

JOURNÉE COGÉNÉRATION





Gestion de cogénérations à gaz sur les Marchés

Franck Rabut, Président de NovaJoule et NovaWatt
franck.rabut@novajoule.com, +33 6 12 56 98 31

Sommaire

- Présentation Groupe NovaWatt + NovaJoule
- Principales Offres aux Cogénérateurs
- Fonctionnement Marché d'une Cogénération
- Profils de Production des centrales à gaz (2022 et 2023)
- Evolutions des Spark Spreads forwards pour 2023/2024/2025
- Emissions CO2 (...et économies / productions séparées élec et chaleur)
- Perspectives futures ? (commentaires sur BP RTE 2023)

Groupe NovaWatt (au 31/12/2022)

- Exploitation de centrales thermiques et optimisation de flexibilités sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité
 - Parc de 150 MW (80% gaz, 20% diesel) sur 17 sites (dont 2 de 43 MW)
 - CA 2022 = 100 M€ (32 M€ en 2021)
- Optimisation de cogénérations sur le marché pour autres producteurs
 - 16 MW : Serristes, SEM de chauffage urbain, CHU...
- Développements ENR : PV et Méthanisation
- Et bientôt : développement dans la fourniture

Offres aux Cogénérateurs

- Rachat Centrale en fin Contrat EDF OA pour continuation exploitation sur site
 - Avec ou sans vente de la chaleur et/ou intéressement du Client aux résultats de la centrale
 - Gain « one shot » plus économies récurrentes
 - Pas d'engagements de consommation de chaleur et/ou d'électricité
- Ou contrat de gestion avec intéressement
 - Achat de l'électricité produite par la centrale sur la base des prix effectifs obtenus
 - Rémunération NovaWatt : XX % de la Marge d'Exploitation Réellement générée
- A défaut (*bof...*) contrat d'accès au marché
 - Achat de l'électricité produite par la centrale sur base prix Epex Spot avec possibilité fixation prix forward si possibilité d'assumer les risques opérationnels
 - Le producteur assume les plus et les moins de ses décisions de fonctionnement et d'achats / ventes
 - Rémunération NovaWatt : Commission sur prix réalisés

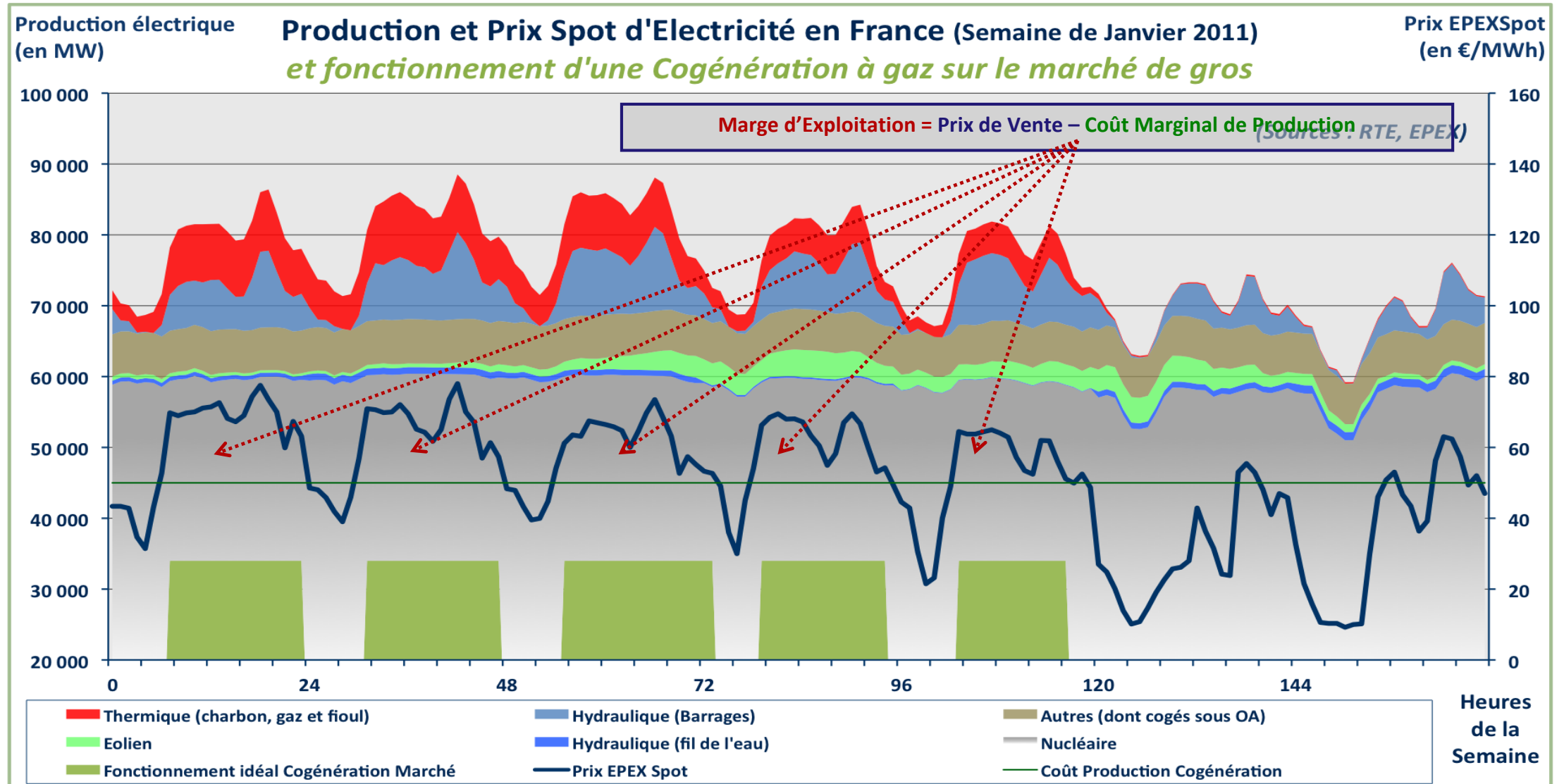
Marge d'Exploitation d'une Cogénération à gaz sur le marché

