



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

Commission Nationale du Débat Public - CNDP

Saisine facultative sur le projet de Centrale à Cycle Combiné Gaz dans l'aire de Brest

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOSSIER DE SAISINE

Annexe 1 – Agréments des associations (5 pages)

Annexe 2 – Délibérations des collectivités (16 pages)

Annexe 3 – Dossier complémentaire sur le projet

Annexe 3.1 – Caractéristiques techniques et financières (9 pages)

Annexe 3.2 – Enjeu national du projet (14 pages)

Annexe 3.3 – Incidences environnementales (3 pages)

Annexe 4 – Eléments publiés par le Maître d'Ouvrage

Document 1 : Cahier des charges de l'appel d'offres - 25/06/2011 (32 p.)

Document 2 : Projet de conditions de l'appel d'offres - 05/04/2011 (8 p.)

Document 3 : Pacte électrique breton signé - 14/12/2010 (15 p.)

Document 4 : Diaporama présenté lors de la signature du pacte - 14/12/2010 (12 p.)

Document 5 : Diaporama RTE présenté en réunion plénière 1^{ère} CBE - 19/01/2010 (10 p.)

Document 6 : Compte rendu de réunion du GT Approvisionnement - 17/09/2010 (3 p.)

Document 7 : Diaporama RTE présenté au GT Approvisionnement - 17/09/2010 (6 p.)

Document 8 : Compte rendu de réunion plénière 3^{ème} CBE - 24/09/2010 (17 p.)

Document 9 : Compte rendu de réunion du GT Approvisionnement - 11/04/2011 (10 p.)

Document 10 : Diaporama RTE présenté au GT Approvisionnement - 11/04/2011 (32 p.)

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - **Tél.** : 09.62.60.16.92



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

ANNEXE 1

AGRÉMENTS DES ASSOCIATIONS

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92

ARRETE

Arrêté du 4 décembre 2008 portant agrément de l'association Ecologie sans frontière

NOR : DEVK0830020A

Le ministre d'Etat, ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire,

Vu le code de l'environnement, notamment ses articles L. 141-1, R. 141-2 et suivants ;

Vu la demande présentée le 12 novembre 2007 par l'association Ecologie sans frontière, dont le siège social est situé 19, boulevard Edgar-Quinet, Paris (75014), en vue d'obtenir l'agrément au titre de l'article L. 141-1 du code de l'environnement dans un cadre géographique national ;

Vu les avis du préfet de la région Ile-de-France, préfet de Paris, du 27 mai 2008 et du directeur régional de l'environnement d'Ile-de-France du 18 février 2008 ;

Vu la saisine du procureur général près la cour d'appel de Paris en date du 4 janvier 2008 ;

Considérant que l'association Ecologie sans frontière remplit les conditions prévues au 2° de l'article R. 141-2 du code de l'environnement en ce que ses activités statutaires concernent « la promotion de l'écologie dans la vie quotidienne et l'action publique » ;

Considérant que c'est à titre principal (3° de l'article R. 141-2) que l'association ESF œuvre pour la protection de l'environnement en ce qu'elle organise essentiellement ses actions autour de deux axes : « la protection contre les atteintes à la santé dues aux dégradations de l'environnement », ainsi que la « création d'outils juridiques pour une meilleure prise en compte des préoccupations environnementales à tous les stades de la décision ». Dans ce cadre, l'association ESF a pris part aux consultations préparatoires à l'élaboration de la charte de l'environnement, et a prôné des réformes institutionnelles visant à favoriser le dialogue environnemental et la reconnaissance des ONG en tant que partenaires environnementaux,

Arrête :

Article 1

L'association Ecologie sans frontière est agréée au titre de l'article L. 141-1 du code de l'environnement dans le cadre national.

Article 2

Le secrétaire général du ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire est chargé de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au Journal officiel de la République française.

Fait à Paris, le 4 décembre 2008.

Jean-Louis Borloo



PRÉFET DE LA RÉGION BRETAGNE

SECRETARIAT GENERAL
POUR LES AFFAIRES REGIONALES

ARRÊTÉ portant agrément de l'association Cohérence

Le Préfet de la région Bretagne
Préfet d'Ille-et-Vilaine

Vu les articles L 141-1 et R 141-1 à R 141-20 du code de l'environnement ;

Vu la demande présentée par l'association Cohérence, sise à Lorient (Morbihan), en vue d'obtenir un agrément au titre de la protection de l'environnement ;

Vu l'avis du procureur général près la cour d'appel de Rennes ;

Vu les avis émis par les préfets des départements concernés ;

Vu l'avis de la directrice régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement de Bretagne ;

Considérant que l'association susvisée remplit les conditions requises par les textes précités ;

ARRÊTE

Article 1^{er} : L'association Cohérence est agréée, dans le cadre géographique de la région Bretagne, au titre de l'article L 141-1 du code de l'environnement relatif à l'agrément des associations de protection de l'environnement, en raison des activités statutaires qu'elle mène dans le domaine de la promotion et de la défense des modes de production, de commercialisation et de consommation, respectueux des hommes et de leur santé, des animaux, de la nature et du cadre de vie, dans l'esprit du développement durable et de la préservation des ressources pour les générations futures dont notamment :

- la conduite d'actions collectives visant à la préservation et à la reconquête de la qualité de l'environnement, notamment de l'eau et de l'air,
- la sensibilisation et la formation des professionnels et des citoyens aux pratiques relevant d'un développement durable et solidaire.

Article 2 : La Secrétaire générale pour les affaires régionales est chargée de l'exécution du présent arrêté qui sera publié aux recueils des actes administratifs de la préfecture de la région Bretagne et des préfectures des départements bretons.

Fait à Rennes, le 27 JAN, 2011

Le Préfet de région

Michel CADOT



PRÉFECTURE DU FINISTÈRE

ARRETE N° 2005 – 0850
du - 3 AGOUT 2005

**portant agrément au titre de la protection de l'environnement de l'association dite
"Agir pour l'environnement et le développement durable"**

LE PREFET DU FINISTERE
Chevalier de la Légion d'Honneur
Officier de l'Ordre National du Mérite

VU l'article L 141-1 du code de l'environnement;

VU les articles R 252-2 et suivants du code de l'environnement;

VU la demande présentée le 12 avril 2005 par l'association "agir pour le développement durable", en vue d'obtenir un agrément pour son action au titre de la protection de l'environnement;

VU les avis recueillis pendant l'instruction du dossier;

Considérant que ladite association remplit les conditions requises par les textes précités

ARRETE

Article 1 : l'association "**Agir pour l'environnement et le développement durable**" (siège social : 10, rue Hegel-29200 BREST) est agréée au titre de l'article L 141-1 du code de l'environnement, pour le cadre géographique suivant :

Département du Finistère.

