

# Scénario électrique alternatif breton

## Période 2011-2025

---

Évaluation de l'opportunité du projet d'implantation d'une centrale à cycle combiné au gaz en Bretagne

### Fiche synthétique – Évaluation des émissions de gaz à effet de serre

Janvier 2016



*Bureau d'études et  
de conseil en écologie*

33 rue Marcadet  
75 018 PARIS  
09 50 29 59 49  
[contact@bureau-horizons.org](mailto:contact@bureau-horizons.org)

[www.bureau-horizons.org](http://www.bureau-horizons.org)

## Sommaire

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Contexte.....</b>  | <b>4</b>  |
| <b>Avant-propos .....</b>   | <b>6</b>  |
| <b>Objectifs de l'étude .....</b>   | <b>7</b>  |
| <b>1. Méthodologie d'évaluation de l'impact du projet en terme d'émissions de GES .....</b>         | <b>8</b>  |
| Les différentes approches .....   | 8         |
| Rappel de l'enjeu.....  | 9         |
| <b>2. Détermination de la quantité de GES en fonction du besoin.....</b>                            | <b>11</b> |
| Rappel du besoin défini dans l'appel d'offres.....  | 11        |
| Solutions possibles non prises en compte dans l'appel d'offres.....                                 | 11        |
| Comparaison des émissions de GES.....   | 12        |
| Conclusion .....  | 12        |
| <b>3. Influence sur les quantités d'émissions de GES du système électrique français et européen</b> | <b>13</b> |
| Etude d'impact du DDAE .....  | 13        |
| Étude de la CEB.....  | 13        |
| Période 2009-2015 - Remplacement par des groupes charbon en France.....                             | 14        |
| Période 2015-2020 .....   | 15        |
| Conclusion sur la période 2015-2020.....  | 16        |
| Période 2020-2030.....  | 17        |
| Conclusion période 2020-2030 - Sans diminution du parc nucléaire .....                              | 18        |
| Conclusion période 2020-2030 - Avec diminution du nucléaire.....                                    | 18        |
| Conclusion générale .....   | 18        |
| <b>4. Du point de vue du système électrique breton .....</b>  | <b>19</b> |
| Limites de l'analyse .....  | 19        |
| Chauffage électrique à effet Joule .....  | 19        |
| <b>5. En considérant l'analyse du cycle de vie .....</b>  | <b>20</b> |
| Meilleures techniques disponibles.....  | 20        |
| Quelle est le rendement du projet de CCCG ? .....   | 20        |
| Alimentation à partir de gaz de schiste.....  | 22        |
| <b>Acronymes .....</b>  | <b>23</b> |

---

|   |    |
|---|----|
| Figure 1 : Extrait de l'étude d'impact du DDAE - Poids des rejets du projet de CCCG à l'échelle des émissions industrielles (Véritas, 2013).....  | 10 |
| Figure 2 : Extrait de l'étude d'impact du DDAE - Poids des rejets du projet de CCCG à l'échelle des émissions territoriales (Véritas, 2013) ..... | 10 |
| Figure 3 : Tableau d'évolution cumulée du parc de CCG et de diminution cumulée du parc de groupes charbon sur la période 2008-2016 .....          | 14 |
| Figure 4 : Présentation de l'évolution des capacités de production des pays membres de l'union européenne et reliés au réseau RTE.....            | 15 |
| Figure 5 : Facteur de charge des CCG en France relevé entre 2011 & 2014 et prévu jusqu'en 2020 ..   | 15 |
| Figure 6 : Comparaison de la scénarisation des BP 2014 et 2015 (BP, RTE, 2015) .....  | 17 |
| Figure 7 : Résumé des hypothèses et des résultats de la scénarisation des BP 2014 à échéance 2030 .....   | 17 |
| Figure 8 : Extrait de l'étude d'impact du projet de CCCG à Verberie (60) (Direct Energie, 2009) .....   | 21 |

## Contexte

Le Préfet du Finistère a délivré le 5 mai 2015 un arrêté d'autorisation d'exploiter une centrale de production d'électricité de type cycle combiné à gaz, d'une capacité de 446 MW, localisée à Landivisiau (29). Le processus administratif aboutissant à la délivrance de cet arrêté a notamment été précédé d'une enquête publique au 3<sup>ème</sup> trimestre 2014.

La volonté de mettre en œuvre ce projet a été formalisée dans un document intitulé *Pacte électrique breton*<sup>1</sup> cosigné le 14 décembre 2010 par la Préfecture de la Région Bretagne, l'État, le Président du Conseil régional de Bretagne, l'ADEME - Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie, RTE - Réseau de transport de l'électricité, et l'ANAH - Agence nationale de l'habitat.

Le *Pacte électrique* recense plus largement l'ensemble des actions ayant pour objectif la sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne. Il a été préparé dans le cadre des réunions de la Conférence bretonne de l'énergie<sup>2</sup> (CBE). Les évaluations du besoin en moyens de production se fondent sur des scénarios d'évolution de la consommation réalisés par le gestionnaire du Réseau de transport d'électricité (RTE).

Ces scénarios n'ont pas été restitués dans un rapport détaillé. Ils ont été débattus au sein d'une réunion en groupe de travail restreint le 10 septembre 2010, et sont résumés sous forme d'un support de discussion. Ils ont fait l'objet d'une restitution en clôture de réunion plénière de la CBE le 24 septembre 2010, à l'issue de laquelle le Préfet de Région et le Président du Conseil régional ont indiqué la volonté de réaliser une Centrale à Cycle Combiné au Gaz (CCCG).

A la suite de cette décision, le ministre en charge de l'énergie a engagé le 27 juin 2011 une procédure d'appel d'offres pour l'implantation d'une CCCG dans l'aire de Brest, mise en œuvre par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le projet lauréat a été sélectionné le 29 février 2012.

Un projet de cette importance soulève plusieurs questions concernant notamment l'approvisionnement énergétique, la sécurité et la santé des populations, la protection de l'environnement, la préservation des ressources naturelles et le dérèglement climatique.

Compte tenu de ces enjeux, le Collectif GASPARE – Garantir l'avenir solidaire par l'autonomie régionale énergétique – s'est constitué dès l'annonce officielle d'un projet de CCCG dans l'aire de Brest. Concernant les éléments justifiant le projet, le Collectif GASPARE a fait les constats suivants :

- La Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité pour la période 2009 – 2020, rapportée au Parlement par le ministre en charge de l'énergie en juin 2009, ne mentionne pas ce projet et *a fortiori* n'en a pas évalué le besoin ni le dimensionnement ;
- Les scénarios élaborés par RTE pour le *Pacte électrique* n'ont pas fait l'objet d'une consultation publique ;
- Aucun comparatif environnemental et économique entre différentes solutions alternatives n'a été présenté pour justifier le choix d'implanter une CCCG ;

---

<sup>1</sup> Pour plus de lisibilité, le *Pacte électrique breton* sera abrégé dans la suite du rapport et s'intitulera *Pacte électrique*.