- Marge d'Exploitation =
 - PV (Prix Vente Electricité)
 - Moins CMP (Coût Marginal de Production)
- CMP = Somme de...
 - Coût marginal achat Gaz (Molécule + Distribution)
 - Coût achat quotas EUA (si centrale soumise à autorisation)
 - Coût variable O&M
 - Moins Economie TURPE
 - Moins Valeur de la Chaleur
- Valeur de la Chaleur =
 - Coût évité sous chaudière alternative à gaz, à CSr, à biomasse, etc...
 - Moins l'économie contractuelle pour consommateur Chaleur

Exemple : CMP Cogénération Industrielle (TAG, MSI 2000)

- Hypothèses :
 - $Re = 35\%$ sur PCI \Rightarrow Conso. Spécifique Gaz = $3,17 \text{ MWhPCS/MWh}$
 - $R_{th} = 45\%$ sur PCI et R_{th} Chaudière évitée à gaz = 94% sur PCI \Rightarrow Conso gaz évitée sous chaudière = $[45\%/35\%] / 94\% / 0,9 = 1,52 \text{ MWhPCS/MWh}$
 - Raccordements GRTgaz et RTE
 - Coût variable O&M + Marge fournisseurs gaz et CO2 + plus taxes variables + Economie Chaleur pour client - Economie TURPE = X €/MWh
- CMP =
 - Coût Gaz moins économie Chaleur = $[3,17 - 1,52] \times PEG \approx 1,7 \times PEG$
 - Coût EUA = $1,7 \times 0,185 \times EUA = 0,32 \times EUA$
 - Plus X €/MWh (propre à chaque site...)

