

JOURNÉE COGÉNÉRATION

La cogénération gaz : une filière qui doit continuer de jouer sa partition dans les mix énergétiques électrique et thermique

27 SEPTEMBRE 2023



RETOUR SUR LES INTERVENTIONS DE LA JOURNÉE

Après trois années d'interruption liées à la pandémie de Covid 19, cette journée organisée par le Club Cogénération a été une belle opportunité pour réunir l'ensemble des acteurs de la filière et faire un tour d'horizon sur sa situation ; plus de 70 participants ont été enregistrés.

Dans la matinée, plusieurs intervenants - gestionnaires de réseaux (EDF OA, RTE, Enedis, GRTgaz), autorités de régulation (CRE), associations (Club Biogaz de l'ATEE), bureau d'étude (ARTELYS) - se sont succédés pour échanger avec les participants sur diverses thématiques.

À travers cet article, nous vous proposons un résumé des interventions de cette journée.

Soutien à la cogénération au gaz naturel : chiffres clés et actualités

Après une vue d'ensemble historique (*de 1997 à nos jours*) des mécanismes de soutien en faveur des cogénérations sous le régime de l'obligation d'achat (C13/Co1, C16 OA) ou du complément de rémunération (C16 CR), **EDF OA** est largement revenu sur le bilan de la saison d'hiver 2022/2023 pour les cogénérateurs. Un focus a été fait sur les volumes de production et modes de fonctionnement des installations sous contrats C13 (*entre 1 – 12 MWe*). Le nombre de contrats, ainsi que la puissance installée sont en légère baisse par rapport aux années précédentes. Cela s'explique par le fait que les cogénérations sortent peu à peu du mécanisme de l'obligation d'achat. Une étude des modes de fonctionnement par EDF OA a notamment permis d'apprécier le fait que les cogénérateurs adaptent leurs modes de fonctionnement selon les conditions météorologiques, et en fonction du prix des énergies. L'essentiel de la production électrique est réalisé entre novembre et avril avec une prédominance des régimes continus semaines et du mode MDSE (*Mise à Disposition du Système Électrique*).

La filière contribue à la sécurité d’approvisionnement électrique en hiver

Après cette introduction aux mécanismes de soutien, les gestionnaires de réseaux d’électricité sont revenus sur le contexte de fragilité particulière de la sécurité d’approvisionnement en électricité qui a été observé en 2022 sur la France métropolitaine. À l’image des deux hivers précédents, celui sz 2022-2023 était identifié à risque dans les bilans prévisionnels. Le système électrique français avait été placé sous vigilance renforcée dès l’automne 2022 du fait de plusieurs facteurs d’incertitudes.

Ainsi, un certain nombre de mesures et flexibilités de sauvegarde avaient été déployées pour faire face aux situations exceptionnelles qui faisaient courir le risque de coupures d’électricité sur le territoire. Une de ces mesures consistait à appliquer une baisse de tension de 5% sur le Réseau Public de Distribution d’électricité (RPD), ce qui permet de réduire la consommation électrique à l’échelle nationale ou locale. Les cogénérations très pilotables représentant 6,6 % de la production raccordée au réseau d’Enedis (soit 2,6 GWe de capacités), devaient pouvoir faire face à cette mesure sans pour autant se déconnecter du RPD. Enedis a donc insisté sur l’importance du rôle que pourraient jouer les cogénérations et sur la collaboration en cours avec le Club Cogénération.

Emboîtant le pas à Enedis, RTE est revenu sur le maintien des « gestes » qui ont permis à la France d’éviter les coupures

Nous avons eu le privilège de découvrir les premières projections suite à la publication du nouveau bilan prévisionnel 2023 – 2035 sur les perspectives en termes de sécurité d’approvisionnement électrique. L’information à retenir était qu’à court terme, le niveau de sécurité d’approvisionnement allait s’améliorer. Les efforts de pédagogie envers tous les segments d’utilisateurs pour consommer moins et au bon moment, avaient permis une diminution historique de la consommation d’électricité pour trois quarts imputables à des effets « hors météo » (la consommation énergétique des Français a été réduite d’environ 9%. Sans ces mesures préventives sur la consommation, il y aurait eu entre 2 et 12 alertes EcoWatt rouges correspondant à des coupures).

