de conception, en particulier dans de nombreux pays de l'Est. Ce dispositif permet notamment d'améliorer le rendement global de l'installation.

Examinons d'abord comment un réacteur produit de l'électricité dans le cas d'un réacteur du type du parc français actuel, dit à « eau pressurisée » (REP) :

- Dans le circuit primaire, lorsqu'un neutron vient heurter un noyau d'uranium, celui-ci se casse en libérant d'autres neutrons et de l'énergie thermique. Cette chaleur est transférée par conduction des gaines de combustible au fluide caloporteur (de l'eau dans les REP) du circuit primaire, dont la pression est égale à 155 fois la pression atmosphérique. Cette eau entre dans la cuve à une température de l'ordre de 290°C et en ressort à environ 325 °C en évacuant l'énergie thermique produite dans le cœur.<sup>22</sup>
- La chaleur du circuit primaire est ensuite transmise, via le générateur de vapeur, à l'eau liquide d'un circuit secondaire dont la température monte alors jusqu'à 275°C via le générateur de vapeur. Cette eau devenue vapeur, très « énergétique », est dirigée vers une première turbine, qui en tournant génère de l'électricité ; ceci refroidit la

<sup>22</sup> IRSN : présentation générale d'un réacteur à eau sous pression.

vapeur, qui est alors « re-chauffée » avant de passer par une deuxième turbine reliée au même arbre moteur. Ce processus de réchauffe permet de garantir un meilleur rendement, mais également de conserver la tenue mécanique de la turbine et des aubages. La vapeur humide en sortie des turbines, à 40°C et beaucoup moins « énergétique », est ensuite refroidie et condensée en eau liquide, puis remise sous pression. Et le cycle recommence.

- Le circuit assurant le refroidissement (circuit tertiaire) constitue la source froide dont la température varie entre 0 °C et 30 °C. La source froide permet de dissiper la part de la puissance thermique issue du réacteur qui ne peut être transformée en énergie électrique.

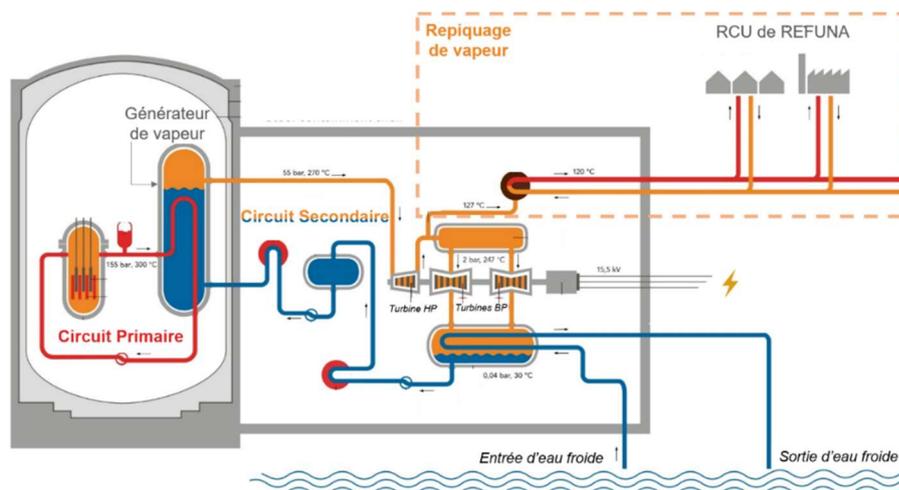


Figure 3 : Schéma de fonctionnement d'un REP. Source : Brochure de la CNPE de Beznau, AXPO

Pour sortir de la chaleur d'une centrale, on peut :

- Première option (cogénération) : tout en maintenant un haut niveau de sûreté, modifier le cycle du circuit de conversion (secondaire dans le cas des réacteurs de forte puissance<sup>23</sup>) de sorte à prélever de la chaleur en un point du circuit tout en continuant d'assurer sa fonction électrogène : on appelle cette opération un repiquage de vapeur.
- Deuxième option (réacteur calogène) : on peut ne pas inclure les éléments relatifs à la production d'électricité et considérer l'énergie thermique libérée par la fission comme le produit final.

<sup>23</sup> Ce qui n'est pas nécessairement le cas pour bon nombre de nouveaux réacteurs.

Ces deux options sont toutes deux viables pour fournir de la chaleur, ont été explorées historiquement, et sont à nouveau à l'ordre du jour avec l'arrivée des petits réacteurs innovants. Les pays d'Europe de l'Est ont par exemple eu massivement recours à cette option (figure 4).

