

Appel d'offres centrale cycle combiné gaz (CCG)

Réunion d'information, **17 juin 2011**



jeudi 31 mars 2011

Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement de Bretagne ¹

www.bretagne.developpement-durable.gouv.fr

Contexte électrique breton (1/3)

Des déterminants régionaux lourds

- Dynamisme démographique (+25 000 hab/an) et économique
- Taux d'habitat individuel et taux de pénétration du chauffage électrique élevés

La situation de fragilité électrique bretonne

- Une hausse tendancielle de la consommation (**+6.5%** en 2010), plus forte qu'au niveau national (+21% cumulé depuis 2003 contre +9%)
- Des pointes de consommation en augmentation
- Une production régionale faible : **9.5%** de la consommation couverte fin 2010
- Des difficultés d'acheminement de l'électricité depuis les lieux de production jusqu'aux lieux de consommation

▶ Des risques de coupure de plus en plus fréquentes, un risque de **black-out** avéré



17 juin 2011

2

-Dynamisme démographique : +25 000 entre 2009 et 2010 ; +900 000 entre 2005 et 2030 (+16%)

-Taux d'habitat individuel élevé (**77%** cf. étude Cellule éco de Bretagne) ; taux de pénétration du chauffage électrique élevé (**450 000 foyers équipés** rapportés aux 1 600 000 logements cf. étude Cellule éco de Bretagne , soit **28%**) → sensibilité accrue aux températures froides en hiver

-L'évolution de la demande en électricité répond principalement à des facteurs et tendances lourdes comme la démographie, l'économie, les process industriels, les modes de chauffage individuels, ou les comportements individuels → la maîtrise de la croissance de la consommation prend du temps

-Hausse de la consommation et des pointes, cf. slide 4

-Production locale, cf. slide 5

-Acheminement : la majeure partie de l'alimentation électrique est encore aujourd'hui assurée depuis les sites éloignés des centrales nucléaires du val de Loire et de Flamanville, complétée par la centrale de Cordemais (Loire-Atlantique), notamment en hiver avec les tranches fioul → situation de péninsule électrique générant des contraintes techniques particulières liées à l'acheminement de l'électricité (lignes de transport les plus longues de France) → **aspect qualitatif lié à l'équilibre fonctionnel du réseau** (qualité de l'électricité, besoin de puissance réactive en fin de ligne comme pour réseau de transport d'eau, etc.) ; RTE indique

-Situation d'extrême fragilité électrique bretonne et **risque de black-out identifiés en 2010** (équilibre prévisionnel RTE offre/demande présenté par RTE en Conférence de l'énergie de juillet 2010) = risque d'écroulement généralisé sur toute la région, lié, d'une part à la probabilité d'occurrence d'accidents de type météorologique sur un ouvrage du réseau et, d'autre part, au trop faible niveau de production électrique lors des pics de consommation électrique hivernale.

-Situation confirmée par RTE dans son bilan électrique 31/03/11 puis en Conférence de l'énergie du 19 avril

Le pacte électrique breton (2/5)

Sécurisation de l'approvisionnement électrique

Filet de sécurité
Moyen de production CCG
Cogénération
Réseaux intelligents

Pacte Electrique Breton

Énergie Renouvelable
3600MW

Maîtrise de la demande électrique

Division par 2 en 2015 puis par 3 en 2020 de la croissance de consommation



17 juin 2011

3

Caractéristiques centrale CCG (1/2)

Principe fonctionnement centrale CCG

- Centrale thermique fonctionnant au gaz, qui associe une turbine à gaz et une turbine à vapeur
- Unité de production à haute performance énergétique, d'une puissance d'environ 450 MW électriques (+15% / -10%)
- Les centrales CCG sont conçues pour un fonctionnement en semi-base (entre 2000 et 6000 h/an) et constituent un moyen d'ajustement du parc de production, concourant ainsi au bon fonctionnement du système électrique

Impacts économiques centrale CCG

- Coût estimé GRTgaz renforcement du réseau (100km) : 80 à 110 M€
- Coût approximatif d'investissement pour une centrale CCG de 450MW en situation « standard » : de l'ordre de 300 M€
- Nombre d'emplois générés, exemple de la centrale CCG de Montoir (44)