Article 2 : M. le Secrétaire général de la préfecture du Finistère est chargé de l'exécution du présent arrêté qui sera inséré au recueil des actes administratifs de la préfecture.

Quimper, le - 3 AGOUT 2005

Le Préfet,
pour le Préfet,
le Secrétaire général,

Fabien SUDRY



Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

PRÉFECTURE DE LA RÉGION BRETAGNE

Secrétariat Général pour
les Affaires Régionales

Arrêté portant agrément de l'association « Vivre dans les Monts d'Arrée » HUELGOAT

Au titre de la protection de la nature

LA PREFETE DE LA REGION BRETAGNE
PREFETE D'ILLE-ET-VILAINE
Chevalier de la légion d'honneur
Officier de l'ordre national du mérite

Vu la loi 95-101 du 2 février 1995 relative au renforcement de la protection de la nature et en particulier dans son article 5 ;

Vu l'article L 252 - 1 du code rural et les articles R 252 - 1 et suivants de ce même code ;

Vu la demande présentée par l'association « Vivre dans les Monts d'Arrée » dont le siège est situé à HUELGOAT (Finistère) en vue d'obtenir un agrément au titre de la protection de la nature pour les actions qu'elle mène sur les départements du Finistère et des Côtes d'Armor ;

Vu les avis émis par les préfets des départements concernés ;

Vu l'avis du Procureur général près la Cour d'appel de Rennes ;

Vu l'avis de la Directrice régionale de l'environnement ;

Considérant que l'association susvisée remplit les conditions requises par les textes précités :

ARRETE

Article 1 : L'association « Vivre dans les monts d'Arrée » est agréée au titre de l'article 5 de la loi du 2 février 1995 relative au renforcement de la protection de l'environnement dans le cadre géographique des départements du Finistère et des Côtes d'Armor.

Article 2 : Mme la Secrétaire générale pour les affaires régionales, Mme la Directrice régionale de l'environnement, Mme le préfet des Côtes d'Armor et M. le préfet du Finistère sont chargés de l'exécution du présent arrêté qui sera inséré au Recueil des Actes Administratifs de la préfecture de région et des préfectures des départements concernés.



POUR AMPLIATION
Pour la Préfète
et par délégation,
Le Chef de bureau

[Signature]
Michèle M... R

9 JUL. 2002

La Préfète de région,

[Signature]
Bernadette MALGORN

PREFECTURE DU FINISTERE

ARRETE N°2000-0077 DU 19 janvier 2000
PORTANT AGREMENT DE L'ASSOCIATION
"ABERS NATURE"

DIRECTION DE L'ENVIRONNEMENT
BUREAU DE L'ENVIRONNEMENT

·AU TITRE DE LA PROTECTION DE LA NATURE

LE PREFET DU FINISTERE
Chevalier de la Légion d'Honneur
Officier de l'Ordre National du Mérite

VU la loi n°95.101 du 2 février 1995 relative au renforcement de la protection de l'environnement et en particulier son article 5;

VU le décret n°96.170 du 28 février 1996 relatif aux associations agréées de protection de l'environnement;

VU l'article L 252.1 du code rural et les articles R 252.1 et suivants de ce même code;

VU la demande présentée par l'association "Abers nature" le 20 juillet 1999 en vue d'obtenir un agrément au titre de la protection de l'environnement pour les actions qu'elle mène sur le territoire de la Communauté de communes de Plabennec et des abers;

VU les avis formulés par M. le Procureur Général près la Cour d'Appel de Rennes, Mme la Directrice régionale de l'environnement, M. le Directeur départemental de l'équipement, M. le Sous-Préfet de Brest, Monsieur le Président de la Communauté de communes de Plabennec et des abers et monsieur le Maire de Plabennec;

Considérant que ladite association remplit les conditions mentionnées à l'article R 252.2 du code rural;

ARRETE :

Article 1 : l'association "ABERS NATURE" est agréée au titre de l'article 5 de la loi du 2 février 1995 relative au renforcement de la protection de l'environnement; le cadre géographique de cet agrément est le territoire de la communauté de communes de Plabennec et des abers : Bourg-Blanc, Coat-Méal, Le Drennec, Kersaint-Plabennec, Landéda, Lannilis, Loc-Brévalaire, Plabennec, Plouguerneau, Plouguin, Plouvien, Saint-Pabu, et Tréglonou.

Article 2 : M. le Secrétaire général de la préfecture du Finistère est chargé de l'exécution du présent arrêté qui sera inséré au recueil des actes administratifs de la préfecture.

Pour ampliation
le chef de bureau



Jacqueline KERNINON

Le Préfet,
pour le Préfet,
le Secrétaire général,

Emmanuel BERTHIER

REPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté Égalité Fraternité



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

ANNEXE 2

DÉLIBÉRATIONS DES COLLECTIVITÉS

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92

DÉLIBÉRATIONS DU CONSEIL MUNICIPAL

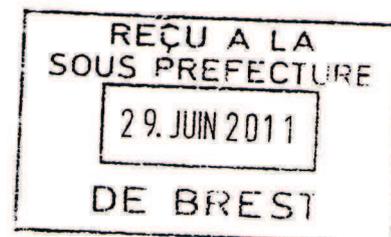
N° 6/2011

SÉANCE ORDINAIRE DU JEUDI 23 JUIN 2011

L'an deux mil onze, le vingt-trois juin à dix-neuf heures, les membres du Conseil Municipal de la Commune de Saint-Thonan se sont réunis, en séance publique, à la mairie, salle du conseil, sur convocation qui leur a été adressée le dix-sept juin deux mil onze conformément à l'article L.2121-10 du Code général des collectivités territoriales.