Après ces éclairages sur la sécurité d’approvisionnement, la CRE (Commission de régulation de l’énergie) a fait une analyse sur la valorisation des cogénérations dans une logique d’autoconsommation

Nous avons pu échanger avec la CRE sur les différents modèles d’autoconsommation, et les limites associées à ces modèles. Le constat est sans équivoque. A la fin du 2^e trimestre 2023, on ne dénombrait que 33 installations de cogénération en autoconsommation raccordées directement ou indirectement au réseau d’Enedis. Cette faiblesse serait en partie due à un manque de visibilité sur la viabilité à terme d’un modèle économique de l’autoconsommation collective en cogénération. La filière devrait se pencher un peu plus sur ce mode de valorisation électrique et thermique qui pourrait, selon le régulateur « *par certains aspects, venir réinterroger le modèle énergétique français, incarné par les principes du “timbre-poste” et de la péréquation tarifaire* ».

Fort de tous ces éléments, nous nous sommes intéressés sur la place du gaz naturel dans le mix énergétique actuel

Une baisse des consommations brutes de gaz naturel de 9,3 % sur l’année 2022 par rapport à 2021 a été notée et se poursuit en 2023 (-11,7% à fin août 2023 par rapport à 2022). Selon **GRTgaz**, cette tendance découle d’un changement de comportement des consommateurs accentué par la douceur du climat en 2022 (année la plus chaude jamais enregistrée par Météo France) et en 2023. En 2022, les cogénérations ont consommé plus de 23 TWh de gaz, ce qui est un record par rapport aux cinq dernières années. Cependant, il ne faudrait pas occulter la tendance actuelle qui est favorable à un passage aux gaz verts avec des objectifs accrus en termes de neutralité carbone. En effet, les estimations de productions de gaz renouvelables et bas carbone en France à horizon 2030 sont de 60 TWh et 320 TWh. En 2030, jusqu’à 20 % de la consommation de gaz sera renouvelable et bas carbone dans les réseaux. La filière devra donc saisir cette opportunité afin de diversifier les matrices admises par les cogénérations.

L’intervention du Club BIOGAZ a permis de faire un focus sur les spécificités de la cogénération au biogaz

Malgré les prévisions qui tablent sur une hausse de la production d’énergie à partir de biogaz (17 TWh en 2024 à 50 TWh en 2030_source : SDES métropole et OM) quatre types de menaces ont été identifiés :

- La fin des contrats au tarif d’achat ;
- Le manque de rentabilité des derniers contrats ;
- La volonté des pouvoirs publics de privilégier l’injection ;
- Le manque de solution quand l’injection est impossible ;

Évaluation des externalités de la cogénération gaz naturel : horizon 2040

Le Club Cogénération a échangé avec les participants de son projet de mise à jour d'une étude qui avait été réalisée en 2017 par le cabinet **ARTELYS**. En effet, le Club avait lancé une étude prospective sur l'intérêt des cogénérations pour ses différents segments (*Production individuelle, chaufferie collective, réseau de chaleur, serre, industrie*) en 2030 avec plusieurs objectifs :

- Alimenter les réflexions des pouvoirs publics sur la place que peut tenir la cogénération dans les mix de production d'électricité et de chaleur pour la métropole dans le futur ;
- Évaluer les externalités économiques et environnementales apportées par la cogénération en 2030 du point de vue de la collectivité ;

Au regard des hypothèses et de la situation du marché énergétique en 2017, l'étude avait conclu sur un intérêt net des cogénérations en 2030 du fait des très bons rendements des moteurs et des pertes évitées sur les réseaux électriques (*par rapport à une configuration chaudière + CCCG*), tant d'un point de vue économique qu'environnemental. Cependant depuis 2017, sous l'impulsion des choix politiques en France et en Europe, les futurs envisagés pour le système électrique ont évolué, principalement en défaveur de la place du gaz dans le mix énergétique français. De plus, un certain nombre d'événements récents ont contribué à fragiliser l'environnement économique et réglementaire des cogénérations.

Ainsi, il nous a semblé nécessaire de procéder à une réactualisation du livrable prenant en compte des scénarios d'évolution des mix, de la demande et des prix des combustibles plus à jour en prenant comme cible 2040. Ainsi le nouveau livrable qui serait pris en charge par **ARTELYS**, aura pour objectifs ;

- D'apporter aux pouvoirs publics de nouveaux éléments d'information et de diagnostic argumentés sur les conséquences du démantèlement des actifs de cogénérations et de l'impact qu'un tel démantèlement pourrait générer pour le système électrique ;
- De renforcer l'argumentation sur les atouts de la cogénération gaz et insister sur leur complémentarité avec les énergies renouvelables ;
- De démontrer la pertinence du maintien ou du renforcement des cogénérations par (i) des dispositions de soutien adaptés présentant un impact limité pour les charges de services publics de l'électricité, ou par (ii) des aménagements au sein des contrats en vigueur.