17 juin 2011

4

-Cycle CCG : turbine à gaz (combustion à haute température -jusqu'à 1 500 °C) et turbine à vapeur (en sortie, les gaz sont encore suffisamment chauds (entre 400°C et 650°C) pour générer de la vapeur dans une chaudière au moyen d'échangeurs de chaleur ; la vapeur ainsi produite entraîne une turbine à vapeur. Chacune de ces turbines entraîne une génératrice qui produit de l'électricité.

-La DGEC a indiqué en CBE du 19 avril que 4 centrales CCG sont en service aujourd'hui et que 10 projets seulement sont matures (dossier déposé, en cours d'instruction)

-Rendement énergétique élevé d'une centrale CCG → **CCG Montoir-de-Bretagne = 58%**

- CCG Montoir-de-Bretagne (435 MW) :

- 400 personnes en moyenne sur le site en phase de construction
- 27 emplois en phase d'exploitation
- Plus de 2 ans de chantier soit environ 1,5 million d'heures de construction

-Débat public : **A ce jour, aucune CCG n'a fait l'objet d'un débat public.**

-saisine CNDP pour les « **projets d'aménagement ou d'équipement d'intérêt national de l'Etat**, des collectivités territoriales, des établissements publics »

« 1. Pour un projet aux caractéristiques au-dessus du seuil haut (cf. décret du 22 octobre 2002), la saisine par la CNDP est obligatoire et le maître d'ouvrage ou la personne publique responsable du projet adresse à la commission un dossier présentant les objectifs et les principales caractéristiques du projet, ainsi que les enjeux socio-économiques, le coût estimatif et l'identification des impacts significatifs du projet sur l'environnement ou l'aménagement du territoire.

2. Pour un projet aux caractéristiques comprise entre le seuil bas et le seuil haut (cf. décret), les projets sont rendus publics par leur maître d'ouvrage ou par la personne publique responsable du projet, qui en publie les objectifs et caractéristiques essentielles. En ce cas, la commission peut être saisie par le maître d'ouvrage ou la personne publique responsable du projet ou par dix parlementaires ; elle peut également être saisie par un conseil régional, un conseil général, un conseil municipal ou un établissement public de coopération intercommunale ayant une compétence en matière d'aménagement de l'espace, territorialement intéressés ou par l'une des associations agréées de protection de l'environnement exerçant son activité sur l'ensemble du territoire national. Cette saisine intervient dans un délai de deux mois maximum à compter du moment où ces projets sont rendus publics par le maître d'ouvrage. »

→ seuils « équipements industriels » : seuil bas = coût bâtiments et infra > 150 M€ ; seuil haut = coût bâtiments et infra > 300 M€.

Caractéristiques centrale CCG (2/2)

Caractéristiques techniques notables

- Surface minimum : 15 ha pour le chantier, dont 6/7 ha pour la centrale
- Raccordement gaz : nécessité de renforcer le réseau de transport régional sur environ 100 km
- Raccordement électrique : raccordement au réseau 225 kv en souterrain (procédure administrative simplifiée)
- Hauteur bâtiment environ 50m, cheminée 60m (servitudes aéronautiques)
- Autres contraintes : nature du sol, contraintes environnementales, risques industriels, contraintes paysagères et patrimoniales, ressource en eau, etc.



17 juin 2011

5

-Conditions générales de l'AO prévoient que les conditions d'exploitation de la centrale devront permettre un fonctionnement tout au long de l'année. Les conditions d'exploitation sont définies par le producteur, dans le respect des conditions législatives, réglementaires et contractuelles en vigueur pour le raccordement et l'injection sur le réseau public de transport d'électricité.

-Raccordement gaz : délais de mise à disposition liés aux projets de raccordement (3 à 4 ans) et de renforcement du réseau (4 à 5 ans) ; concordance des différentes procédures à rechercher (enquête publique conjointe) ; conditions générales d'AO : « La pression garantie par GRTgaz à l'interface avec le producteur est fixée à 16,5 bars »

-Contraintes environnementales contraintes liées au milieu (périmètre de protection type ZNIEFF, ZICO ou Natura 2000) ou liées à la loi littoral.