<sup>2</sup> La Conférence bretonne de l'énergie est une instance de concertation coprésidée par le Préfet de région et le Président du Conseil régional. Elle est composée de cinq collègues d'acteurs publics et privés des domaines de l'énergie : son fonctionnement ne prévoit pas la participation du public.

- La consultation préalable spécifique au lancement de l'appel d'offres, organisée par l'État entre les 5 et 21 avril 2011, ne visait pas l'opportunité du projet ;
- Le contexte énergétique a fortement évolué depuis la signature du *Pacte électrique*. Il a été matérialisé par la *loi Transition énergétique et pour la croissance verte* visant notamment le dimensionnement du parc nucléaire.

Par ailleurs, le Collectif GASPARE a saisi la Commission nationale du débat public – CNDP – en 2011 pour que les enjeux majeurs d'un tel projet puissent faire l'objet d'une information pleine et transparente à l'adresse du public, et qu'ils puissent être débattus avec la garantie de l'impartialité. Cette saisine a été jugée irrecevable aux motifs que les coûts du projet n'étaient pas connus et que les renforcements des réseaux de transport de l'électricité et du gaz nécessaires à la réalisation du projet ne pouvaient être pris en compte<sup>3</sup>.

Néanmoins, la Commission nationale a regretté<sup>4</sup> que les centrales à cycle combiné gaz ne soient pas soumises au débat, comme cela est le cas pour les parcs éoliens offshore, compte tenu de la réglementation en vigueur. De plus, la Commission a rappelé que le projet d'une centrale à cycle combiné gaz et les projets des réseaux d'alimentation en gaz (sur plus de 100 km) et de transport d'électricité qui lui sont liés sont artificiellement scindés.

Il est important de souligner que la justification du projet n'a pas fait l'objet de débat pendant l'enquête publique menée en 2014 compte tenu du processus d'appel d'offres mis en place.

Enfin, la Commission européenne a ouvert une procédure d'enquête en novembre 2015 sur les conditions de l'appel d'offres du projet de CCCG à Landivisiau. Le rapport public<sup>5</sup> de la Commission rejoint les constats du Collectif GASPARE au premier rang desquels la justification du projet.

---

<sup>3</sup> [Décision N° 20011/74/CEB/1, Commission nationale du débat public, 5 octobre 2011.](#)

<sup>4</sup> [Communiqué des décisions, Commission nationale du débat public, 5 octobre 2011 :](#)

« La Commission nationale regrette que les centrales à cycle combiné gaz ne soient pas mentionnées en tant que telles dans la liste des catégories d'opérations visées à l'article L.121-8 du code de l'environnement. Pour de tels projets les seuils relatifs aux bâtiments et infrastructures sont trop élevés et interdisent dans les faits sa saisine obligatoire ou facultative. La Commission a saisi le ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement de cette question. La Commission rappelle qu'elle considère par ailleurs que le projet d'une centrale à cycle combiné gaz et les projets des réseaux d'alimentation en gaz et de transports d'électricité qui lui sont liés sont artificiellement scindés. »

<sup>5</sup> [Rapport d'enquête de la Commission européenne](#) : « la Commission a des doutes sur la nécessité d'installer en Bretagne un moyen de production d'environ 450 MW ».

## Avant-propos

En 2012, le Collectif GASPARE a décidé en réunion plénière de mener à bien une expertise des scénarios justifiant le projet de CCCG et d'élaborer un *Scénario électrique alternatif breton* à l'échéance 2025. L'objet de cette étude a ainsi été double et portait sur deux périodes distinctes :

- Étudier les scénarios d'offre et de demande établis dans le *Pacte électrique* justifiant le projet de CCCG.

Ces scénarios ont été présentés en septembre 2010 et se limitent à l'échéance 2020. L'analyse menée sur la période 2011-2020 par le Collectif GASPARE a eu pour objectif de les actualiser au regard des publications institutionnelles postérieures à la signature du *Pacte électrique*.

- Établir un *Scénario électrique alternatif breton* à échéance 2025 prenant en compte le devenir du parc nucléaire selon la trajectoire fixée dans le débat national sur la transition énergétique.

Le *Pacte électrique* n'a pas traité la question du devenir du parc nucléaire alimentant la Bretagne. L'analyse menée par le Collectif GASPARE sur la période 2020-2025 a proposé d'élargir le champ d'investigation sur l'opportunité du projet de CCCG. Elle a eu pour objectif de déterminer les actions nécessaires pour garantir la sécurité d'alimentation de la Bretagne selon l'évolution du parc nucléaire.

Publié en janvier 2013, le rapport d'étude intitulé *Scénario électrique alternatif breton* s'est principalement basé sur les études de RTE publiées en 2012. Le Collectif GASPARE a décidé en réunion plénière la réactualisation de ces données compte tenu des informations communiquées par RTE en 2014 et 2015 :

- Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2014 ;
- Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, 2015 ;
- Schéma décennal de développement du réseau, 2015.

Le travail d'étude a consisté à la réalisation de trois fiches synthétiques :

1. Évaluation des émissions de gaz à effet de serre ;
2. Évolution des consommations et de la sécurisation du système électrique de la Bretagne ;
3. Intérêt des interconnexions Irlande-Bretagne et Angleterre-Bretagne via le Cotentin.

## Objectifs de l'étude

Cette fiche vise à répondre à deux questions :

1. Quelle méthodologie retenir pour évaluer l'impact en termes d'émissions de gaz à effet de serre (GES) du projet de CCCG ?

La mission consiste à analyser les travaux de la Conférence bretonne de l'énergie, du SRCAE, de l'Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre en Bretagne, de RTE, de l'enquête publique et du *Scénario électrique alternatif breton* sur le thème du bilan des émissions de GES.

L'objectif est de présenter ces différents résultats pour appréhender l'impact en termes d'émissions de gaz à effet de serre (GES) du projet de CCCG.

2. Comment le projet est-il justifié dans les documents inhérents à la consultation publique permettant l'autorisation préfectorale ?

A travers le recensement de l'ensemble des éléments portant sur la justification du projet lors de l'enquête publique, l'objet des analyses est de mettre en lumière, le cas échéant, les limites des argumentations développées.

## 1. Méthodologie d'évaluation de l'impact du projet en terme d'émissions de GES

En premier lieu, il est important de noter que, lors de la ratification du *Pacte électrique*, aucune étude de son impact carbone n'a été produite en appui de la prise de décision. Les premières évaluations ont été effectuées a posteriori en 2013. En conséquence, le périmètre et l'année de référence des différentes analyses menées sont à expliciter.

### Les différentes approches

#### 1. Le dossier de saisine de la Commission nationale du débat public<sup>6</sup>

Constitué à la signature du *Pacte électrique* par le Collectif GASPARE, il produit une évaluation en fonction des besoins estimés par RTE.