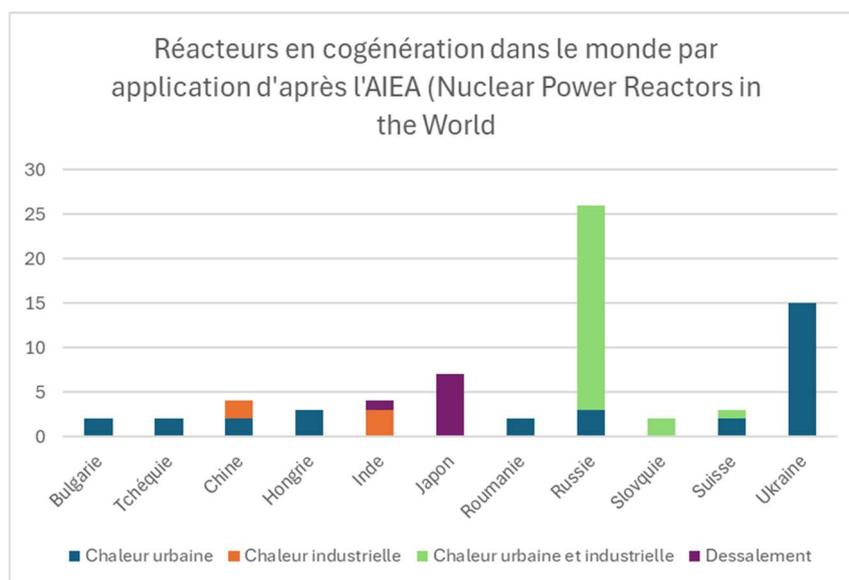


Figure 4 : Statistiques des réacteurs en cogénération dans le monde

Concernant les réacteurs calogènes, les concepteurs visent une simplification de leur design, puisqu'ils n'intègrent pas de fonction électrogène (groupe turboalternateur, etc.). Les caractéristiques très locales de la fourniture de chaleur appellent aussi des puissances plus petites. En effet, la chaleur se transportant mal, peu de marchés (industriels ou RCU) sont aujourd'hui capables d'accueillir la puissance thermique d'un réacteur de forte puissance, de l'ordre de 4000 MW. À titre d'illustration, les besoins des sites industriels considérés par l'étude de l'ANCRE en 2015 (i.e. avec des besoins en chaleur <250°C) ne dépassaient pas en moyenne 10 MW<sub>th</sub> par site, bien que des possibilités de groupement étaient soulignées avec des livraisons d'eau chaude jusqu'à 100 km<sup>24</sup>. **Un usage purement calogène est donc réservé à des réacteurs faible puissance (dizaine ou centaine de MW<sub>th</sub>) ou bien à piquage de débit limité sur un réacteur de plus forte puissance.**

Concernant la cogénération, c'est le cahier des charges qui détermine les besoins en chaleur des usagers et la réduction de puissance électrique associée. Cette dernière n'a pas la même valeur suivant le point de repiquage : soutirer de la vapeur avant la turbine permet d'atteindre de hautes températures, mais implique que moins d'énergie est disponible pour faire tourner la turbine ; de même un soutirage en fin de turbine fournit une vapeur moins chaude, mais affecte considérablement moins la puissance électrique disponible. Pour autant, la comptabilité énergétique brute reste avantageuse puisque pour 1 MW d'énergie thermique soutiré, la perte d'énergie électrique est de 0,3 MW. Des exemples en Suisse (voir infra) montrent que ces arbitrages sont multifactoriels. En France, ce marché de la cogénération ouvre des modèles d'affaires intéressants pour des industriels nécessitant un approvisionnement en électricité et en chaleur.

<sup>24</sup> Alliance nationale de Coordination pour la Recherche en Énergie (ANCRE), Cogénération nucléaire Intérêts et potentiels d'une offre de chaleur basse température pour l'industrie française - Rapport final d'étude.

Lorsque l'usage est uniquement électrogène, le rendement de ces installations est de 30 %<sup>25</sup> : environ un tiers de l'énergie de fission libérée lors de la réaction est converti en électricité. Lorsqu'elle n'est pas valorisée, la fraction majoritaire de cette chaleur est dissipée via des transferts vers la source froide (mer, fleuves, rivières). Une valorisation de l'énergie thermique contenue dans les eaux de refroidissement, à une température d'environ 40°C, est possible. À noter que dans le cas du nucléaire avancé, les températures des eaux de refroidissement sont plus élevées.

En France, six centrales nucléaires valorisent la chaleur issue de l'eau sortant des condenseurs<sup>26</sup>. C'est le cas de la centrale de Gravelines dont l'énergie thermique des eaux de refroidissement est acheminée vers le terminal méthanier de Dunkerque pour participer au processus de regazéification du gaz naturel liquéfié. Cette chaleur, dite « fatale », offre un gisement de chaleur intéressant, dont la température peut éventuellement être réhaussée avec l'ajout de compresseurs ou de pompes à chaleur alimentés par la centrale. Toutefois, l'ajout en série de système de conversion affecte le rendement global de l'installation : quitte à utiliser l'énergie nucléaire comme source de chaleur, il est plus efficace du point de vue technico-économique de concevoir des solutions techniques spécifiquement dédiées à la production de chaleur ou en cogénération. Dans une démarche de recherche d'efficacité énergétique, il pourrait être pertinent de systématiquement interroger la capacité à recourir directement à de la chaleur nucléaire. Une utilisation « directe » ou en cogénération de la chaleur nucléaire pourrait en effet être bénéfique pour les industriels comme pour l'économie tout entière au côté des autres solutions de décarbonation.

## 2.2. La compétitivité de la chaleur nucléaire

Un moyen de mesurer la compétitivité de la filière nucléaire par rapport aux autres technologies de décarbonation de la chaleur est de calculer le LCOH (Levelized Cost Of Heat). Il s'agit du coût complet de production sur la durée d'exploitation de l'installation, depuis la décision de construire jusqu'à la fin du démantèlement pour le nucléaire, en appliquant une actualisation annuelle, éventuellement différenciée sur les phases du projet. Les coûts de production de la chaleur étant fortement dépendants du cas d'usage et de la technologie installée, il est donc intéressant de les comparer sur ce critère économique. En se référant à littérature scientifique<sup>27</sup>, on note que la chaleur de repiquage nucléaire est une alternative compétitive. Les EnR&R (non fatales, donc à coût non nul) présentent un LCOH situé entre 50 et 200 €/MWh selon la technologie (ADEME, voir note de bas de page précédente). **Le**

<sup>25</sup> À noter que pour certaines installations le rendement est supérieur : de l'ordre de 35 % dans le cas de l'EPR ou d'un SMR de type REP ; supérieur à 40 % pour un réacteur à neutre rapide ; de l'ordre de 45 % ou plus pour certaines technologies à plus haute température (sels fondus, etc.).