Nombre de conseillers municipaux en exercice : 14
Nombre de conseillers municipaux présents : 11
Nombre de votants : 14

Etaient présents : Denis SALAUN, Maire ;
François CALVARIN,
Philippe GARCIA,
Sylvain DENIEL,
Odile PRIGENT,
Patrick GOURIOU,
Jean-Luc PORHEL,



Eric PRIGENT,
Céline TANGUY,
Jean-Pierre GALLIOU,
Isabelle JEZEQUEL.

Absents excusés : Carole DEMARCHIS qui a donné procuration à Denis SALAUN.
Anthony Quéguineur qui a donné procuration à Odile PRIGENT.
Ivane LEVENEZ qui a donné procuration à François CALVARIN.

La séance a été ouverte sous la présidence de Monsieur Denis SALAUN, Maire.
Le Conseil Municipal a désigné, Madame Isabelle JEZEQUEL, Conseillère Municipale pour secrétaire.

La séance est levée à 22 h.

8° - Objet : Saisine de la CNDP sur le projet de la CCCG (centrale à cycle combiné gaz)

8° - Objet : Saisine de la CNDP sur le projet de la CCCG (centrale à cycle combiné gaz)

En septembre 2010 est annoncé dans la presse le projet de construction d'une centrale combiné gaz de 450 MW sur la pointe Ouest de Bretagne, le site de Lanvian étant cité.

A la session d'octobre 2010 était présenté au Conseil Régional l'état d'avancement des réflexions engagées dans le cadre du projet de pacte électrique breton, dont « *les trois axes clés qui constituent les trois branches indissociables d'un « triskell électrique »* :

- ✓ *la maîtrise de la demande en électricité,*
- ✓ *le renforcement du développement des énergies renouvelables,*
- ✓ *la sécurisation de l'alimentation électrique ».*

Le pacte électrique breton est signé le 14 décembre 2010 entre le Préfet de Région représentant l'Etat, le Président du Conseil Régional, l'ADEME Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie, RTE Réseau de Transport de l'Electricité, et l'ANAH Agence Nationale de l'Habitat. Elle est validée par le vote du Conseil régional le 14 janvier 2011.

** Projet adopté à la majorité : les groupes de la Majorité (PS, PC, Bretagne Ecologie) et BDZ - Breizh da Zont ont voté pour, les groupes Europe Ecologie Bretagne et UDB - autonomie et écologie ont voté contre*

La construction de la centrale est un des éléments de sécurisation de l'alimentation électrique. Elle est envisagée dans l'aire de Brest et plus précisément sur une zone géographique située dans un rayon de 20 à 30 Kms des points de connexion RTE de Loscoat, La Martyre ou Brennilis. Cette zone s'étend sur le territoire de 143 communes du Finistère.

- considérant le projet démesuré au regard de la consommation effective et contestant les perspectives de croissance de cette consommation bretonne,
- regrettant l'absence d'étude approfondie sur la recherche de solutions alternatives tant en matière d'économie d'énergie électrique qu'en production d'énergie renouvelable,
- actant de l'opposition de la population et d'élus de l'aire de St Brieuc où l'implantation avait initialement été envisagée,
- arguant des effets néfastes en matière de santé et d'environnement d'une telle infrastructure,

Plusieurs associations d'opposition à cette construction se sont constituées.

Le projet en est actuellement au stade de l'appel d'offre avec réponse attendue avant le 31 août des sites proposés par les candidats (10 à 15 ha sont nécessaires), pour mi-novembre d'une note d'évaluation d'impact. La clôture des candidatures est prévue pour mi-décembre pour une mise en service en 2015.

Compte tenu de l'importance du projet en particulier dans le contexte international actuel des risques environnementaux en matière de production d'énergie électrique,

Et considérant que les seules études d'impact et enquêtes publiques restent insuffisantes en matière d'information pour un tel projet,

Le Maire propose au Conseil Municipal de s'associer à la démarche de saisine de la CNDP.

Avis du Conseil : 14 POUR.

Certifié exécutoire par le Maire,

compte-tenu de la réception en Sous-Préfecture.

Le 09/06/11 et de la publication, le 09/06/11

SAINT-THONAN, le 01/07/11

Le Maire,

Denis SALAUN

Le Maire,



Pour extrait certifié conforme au registre,
Saint-Thonan, le 23 Juin 2011

Le Maire,

Denis SALAUN

Conseil communautaire	
30 juin 2011	203

MOTION EN VUE DE LA SAISINE DE LA COMMISSION NATIONALE DU DEBAT PUBLIC (CNDP) SUR LE PROJET DE LA CENTRALE A CYCLE COMBINE GAZ (CCCG)

Compte tenu des interrogations qui existent autour du projet de centrale à cycle combiné gaz de 450 MW sur la pointe ouest de Bretagne, le conseil communautaire à l'unanimité demande la saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP).

Le Président de la Communauté de Communes
du pays de Landerneau-Daoulas
Certifie sous sa responsabilité personnelle
la présente délibération exécutoire
en vertu de la loi du 22 juillet 1982 pour avoir été

- publiée le 1^{er} juillet 2011
- transmise au Représentant de l'Etat le
Jean François JAOUANET
Président de la Communauté

- 5 JUIL. 2011



Le registre dûment signé,
Pour extrait conforme,
A Landerneau, le 1^{er} juillet 2011

Jean François JAOUANET
Président de la Communauté



**CONSEIL COMMUNAUTAIRE DU 30 JUIN 2011**

L'an deux mille onze, le trente juin à dix huit heures trente, le conseil communautaire de la Communauté de Communes du Pays de Landerneau-Daoulas s'est réuni Salle Plénière, Maison des Services Publics à LANDERNEAU sous la présidence de Jean François JAOUANET.