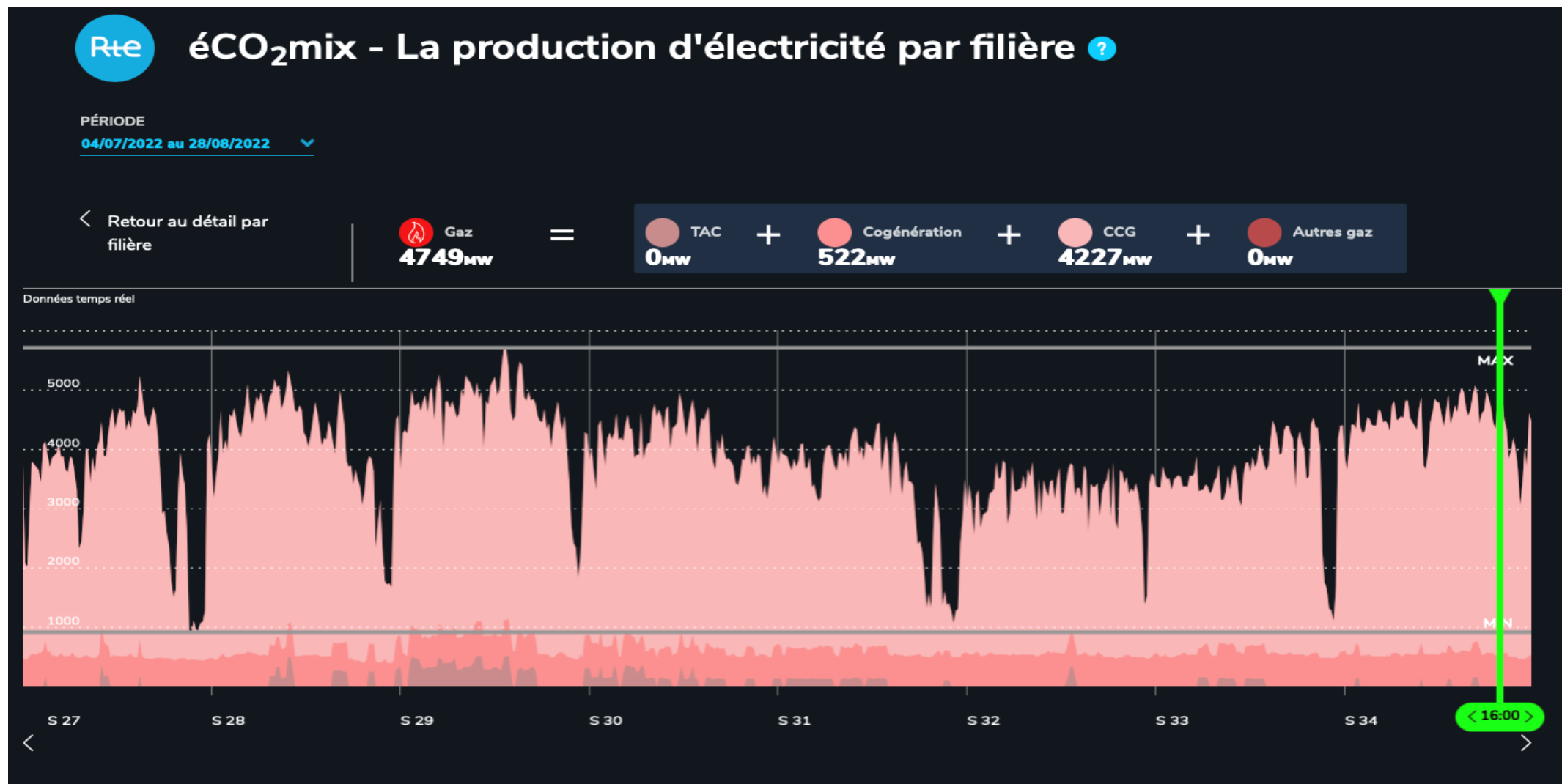
Business model d'une Cogénération sur le marché de gros