- centrale à cycle combiné gaz de Montoir-de-Bretagne (Loire-Atlantique) d'une puissance de 435 MW, inaugurée le 8 avril 2011

17 juin 2011

6

-Communiqué de presse GDF SUEZ inaugure une nouvelle centrale électrique au gaz naturel de 435 MW à Montoir-de-Bretagne (8 avril 2011)

« Première installation de ce type implantée dans l'Ouest de la France, la centrale SPEM apporte un complément de production d'électricité indispensable à la sécurité d'approvisionnement des Pays-de-la-Loire et de la Bretagne.

Avec une production électrique annuelle de 2,2 TWh, soit l'équivalent de la consommation annuelle de près de 450 000 foyers, la centrale de Montoir-de-Bretagne contribue fortement à l'équilibre offre-demande et à la sécurisation du réseau électrique régional, pour un investissement de près de 300 millions d'euros.

Située à proximité du terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne, la centrale utilise un cycle combiné au gaz naturel, procédé de production hautement performant, qui couple l'utilisation d'une turbine à gaz et d'une turbine à vapeur. Son rendement énergétique élevé, de près de 58%, contribue à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Les travaux de construction ont duré plus de deux ans et ont mobilisé en moyenne 400 personnes sur le site. En phase d'exploitation, la centrale emploie 27 personnes. »

Préparation et contenu de l'appel d'offres

Phase de finalisation du cahier des charges

- Conférence de presse 5 avril 2011 : consultation préalable publique sur l'AO
- Délibération CRE le 7 juin et finalisation du cahier des charges
- **Lancement officiel par le ministre de l'Energie Eric BESSON imminent**

Calendrier et échéances intermédiaires

- Avant le 31 août, le candidat communique au préfet de région l'ensemble des sites qu'il étudie, ainsi que l'avancement des études
- Avant le 16 novembre, le candidat transmet au préfet pour avis une note d'évaluation de l'impact sur l'environnement et sur les activités de son projet
- Le **16 décembre**, clôture des candidatures
- La CRE dispose de 2 mois pour examiner et classer les offres pour transmission au ministre chargé de l'Energie, qui désigne *in fine* le candidat retenu.
- Procédures administratives ► enquête publique
- Date de mise en service souhaitée par le Gouvernement : **2015**



17 juin 2011

7

-Phase amont pacte électrique breton : * Conférence de l'énergie le 6 juillet 2010, identification du besoin

* Consultation producteurs, en accord avec cabinets ministériels en août 2010

* Conférence de l'énergie le 24 septembre 2010, annonce CCG

-Phase amont lancement AO : * Avis CRE 6 janvier 2011 : AO Etat « PPI » plutôt qu'AO RTE (AO s'inscrit dans le cadre de l'article 8 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 et s'appuie sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI),

* Annonce ministre de l'Energie Eric BESSON le 17 janvier 2011 lancement AO

* RIM du 19 janvier 2011 : validation d'un calendrier prévisionnel, prévoyant un lancement de l'appel d'offres en avril et un choix de l'opérateur avant la fin 2011

* Conférence de presse 5 avril : ouverture consultation préalable des producteurs potentiels et du public sur le site de la DGEC (ouverte jusqu'au 21 avril)

* Lancement AO prévu fin mai, choix du candidat fin 2011

-Objectifs consultation préalable : * Respecter le calendrier ambitieux fixé par la conférence de l'énergie,

* Faire émerger des conditions d'appel d'offres partagées,

* Permettre aux porteurs de projet potentiels d'amorcer les études nécessaires.