Étaient présents les délégués des communes suivantes

DAOULAS	DIRINON	HANVEC	IRVILLAC	L'HOPITAL CAMFROUT
Jean Claude LE TYRANT Joël ANGLARS	Claude BERVAS Jacques GUILLOU	Marie Claude MORVAN	Jean Noël LE GALL	Lucien CEVAER Philippe LEMARCHAND
LA FOREST LANDERNEAU	LA MARTYRE	LA ROCHE MAURICE	LANDERNEAU	LANNEUFFRET
Yvon BESCOND Roland GUILLON	Pierre QUELENNEC	Jean François JAOUANET (président de la Communauté) Laurence FORTIN (jusqu'à 20h15)	Patrick LECLERC Jean Jacques BONIZ Yvan MOULLEC Daniel QUEFFELEC Alexandra GUILLORE Viviane BERVAS Elisabeth OMNES Annick BRUNEEL Christophe WINCKLER Henri MORVAN	Noël MENES
LE TREHOU	LOGONNA DAOULAS	LOPERHET	PENCRAN	PLOUDIRY
Monique CANN	Françoise PERON Jacques MEVEL	François COLLEC Jean Paul QUEFELEC	Jean CRENN Lucien VIGOUROUX	Jean Jacques PITON
PLOUEDERN	SAINT DIVY	SAINT ELOY	SAINT THONAN	SAINT URBAIN
Jacques REFLOCH André PERON	Jean Jacques COZIAN		Denis SALAUN	Jean Louis VIGNON
TREFLEVEZ	TREMAOUEZAN			
Anne Marie EMILY	Jean René LE GUEN			

Est nommée Secrétaire de séance

Marie Claude MORVAN

Étaient excusésYves CYRILLE (pouvoir à Marie Claude MORVAN)
Michel COJEAN
Monique HERROU (pouvoir à Jean Paul QUEFELEC)
Gilles TANDEO**Assistaient en outre à la séance**

Rémy MADEC, Bruno JAOUEN, René LE DROFF

COMMUNE DE PENCRAN**EXTRAIT DU REGISTRE
DES DELIBERATIONS DU CONSEIL MUNICIPAL****Séance du 29 juin 2011**

L'an deux mille onze le vingt neuf juin à 18 heures, le Conseil Municipal de cette commune, régulièrement convoqué, s'est réuni au nombre prescrit par la loi, dans le lieu habituel de ses séances, sous la présidence de Monsieur Jean CRENN.

Présents : Jean CRENN, Lucien VIGOUROUX, Chantal GOUEZ, Roseline EMILY, Jeannine MARTIN, Jean Claude LARVOR, Stéphane HERVOIR, Annie DRESEN, Guylaine SENE, Jean Pierre LE BOURDON, Hervé LUCAS, Régine PINVIDIC, Jacques PAUGAM, Jacques GUEVEL, Annick FRIHA, Eric PETTON

Absents : Bernard PREINCE (excusé, a donné procuration à Jean CRENN), Jacques LE FUR (a donné procuration à Jean-Claude LARVOR)

Secrétaire de séance : Jean-Pierre LE BOURDON

Date de convocation : 23 juin 2011

Date d'affichage : 4 juillet 2011

Proposition de saisine par le collectif GASPARE de la Commission Nationale des Débats Publics au sujet du projet de centrale à cycle combiné gaz dans l'aire de Brest

L'Etat, le Conseil Régional de Bretagne, l'Ademe, l'Agence Nationale pour l'Amélioration de l'Habitat et RTE envisagent la construction d'une centrale à cycle combiné gaz en Nord-Finistère afin de couvrir les besoins énergétiques du territoire.

Après en avoir délibéré, le conseil municipal, à l'unanimité de ses membres présents et représentés,

DECIDE :

D'autoriser la saisine, par le Collectif GASPARE (Garantir l'Avenir Solidaire Par l'Autonomie Régionale Énergétique) - 11 rue Louis Aragon - 29 800 SAINT-DIVY, de la Commission Nationale des Débats Publics sur ce projet de construction.

POUR : 18

Pour extrait conforme au registre des délibérations,

Le Maire,

Jean CRENN



COMMUNE DE LA FOREST-LANDERNEAU

EXTRAIT DU REGISTRE DES DELIBERATIONS DU CONSEIL MUNICIPAL

L'an deux mil onze

Le quatre Juillet, le Conseil Municipal légalement convoqué, s'est réuni à la mairie en séance publique sous la présidence de Monsieur BESCOND Yvon, Maire.

Convocation faite :
Le 27.06.2011.

Etaient présents : Yvon BESCOND, Eliane GARNIER, Roland GUILLON, Estelle BERNARD-LAUTRAM, Michel BARRE, Roland PORHEL, Ghislaine CADIOU, Gildas SALIOU, Régine SIRODOT, Gilles LE BORGNE, Peggy L'HULLIER, Isabelle GUYON, Marie-Jo YVINEC

Formant la majorité en exercice

Nombre de conseillers
En exercice : 17

Présents : 13

Absents excusés :

Olivier COSSEC, qui avait donné procuration à Roland GUILLON
Nathalie FUTEUL, qui avait donné procuration à Yvon BESCOND
Marie Renée PAGE, qui avait donné procuration à Ghislaine CADIOU

Absent :

Claude BAIL

Votants : 17

Secrétaire : Ghislaine CADIOU

Centrale cycle combiné gaz : Saisine de la Commission Nationale du débat public.

Chaque conseiller a reçu pour information avant la séance du Conseil, les documents transmis par le collectif GASPARE (Garantir l'Avenir Solidaire Par l'Autonomie Régionale Energétique).

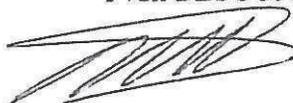
Ce collectif souhaite une saisine de la Commission Nationale du Débat public (avec l'appui des Conseils Municipaux des différentes communes).

Considérant que l'enjeu mérite amplement un débat public, le Maire propose au Conseil d'apporter son soutien à cette demande de saisine

Accord du Conseil à l'unanimité.

Pour copie conforme

Le Maire
Yvon BESCOND



Accusé de réception - Sous-Préfecture de

BREST

029-212900567-20110704-2011-04-07-06-DE

Acte certifié exécutoire

Réception par le sous-préfet 07/07/2011

Publication : 08/07/2011

Le Maire
Yvon BESCOND



**MAIRIE DE
PLOUDIRY
29800**

**EXTRAIT DU REGISTRE
DES DÉLIBÉRATIONS
DU CONSEIL MUNICIPAL**

Nombre de membres :
- en exercice : 15
- présents : 15
Pouvoir :
- votants : 15

L'an deux mille onze

Le quatre juillet à 20 h 30

LE CONSEIL MUNICIPAL dûment convoqué, s'est réuni en session ordinaire au lieu habituel des séances sous la présidence de Monsieur PITON Jean-Jacques, Maire.