<sup>26</sup> EDF, Guide 2020 – Centrales nucléaires et environnement : « La loi du 15 juillet 1980 sur les économies d'énergie et l'utilisation de la chaleur demandait aux exploitants de centrales électriques de contribuer à la production combinée d'électricité et de chaleur, notamment en favorisant, en accord avec les collectivités locales, la création et le développement de réseau de chaleur. Le décret no 81-542 du 13 mai 1981 précisait en particulier que la chaleur provenant des rejets thermiques est gratuite, mais que les charges d'équipement, d'exploitation, d'entretien et de renouvellement des installations de récupération incombent à l'utilisateur. Ces dispositions sont désormais codifiées dans le Code de l'énergie. Les exigences relatives à la production de chaleur figurent désormais aux articles L. 711-1 à L. 711-3 et R. 711-1 à R. 711-4 du Code de l'énergie.

<sup>27</sup> Ademe, Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France (2022) ; Martin Leurent, Pascal Da Costa, Miika Rämä, Urban Persson, Frédéric Jasserand, Cost-benefit analysis of district heating systems using heat from nuclear plants in seven European countries, Energy, Volume 149, 2018, pp. 454-472, ISSN 0360-5442

**coût de la chaleur nucléaire se situe dans le bas de cette fourchette. En outre, la stabilité de ce coût sur des décennies est un argument parfois plus important que le prix de la chaleur en elle-même pour certains clients potentiels.**

Quelques éléments méritent une attention particulière :

- Les calculs de LCOH des EnR&R incluent des taxes. Or ces taxes sont le reflet de choix politiques pas une indication de préséance économique.
- Le LCOH est plus compliqué à manipuler que le LCOE en fonction des périmètres de coûts que l'on souhaite retenir. En particulier, le coût de distribution relatif au raccordement ou à la construction d'un réseau de chaleur n'est pas pris en compte.
- La technologie nucléaire considérée ici correspond à un éventuel repiquage de vapeur chaude dans le circuit secondaire d'un REP (procédé décrit plus haut). Le coût de la chaleur est donc dérivé de celui de l'électricité issue du parc nucléaire français. Le rendement des réacteurs nucléaires étant de l'ordre de 30% (i.e. 3MWh de chaleur produisent 1MWh d'électricité), le coût de production de la chaleur retenu sera celui de l'électricité issue du nucléaire, divisé d'un facteur 3 (qui peut augmenter en optimisant le repiquage).
- La réalisation industrielle du repiquage dans une centrale présente des coûts fixes non pris en compte ici. Le cas de la centrale suisse de Gösgen, décrit plus bas, confirme que ces coûts sont faibles relativement à l'investissement initial d'une centrale nucléaire de forte puissance<sup>28</sup>, de l'ordre de 100 millions d'euros dans certaines études de cas<sup>29</sup> (ce qui réduit quantitativement sa contribution dans le LCOH).
- La technologie de repiquage de vapeur n'est pas la seule option disponible de manière générale sur les réacteurs nucléaires. Plusieurs sociétés conceptrices de petits réacteurs innovants, par exemple en France dans le cadre de l'Appel à projets (AAP) France 2030, développent, comme on le verra, d'autres solutions. À date, les coûts de production de ces réacteurs ne sont pas stabilisés et une évaluation économique devra prendre en compte l'effet de série recherché.

**Au-delà de ces éléments de méthode, cette première comparaison heuristique, ainsi que le nombre de cas d'utilisation du nucléaire pour produire de la chaleur à travers le monde, pointe vers l'existence d'un intérêt économique dans certains contextes<sup>30</sup>.**

---

<sup>28</sup> Entretien avec ALPIQ, représentant de la centrale KKG de Gösgen, 2024

<sup>29</sup> OCDE-NEA: Beyond Electricity: The Economics of Nuclear Cogeneration. 2022. France case study (p.1)

<sup>30</sup> Ce point est similaire à celui de l'intérêt économique de l'exploitation du nucléaire dans un mix électrique qui dépend du point de vue de l'acteur (voir Sfen, « Combien coûte le nucléaire ? », novembre 2022) et de l'économie politique du pays (accès aux capitaux, politiques publiques de grands projets, etc.).

### 2.3. Des enseignements à tirer des mises en œuvre et des développements à l'étranger

À l'échelle internationale, plusieurs pays ont historiquement mis en place des infrastructures de cogénération sur leurs centrales pour assurer leur fourniture de chaleur, qu'elle soit à usage urbain ou industriel. Ces initiatives prennent aujourd'hui encore plus de sens dans le contexte actuel de transition énergétique, où la décarbonation de la chaleur devient un enjeu majeur, notamment en Chine, où le recours au charbon pour le chauffage urbain est très répandu, et où la croissance urbaine offre de fortes opportunités pour les développeurs de RCU. Sont présentées ci-dessous plusieurs études de cas de projets déjà réalisés ou en cours.

#### ***Chauffage urbain en Chine avec la centrale de Haiyang en cogénération***

La Chine est très développée sur le plan des réseaux de chaleur, mais ces derniers restent essentiellement approvisionnés avec des énergies carbonées. C'est le cas en particulier de la ville de Haiyang (~700 000 habitants), au sein de la province de Shandong (située entre Pékin et Shanghai) en bordure de la mer Jaune : la région connaît des hivers plus rigoureux que la France (au moins 2°C de moins qu'à Paris en moyenne).

En 2020, la State Power Investment Corporation (SPIC) a lancé un projet de chauffage urbain, à partir d'un repiquage de la vapeur au niveau de la turbine haute pression du circuit secondaire des réacteurs nucléaires de la centrale de Haiyang<sup>31</sup>. Une première opération d'essai utilisant la vapeur des deux réacteurs AP1000 a été réalisée fin octobre 2020. Deux semaines plus tard, le 12 novembre, c'est l'ensemble du réseau de chaleur qui a été testé. Des essais qui se sont achevés le 15 novembre pour une mise en service commerciale quelques jours plus tard.