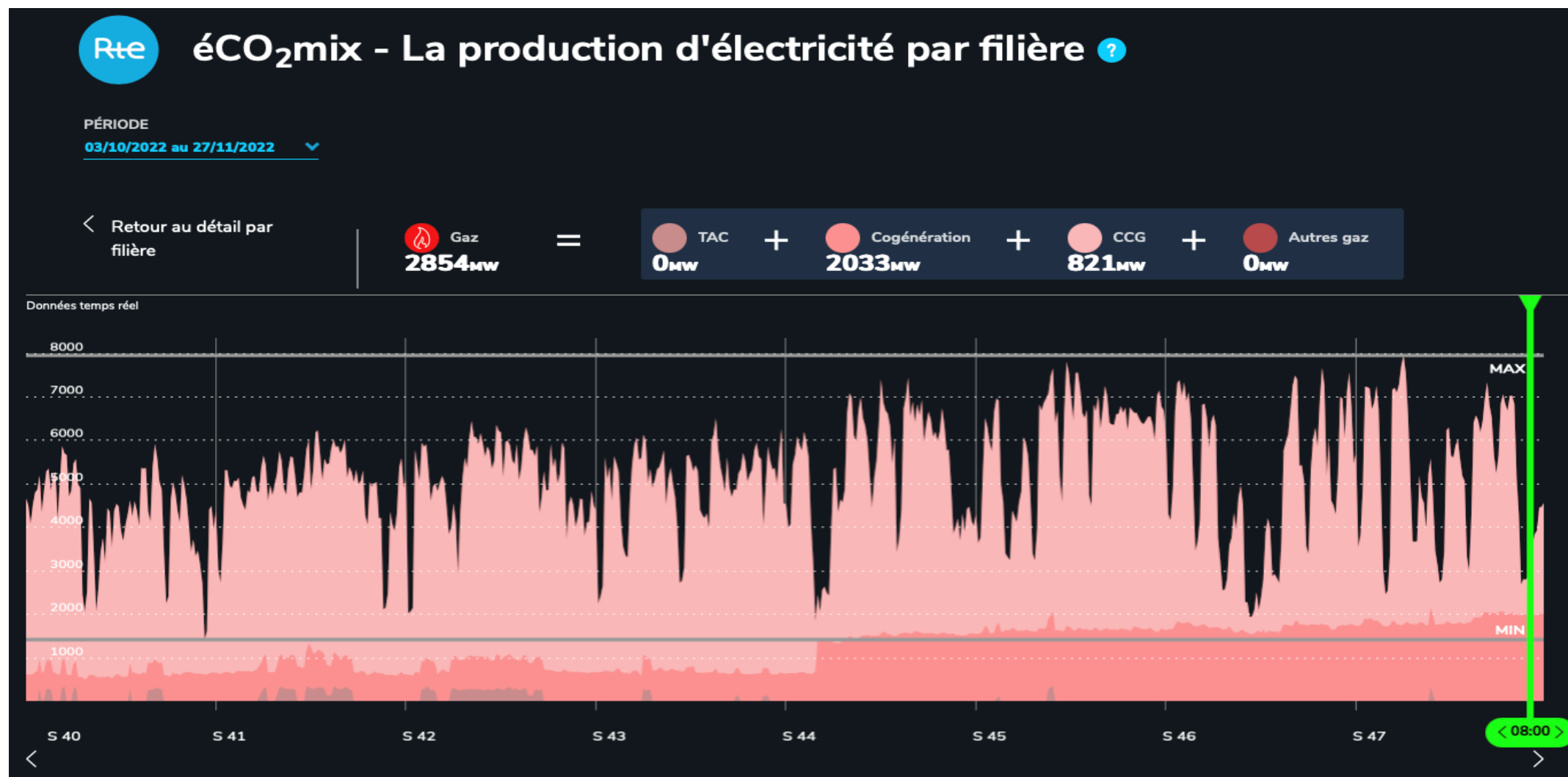
Le fonctionnement d'une cogénération sur les marchés varie d'une année à l'autre...

- La rentabilité d'une cogénération dépend :
 - Des prix du gaz, de l'électricité et du CO2 observés
 - Des besoins thermiques « cogénérables »
 - Des stratégies de couvertures forward mises en œuvre (ou pas...)
 - Des flexibilités techniques (possibilités d'arrêter/démarrer souvent... ou pas
- Heures de fonctionnement résultant (cogénération Industrielle)
 - 2019 : 1500, dont 50 en Eté
 - 2020 : 2000, dont 900 en Eté
 - 2021 : 4100, dont 1800 en Eté
 - 2022 : 5100, dont 2500 en Eté