Date de convocation : 27 juin 2011

Présents : Ms PITON. POULIQUEN. Mme LÉON. Ms ROUÉ.

Ms ABALAIN. FLOC'H ; Mme NEGER ; M. COULOIGNER

M. PAPE. Mme LE BERRE. M. DONVAL. Mmes AILLET et
PERSON ; M. RONFLET ; Mme LE DROFF

Délibération n° 2011-07-052

Elue secrétaire de séance : Marie Pierre LEON

Motion en vue de la saisine de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) sur le projet de la Centrale à Cycle Combine Gaz (CCCG)

Compte tenu de l'importance du projet en particulier dans le contexte international actuel des risques environnementaux en matière de production d'énergie électrique, et considérant que les seules études d'impact et enquêtes publiques restent insuffisantes en matière d'information pour un tel projet, Le conseil municipal de Ploudiry s'associe à la démarche de saisine de la CNDP portée par Ecologie Sans Frontière, association de protection de l'environnement agréée par le Ministère de l'Ecologie

Certifié exécutoire

Reçu en Sous-
Préfecture le

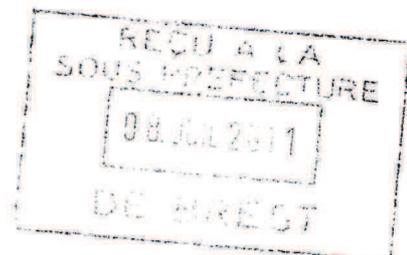
8/7/2011

Publié ou notifié le

13 JUL. 2011

Pour copie conforme au registre,
Le Maire,

Jean Jacques PITON



**DEPARTEMENT DU FINISTERE
COMMUNE DE SAINT URBAIN**

L'an deux mille onze le 4 juillet, le Conseil Municipal dûment convoqué, s'est réuni sous la présidence de Jean-Louis VIGNON, Maire.

Date de convocation du Conseil : 30 juin 2011

Etaient présents : Mesdames CORRE- ABIVEN- MOAL. Messieurs POUPON- CORNEC- LE MENS- GALLET- LE BERRE- LE BRAS- DANTEC- BRISHOUAL.

Monsieur RAUD a donné pouvoir à Monsieur POUPON

Monsieur BEAUCHAMP a donné pouvoir à Monsieur BRISHOUAL

Monsieur LE BRAS a été nommé secrétaire

Objet : Motion pour la saisine de la commission nationale de débat public

La loi du 27 février 2002 relative à la démocratie de proximité précise la participation du public à l'élaboration des grands projets.

L'article L 110-1 n° 4 indique la principe de participation selon lequel chacun a accès aux informations relatives à l'environnement et que le public est associé aux processus d'élaboration des projets ayant une incidence importante sur l'environnement ou l'aménagement du territoire.

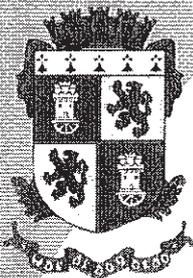
Considérant que le projet de centrale à gaz combiné prévu dans notre secteur rentre dans cette catégorie et qu'il nécessite une large information, le conseil municipal, à l'unanimité, demande la saisine de la commission nationale de débat public.

Fait à Saint-Urbain, le 5 juillet 2011

Le Maire,

Jean-Louis VIGNON





**EXTRAIT DU REGISTRE DES DÉLIBÉRATIONS
DU CONSEIL MUNICIPAL**

2011/04/20

Date de publication	6 juillet 2011
Membres en exercice	29
Membres présents	24
Membres votants	29

L'an deux mille onze, le cinq juillet, à vingt heures trente, le Conseil Municipal, convoqué le vingt huit juin deux mille onze, s'est réuni à la Mairie, en séance publique, sous la présidence de Monsieur Jean Luc BLEUNVEN.

Présents : M. Jean Luc BLEUNVEN, M. Christian PLASSARD, Mme Marie Thérèse RONVEL, M. Jean Yves PIRIOU, Mme Simone BIHAN, M. Jean Pierre ANDRE, M. Michel BELSOEUR, Mme Florence KERNEIS, M. Jean Yves EOZENO, Mme Maryvonne GUILLERMOU, Mme Christine GAUTHEROT, M. Mickaël QUEMENER, Mme Luz GOURMELON, M. Loïc LE MENEDEU, Mme Elisabeth STEPHAN, M. Martial MADEC, M. Joël KERBOUL, Mme Isabelle LEHEUTRE, Mme Marie Annick CREAC'HCADDEC, M. Bruno PERROT, M. Didier LESUEUR, M. Paul TANNE, Mme Véronique GALL et M. Yann UGUEN.

Absents : Mme Laurence CARIOU, M. Maurice ROUDAUT, Mme Anita GUENODEN, M. Louis OLIER et Mme Emmanuelle FRANCOIS qui ont donné respectivement procuration à Mme Marie Thérèse RONVEL, M. Christian PLASSARD, M. Loïc LE MENEDEU, Mme Maryvonne GUILLERMOU et Mme Isabelle LEHEUTRE.

Secrétaire : M. Joël KERBOUL.

Projet de Centrale électrique au gaz dans la région brestoise
Motion pour la saisine de la Commission Nationale du Débat Public

Vu la loi n° 2002-276 du 27 février 2002 relative à la démocratie de proximité donnant pouvoir à la Commission Nationale de Débat Public (CNDP) de veiller au respect de la participation du public au processus d'élaboration des projets d'aménagement ou d'équipement d'intérêt national ayant une incidence sur l'environnement ou l'aménagement du territoire,

Vu le lancement de l'appel d'offre le 27 juin 2011 par le Ministère de l'Industrie concernant l'installation d'une centrale combiné à gaz dans la région brestoise,

Considérant que la saisine de la CNDP s'inscrit dans un objectif de transparence permettant à chacun de prendre possession des éléments du dossier et de pouvoir participer librement au débat,

La Commune de PLABENNEC considère que la saisine de la Commission Nationale du Débat Public, qui permettra à chacun de prendre connaissance des éléments du dossier et de pouvoir lancer un débat public argumenté et officiel sur l'implantation d'une centrale électrique au gaz dans la région brestoise, est indispensable.