Contenu de l'appel d'offres (1/4)

Conditions d'exploitation

- La durée de fonctionnement de l'installation est laissée libre au producteur. Les conditions d'exploitation devront néanmoins permettre un fonctionnement tout au long de l'année.
- Conditions d'exploitation définies par le producteur dans le respect des règles en vigueur pour le raccordement et l'injection sur le RPT d'électricité

Règlement financier

- Le contrat d'achat démarre à la mise en service de l'installation, pour 20 ans
- Compensation des surcoûts liés à la localisation de l'installation (acheminement du gaz, etc.) : « prime fixe » annuelle
- Le reste de l'électricité produite sera placé librement sur le marché



17 juin 2011

8

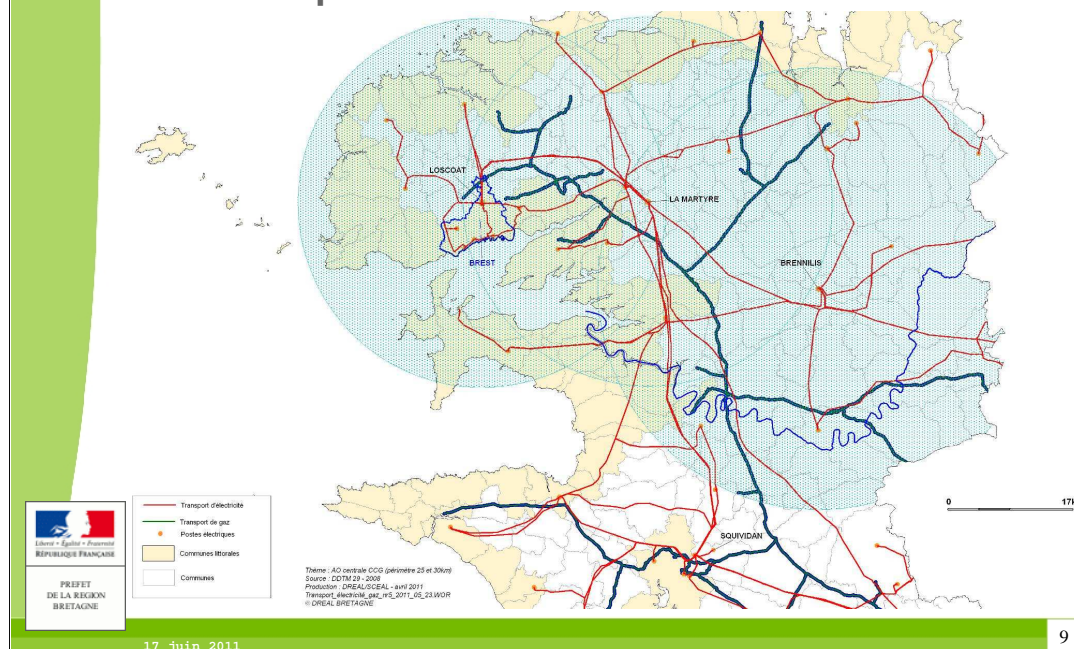
-Les modalités de la compensation du surcoût sont en cours de finalisation au niveau ministériel (proposition de la CRE différente du « 1% » proposé par la DGEC dans les conditions générales d'appel d'offres)

-La CRE a proposé de remplacer le mécanisme de vente d'1% de l'énergie produite par une option de vente. Le premier mécanisme avait été suggéré par la CRE elle-même, dans le but de se conformer à la lettre de l'article L.311-12 du code de l'énergie, qui prévoit la signature d'un contrat d'achat de l'électricité entre le candidat retenu et l'acheteur obligé. La nouvelle proposition de la CRE permet de verser une prime fixe au candidat en €/MW/an (qui est proposée par le candidat et entre dans les critères de notation), **via la CSPE**, tout en lui permettant de vendre l'ensemble de sa production sur le marché (ce qui est bien l'objectif recherché) ou de vendre à l'acheteur obligé EDF à x% du prix du marché. Conformément à la préconisation de la CRE, la DGEC a préconisé au ministre de retenir, pour le prix de l'option de vente à EDF, 95% du prix de marché, de telle sorte que le candidat sera incité à se diriger directement vers le marché.