Concrètement, la chaleur de la vapeur du secondaire est transférée à une troisième boucle par un premier échangeur vapeur/eau sur site, puis est livrée sur le réseau via un deuxième échangeur eau/eau hors site. Il n'y a donc pas de contact direct entre la centrale nucléaire et les utilisateurs du réseau de chaleur urbaine. Les multiples barrières d'isolation mises en place assurent que seule la chaleur soit transférée, sans échange d'eau. Au total, une puissance de l'ordre de 200MWth est extraite.

L'exploitant, la Shandong Nuclear Power (filiale de SPIC), étudie la possibilité d'augmenter sa capacité de production de chaleur en mettant en cogénération les unités Haiyang 3 et 4. Le but ici serait d'alimenter en chaleur décarbonée les villes lointaines de Qingdao (100 km), Yantai (80 km), et Weihai (110 km). Pour pallier le problème du transport de la chaleur sur de longues distances, une solution envisagée est de rajouter un élément entre la troisième boucle (évoqué ci-dessus) et le réseau de chaleur : une canalisation d'eau potable. Cette eau potable serait issue d'une centrale de désalinisation et serait utilisée comme caloporteur. Elle serait chauffée via l'échangeur hors site, et acheminée jusqu'à la ville envisagée pour livrer son énergie au RCU, avant d'atteindre son usage d'eau potable. Le fait d'envisager un circuit ouvert permettrait aussi de pallier en même temps les difficultés d'approvisionnement en eau potable dans la province de Shandong<sup>32</sup>.

#### ***Aux États-Unis, un vaste plan de décarbonation de la chaleur industrielle***

<sup>31</sup> *Practice of Haiyang NPP in Non-Electric Applications of Nuclear*, WNE-SPIC, 2023

<sup>32</sup> *Case study on combined heat and water system for nuclear district heating in Jiaodong Peninsula*, Chen et al., 2021

Le Département de l'Énergie des États-Unis (DOE) a récemment lancé l'initiative « Industrial Heat Shot »<sup>33</sup> dans le but de développer une chaleur industrielle compétitive et décarbonée, avec un objectif de réduction du contenu CO<sub>2</sub> de 85 % d'ici 2035. En 2020, le secteur industriel représentait 33 % de la consommation d'énergie primaire et 30 % des émissions de gaz à effet de serre liées à l'énergie aux États-Unis. La chaleur industrielle contribue à environ 9 % de l'empreinte carbone des États-Unis.

Dans ce cadre et celui du « Advanced Reactor Demonstration Program (ARDP), le géant de la chimie Dow Chemical a annoncé son intention d'installer des réacteurs nucléaires sur l'un de ses sites pour fournir de l'énergie à ses procédés industriels. Dow a signé une lettre d'intention avec le développeur de réacteurs X-energy et prévoit d'acquérir une participation minoritaire dans l'entreprise. Le plan prévoit le déploiement de quatre réacteurs (80 MWe chaque) à haute température refroidi au gaz Xe-100 d'X-energy avec un début des opérations prévu pour 2030. La centrale fournira de façon flexible 320 MW d'électricité ou 800 MW de chaleur.

L'accord de coopération prévoit des travaux d'ingénierie d'une valeur maximale de 50 millions de dollars, dont la moitié peut être financée par l'ARDP et l'autre moitié par Dow<sup>34</sup>. Les travaux prévus dans le cadre de l'accord comprennent également la préparation et la soumission d'une demande de permis de construire à la Commission de réglementation nucléaire des États-Unis.

### ***Les centrales de Gösgen et Beznau en Suisse : deux mises en œuvre différentes de cogénération***<sup>35,36</sup>

La Suisse présente deux cas de cogénération intéressants à comparer :

- La centrale nucléaire de Gösgen, située dans le canton de Soleure en Suisse, est constituée d'un réacteur à eau pressurisée de 1000MW électriques en cogénération. En fonctionnement depuis 1979, elle fournit dès ses débuts électricité et chaleur industrielle sous forme de vapeur d'eau. Depuis, d'autres acteurs se sont intéressés à cette caractéristique de la centrale, et aujourd'hui les bénéficiaires de vapeur industrielle comprennent la cartonnerie Mo-del AG, l'usine à papier Cartaseta Friedrich & Co, ainsi qu'un petit réseau de chauffage urbain déployé dans les communes voisines de Niedergösgen et de Schönenwerd. En tout l'installation soutire donc environ 70MW thermiques de vapeur, soit moins de 2 % de la puissance thermique totale du réacteur.
- La centrale nucléaire de Beznau dans le canton d'Argovie en Suisse est constituée de deux réacteurs de 365MWe, en fonctionnement depuis 1969 et 1972. Elle alimente au travers de réseaux de chaleur des acteurs de 11 communes, et soutire environ 23MW<sub>th</sub> aux deux réacteurs, soit 1% de leur puissance thermique totale.

Dans les deux cas, la solution de cogénération est mise en œuvre par une opération de repiquage de vapeur en un point précis du circuit secondaire. Les deux centrales n'ont pas choisi le même point : **comparer leur choix permet d'illustrer le compromis intrinsèque à la cogénération**. D'un côté, les industriels de Gösgen ont des besoins en chaleur de plus haute température, situés approximativement à 210°C. Pour assurer une vapeur d'une telle

<sup>33</sup> [Initiative « Industrial Heat Shot »](#)

<sup>34</sup> [Dow and X-energy sign joint development agreement](#)

<sup>35</sup> Entretien avec ALPIQ, représentant de la centrale KKG de Gösgen, 2024

<sup>36</sup> *Brochure KKB Axpo, 2021*

qualité, l'approche envisagée a été de prélever la vapeur directement après le générateur de vapeur à plus de 270°C, soit là où la vapeur est la plus « énergétique ». C'est donc l'endroit qui dégrade le plus le rendement total de la centrale, mais le plus pertinent pour remplir le cahier des charges de la fourniture de chaleur au papetier. Côté Beznau, les utilisateurs de la vapeur ont des besoins à plus basse température, de l'ordre de 120°C. Une vapeur moins énergétique suffit, et le repiquage s'effectue ainsi plus en aval entre les deux turbines.