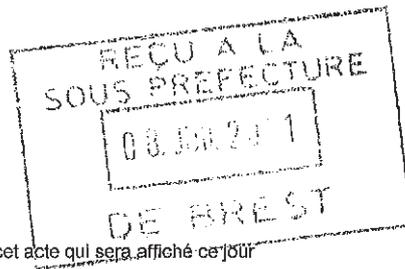
Pour extrait conforme au Registre
A PLABENNEC, le 6 juillet 2011

Le Maire,

Signé : Jean Luc BLEUNVEN



Mme Simone BIHAN
Adjointe au Maire déléguée
Enfance, jeunesse,
affaires scolaires



Le Maire

- certifie sous sa responsabilité le caractère exécutoire de cet acte qui sera affiché ce jour au siège de la collectivité
- informe que la présente délibération peut faire l'objet d'un recours pour excès de pouvoir devant le tribunal administratif de Rennes (dans un délai de deux mois à compter de sa publication et de sa réception par le représentant de l'Etat)

Mairie
Rue Pierre Jestin
B.P. 21
29860 PLABENNEC

Téléphone : 02 98 40 41 32
Télécopieur : 02 98 40 81 22

mairie.plabennec@wanadoo.fr

Date de la convocation :

2 juillet 2011

Nombre de conseillers :

En exercice : 15

Présents : 12

Votants : 12

EXTRAIT DU REGISTRE DES DELIBERATIONS DU CONSEIL MUNICIPAL

N° 2011-33-04 du 08/07/2011

SEANCE DU 8 JUILLET 2011

L'an deux mil onze, le huit juillet à vingt heures, le Conseil Municipal de la commune de KERSAINT-PLABENNEC, dûment convoqué, s'est réuni en session ordinaire, à la Mairie, sous la présidence de M. Jean-Yves ROQUINARC'H, Maire.

Présents : MM. ROQUINARC'H Jean Yves, GALLOU Yvon, BOUCHER Patrice, LE HER François, Mme PERES Béatrice, M. BLEUNVEN Jean Luc, Mmes BITHOREL Sandrine, CHANTHARA Sabine, M. AUTRET Gilbert, Mme PORIEL Liliane, MM. CASTREC André, AVILA Antoine.

Absents Excusés : Mmes LEMASSON Florence, TANGUY Karine, Mr Emmanuel COLIN.

Secrétaire de séance : Mme BITHOREL Sandrine.

SAISINE DE LA COMMISSION NATIONALE DE DEBAT PUBLIC

Un Débat Public permet d'accorder du temps à la concertation en étant étalé sur quatre mois. Il est mené par une commission indépendante qui ne donnera pas d'avis sur le projet. Il permet la contradiction en obligeant le porteur de projet à apporter des réponses précises ; il offre un accès renforcé du public au positionnement de l'ensemble des acteurs impliqués dans le Débat, il permet de mobiliser les acteurs locaux non pris en compte jusque là dans le processus décisionnel, il oblige le porteur de projet à rendre publique sa décision à l'issue du débat ; enfin il cadre la procédure administrative pouvant être actée par le porteur de projet.

Afin de pallier au manque d'éléments portés à la connaissance du public sur l'implantation d'une Centrale Combiné Gaz dans l'aire de Brest, la mise en œuvre d'un Débat public sur ce projet permettrait ainsi de garantir une véritable concertation sur les enjeux nationaux en termes de sécurité énergétique, de définir les principales caractéristiques techniques et financières du projet et de prévoir les incidences les plus importantes sur l'environnement. Toutes ces questions requièrent une information et une participation du public au processus décisionnel engagé par l'Etat.

Afin de garantir une information et une concertation sur la centrale à cycle combiné gaz dans l'aire du Pays de Brest,

Le Conseil Municipal, après en avoir délibéré, à l'unanimité :

- ↳ Souhaite la saisine de la Commission Nationale du Débat Public pour une information et une concertation sur la centrale à cycle combiné gaz dans l'aire du Pays de Brest dans le cadre du pacte électrique Breton.

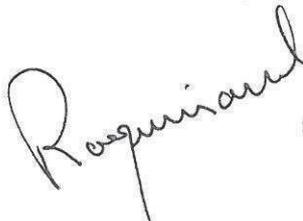
Le Maire,

- informe que la présente délibération peut faire l'objet d'un recours pour excès de pouvoir devant le Tribunal Administratif de Rennes - 3 contour Motte 35000 RENNES dans un délai de deux mois à compter de sa publication et de sa réception par le représentant de l'Etat.

- certifie sous sa responsabilité le caractère exécutoire de cet acte compte tenu de la transmission à la sous-préfecture de Brest

le 25/07/2011

Pour copie conforme au registre,
Kersaint Plabennec, le 8 juillet 2011
Le Maire,




Jean-Yves ROQUINARC'H



<p>SEANCE DU MARDI 12 JUILLET 2011</p>



Le mardi 12 juillet 2011 à 18h30, le conseil municipal de la commune, convoqué le mercredi 6 juillet 2011, s'est réuni en nombre prescrit par la loi, dans le lieu habituel de ses séances, sous la présidence de François COLLEC, maire.

Vingt et un conseillers sont en exercice, vingt et un sont présents ou représentés.

Nadia CHARDON donne procuration à Joëlle KERVELLA, Marguerite DAGORN à Jean-Paul QUEFELEC, Ronan DIVARD à Marie Renée SEGALEN, Monique HERROU à Josette PATRON, Françoise LENUE à Patricia LAROCHE et Jean Paul MORVAN à François COLLEC.

Les secrétaires de séance sont Jean Yves LE GUERN et Patricia LAROCHE.

OBJET : MOTION VISANT A LA SAISINE DE LA COMMISSION NATIONALE DU DEBAT PUBLIC (CNDP) SUR LE PROJET DE LA CENTRALE A CYCLE COMBINE GAZ (CCCG)

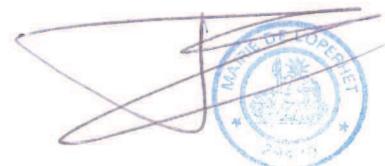
Le maire expose au conseil municipal que le pacte électrique breton vise à apporter une réponse durable au défi de l'approvisionnement électrique de la Bretagne et repose pour cela sur trois piliers indissociables et complémentaires : la maîtrise de la demande en électricité, le développement des énergies renouvelables et la sécurisation de l'approvisionnement électrique.