#### 2. Les évaluations menées par RTE à l'échelle nationale en tenant compte des échanges aux frontières

Les scénarios développés par RTE, à cette échelle territoriale, sont systématiquement accompagnés d'une évaluation des quantités de GES.

#### 3. Les évaluations du SRCAE

Les évaluations menées dans le cadre du SRCAE ont fait l'objet d'une analyse spécifique en 2013<sup>7</sup>. Elle a clairement mis en évidence les erreurs méthodologiques dans l'analyse de l'évolution de la consommation rendant incohérents les résultats en termes d'énergie et d'émissions de GES, ainsi que la non-ventilation des résultats par type d'énergie<sup>8</sup>.

Les résultats du SRCAE ne peuvent pas apporter en l'état un éclairage sur l'impact du projet de CCCG.

Il est par contre important de retenir que le SRCAE a considéré le chauffage électrique comme la source de chauffage la moins émettrice de GES alors même que les études présentées à la Conférence bretonne de l'énergie démontrent le contraire (voir chapitre 4).

---

<sup>6</sup> [Dossier de saisine du Collectif GASPARE à la Commission nationale du débat public.](#)

<sup>7</sup> [Contribution de GASPARE à la consultation publique du SRCAE.](#)

<sup>8</sup> A noter que l'article 190 de la loi Transition énergétique pour la croissance verte précise que :  
« Les modalités de comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre du territoire sur lequel est établi le plan climat-air-énergie territorial sont définies par l'Etat. La méthode de comptabilisation est définie par voie réglementaire, de manière à être facilement applicable, vérifiable et comparable entre territoires ».



#### 4. Les études sur les indicateurs de suivi du *Pacte électrique* présentés lors de la CBE

Réalisées par le bureau d'études I Care Environnement<sup>9</sup>, elles ont un double objectif : mettre en place des indicateurs de suivi et déterminer leurs évolutions à échéance du *Pacte électrique*. Ces études ont ainsi mis en œuvre une première évaluation des impacts des émissions de GES.

Elles prennent en compte les actions mises en œuvre sur le territoire régional et évaluent leurs impacts sur un périmètre géographique global, en distinguant 3 périmètres : breton, national, européen.

#### 5. Le dossier de demande d'autorisation d'exploiter

Deux chapitres de l'étude d'impact<sup>10</sup> traitent des émissions de GES : « *Les raisons qui ont motivé le choix du projet* » et « *Contribution aux effets sur le climat - émissions de gaz à effet de serre* ».

Aucune étude n'est citée en référence des affirmations de l'étude d'impact et elles ne sont pas explicitées.

#### 6. Le *Scénario électrique alternatif breton*<sup>11</sup>

Ce scénario n'a pas cherché à établir directement l'impact des émissions de GES du projet de CCCG. Restreint au territoire régional, l'évaluation des émissions GES du système électrique reprend la méthodologie de RTE en tenant compte des échanges interrégionaux tel que spécifié par l'Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre en Bretagne et validé par RTE.

Cette méthode permet de comparer les scénarios mais pas d'identifier directement l'impact du projet de CCCG.

### Rappel de l'enjeu

Pour comprendre l'importance des quantités de GES en jeu, certains éléments de l'étude de faisabilité de l'option CSC<sup>12</sup>, annexée à l'étude d'impact, sont présentés. Réalisée par le Bureau Veritas, cette étude a pour objectif de déterminer les possibilités de captage du CO<sub>2</sub>. Elle est justifiée par la réglementation européenne au regard des quantités émises.

Les comparaisons réalisées sont similaires à celles présentées dans le dossier de saisine de la Commission nationale du débat public déposé par le Collectif GASPARE.

<sup>9</sup> [Mise en place d'indicateurs de suivi des économies d'énergie et d'impact en émissions de gaz à effet de serre dans le cadre de l'évaluation du Pacte électrique Breton, I Care Environnement, 2013.](#)

<sup>10</sup> Dossier de Demande d'Autorisation d'Exploiter une nouvelle installation de production d'électricité, Partie 3 : Etude d'impact, Direct Energie, 2013.

<sup>11</sup> [Scénario électrique alternatif breton, Tome 1, Chapitre 5, 2013.](#)

<sup>12</sup> Captage et Stockage Géologique du CO<sub>2</sub>.

|                                  | Quantité annuelle de CO <sub>2</sub> rejeté | Poids des rejets du cycle combiné gaz à l'échelle des émissions industrielles |            |            |
|----------------------------------|---|---|------------|------------|
|                                  |   | Locales   | Régionales | Nationales |
| Cycle combiné gaz de Landivisiau | 1,49 million tonnes                         | 88 %  | 14 %       | 0,8 %      |

**FIGURE 1 : EXTRAIT DE L'ETUDE D'IMPACT DU DDAE - POIDS DES REJETS DU PROJET DE CCCG A L'ECHELLE DES EMISSIONS INDUSTRIELLES (VERITAS, 2013)**

|                                  | Quantité annuelle de CO <sub>2</sub> rejetée | Poids des rejets du cycle combiné gaz à l'échelle des émissions |                           |                           |
|----------------------------------|--|---|---------------------------|---------------------------|
|                                  |  | Départementales   | Régionales                | Nationales                |
| Cycle combiné gaz de Landivisiau | 1,49 million tonnes                          | 29,0 %<br>(émissions 2005)                                      | 8,1 %<br>(émissions 2005) | 0,4 %<br>(émissions 2008) |

**FIGURE 2 : EXTRAIT DE L'ETUDE D'IMPACT DU DDAE - POIDS DES REJETS DU PROJET DE CCCG A L'ECHELLE DES EMISSIONS TERRITORIALES (VERITAS, 2013)**

## 2. Détermination de la quantité de GES en fonction du besoin

Un des outils d'aide à la décision pour la réalisation d'un projet peut être conçu comme suit :

- Détermination du besoin en termes de puissance et de nombre d'heures de fonctionnement ;
- Détermination de l'aire d'implantation ;
- Comparaison du bilan environnemental de chaque solution possible avec la même méthodologie.

### Rappel du besoin défini dans l'appel d'offres

Selon l'appel d'offres, le besoin en puissance a été estimé à 450 MW (+15%/-10%) en comparant l'évolution des prévisions de la pointe à « une chance sur dix »<sup>13</sup> et les prévisions de capacités disponibles<sup>14</sup>.

Le nombre d'heures de fonctionnement pour couvrir les besoins de sécurisation du système électrique n'est pas précisé ni évalué. Pour autant, RTE a confirmé au Collectif Gaspare qu'il a été d'environ une soixantaine d'heures par an<sup>15</sup>.

### Solutions possibles non prises en compte dans l'appel d'offres

Comme l'a rappelé la commission européenne dans son rapport d'enquête, l'appel d'offres a été limité à la technologie CCG, excluant toutes les autres.