En somme, ces deux exemples nous montrent la flexibilité dont peut faire preuve la solution de repiquage de vapeur pour assurer une fourniture de chaleur fiable et décarbonée, et sont ainsi susceptibles de trouver des équivalents parmi la pluralité des situations en France.

### ***L'exemple de la Finlande : après une première tentative, le pays relance un projet de chaleur urbaine***

La Finlande repose à presque 45%<sup>37</sup> sur ses RCU pour répondre à sa demande de chaleur totale ; la part des énergies fossiles dans cette chaleur livrée représente 38%. Dans la région de Helsinki, la consommation de chaleur via les RCU varie typiquement de 400MWth en été à 3500MWth en hiver<sup>38</sup> et est d'origine fossile à 87%<sup>39</sup>. Comme évoqué précédemment, les réseaux de chaleur permettent d'accélérer une transition vers une production décarbonée de la chaleur. Le nucléaire est d'autant plus pertinent que les réseaux sont développés et représentent des volumes livrés importants. À titre de comparaison, le plus gros réseau de chaleur français est celui de la Compagnie parisienne de chauffage urbain, avec une puissance souscrite de 4,3 GW (chiffres clés 2020).

Un projet de cogénération de chaleur à partir de nucléaire a été envisagé un temps en Finlande en 2008, lors de l'examen de la construction d'un troisième réacteur sur la centrale de Loviisa, à 80km de Helsinki. La question était alors de décider ou non d'un repiquage de vapeur afin d'alimenter le réseau de chaleur de la capitale. Le gouvernement trancha en 2010, le projet fut abandonné en raison d'une multitude d'obstacles, et il fut décidé à la place de prolonger la durée de vie des deux réacteurs actuels de la centrale. Des travaux ont tenté d'établir les facteurs conduisant à cet abandon. Ainsi, « les principaux obstacles [seraient] les incitations divergentes entre les acteurs en jeu, la volatilité des prix de l'électricité, l'impréparation des modèles d'entreprise et des cadres réglementaires, l'électoralisme des autorités locales et des attentes pessimistes en ce qui concerne le financement des projets »<sup>40</sup>

Plus récemment toutefois, un regain d'intérêt pour la chaleur nucléaire semble émerger des sphères politiques notamment, à l'aide cette fois-ci de petits réacteurs modulaires (SMRs). Le modèle de réacteur envisagé aurait une puissance de 50MW<sub>th</sub>, et opèrerait à une température adaptée aux réseaux de chaleur. Leur concepteur, Steady Energy, a été essaimé en 2023 par le Centre de recherche technique de Finlande (VTT) – l'équivalent du CEA – et prévoit de construire sa première centrale de chaleur en 2030. Une première lettre d'intention a été signée avec la compagnie énergétique locale Helen, envisageant d'utiliser 10 réacteurs au sein de la capitale. Ainsi, la Finlande, qui confirme par ailleurs le rôle du nucléaire dans la

<sup>37</sup> *Production of electricity and heat in 2022*, Finland Statistics, 2023

<sup>38</sup> *Les centrales nucléaires comme une option pour aider à décarboner les secteurs de la chaleur Européens et Français ? Une analyse prospective technico-économique*, Martin Leurent, 2018

<sup>39</sup> *Origin of District Heat*, Helen, 2022

<sup>40</sup> Leurent, Martin & Jasserand, Frédéric & Locatelli, Giorgio & Palm, Jenny & Rämä, Miika & Trianni, Andrea. (2017). Driving forces and obstacles to nuclear cogeneration in Europe: Lessons learnt from Finland. *Energy Policy*. 107. 138-150. 10.1016/j.enpol.2017.04.025.

production d'électricité, s'engage durablement dans l'usage calogène de cette énergie avec les SMRs.

## 2.4. Quel(s) marché(s) et quelles solutions ?

Comme décrit supra, les besoins en chaleur s'expriment suivant quatre axes : une puissance, une température, une pression, et un vecteur énergétique. En première approximation, la température d'opération d'un besoin semble être le paramètre déterminant, car il discrimine fortement les différentes sources susceptibles de fournir la chaleur : en clair, ne seraient alors retenues que les solutions pouvant atteindre cette température. Il convient de noter que dans certains cas, des sources de températures inférieures peuvent être utilisées, simplement pour décarboner une partie de certains procédés (e.g. des procédés de chauffage jusqu'à la température limitante), ou bien en redressant la température de la source à l'aide de PAC ou de dispositifs de compression mécanique de vapeur.

### - Marché accessible à un réacteur nucléaire de type REP

La figure suivante donne une vue globale du marché adressable (étude 2016) suivant la gamme de température pour des réacteurs REP. La taille des marchés est discutable. En effet, les réseaux de chaleur en France ont livré de l'ordre de 30 TWh en 2022 d'après la FEDENE. Et en 2035, pour rappel, l'objectif (ambitieux) reste inférieur à 100 TWh. Au contraire côté industrie, la Sfen note que les chiffres sont probablement sous-estimés. Cette vision prospective reste intéressante dans sa présentation.