Ce pacte électrique breton comporte un volet sécurisation s'articulant autour d'action de renforcement du réseau de transport d'électricité, la recherche et le développement sur les réseaux intelligents et le stockage de l'énergie comme solutions de long terme, le recours à la cogénération et l'implantation d'un nouveau moyen de production classique de 450 MW dans la région où cette implantation est la plus pertinente pour soutenir le réseau local et régional, c'est à dire la région de Brest.

Compte tenu des interrogations qui existent autour de ce projet de l'implantation d'une centrale à cycle combiné gaz et afin d'obtenir une meilleure information des citoyens le maire propose au conseil municipal d'émettre le vœu que la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) soit saisie de ce dossier.

Le conseil municipal, après en avoir délibéré, adopte cette proposition par 20 voix pour et 1 abstention.

Pour extrait certifié conforme
Le maire
François COLLEC





MAIRIE

1, Route des Monts D'Arrée
29450 LE TREHOU
☎ 02.98.68.82.04
Fax : 02.98.24.13.16

**EXTRAIT DU REGISTRE
DES DELIBERATIONS
DU CONSEIL MUNICIPAL**

Nombre de conseillers

En exercice :11

Présents :11

Votants :11

L'an deux mille onze, le mardi 12 juillet à 18 h 30
Le Conseil Municipal de la Commune de LE TREHOU
dûment convoqué, s'est réuni en session ordinaire
à la Mairie, sous la présidence de Mme Monique CANN, Maire

Date de convocation du Conseil Municipal : 5 juillet 2011

Présents : Monique CANN, Joël CANN, Paul PITON, Bernadette RAGONDET, Alain NEDELEC, Jacques BARON, Bernard JONCOUR, Martine CROGUENNEC, Dominique LE ROUX, Jean LE BORGNE, Laëtitia CIMIER.

Absent :

Excusée :

Secrétaire : Alain NEDELEC

MOTION GASPARE

PROJET DE CONSTRUCTION D'UNE CENTRALE A CYCLE COMBINE GAZ

Dans le cadre du projet de construction d'une centrale à cycle combiné gaz sur l'aire de Brest, la Commune de la Martyre est citée pour un éventuel positionnement.

N'ayant pas d'information concernant cette centrale, le Conseil Municipal appuie la demande du collectif GASPARE (Garantir l'Avenir Solidaire Par l'Autonomie Régionale Energétique) de saisine de la Commission Nationale de Débat Public (CNDP).

Sans se prononcer sur la pertinence ou non de l'installation projetée, le Conseil municipal souhaite que les informations soient diffusées et que le débat s'installe.

Certifié exécutoire

Reçu en Préfecture

ou Sous-Préfecture

le :

Publié ou Notifié le :

Le Maire,

Monique CANN

le Président

Si l'enjeu énergétique dépasse les frontières de la Bretagne, notre région reste fortement dépendante des approvisionnements énergétiques extérieurs, puisqu'elle ne produit que 8% de l'électricité qu'elle consomme.

Depuis plusieurs années, le gouvernement cherche à sécuriser l'approvisionnement électrique de la Bretagne par l'implantation d'une installation de production d'électricité de « complément » pour répondre aux pointes de consommation qui sont en augmentation depuis plusieurs années.

Cette action ne peut se lire aujourd'hui qu'au regard du pacte électrique qui anime les élus bretons en ce domaine : maîtrise de la demande, diversification des sources vers du renouvelable et sécurisation de l'approvisionnement.

Sur les deux premiers points, les collectivités sont déjà engagées à apporter des réponses en termes de plan de maîtrise de l'énergie et de résorption de la précarité énergétique, mais aussi d'appui au développement de filières industrielles nouvelles liées aux énergies marines renouvelable.

Afin de répondre à la nécessité de sécurisation du réseau, l'Etat a lancé un appel à projet pour l'implantation d'une installation de production d'électricité de « complément » fonctionnant à partir du gaz.

Compte tenu des modalités de cet appel à projet et des nombreuses questions qu'il soulève, tant des points de vue techniques, fonciers, économiques ou environnementaux, la conduite d'un large débat public semble aujourd'hui nécessaire afin de travailler sur l'acceptabilité par la population. Un tel débat, clairement encadré par une autorité compétente et adapté aux périmètres et territoires concernés, doit permettre à chacun de prendre possession des éléments et enjeux de ce dossier

Pour le Président de
Brest métropole océane


Par déléation
Alain MASSON

Premier Vice Président



☎ 02.98.20.20.90
☎ 02.98.20.29.18
mel : mairie-st-divy@wanadoo.fr
29800 SAINT-DIVY

**EXTRAIT DU COMPTE RENDU
DU CONSEIL MUNICIPAL
du 27 juillet 2011**

L'an deux mille onze, le **mercredi 27 juillet à 10 h 30**, le Conseil Municipal de la commune de SAINT-DIVY dûment convoqué, s'est réuni en session ordinaire, à la Mairie de SAINT-DIVY, sous la présidence de Monsieur Jean-Jacques COZIAN, Maire.

Etaient présents les conseillers municipaux suivants :

COZIAN Jean-Jacques	DIVERRES Edith	AUFFRET Alain	
VOURCH Alexis	EOZENOUE Roland	FRITSCH Marie Claire	
KEBER Thierry	LEAL Hervé		MOUDEN Laurence
LEZIART André	SEGALEN Guy	LE LOUEDEC Gérard	
Procurations = CORRE Michel à COZIAN Jean-Jacques DUBET Maryse à MOUDEN Laurence KERNEIS Alain à AUFFRET Alain		Secrétaire = MOUDEN Laurence	
Membres en exercice	15	Date d'affichage	12 juillet 2011
Membres présents	12	Date de convocation	12 juillet 2011
Ont pris part aux délibérations	15		

**5 - PROJET DE CENTRALE A GAZ DANS LA REGION DE BREST
DEMANDE DE SAISINE DE LA COMMISSION NATIONALE DU DEBAT
PUBLIC**

Concernant un projet de centrale à cycle combiné gaz dans l'aire de Brest (territoire comprenant 143 communes) il apparaît opportun que dans un souci d'information, un débat public ait lieu, dans le cadre de la Commission Nationale Du Débat Public.