En premier lieu, toute action sur la limitation de l'appel de puissance reste l'action prioritaire. Si le *Pacte électrique* a pris en compte un certain nombre d'actions de prévention supplémentaires au scénario de référence, il n'a pas été lancé de manière simultanée un appel d'offres d'effacement et/ou de réservation de moyens de production décentralisés existants<sup>16</sup>.

Plusieurs solutions sont disponibles, regroupées en un seul lieu ou réparties sur l'aire géographique de l'appel d'offres :

- Turbine à combustion (TAC) au gaz et/ou fioul, choix effectué pour l'Île-de-France (1 160 MW installés entre 2008 et 2010) ;
- Des moyens de production décentralisés dont le développement d'un parc de cogénération ;
- Des nouvelles technologies (notamment : énergie thermique de la mer, STEP de mer, batterie, air comprimé,...) ou classiques (STEP<sup>17</sup>) ;

<sup>13</sup> La pointe « à une chance sur dix » désigne un niveau de puissance qui à « une chance sur dix » d'être dépassé au cours de l'hiver. Autrement dit, il s'agit du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans.

<sup>14</sup> Le dimensionnement en puissance du projet de CCG est analysé dans la fiche de synthèse - Évolution des consommations et sécurisation du système électrique.

<sup>15</sup> Réunion en sous-préfecture de Morlaix, 18 avril 2013.

<sup>16</sup> Solution confortée par l'analyse de la commission européenne : « cette capacité aurait pu être apportée par exemple par des effacements combinés avec d'autres moyens de production d'une puissance inférieure à celle requise dans le cadre de l'appel d'offres. » (Rapport d'enquête, commission européenne, 2015, p.17).

<sup>17</sup> Dernière étude menée à la demande du CE UP Centre d'EDF S.A. : Aménagement de Guerledan, Station de transfert d'énergie par pompage, Insitut led, Octobre 2015.

- Interconnexion et mutualisation des moyens de production (voir fiche de synthèse Intérêt des interconnexions).

Aucune comparaison des solutions envisageables n'a été effectuée dans le *Pacte électrique*.

On retiendra également que le volet économique fait partie intégrante de l'étude des solutions envisageables. La récente étude de l'ADEME sur un mix électrique 100% renouvelable précise que : « Les TACs sont plus rentables que les CCCG pour moins de 200 heures de fonctionnement environ ».

### Comparaison des émissions de GES

La majeure partie de ces solutions a un ratio d'émission de GES bien moindre que celui d'une CCCG à puissance égale. De même, l'impact d'une TAC fonctionnant 60 heures, fioul ou gaz, comparé à celui d'une CCCG fonctionnant 4 500 heures par an (seuil de rentabilité communément retenu) est effectivement moindre.

Cette comparaison a été présentée dans le dossier de saisine de la Commission nationale du débat public<sup>18</sup>.

### Conclusion

Du strict point de vue du besoin déterminé, le projet de CCCG a un impact plus important que l'ensemble des solutions envisageables.

Pour autant, pour évaluer l'impact du projet de CCCG qui peut répondre au besoin du système électrique sur une plus large plage de fonctionnement, il est nécessaire de considérer un périmètre élargi.

---

<sup>18</sup> [Dossier de saisine à la Commission nationale du débat public, Collectif GASPARE, 2015, p.56.](#)

### 3. Influence sur les quantités d'émissions de GES du système électrique français et européen

#### Etude d'impact du DDAE

Pour justifier d'une réduction des émissions de GES, l'étude d'impact du DDAE précise que le projet de CCCG se substituera à des centrales à charbon ou à fioul fonctionnant en semi-base et en pointe<sup>19</sup>

<sup>20</sup>

#### Étude de la CEB

L'étude, réalisée par le bureau d'études I Care environnement, justifie de la même manière l'impact positif sur les émissions de GES : « une diminution des moyens charbon / fioul au profit des moyens gaz ».

Pour évaluer l'effet de cette substitution, une simulation du système électrique est mise en œuvre. Elle se base sur « un modèle simplifié d'équilibre « consommation-production » qui, à partir d'éléments mis à disposition par RTE, reproduit schématiquement la mobilisation des moyens de production pour répondre aux besoins de puissance du réseau français »<sup>21</sup>.

La détermination du recours aux moyens de production pour satisfaire les besoins de consommation est effectuée selon le principe du « merit order<sup>22</sup> » à une échelle européenne. Les résultats sont restitués en déterminant les émissions évitées par comparaison des scénarios avec et sans action.

Les éléments, rendus publics (synthèse des résultats et note méthodologique), ne précisent ni le nombre d'heures de fonctionnement du projet de CCCG dans les simulations mises en œuvre ni le temps de substitution à des centrales à charbon. De même, les émissions évitées, propres au projet de CCCG, ne sont pas précisées, les résultats communiqués prenant également en compte les émissions évitées par la production EnR.

<sup>19</sup> DDAE Etude d'impact, Direct énergie et Siemens, 2013, p.87 :

« - Du fait de l'utilisation de gaz naturel et grâce à un rendement élevé, les émissions de CO<sub>2</sub> des cycles combinés à gaz naturel sont limitées, soit 2 à 3 fois moins que celles des centrales au charbon ou au fioul. Or, avec les barrages hydrauliques, les centrales thermiques (charbon, fioul et cycles combinés) sont les seuls moyens de production capable de répondre au besoin de semi-base et pointe. La substitution des centrales au charbon les plus émettrices de CO<sub>2</sub> par cycles combinés à gaz permet donc de diminuer significativement les émissions de CO<sub>2</sub>.

- Les centrales thermiques classiques sont soumises à un programme national qui prévoit d'ici 2015 l'arrêt définitif d'une majorité des centrales au charbon actuelles pour des raisons environnementales. Les installations à cycles combinés permettent donc de compenser la baisse de la puissance installée par l'arrêt de ces centrales thermiques classiques, tout en contribuant de façon importante à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, et à la valorisation optimale des énergies fossiles »

<sup>20</sup> Etude, I Care Environnement, 2013, p.4 : « La base correspond ainsi à 3000 heures dans l'année, pendant lesquelles la production est la plus faible. La semi-base correspond à 4000 heures ; la pointe correspond à 1700 heures et l'extrême pointe aux 60 heures de l'année pendant lesquelles le système est le plus chargé. »

<sup>21</sup> Note de synthèse méthodologique, I Care Environnement, 2013, p.11.

<sup>22</sup> Ordre d'appel des moyens de production. Il dépend de leurs coûts de fonctionnement. Pour autant, il semble que le modèle développé retient un ordre de mérite environnemental (gaz privilégié par rapport au charbon).