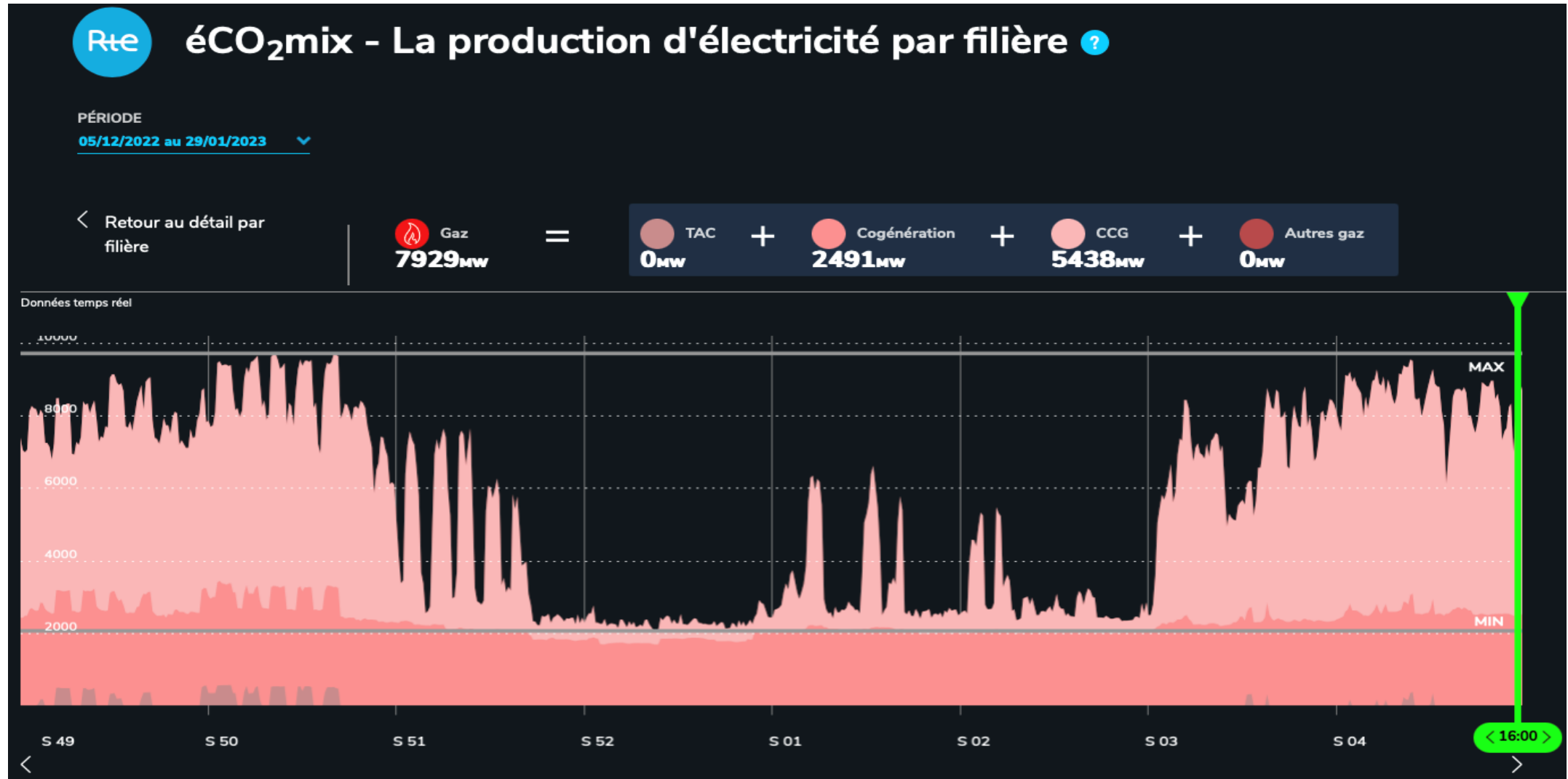
Production à Gaz Eté 2022 (Juillet et Août 2022)



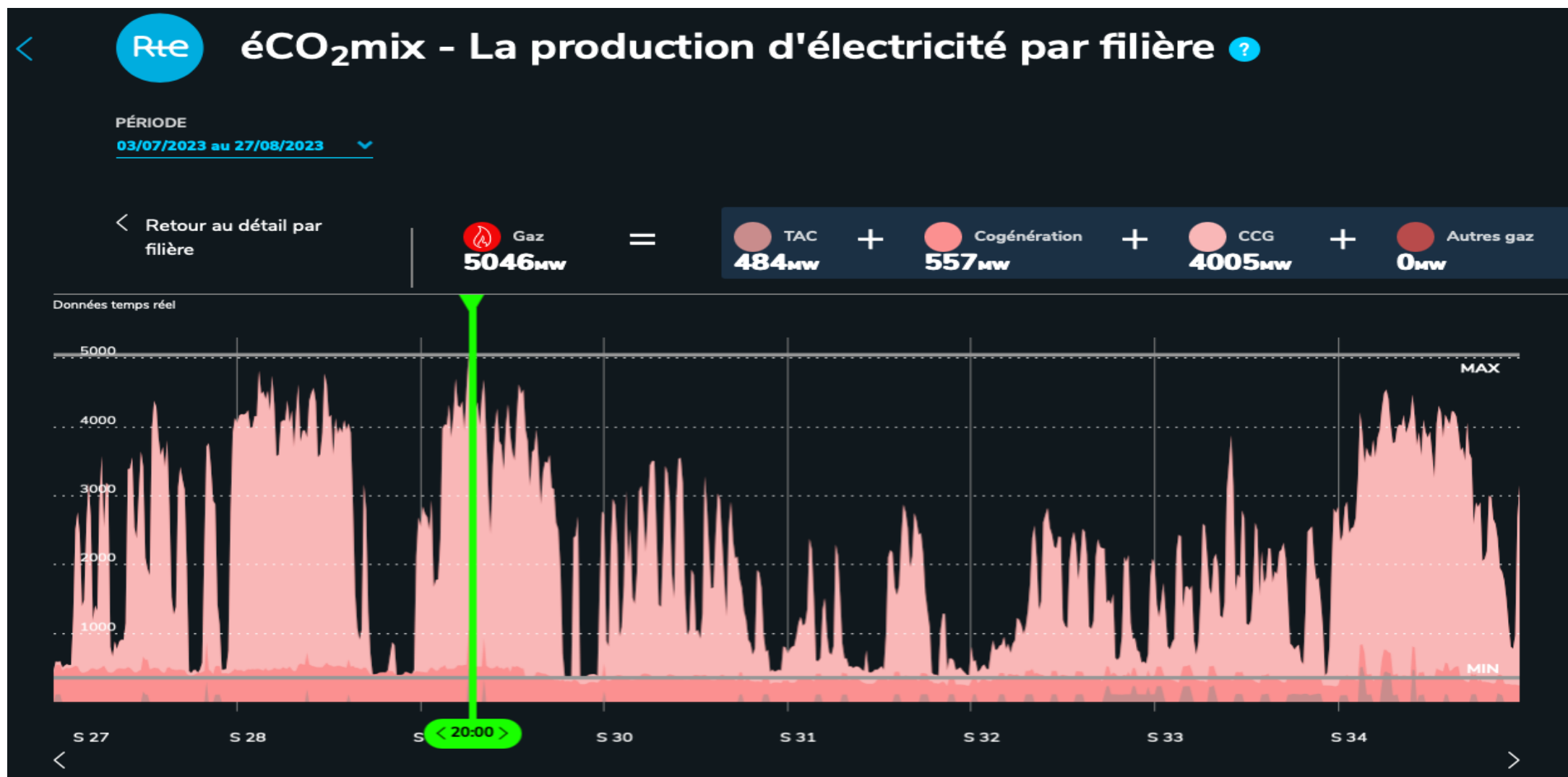
Production à Gaz Automne 2022 (Octobre et Novembre 2022)