-La DGEC a indiqué en CBE du 19 avril que l'AO a pour vocation d'inciter l'implantation d'une centrale CCG en Bretagne, mais fonctionnant à conditions de marché. En effet, la seule compensation à envisager, qui pèsera sur le consommateur, tient à la localisation. La collectivité n'a pas vocation à supporter le risque du marché ; ce n'est pas du tout la même logique que le soutien aux ENR qui est supporté par la collectivité via la CSPE. Dans les conditions générales d'AO, la prime annuelle compensant les surcoûts liés à la localisation (raccordement gaz, etc.), que les pouvoirs publics souhaitent dans une zone précise (aire de Brest) pour un objectif précis (sécuriser l'approvisionnement électrique de la Bretagne).

Contenu de l'appel d'offres (2/4)

Zone d'implantation visée



-Le choix du site d'implantation (environ 10 à 15ha) sera laissé à la discrétion des porteurs de projet. Le site de l'installation devra être intégralement compris dans un périmètre défini comme l'union des trois aires suivantes, dans la limite des frontières du département du Finistère :

- 25km autour du poste de transformation RTE de Loscoat
- 25km autour du poste de transformation RTE de La Martyre
- 30km autour du poste de transformation RTE de Brennilis

-Le candidat devra préciser les modalités de concertation locale qu'il entend mettre en oeuvre dans le cadre de l'élaboration de son offre

-Quelle justification au choix in fine d'élargir à 30km autour de Brennilis? →

Contenu de l'appel d'offres (4/4)

Avis du préfet sur les notes d'impact

- Le candidat devra transmettre au préfet de région une note d'évaluation des impacts sur les activités et l'environnement, qui :
 - ◊ identifie les principaux enjeux du site, en termes d'activités et en termes environnementaux
 - ◊ présente les mesures envisagées pour éviter, réduire, compenser les effets négatifs notables sur l'environnement
 - ◊ présente le plan de démantèlement et de remise en état du site
 - ◊ précise les modalités du suivi environnemental
 - ◊ indique l'état d'avancement des démarches administratives et les partenariats conclus ou envisagés avec des prestataires pour la réalisation d'étude d'impact environnemental
 - ◊ précise les engagements éventuels dans le cadre des deux autres piliers du pacte électrique, ou projets énergétiques locaux.
- Le préfet de région rend un avis dans un délai de 2 mois **après concertation avec le Conseil Régional et les principales collectivités concernées.**



17 juin 2011

10

- identifie les principaux enjeux du site, en termes d'activités susceptibles d'être impactées et en termes environnementaux, et au regard des caractéristiques de l'installation, les principaux impacts attendus de l'installation ;
- présente les mesures envisagées pour éviter, réduire et lorsque c'est possible, compenser les effets négatifs notables du projet sur l'environnement, pendant la durée de vie de l'installation, de la phase de construction jusqu'au démantèlement ; ces mesures pourront notamment s'appuyer sur les observations et les analyses effectuées sur les centrales de même type en service, sous réserve de justifier que leur application est pertinente au regard du projet et du site concerné ;
- présente le plan de démantèlement et de remise en état du site, que le candidat s'engage à mettre en oeuvre en fin de vie de l'installation, pendant une durée qui sera déterminée par l'étude d'impact environnemental prévue par le code de l'environnement ;
- précise les modalités du suivi environnemental que le candidat s'engage à conduire sur la durée de vie de l'installation et de remise en état du site ;
- indique l'état d'avancement des démarches administratives requises dans ce domaine et joint tout justificatif de la réalisation de ces démarches ;
- indique les partenariats conclus ou, à défaut, envisagés avec des prestataires compétents en matière de réalisation d'étude d'impact environnemental ;
- précise les engagements éventuels que le candidat entend mettre en oeuvre dans le cadre des deux autres piliers du Pacte électrique breton ou de projets énergétiques locaux.

-La note produite ne tient pas lieu d'étude d'impact, ni d'évaluation des incidences Natura 2000, et les concertations locales engagées durant la phase d'appel d'offres seront poursuivies et approfondies une fois le candidat retenu. Le porteur de projet retenu devra en effet solliciter toutes les autorisations administratives nécessaires. Cette phase d'instruction locale comprendra en particulier une enquête publique.