Dans la seconde partie de la journée, les différents segments de la cogénération se sont exprimés : maraîchers (**Fédération des Maraîchers Nantais, AOP CERAFEL, Légumes de France, Les Paysans de Rougeline**), industriels (**Groupe NOVAWATT, SOLVAY**), exploitants de réseaux de chaleur & chaufferies (**DALKIA, ENGIE SOLUTIONS**), sans oublier les constructeurs/distributeurs de matériels de cogénération (**ENERIA, CLARKE ENERGY, SOLAR TURBINES, CENTRAX GAS TURBINES**). Les échanges sous forme de tables rondes ont permis aux intervenants d'apporter des témoignages sur les menaces pesant sur leurs activités, les opportunités et perspectives.

La serre, un outil de production optimisée à tous les niveaux et au service de la souveraineté alimentaire

En 2023, selon la dernière enquête menée par le CTIFL, 1 130 Hectares de serres chauffées sont recensés en France. 89 % de ces surfaces sont dédiées aux tomates, et le reste aux concombres. La tomate est le premier légume consommé en France (90 % sont produits sous serres) et une tomate sur deux consommée en France est importée. Les experts du segment ont mis en relief le déclin du poids de l'origine France dans la consommation totale de légumes en France (65 % en 2000, à 51 % en 2022). 80 % des surfaces de serres françaises sont toujours chauffées au gaz naturel dont 70 % utilisent un système de cogénération chaleur/électricité. Les cogénérations garantissent une réelle compétitivité dans le secteur des serres chauffées. Elles permettent à la fois d'alléger le coût de la facture énergétique des producteurs équipés et de réduire les distorsions de concurrence avec les producteurs de pays qui en sont déjà équipés. Le territoire breton est une région électriquement sensible où 82 % de l'électricité consommée sur le territoire est importée.

Enfin, la cogénération présente un double intérêt. D'une part, l'installation de récupérateur de CO₂ sur le moteur devient rentable et génère une production de CO₂ deux fois supérieure à la chaudière. D'autre part, son impact environnemental est réduit car une grosse partie du CO₂ n'est plus libérée dans l'atmosphère, mais réintroduite dans la serre pour satisfaire les besoins des plantes. Après avoir rappelé les enjeux pesant sur leurs activités, les maraîchers ont soumis à la filière leurs propositions concernant l'assouplissement de certains éléments au sein des contrats d'OA C13 pour atteindre les objectifs de réduction de la consommation de gaz (10 % de la consommation annuelle) souhaités par la DGEC pour la filière cogénération en 2022.

La cogénération, un réel atout pour les industries fortement consommatrices d'énergie

Le Groupe **SOLVAY** a rappelé l'importance des cogénérations en milieu industriel. Pour la même production d'électricité et de chaleur, une cogénération industrielle se montre bien plus performante que les productions séparées au moyen d'une TAG performante et d'une chaudière à condensation. De plus, pour les cogénérations hébergées par un site industriel ou tertiaire, les coûts évités d'acheminement réseaux sont fortement réduits. En cas d'arrêt des cogénérations, il faudrait s'attendre à une hausse de leur facture énergétique due à la contribution de CSPE, et une hausse des tarifs d'acheminement (de l'ordre de 5 à 10 €/MWh et jusqu'à 30 €/MWh avec un raccordement en basse tension). Les cogénérations industrielles apportent de réels bénéfices au niveau national. Ces bénéfices sont reconnus par les pouvoirs publics qui ont consenti à un certain nombre de « dérogations » en faveur des cogénérations sur la période écoulée : (i) en cas de tension sur les réseaux de gaz, le fonctionnement des cogénérations est prioritaire sur celui des cycles combinés, (ii) en cas de tension sur les réseaux électriques, les cogénérations sont réquisitionnées avant les cycles combinés, (iii) les cogénérations industrielles sont exonérées sous certaines conditions de la Contribution sur la rente inframarginale sur la production d'électricité.