Production à Gaz Hiver 2022/2023 (Déc. 2022 et Janvier 2023)



Production à Gaz Été 2023 (Juillet et Août 2023)



Evolution Spark Spreads (= BASE – 2 x PEG) pour Q4 2023



Evolution Spark Spreads (= BASE – 2 x PEG) pour Q1 2024



Evolution Spark Spreads (= BASE – 2 x PEG) pour Cal 2024

BASE Cal-2024

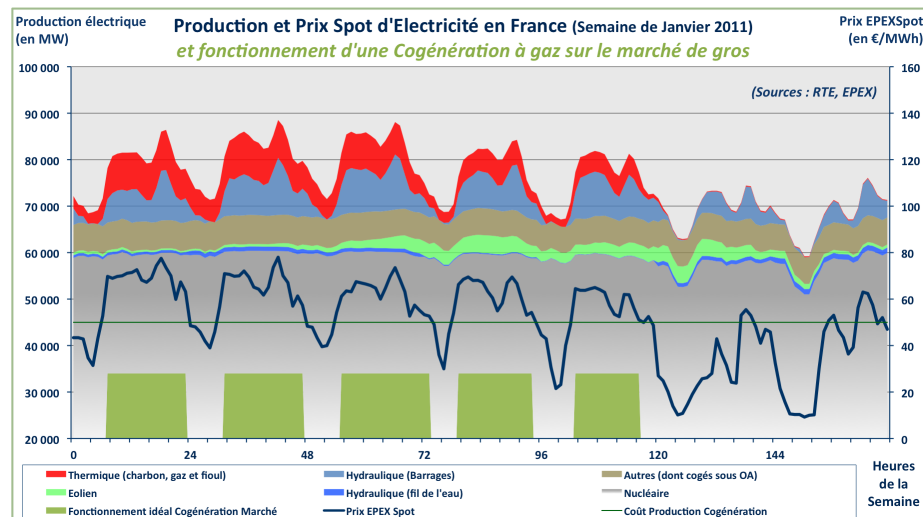


Evolution Spark Spreads (= BASE – 2 x PEG) pour Cal 2025

BASE Cal-2025



Réduction des émissions CO₂ par les cogénérations à gaz gérées sur le marché



Quand forte consommation d'électricité

- ⇒ Appel des centrales thermiques et donc prix élevés sur marché électricité et émissions marginales de CO₂ élevées (Charbon = 0,9 tCO₂/MWh)
- ⇒ Fonctionnement de la Cogénération
- ⇒ Dans les autres cas où les productions bas carbone suffisent à assurer l'équilibre offre-demande : prix de marché bas, inférieurs au CMP de la cogénération... qui ne tourne pas !