-Cette note est visée par le préfet de région dans un délai de deux mois. Le préfet de région rend un avis motivé favorable, favorable avec réserves ou défavorable sur l'installation, ou les modalités prévues pour sa construction ou son démantèlement, après concertation avec le Conseil Régional et les principales collectivités concernées.

-Le choix du site et la compatibilité du projet avec la protection de l'environnement pèse 30% de la note.

Appel d'offres centrale cycle combiné gaz (CCG)

Diapositives optionnelles

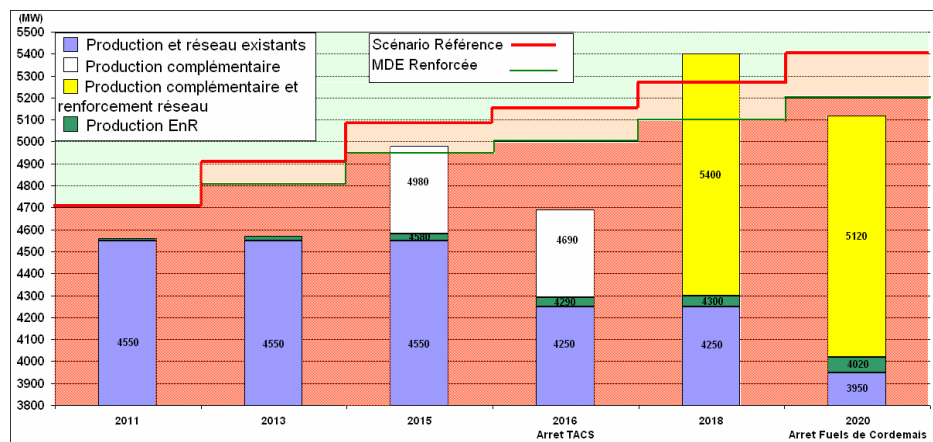


jeudi 31 mars 2011

Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement de Bretagne¹¹

www.bretagne.developpement-durable.gouv.fr

Bilan du besoin de sécurisation



- L'évolution prévisionnelle de la production rapportée à celle de la consommation en période critique met en évidence **une situation critique en 2015**



17 juin 2011

12

-La production électrique par rapport à l'évolution projetée de la consommation de pointe est précisée hors EnR dites « intermittentes », afin que la sécurisation du réseau soit appréciée par rapport à la production garantie. La pointe est dite "à une chance sur dix" = niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver, ou dit autrement, du niveau de puissance atteint dans des conditions climatiques qui ne se présentent en moyenne que tous les dix ans.

-On constate que dès 2011, la production totale garantie est inférieure à la consommation projetée lors des pointes, obligeant dans ces situations à des **mécanismes de sauvegarde**, par exemple une baisse de tension, avant de devoir envisager des délestages purs et simples. L'arrêt programmé en 2015 de turbines à combustion (TAC) à Brennilis et Dirinon aggrave fortement la situation en 2016. Plusieurs **décisions de renforcement du réseau ont d'ores et déjà été prises par RTE** : installation d'un transformateur/déphaseur à Brennilis, création d'un poste à 225 000 volts à Calan, mise en place d'automates, « filet de sécurité », etc.

-Pour autant, le développement du réseau de transport ne permet pas à lui seul de sécuriser l'alimentation de la Bretagne. Pour répondre à la problématique de black-out par effondrement de tension, **il ne suffit pas de tirer les lignes, mais il faut être capable de les charger électriquement**. La solution envisagée est un moyen de production centralisé de type cycle combiné gaz (CCG) d'une puissance d'environ 450 MW.

-En prenant en compte cette puissance d'appoint et le renforcement du réseau, l'équilibre offre-demande apparaît globalement sécurisé entre 2015 et 2020. D'ici 2015, il est donc nécessaire de mettre l'accent sur les mesures immédiates de gestion de la pointe. A partir de 2020, les dispositifs de stockage d'énergie permettraient d'améliorer la contribution des EnR intermittentes à la problématique de sécurisation.