Cependant, des évolutions réglementaires prévues au niveau européen pourraient menacer l'équilibre précaire de ces installations (mise à jour des rendements de référence de la production séparée d'électricité et de chaleur, introduction d'un nouveau critère pour classer les cogénérations dans la catégorie « haute efficacité », révision de la directive européenne relative à la taxation de l'énergie). Ces fluctuations perturbent l'équilibre des modèles économiques des cogénérations qui pourraient malgré tout trouver dans le marché libre d'autres voies de valorisation de la production électrique. Les règles de fonctionnement de ces marchés détaillés par le **Groupe NOVAWATT** sont assez spécifiques avec une profitabilité qui dépendrait de plusieurs paramètres (prix du gaz, de l'électricité, du CO₂, des besoins thermiques, des stratégies de couvertures forward, des flexibilités thermiques...).

Les cogénérations raccordées à des réseaux de chaleur...

ENGIE SOLUTIONS a rappelé l'objectif de création de 1600 réseaux de chaleur annoncé par la SNCU pour accélérer la transition énergétique des territoires d'ici 2030. Le nombre de réseaux équipés de cogénérations reste relativement constant ces dernières années. Le verdissement des réseaux de chaleur s'accélère. En effet,

le taux d'EnR&R a atteint 62,6 % en 2021, et la part occupée par les chaudières biomasse dans le mix énergétique atteint 24 %. Les cogénérations alimentant des réseaux de chaleur vont inévitablement décliner dans les années à venir au profit de solutions moins carbonées. **DALKIA** a procédé à une présentation des cogénérations biomasse avec les appels d'offres CRE qui doivent répondre à plusieurs exigences : *efficacité énergétique minimum à respecter sur les mois d'hiver, respect du plan d'approvisionnement biomasse, rayon d'approvisionnement de moins de 100 km, contrôles périodiques ...* Le potentiel de la cogénération biomasse reste important.

Parole aux constructeurs et distributeurs de matériel de cogénération

Les acteurs les plus représentatifs du marché, intervenant dans la distribution des équipements de cogénération dans les gammes de puissances de quelques dizaines de kWe à plusieurs MWe ont animé une table ronde avec les participants sur plusieurs sujets.

La sécurisation de l'approvisionnement électrique en 2023 a été au cœur des échanges à travers la tenue des cogénérations aux baisses de tension. Les réglages qui ont été effectués sur le parc ont permis de le fiabiliser. En effet, trois mois après le colloque du 27 septembre 2023, le Club Cogénération a de nouveau piloté, au mois de décembre 2023, la réalisation d'essais sur demande d'Enedis et RTE. Ces tests devaient permettre aux gestionnaires de réseaux de se rassurer par rapport à la bonne tenue des installations de cogénération si l'ordre d'une baisse de tension devait être envoyé lors de l'hiver 2024. Pour garantir la fiabilité de ces tests, le Club Cogénération a indiqué ne plus avoir besoin de cibler certaines technologies d'installation suite aux réglages réalisés sur le parc par les distributeurs/fournisseurs. Les constructeurs ont laissé le soin aux gestionnaires de réseaux de définir les mailles géographiques et les dates des tests. Ceux-ci se révéleront finalement assez positifs : sur 12 centrales de cogénération testées, aucune ne s'est déconnectée du réseau. Les gestionnaires de réseaux ont salué les efforts (*économiques, techniques, ressources humaines*) qui avaient été consentis par l'ensemble des parties prenantes (exploitants, producteurs, constructeurs...).

Les constructeurs ont chacun à leur tour fait une présentation des nouvelles gammes de cogénération plus performantes, en prenant en compte des matrices plus renouvelables. Ces acteurs se préparent à la fin du dispositif de l'obligation d'achat qui entraînera nécessairement une refonte des modes de fonctionnement actuels avec un lourd impact social. En effet, le fonctionnement sous OA est assez bien encadré, avec des périodes de fonctionnement bien définies, des plannings de maintenance connus à l'avance et généralement programmés en intersaison. Le fonctionnement en marché libre s'effectuant au gré des conditions du marché et des signaux de prix nécessitera un mode de fonctionnement plus incertain et un monitoring différent des machines.

Mouhamadou BA

Délégué Général du Club Cogénération

REJOINDRE L'ATEE



CONTACT COMMUNICATION
Carine Fadat
c.fadat@atee.fr - 06 23 37 60 60



ATEE — Tour Eve – 1 Place du Sud – CS 20 067 – 92800 PUTEAUX – Standard 01 46 56 91 43
Adhésions-Abonnements 01 46 56 35 40 — **Energie Plus** : 01 84 23 75 98 — www.energie-plus.com
Association Loi 1901 - SIRET 315 062 786 00043 - Code NAF 7022 Z — TVA FR 00315062786