La Cogénération à gaz émet :

$$(1/35\%) \times (0,185/0,9) = 0,59 \text{ tCO}_2 / \text{MWh électrique}$$

Mais la Cogénération à gaz évite :

$$(1/37\%) \times (2,32/7) = 0,90 \text{ tCO}_2 / \text{MWh électrique (centrale charbon)}$$

$$(1/90\%) \times (0,185/0,9) = 0,23 \text{ tCO}_2 / \text{MWh thermique (chaudière gaz)}$$

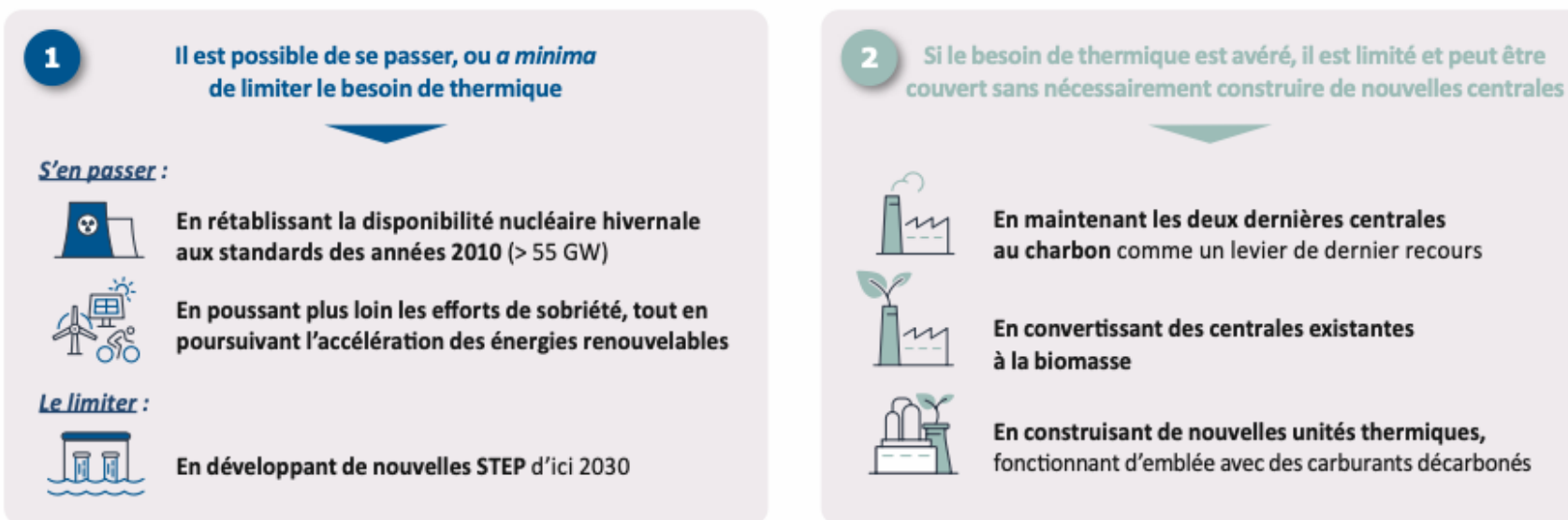
Impact global net CO₂ fonctionnement Cogénération (Re 35% et Rth 45%) :
 $+1 \times 0,59 \text{ (Cogénération)} - [1 \times 0,90 \text{ (électricité charbon)} + (45\%/35\%) \times 0,23 \text{ (chaleur gaz)}] =$
Moins 0,60 tCO₂ / MWh électrique produit

→ Les Cogénérations fonctionnant sur le marché contribuent à réduire les émissions de CO₂

Perspectives pour la cogénération dans les années à venir ?

Extraits des « principaux résultats du Bilan Prévisionnel RTE 2023 pour horizon 2035 » publiés le 20/09/2023 :

Figure 20 Profondeur du besoin de thermique en fonction des actions conduites sur les autres paramètres



Perspectives pour la cogénération dans les années à venir ?

Extraits des « principaux résultats du Bilan Prévisionnel RTE 2023 pour horizon 2035 » publiés le 20/09/2023 :

Titre et conclusion du Point 10, p. 58 : (écrit en gras, par la Direction ?)

Le devenir du parc thermique : vers un soutien d'extrême pointe qui ne nécessite pas la construction de nouvelles centrales fossiles

... Dans tous les cas, **il est possible de maintenir la sécurité d'alimentation sans construire de nouvelles centrales qui fonctionneraient au gaz fossile** (même avec la perspective d'une conversion ultérieure).

Mais, il y a des conditions : (écrit en petit, par les ingénieurs qui font les calculs ?)