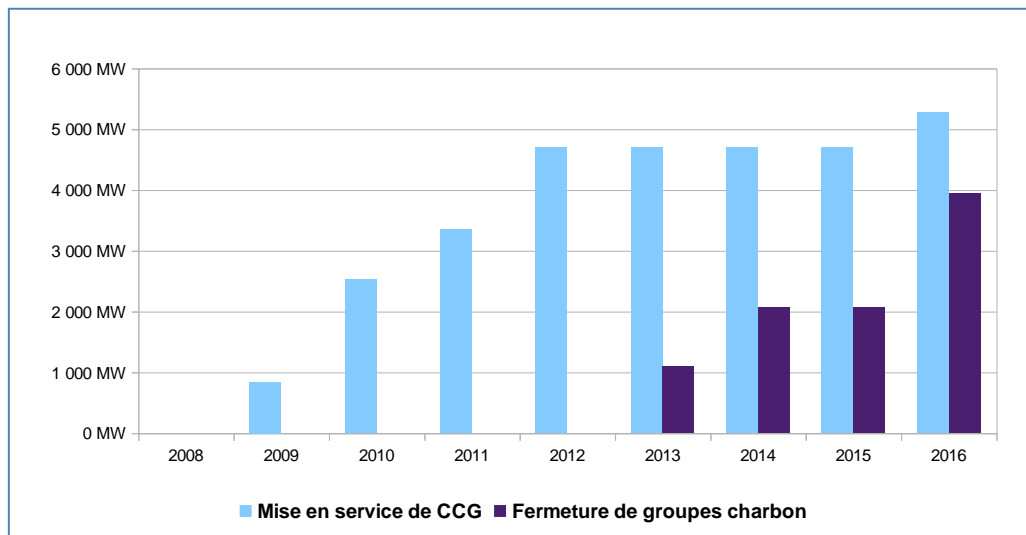
**Période 2009-2015 - Remplacement par des groupes charbon en France**

L'évolution du parc de groupes de production électrique à partir de charbon a été anticipée. Le PPI 2009 a ainsi précisé que :

« Dans la perspective de l'évaluation des besoins pour la sécurité d'approvisionnement électrique, la PPI retient comme hypothèse la réalisation d'au moins dix CCG à l'horizon 2012. Au-delà des besoins pour l'équilibre offre-demande, la PPI ne fixe pas d'objectif de développement des CCG qui constitueront un moyen d'ajustement du parc de production, notamment au regard de l'évolution des parcs fioul et charbon, et, suivant le principe de liberté d'établissement ».

Entre 2009 et 2015, onze CCG ont été réalisés. Un douzième est en cours de construction et sa mise en service est prévue en 2016.

Comme le montre ci-dessous le tableau d'évolution cumulée du parc de CCG et de diminution cumulée du parc de groupes charbon, une puissance installée fonctionnant au charbon de 3 900 MW a été fermée et un parc de CCG de 5 200 MW a été créé. La puissance du parc charbon restant et du parc de CCG a donc augmenté de 1 300 MW.



**FIGURE 3 : TABLEAU D'ÉVOLUTION CUMULÉE DU PARC DE CCG ET DE DIMINUTION CUMULÉE DU PARC DE GROUPES CHARBON SUR LA PÉRIODE 2008-2016**

Il ne restera en France en 2016 que 4 centrales au charbon (5 groupes) pour une puissance restante de 2 900 MW<sup>23</sup>. Les exploitants de ces installations n'envisagent pas de fermeture avant 2025 et certains communiquent sur un maintien en activité jusqu'en 2035.

La localisation stratégique de ces groupes (bout de ligne au Havre, irrigation de toute l'entité Ouest pour Cordemais et à la frontière allemande pour le dernier) leur donne un rôle clef sur le réseau électrique. Ils ne pourraient être fermés sans une réorganisation du système électrique ou le remplacement par un moyen de production *in situ*. De plus pour le Havre et Cordemais, l'accès à la mer limite les coûts d'approvisionnement en charbon et donc de fonctionnement, les rendant particulièrement compétitifs.

<sup>23</sup> [Voir la carte de localisation des centrales \(BP, RTE, 2015, p.61\)](#)

## Période 2015-2020

Le BP RTE 2015 a actualisé le BP 2014 sur la période 2015-2020. Les résultats des analyses réalisées mettent en évidence plusieurs éléments :

- Une surabondance des CCCG en France et en Europe malgré des fermetures conséquentes de centrales à charbon sur le territoire européen

| Hypothèses du BP2015 RTE (période 2015-2020) | Mise sous cocon ou fermeture de CCG (puissance et part du parc concerné)                    | Fermeture de centrale charbon (puissance et part du parc concerné)             |
|--|---|--|
| Espagne – Portugal                           | 6,0 GW<br>-21%  | 2,0 GW<br>-19%   |
| Italie                                       | 4,5 GW<br>-12%  | 2,0 GW<br>-29%   |
| Angleterre                                   | Aucune et léger accroissement du parc   | 6,3 GW<br>-34%   |
| Irlande                                      | Aucune et léger accroissement du parc   | Aucune   |
| Belgique – Pays-Bas                          | > 2 GW<br>-20%  | Environ 1 GW<br>-20%   |
| Allemagne                                    | 1,0 GW<br>-7%   | 2,3 GW<br>-5%  |
| France                                       | 1,3 GW<br>-23%  | Aucune   |
| <b>Total</b>                                 | Décroissance nette de la capacité de production des CCG d'environ 15 GW d'ici à 2020 (-11%) | Réduction du parc charbon retenue dans le BP atteint 20 GW d'ici à 2020 (-21%) |

**FIGURE 4 : PRESENTATION DE L'EVOLUTION DES CAPACITES DE PRODUCTION DES PAYS MEMBRES DE L'UNION EUROPEENNE ET RELIES AU RESEAU RTE**

Plus de 20 GW de groupes charbon seront fermés d'ici à 2020, soit environ 21% du parc total.

Pour les CCCG, il est à noter que certains groupes mis sous cocon viennent tout juste d'être mis en service. En France notamment, 3 groupes seraient mis sous cocon.

- Une limitation du recours à ces moyens de production ne permettant pas d'atteindre le seuil de rentabilité.

| Scénario                      | Puissance du parc de CCG en état de produire (hors mise sous cocon) | Nombre de CCG en cocon* | Nombre d'heures de fonctionnement équivalent pleine puissance par an (hors CCG de DK6) |
|-------------------------------|---|-------------------------|--|
| Rappel 2011                   | 4,5 GW  | 0                       | 3 800 heures   |
| Rappel 2012                   | 4,5 GW  | 0                       | 2 200 heures   |
| Rappel 2013                   | 5,3 GW  | 1                       | 1 500 heures   |
| Rappel 2014                   | 5,3 GW  | 1                       | 800 heures   |
| Prévision 2015                | 5,8 GW  | 0                       | 1 600 heures   |
| « Référence » échéance 2016** | 5,2 GW  | 1                       | 1 500 heures   |
| « Référence » échéance 2017** | 5,4 GW  | 2                       | 1 400 heures   |
| « Référence » échéance 2018** | 5,0 GW  | 3                       | 1 500 heures   |
| « Référence » échéance 2019** | 5,4 GW  | 3                       | 1 500 heures   |
| « Référence » échéance 2020** | 5,4 GW  | 3                       | 1 500 heures   |

\*En 2016 la mise sous cocon correspond à une maintenance  
 \*\*Hypothèse d'arrêt de Fessenheim à la mise en service de l'EPR

**FIGURE 5 : FACTEUR DE CHARGE DES CCG EN FRANCE RELEVÉ ENTRE 2011 & 2014 ET PREVU JUSQU'EN 2020**

Avec 1 500 heures de fonctionnement (équivalent pleine puissance) en moyenne en 2020 par CCG, dans le scénario de référence<sup>24</sup>, ces moyens de production n'atteignent pas leur seuil de rentabilité.