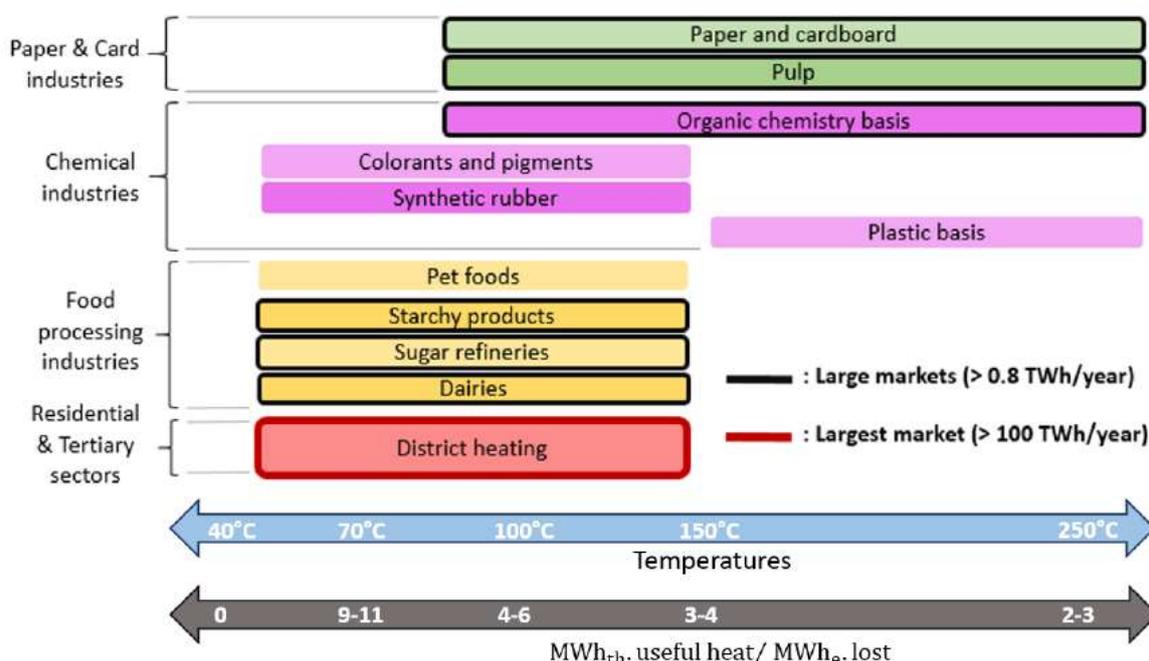


Figure III.7.1: Major heat markets for nuclear plants in France. Data source: Leurent and Cany (2016).

Figure 5 : marchés sectoriels de la chaleur ouverts à l'électronucléaire en France en fonction de la température d'opération (Leurent et Cany, 2016)

Globalement, les RCU ainsi que les industriels de la papeterie et de la chimie seraient les plus gros clients potentiels. Une première approche, pour évaluer la taille du marché adressable, serait de considérer la demande liée à tous les procédés où la température d'opération est

plus faible que la chaleur potentiellement soutirée d'un REP, puis d'étudier la faisabilité technico-économique et réglementaire de chaque opportunité. **En fait la méthode n'est pas aussi simple : les besoins des industriels doivent être étudiés scrupuleusement, y compris pour une même production. Il existe des revalorisations énergétiques internes au processus qui couvrent tout ou partie des besoins des industriels et créent des intrications entre flux de matière et d'énergie.** En outre, un investissement précoce dans une infrastructure lourde, par exemple pour la revalorisation de déchets peut conduire à un phénomène économique de 'lock in' et compromettre la transition de leur production de chaleur bas carbone. Ce point de calage dans les calendriers entre les besoins des industriels et l'arrivée des solutions nucléaires est développé plus loin.

Illustrons ce point important par le cas concret de l'industrie papetière. Les besoins totaux en chaleur a priori accessibles à un réacteur REP sont estimés à 26 TWh/an<sup>41</sup>. Néanmoins, les volumes réellement adressables sont bien plus faibles puisque des revalorisations de co-produits couvrent une partie de cette demande. Précisément, les besoins de chaleur de l'industrie papetière se divisent en deux catégories : ceux relatifs à la production de pâte de cellulose d'environ 13TWh/an<sup>42</sup>, et ceux relatifs à la production de papier / carton (ainsi qu'à leur transformation en produits finis) de 13TWh/an également. Leurs profils respectifs de consommation de chaleur sont distincts, ne présentant pas le même potentiel pour le nucléaire :

> S'agissant de la production de cellulose, celle-ci s'obtient en la séparant de la lignine composant le bois. Cette lignine en tant que résidu issu de ce procédé est utilisée pour la production d'énergie renouvelable répondant à l'ensemble des besoins énergétiques d'une usine de pâte (chaleur et électricité), de sorte que le potentiel de déploiement de la chaleur nucléaire y est très limité.

> S'agissant de la production de papiers et cartons, **les industriels confirment la recherche active de solutions de décarbonation pour réduire les émissions de leur production de chaleur, à 130-160°C principalement.** Cette catégorie représente donc un potentiel plus intéressant pour les (nouveaux) acteurs de la chaleur nucléaire, notamment ceux proposant des réacteurs de puissance plus réduite.

#### - **De nouvelles solutions pour des besoins de chaleur à haute température**

Compte tenu de la croissance anticipée de la demande d'électricité (électrification des usages), des impératifs de sécurité d'approvisionnement, et des contraintes industrielles, les réacteurs du parc nucléaire actuel, comme les six premiers EPR2, resteront dédiés à moyen terme exclusivement à la production d'électricité.