1. **Au cours des prochaines années, la fermeture définitive des deux dernières centrales au charbon dépendra de certains objectifs sur la production nucléaire**
... Les centrales à gaz et turbines à combustion actuelles demeurent quant à elles nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement.
2. **À moyen terme, un besoin de centrales thermiques additionnelles apparaît dans certaines configurations, mais peut être évité ou limité dans d'autres**
... il est possible de fermer définitivement les dernières centrales charbon et d'éviter la construction de nouvelles unités en cas de rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire à un niveau élevé (55 GW au minimum durant l'hiver) ou de développement poussé de la sobriété («A-bas»). Il est également possible de limiter le besoin de capacités additionnelles en cas de développement massif de nouveaux stockages hydrauliques (STEP) disposant de réservoirs importants. A défaut, un besoin de capacités additionnelles (maintien de capacités actuelles ou construction de nouvelles unités) existe, à hauteur de quelques gigawatts.
3. **Ce besoin se limite à quelques gigawatts au maximum, pour des centrales de pointe ou d'extrême-pointe avec de faibles durées de fonctionnement : il peut être couvert sans construire de nouvelles centrales utilisant des combustibles fossiles**
D'ici 2030, trois solutions – toutes compatibles avec la loi actuelle – permettraient d'augmenter le potentiel de capacité thermique, sans augmenter les émissions de gaz à effet de serre :
 - maintenir les deux dernières centrales au charbon, en les conservant le cas échéant comme un levier de dernier recours ;
 - convertir les centrales existantes à des combustibles bas-carbone, comme cela est déjà testé à Cordemais (biomasse) et pourrait l'être à Saint-Avold. Les exploitants disposent de projets de conversion, mais leur réalisation présente encore des incertitudes sur les plans technique (capacité à atteindre des niveaux élevés d'intégration de biomasse), économique (modèle d'affaires reposant sur un faible nombre d'heures de fonctionnement) et environnemental (caractère limité de la ressource en biomasse et nécessité d'en réserver l'usage aux usages pour lesquels il n'existe pas d'alternative bas-carbone) ;
 - construire de nouvelles unités thermiques fonctionnant d'emblée l'utilisation de carburants décarbonés. Le défi principal porterait alors sur les échéances (7 ans), ce qui peut être atteint pour de petites unités mais demeure exigeant. La concertation a fait émerger différentes options technologiques possibles pour y parvenir.

Perspectives pour la cogénération dans les années à venir ?

Extraits des « principaux résultats du Bilan Prévisionnel RTE

14 Les prix de l'électricité sur les marchés de gros et les marchés à terme ne reflètent pas les caractéristiques économiques et environnementales du mix de production français

1 Du fait de son caractère largement décarboné, le système électrique français est exposé à un désalignement important entre les prix de marché et les coûts de production, dès lors que le prix du gaz est élevé

En raison de la crise énergétique, les caractéristiques du fonctionnement du marché européen de l'électricité et des modes de régulation du prix pour le consommateur (ARENH, tarifs réglementés de vente, amortisseurs) ont fait l'objet d'une attention médiatique renforcée.

Notamment, l'idée selon laquelle les prix de l'électricité sur les marchés de gros seraient « indexés sur ceux du gaz » soulève une incompréhension générale au sein du grand public.

En réalité, le prix de l'électricité n'est pas formellement indexé sur celui des énergies fossiles mais dépend de l'équilibre européen entre production et consommation, à chaque instant. Lorsque des centrales à gaz ou charbon sont nécessaires pour assurer cet équilibre, le

prix de l'électricité dépend du prix de leurs combustibles fossiles. Le prix de l'électricité ne reflète donc actuellement pas le coût complet moyen de production du mix français mais la moyenne, au cours du temps, des coûts variables de la centrale la plus chère en fonctionnement.

Il s'agit d'une problématique structurelle : les études de RTE montrent que **les prix des marchés de gros devraient demeurer déterminés plus de 75 % du temps par le coût variable des filières thermiques (et, par conséquent, par le prix du gaz, du charbon et du CO₂), alors même que la production d'électricité française serait assurée à plus de 95 % par des filières décarbonées – renouvelables et nucléaire – caractérisées par de faibles coûts variables.**

- *Commentaire :*
- RTE prévoit (p.68) que les prix de gros européens (donc français) devraient demeurer déterminés par les dernières centrales thermiques appelées plus de 75% des heures de l'année.
- Autant que ce soit des cogénérations françaises plutôt que des centrales à charbon allemandes ou polonaises, non ?