Les scénarios à moyen terme de RTE élaborés jusqu'en 2012 prévoyaient des facteurs de charge bien plus élevés (environ 3 500 heures par an) pour les CCG. Les différences avec les nouvelles estimations (environ 1500 heures par an<sup>25</sup>) s'expliquent par :

- La pénétration toujours plus importante des EnR ;
- La stagnation de la consommation ;
- Le prix du charbon et de la tonne de CO<sub>2</sub>.

Une situation similaire est identifiée en Europe.

### Conclusion sur la période 2015-2020

En premier lieu, aucun moyen de production conventionnel supplémentaire n'est identifié en France tant pour la gestion des périodes d'extrême pointe, de pointe ou de semi-base.

La surabondance des CCCG à l'échelle nationale ou européenne (d'environ 45 CCG ou plus de 20 000 MW) ne permet pas d'affirmer que le projet de CCCG à Landivisiau en 2020 viendrait se substituer à une centrale à charbon. Il viendrait soit en surplus des CCCG existantes réduisant le facteur de charge moyen de ces groupes, soit il entraînerait la mise sous cocon d'un autre groupe.

En cas de changement du « merit order<sup>26</sup> », induit par une augmentation significative de la tonne de CO<sub>2</sub> et rendant les groupes charbon moins rentables que les groupes gaz, la situation resterait inchangée. Un grand nombre de CCCG en Europe ne serait plus sous cocon mais n'impliquerait pas un nouveau besoin de puissance.

En France, si les groupes charbon fonctionnent 1 500 heures par an au lieu de 5 000 heures comme estimé dans le BP 2015, les groupes CCCG fonctionneraient 4 000 heures par an et se rapprocheraient de leur seuil de rentabilité. Néanmoins, ils seraient également affectés par le coût de la tonne de CO<sub>2</sub>. Par contre, de la même manière que sans changement du « merit order », aucun moyen supplémentaire ne serait nécessaire et des CCCG resteraient sous cocon.

Quel que soit le contexte en 2020, le projet de CCCG ne viendrait pas se substituer à un moyen de production au charbon.

---

<sup>24</sup> Ce facteur de charge serait encore moindre dans le cas d'un scénario privilégiant un développement plus important de la maîtrise de la demande en énergie.

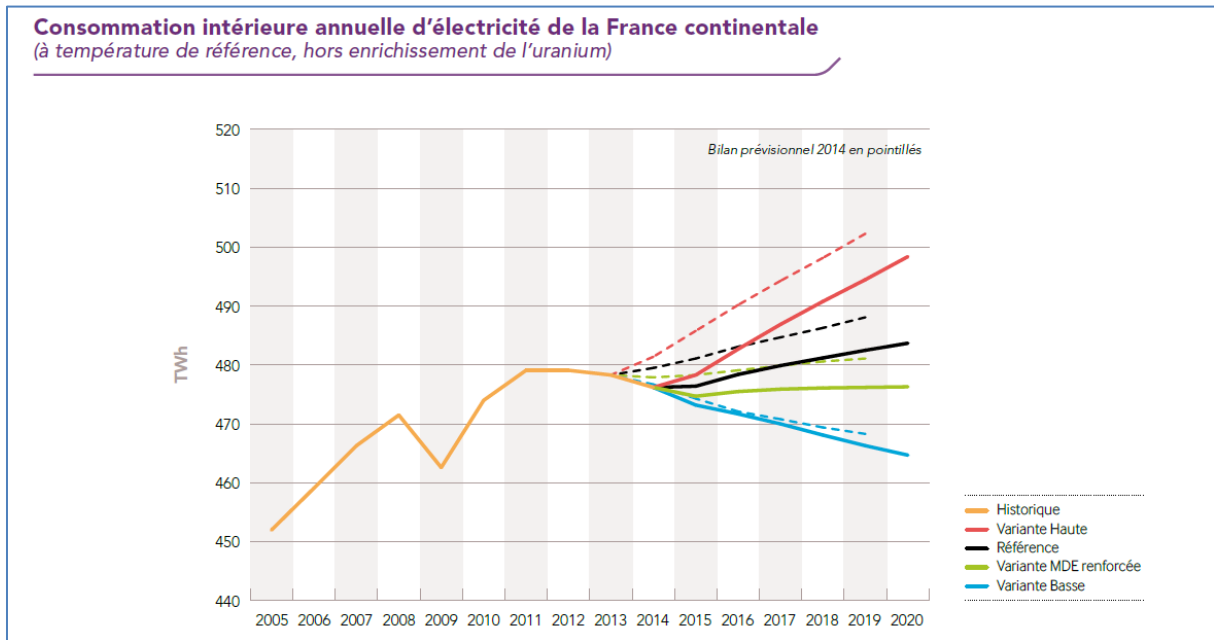
<sup>25</sup> De plus, le facteur de charge des CCG peut être notablement affecté en cas d'hiver doux et/ou venteux ou en cas de diminution de la consommation à température de référence (exemple 800 heures de fonctionnement).

<sup>26</sup> Ordre d'appel des moyens de production. Il dépend de leurs coûts de fonctionnement. Pour autant, il semble que le modèle développé retient un ordre de mérite environnemental (gaz privilégié par rapport au charbon).



**Période 2020-2030**

Les données présentées sont issues du BP 2014. Elles sont renforcées par les analyses du BP 2015 prévoyant, encore une fois, une diminution de la croissance de la consommation voire une décroissance. En 2016, les scénarios à échéance 2030 seront revus. Ils réduiront notablement les scénarios d'évolution de la consommation et donc le recours aux moyens de production conventionnels.