Depuis quelques années, un nombre croissant d'entreprises émergent dans le domaine de la production de chaleur à partir de nucléaire, et instaurent une nouvelle dynamique dans le paysage énergétique. Le plan France 2030 a annoncé d'abord un soutien au réacteur SMR (REP) de Nuward porté par EDF avec ses partenaires TechnicAtome, le CEA, Naval Group, Framatome, et Electrabel. Nuward, dont on attend la construction d'une première tête de série à partir de 2030, présente deux configurations : une électrogène (2X170MW) et une en cogénération (340MWe ou 310MWe/100MW<sub>th</sub>).

Outre le soutien au développement du SMR Nuward, le plan France 2030 inclut également l'appel à projets *Réacteurs innovants* (AAP). Cet AAP cherche à « développer des réacteurs

<sup>41</sup> *Opportunités et enjeux socio-économiques et environnementaux de Nuward SMR*, Compass Lexecon pour Nuward SMR, 2023

<sup>42</sup> Entretien avec Copacel, représentant de l'industrie papetière, 2024

nucléaires innovants, de petite taille, avec une meilleure gestion des déchets radioactifs ». Onze lauréats ont été annoncés à date pour la phase 1 (cf. tableau 2 ci-dessous), parmi lesquels certains envisagent spécifiquement la production de chaleur afin de décarboner les secteurs industriels ou résidentiels/tertiaires :

- Le réacteur XAMR de **Naarea** est un projet de petit réacteur à sels fondus et à spectre rapide de 80MW thermique avec une température maximale de 625 °C. Le réacteur est capable de produire chaleur et électricité.
- Le Générateur de **Jimmy** est un projet de micro-réacteur haute température (HTR), qui produit 10 ou 20MWth pour fournir de la chaleur à une température de 450°C pour des procédés industriels (agroalimentaire, chimie, papèterie).
- **HEXANA** : est une société et un système énergétique constitué de plusieurs réacteur AMR à neutrons rapides refroidis au sodium de 400 MWth chacun. Il produit de l'électricité et de la chaleur jusqu'à 500°C avec un niveau de pression jusqu'à 180 bars et est connecté à un dispositif de stockage. La fraction de chaleur générée est pilotable.
- **Calogena** : ce projet de réacteur à eau légère vise à fournir de la chaleur à des températures de 70-110°C et une puissance de 30MWth, pour réseaux de chaleur urbaine.
- **Le One d'Otrera Nuclear Energy** : ce réacteur à neutrons rapides utilise du sodium comme caloporteur, et fournirait 180MWth à 100-150°C, tout en cogérant de l'électricité.
- **Blue Capsule** : ce réacteur combinerait les technologies de réacteurs haute températures et de réacteurs refroidis au sodium. Plusieurs configurations sont possibles sans changer l'îlot nucléaire : calogène pur (air chaud ou vapeur) et/ou en cogénération. Chaque module pourrait fournir jusqu'à 150MWth à 700°C (air chaud) ou >400°C (vapeur).
- **Thorizon One** est un projet de réacteur à sels fondus de 250MWth atteignant des températures jusqu'à 550 °C (source : The 2<sup>nd</sup> NEA Small Modular Reactor Dashboard)

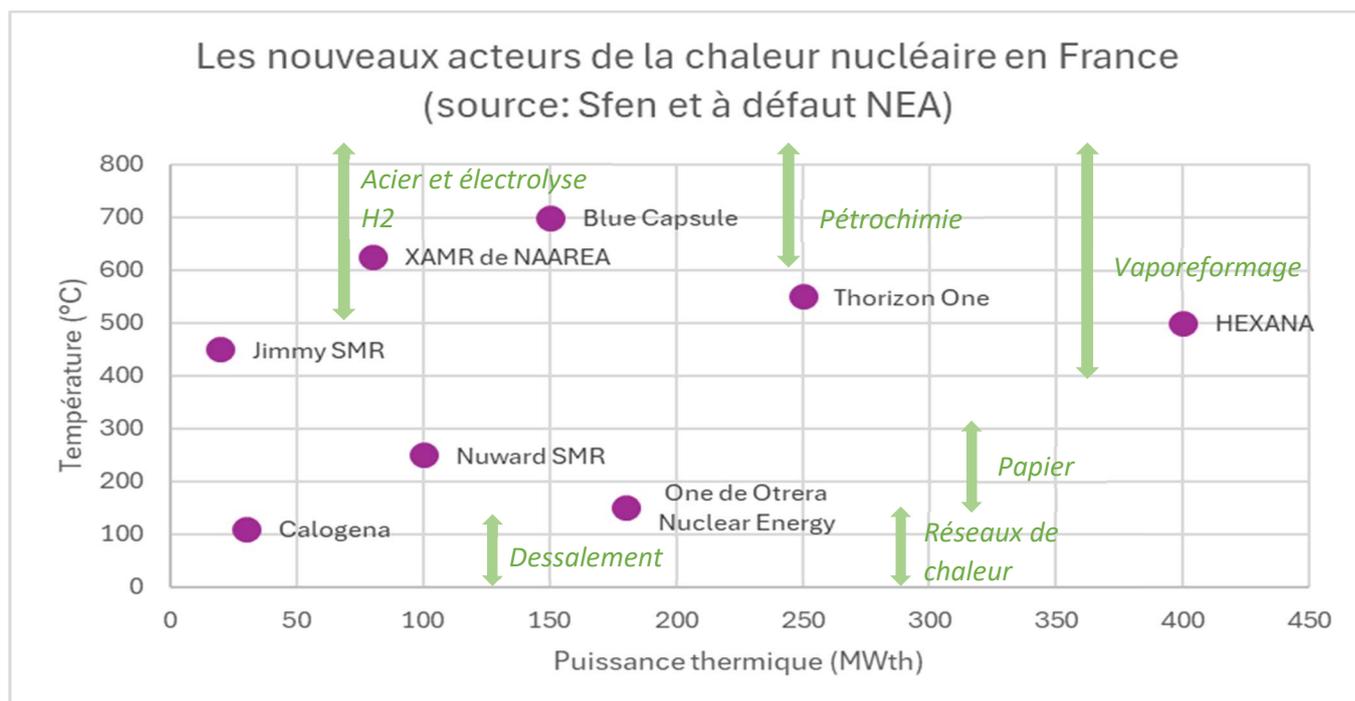
Ces nouveaux acteurs offrent des perspectives nouvelles en termes de marchés adressables pour la chaleur nucléaire avec l'ouverture à des industries dont les besoins vont au-delà de 300 °C. Ils ont également un intérêt par leur modularité comme pour des marchés de petite taille sur des gammes de température plus faibles : d'après les statistiques européennes<sup>43</sup>, un tiers des besoins de chaleur en Europe se situe en dessous de 110 degrés.