**FIGURE 6 : COMPARAISON DE LA SCENARISATION DES BP 2014 ET 2015 (BP, RTE, 2015)**

Les scénarios du BP 2014 sont résumés dans le tableau ci-dessous.

| Scénarios BP 2014 RTE (échéance 2030) | Hypothèse de consommation (variation de la consommation annuelle corrigée du climat entre 2014 et 2030 et variation de la pointe à une chance sur dix par rapport au maximum d'appel de puissance enregistré en 2012) |            | Augmentation de la puissance du parc éolien et photovoltaïque par rapport au 08/2015 ainsi que la puissance hydrolienne installée | Capacité maximale d'import hivernale (rappel niveau 2014: 9 GW) | Diminution de la puissance du parc nucléaire | Evolution de la puissance du parc de production centralisée (non nucléaire) à échéance du scénario par rapport à 2016 |                                     |
|---------------------------------------|---|------------|---|---|--|---|-------------------------------------|
|                                       |   |            |   |   |  | Parc de CCG   | Parc pour la gestion de la pointe** |
| « Croissance faible »                 | Démographie : basse<br>Croissance économique : basse<br>Efficacité énergétique : modérée<br>Transports électriques : basse  | -6%<br>-6% | 111%<br>0 GW  | + 16 GW   | -9%  | - 0,9 GW<br>(soit 2 CCG mis sous cocon)   | - 5,6 GW<br>et aucune nouvelle STEP |
| « Consommation forte »                | Démographie : haute<br>Croissance économique : haute<br>Efficacité énergétique : basse<br>Transports électriques : haute  | 15%<br>12% | 187%<br>1,5 GW  | + 20 GW   | 0%   | - 0,9 GW<br>(soit 2 CCG mis sous cocon)   | - 0,1 GW<br>et aucune nouvelle STEP |
| « Diversification »                   | Démographie : modérée<br>Croissance économique : modérée<br>Efficacité énergétique : modérée<br>Transports électriques : modérée  | 5%<br>3%   | 187%<br>1,5 GW  | + 20 GW   | -24%   | + 3,6 GW<br>(soit 8 CCG)  | + 1,4 GW<br>et aucune nouvelle STEP |
| « Nouveau mix »                       | Démographie : modérée<br>Croissance économique : modérée<br>Efficacité énergétique : haute<br>Transports électriques : haute  | 1%<br>-2%  | 276%<br>3,0 GW  | + 24 GW   | -40%   | + 3,1 GW<br>(soit 7 CCG)  | + 1,4 GW<br>et 2 GW de STEP         |

\*\* Le besoin pour répondre aux pointes de consommation peut être satisfait par des : turbines à combustion, chaudières au fioul, groupes diesels décentralisés, effacements de consommation et STEP. RTE ne spécifie pas quels types de moyens seraient mis en œuvre ou favorisés.

**FIGURE 7 : RESUME DES HYPOTHESES ET DES RESULTATS DE LA SCENARISATION DES BP 2014 A ECHEANCE 2030**

### **Conclusion période 2020-2030 - Sans diminution du parc nucléaire**

La situation sera identique à celle de la période 2015-2020 avec un maintien des mises sous-cocon des CCG en France, alors même qu'est pris en compte la fermeture de deux groupes charbon supplémentaires et un scénario basé sur une consommation forte.

### **Conclusion période 2020-2030 - Avec diminution du nucléaire**

Dans ce cas, un besoin important de production en semi-base est mis en évidence. Il est important de souligner que, par défaut, RTE applique intégralement ce besoin à la production à partir de CCG. Cela ne veut pas dire que cette solution est préconisée par RTE. Le besoin pourrait être également compensé par d'autres moyens de production comme la cogénération par exemple.

Néanmoins, en considérant que 7 à 8 CCG supplémentaires seraient créés, chaque nouveau groupe entraînerait une augmentation de la quantité de GES par rapport à la situation en 2016 (année de fermeture massive des groupes charbon et de validation d'une nouvelle PPI). Ainsi, en tenant compte de la fermeture de deux groupes charbon supplémentaires, la quantité de GES émis par le système électrique national augmenterait de 8%.

La substitution de l'utilisation de centrales à charbon en Europe par des nouveaux CCG créés en France reste, dans cette configuration, très aléatoire. 44 CCG étant sous cocon en Europe à échéance 2020.

### **Conclusion générale**

L'affirmation que le projet de CCCG se substituerait à des centrales à charbon doit s'appuyer sur une réalité de terrain. Ni le DDAE, ni les études de la CEB n'ont fait état de l'évolution française ou européenne des parcs de CCCG et charbon.

Selon RTE, à échéance 2020, le projet de CCCG ne remplacera aucun groupe charbon en France ou en Europe.

En l'état des prévisions de RTE, sur la période 2020-2030, le projet CCCG contribuera à une augmentation des GES par rapport à la situation en 2016 ou à une surabondance des CCCG en Europe sans remplacement de centrales charbon.

Il est important de noter que le choix politique de la diminution du parc nucléaire entraînerait automatiquement des actions fortes sur la maîtrise des pointes de consommation et la limitation drastique du recours au chauffage électrique à effet Joule, réduisant considérablement le recours au CCG. Le scénario RTE nouveau mix prévoit une diminution de la pointe à « une chance sur dix » de 2% à échéance 2030, alors même que les résultats de la scénarisation de l'ADEME, sur un mix à 100% EnR, la situe à plus de 20% à la même échéance (en considérant une linéarité de la diminution établie à échéance 2050).

## 4. Du point de vue du système électrique breton

### Limites de l'analyse

L'évaluation effectuée dans le *Scénario électrique alternatif breton* pour établir les performances du système électrique de la Bretagne ne vise pas à quantifier directement l'impact du projet de CCCG en termes d'émissions de GES.

Si, du strict point de vue du système électrique breton, une diminution du facteur GES est mise en évidence, moins utiliser les groupes charbon de Cordemais ne veut pas dire que ces groupes produisent moins<sup>27</sup>.

### Chauffage électrique à effet Joule

Cette analyse permet par contre de mettre en évidence le facteur d'émissions GES du kWh consommé en Bretagne en considérant la réalité de ces approvisionnements.

Que ce soit le facteur établi dans l'étude réalisée par I Care environnement<sup>28</sup> ou dans le *Scénario électrique alternatif breton*, avec ou sans le projet de CCCG, ces deux études mettent en évidence que le moyen de chauffage le plus émetteur de GES est le chauffage électrique à effet Joule par rapport à des chaudières gaz ou fioul.

---

<sup>27</sup> [Scénario électrique alternatif breton, Tome 1, Chapitre 5, 2013.](#)

<sup>28</sup> [Note de synthèse méthodologique, I Care Environnement, 2013, p.12.](#)

## 5. En considérant l'analyse du cycle de vie

Cette analyse ne prend pas en compte le besoin initial du système électrique de la Bretagne (voir chapitre 1).