---

<sup>43</sup> Eurostat, Heat and cooling demand and market perspective.

Entreprise	Nom du réacteur	Technologie	Puissance électrique/ thermique
Blue Capsule Technology	Blue Capsule	Réacteur sodium-triso à spectre thermique	50 MWe 150 MWth
Calogena	Calogena	Réacteur à eau légère	30 MWth
Hexana	Hexana	RNR-sodium	2x170 MWe 2x400 MWth
GenF	Taranis	Fusion	1000 MWth
Jimmy Energy	Jimmy SMR	Réacteur à haute température	20 MWth
Naarea	XAMR	Réacteur à sels fondus	40 MWe 80 MWth
Newcleo	Newcleo LFR-30	RNR-Plomb	30 MWe
Nuward	Nuward SMR	Réacteur à eau pressurisée	2x170 MWe 2x540 MWth
Otrera Nuclear Energy	One	RNR-sodium	110 Mwe (cogénération) 184 MWth
Stellaria Energy	Stellarium	Réacteur à sels fondus	2x110 MWe 2x250 MWth
Renaissance Fusion	RF01	Fusion en stellarator	1 000 MWe
Thorizon	Thorizon One	Réacteur à sels fondus	100 MWe 250 MWth

Tableau 2 : Les lauréats de l'AAP France 2030 (source : Sfen à partir des données d'entreprise)



Indication : en ordonnée il s'agit de la température atteignable. L'ensemble des applications à températures inférieures sont des marchés potentiels

Figure 6 : Gammes de température des différentes technologies nucléaires en France et applications (source : Sfen et OCDE-NEA)

## 2.5. Enjeux réglementaires : la nécessaire poursuite de la neutralité technologique

Aujourd'hui, l'énergie nucléaire n'est pas éligible aux mêmes aides à l'investissement que les autres solutions de décarbonation de la chaleur : étant donné la très récente montée du sujet dans les sphères institutionnelles, les réglementations en vigueur afférentes à la décarbonation de la chaleur n'ont pas été pensées pour inclure le nucléaire au registre des solutions disponibles restreintes aux EnR&R.

En effet, sur les réseaux de chaleur, la Directive européenne Efficacité énergétique (2023/1791) datée du 13 septembre 2023 offre une alternative avec son article 26 qui donne la définition d'un « réseau efficace »<sup>44</sup> pour les pays membres. Un réseau efficace est un réseau qui doit respecter ou bien (i) un certain taux d'Énergies renouvelables & de récupération (ENR&R) / de chaleur fatale / de chaleur issue d'hybridation à haut rendement, taux qui varie en fonction des années ou bien (ii) un certain nombre de gCO<sub>2</sub>eq par kWh. **Seuls les réseaux dits « efficaces » peuvent bénéficier davantage tels que des subventions d'investissement ou de taux de TVA à taux réduit en phase exploitation. La méthodologie de mesure (i) ou (ii) doit être choisie par État membre et jusqu'à maintenant la France a retenu la première méthode.**

Pour mémoire, la chaleur issue d'une cogénération nucléaire n'est pas considérée comme ENR&R ni comme chaleur fatale au sens des Directives RED II et RED III (Renewable Energy Directives). Une première étape serait que la France fasse le choix de la deuxième méthodologie de mesure plus incitative et plus cohérente avec sa stratégie de développement des applications calogènes pour la filière nucléaire via l'AAP. Par conséquent, le Fonds Chaleur de l'ADEME, qui apporte un soutien financier et technique aux projets de production de chaleur renouvelable en remplacement de capacités fossiles, n'intègre donc pas les alternatives bas carbone proposées par le nucléaire, lesquelles pourraient bénéficier d'un soutien pour la phase d'étude. Il en est de même pour l'appel à projet Zone industrielle bas carbone (ZIBaC). Pourtant, des solutions institutionnelles existent, similaires en philosophie à la bascule de la catégorie d'hydrogène renouvelable à la catégorie plus inclusive (et pertinente du point de vue des objectifs climatiques) d'hydrogène bas carbone.

Le cadre réglementaire actuel européen pourrait subir plusieurs évolutions à l'horizon 2050, parmi lesquelles :

- La possibilité d'appliquer des méthodes d'appréciation d'un « réseau efficace » par installation plutôt que par État membre.
- La possibilité de reconsidérer la notion de chaleur fatale en introduisant une notion de chaleur « partiellement fatale ». En effet, à l'heure actuelle pour être considérée comme fatale, la chaleur doit être une chaleur résiduelle prélevée en fin de process industriel. Dans le cas d'un Hub Vapeur nucléaire, la chaleur est prélevée sur le process de production d'électricité, mais pourrait être considérée par exemple à 75 % fatale (selon le point de prélèvement).

<sup>44</sup> [Directive européenne Efficacité énergétique \(2023/1791\)](#)