### Meilleures techniques disponibles

L'étude d'impact du DDAE mentionne effectivement que le moyen conventionnel le moins émetteur de gaz à effet de serre pour une production en semi-base à partir d'énergie fossile est le CCG. Néanmoins, pour évaluer la performance du projet, l'ensemble des moyens interagissant sur le coût carbone du projet pourrait être évalué :

- La performance du rendement, qui est limitée par le recours à un refroidissement par air<sup>2930</sup> ;
- Le choix d'installer sur un nouveau site et ne privilégiant pas le remplacement *in situ* d'un groupe de production ancien ;
- La maximisation du rendement en intégrant une valorisation de la chaleur, ce que ne propose par le projet en l'état ;
- La nécessité de renforcement sur plus de 100 km du réseau régional gazier (ce renforcement étant nécessaire uniquement pour l'implantation du projet<sup>31</sup>), au-delà de la création d'une ligne électrique et d'une conduite gaz pour relier le projet à ces réseaux.

### Quelle est le rendement du projet de CCCG ?

Alors que le niveau de rendement du projet est un enjeu essentiel, tant pour limiter les émissions de GES que pour répondre aux exigences de l'appel d'offres, l'étude d'impact du DDAE reste obscure sur l'évaluation du rendement.

Il est clairement précisé dans l'appel d'offres que l'installation de production électrique doit « avoir un rendement électrique sur PCI r de 54% minimum (cas du refroidissement à air) ou 57% minimum (cas du refroidissement à eau) »<sup>32</sup>.

Le projet doit donc atteindre un rendement minimum de 54% puisque le refroidissement par air a été sélectionné. L'étude d'impact du porteur de projet mentionne un rendement de 57% du cycle combiné mais ce rendement est-il celui de l'ensemble de l'installation (refroidissement compris) ?

<sup>29</sup> « Le choix d'un refroidissement par aérocondenseurs (refroidissement par l'air ambiant) impacte le rendement global de l'installation » (DDAE Etude d'impact, Direct Energie, 2013, p.55).

<sup>30</sup> A noter que les centrales situées en bord de mer, comme les CCG de Martigues ou Fos-sur-Mer, sont refroidies par l'eau de mer, limitant ainsi les pertes sur leur rendement.

<sup>31</sup> [Avis délibéré de l'Autorité environnementale sur le projet de canalisation de gaz « Bretagne Sud »](#) :

« Les rapporteurs ont été informés lors de leur visite que : sans la construction de la centrale de Landivisiau, l'opportunité de construire une nouvelle canalisation ne serait pas avérée » (Autorité Environnementale, 2014, p.4).

<sup>32</sup> Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur l'installation d'une centrale de production de type cycle combiné à gaz dans le cadre du pacte électrique breton, ministère de l'économie des finances et de l'industrie, 2012, p.7.

Aucune explication ni justification du rendement (par exemple, la notice technique ou même la référence du CCG construit par Siemens ne sont pas fournies) ne sont proposées dans l'étude d'impact. Pourtant, des indications précises sont fournies dans l'appel d'offre : « *Le rendement r est défini par la formule suivante :  $r = E_{elec} / E_p$ , avec  $E_{elec}$  énergie électrique annuelle produite nette c'est-à-dire production électrique totale à laquelle on retire la consommation des auxiliaires et  $E_p$  énergie primaire annuelle en entrée de centrale calculée sur la base du Pouvoir Calorifique Inférieur ou PCI du combustible entrant* ».

Deux informations sont fournies dans un des annexes de l'étude d'impact : La puissance thermique (PCI) du cycle combiné, 740 MWth, et la puissance électrique totale nette moyenne 431.7 MWe<sup>33</sup>. Le rendement du cycle combiné est ainsi évalué à 58% dans cette annexe.

L'autorisation d'exploiter délivrée par la Préfecture du Finistère indique une puissance thermique pour le projet de centrale de 784 MWth, très éloignée de celle mentionnée dans l'annexe du DDAE, 740 MWth. En considérant cette nouvelle puissance, le rendement serait proche de 54% (seuil bas de l'appel d'offres).

Une analyse de l'arrêté préfectoral d'exploiter de la centrale Cycofos, refroidie par eau de mer, a été effectuée pour déterminer son rendement : 732 MWth pour 425 MWe, soit un rendement de 58%. Ainsi, le projet de CCG serait aussi performant que celui de Cycofos avec un recours à un système de refroidissement moins performant ?

Il peut aussi être noté que le porteur de projet a soumis à consultation publique un projet identique dans l'Oise. L'étude d'impact indiquait clairement les éléments pour déterminer le rendement, celui-ci étant de 57% pour le même dimensionnement de puissance mais avec un refroidissement par eau.

|  |   |
|--|---|
| <b>Puissance électrique délivrée sur le réseau RTE</b> | 446 MWe                                     |
| <b>Régime de fonctionnement</b>                        | De 4500 h/an (semi-base) à 8000 h/an (base) |
| <b>Puissance thermique introduite (gaz)</b>            | De 770 MW à 798 MW                          |
| <b>Rendement net</b>                                   | 57%   |

**FIGURE 8 : EXTRAIT DE L'ETUDE D'IMPACT DU PROJET DE CCG A VERBERIE (60) (DIRECT ENERGIE, 2009)**

L'analyse des éléments produits lors de l'enquête publique n'ont pas permis d'obtenir de réponse sur la validité du rendement précisé.

<sup>33</sup> Etude de faisabilité de l'option CSC du projet de CCG à Landivisiau, Bureau Veritas, 2013.

### **Alimentation à partir de gaz de schiste**

La presse a récemment rapporté l'arrivée en Europe du premier méthanier rempli de gaz de schiste en provenance des Etats-Unis. Le terminal de regazéification de Montoir-de-Bretagne (à côté de Saint-Nazaire en Loire-Atlantique) devrait réceptionner ces premières livraisons en 2018<sup>34</sup>.

Le projet de CCCG sera principalement alimenté en gaz en provenance du terminal de Montoir-de-Bretagne. Les fuites de méthane possibles lors de l'extraction du gaz de schiste sont reconnues plus importantes que celles lors de l'extraction du gaz conventionnel.

Aucune évaluation prenant en compte les émissions de GES en amont de l'utilisation du gaz n'a été effectuée et encore moins discutée publiquement.

---

<sup>34</sup> [Le gaz de schiste américain arrive en Europe, Ouest France, 7 janvier 2016.](#)

## Acronymes

- BP : Bilan prévisionnel
- CBE : Conférence bretonne de l'énergie
- CEB : Compagnie électrique de Bretagne
- CCCG : Centrale à cycle combiné gaz ou CCG : Cycle combiné gaz
- CRE : Commission de régulation de l'énergie
- CSPE : Contribution au service public de l'électricité
- DDE : Dossier de demande d'autorisation d'exploiter
- ENR : Energie renouvelable
- GES : Gaz à effet de serre
- ICPE : Installation classée pour la protection de l'environnement.
- MDE : Maîtrise de la demande en énergie
- PAC : Pompe à chaleur
- PIB : Produit intérieur brut
- PPI : Programmation pluriannuelle des investissements
- RT : Réglementations thermiques
- RTE : Réseau de transport d'électricité
- SRCAE : Schéma régional climat air énergie
- STEP : Station de transfert d'énergie par pompage
- TCAM : Taux de croissance annuels moyens