Le Conseil Municipal, à l'unanimité, apporte son appui à la saisine à cette commission du Débat public concernant le projet évoqué.

Pour Copie Conforme
Le Maire
Jean-Jacques COZIAN



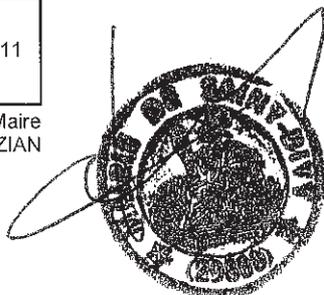
Accusé de réception - Sous Préfecture de Brest

029-212902456-20110729-5CM110727-DE

Acte certifié exécutoire

Envoyé : 29/07/2011
Réception par le sous préfet : 29/07/2011
Publication : 29/07/2011

Le Maire
Jean-Jacques COZIAN





Carhaix, le 28 juillet 2011

Objet : projet d'implantation d'une centrale électrique à gaz

L'Etat a lancé un appel à projet pour l'implantation d'une centrale électrique à cycle combiné gaz de 450 MW en Finistère afin de répondre à la problématique de l'approvisionnement énergétique de la Bretagne.

Cependant, cette démarche amène des interrogations légitimes : en effet, d'autres réponses que ce projet de centrale électrique à gaz méritent d'être approfondies : une politique ambitieuse en matière d'économies d'énergie, le développement accéléré des énergies renouvelables locales puisque la région possède de nombreuses ressources en terme de productions d'énergie renouvelables encore trop peu exploitées, comme le vent, la mer, les courants, la biomasse etc...

Aussi, compte tenu des modalités de cet appel à projet et des nombreuses questions qu'il soulève, compte tenu des solutions alternatives qui existent pour répondre aux besoins énergétiques régionaux, la conduite d'un large débat public apparaît aujourd'hui incontournable.

Ceci d'autant plus que l'appel à projet pour l'implantation d'une centrale électrique à gaz va inévitablement susciter des inquiétudes au sein de la population dans la mesure où déjà des informations sont diffusées sur certains périmètres d'impact et d'implantation.

C'est pourquoi, je soutiens la démarche de saisine de la Commission Nationale du Débat Public par le collectif GASPARE, qui me semble absolument indispensable.

Christian TROADEC,
Maire et Conseiller Général de Carhaix

Copie au collectif GASPARE

REPUBLIQUE FRANCAISE

DEPARTEMENT
FINISTERE

NOMBRE DE MEMBRES

Afférents qui ont pris
au conseil en part à la
Municipal exercice délibération
15 14 14

DATE DE LA CONVOCATION

19/07/2011

OBJET DE LA DELIBERATION

N° 40 /2011

EXTRAIT DU REGISTRE DES DELIBERATIONS

CONSEIL MUNICIPAL

de la commune de
LA MARTYRE

SEANCE DU JEUDI 28 JUILLET 2011

L'an deux mil onze, le vingt huit juillet à 20 heures 30,
le Conseil municipal de cette commune, régulièrement convoqué, s'est réuni au nombre prescrit par la loi, dans le lieu habituel de ses séances, en salle du conseil de la mairie, sous la présidence de **Monsieur Pierre QUELENNEC, Maire.**

Présents : **Pierre QUELENNEC, Bernard MANACH, Bernard KERMARREC, François YVINEC, Suzanne DONVAL, Lionel CONAN, Jean Michel DONVAL, Marie-Annick L'ERROL, Christiane PILVEN-LEON, René SALAUN, Armelle TANGUY, Mickaël VAILLANT.**

Absentes excusées : **Marie Noëlle TOUEIX, Chantal SOUDON,**

Secrétaire de séance : **Christiane PILVEN-LEON**

⑧ Motion pour le débat public
sur le projet de centrale électrique à gaz

Considérant que les seules études d'impact et enquêtes publiques restent insuffisantes pour un tel projet et sans prendre position sur son opportunité, le conseil municipal s'associe au collectif « GASPARE » pour appuyer la demande de saisine de la commission Nationale de Débat Public (CNDP) sur la question afin que la population puisse entendre les différents points de vue, participer au débat et se faire ainsi sa propre opinion.

Le conseil donne son accord à l'unanimité.

Pour copie conforme au registre.

Le Maire,



Le Maire certifie sous sa responsabilité le caractère exécutoire de la présente délibération pour l'avoir affiché le : 01/08/2011

l'avoir transmise au Représentant de l'Etat le : 01/08/2011

Le Maire,





Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

ANNEXE 3

DOSSIER COMPLÉMENTAIRE SUR LE PROJET

1. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES ET FINANCIERES
2. ENJEU NATIONAL DU PROJET
3. INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES MAJEURES

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92

1. CARACTERISTIQUES TECHNIQUES ET FINANCIERES

L'État a annoncé un projet de Cycle Combiné Gaz de 450 MW pour un coût total d'investissement de 350 M€

Les producteurs d'électricité français exploitant des Cycles Combinés Gaz annoncent des caractéristiques techniques et financières très voisines :

- la puissance installée d'un CCG s'établit autour de 430 MW ;
- le coût d'investissement varie de 300 à 350 M€ ;
- les contrats de type ERP se sont généralisés avec la spécialisation d'entreprises dans la livraison de Cycles Combinés Gaz "clé en main".

Un Cycle Combiné Gaz est composé d'une turbine à combustion, d'une turbine à vapeur et d'une chaudière de récupération. Chaque turbine entraîne son propre alternateur.

Une turbine à combustion fonctionne sur le principe d'un réacteur d'avion, auquel on aurait attelé un alternateur. L'air frais est comprimé par un compresseur. L'air ainsi comprimé est échauffé dans une chambre de combustion où est injecté le gaz. Les gaz chauds produits sont détendus dans une turbine dont ils activent la rotation, qui entraîne elle-même un alternateur produisant l'électricité.

Après passage dans la turbine, la chaleur contenue dans les gaz chauds est récupérée dans la chaudière. La vapeur ainsi produite entraîne la turbine à vapeur, qui entraîne elle-même un alternateur produisant l'électricité.

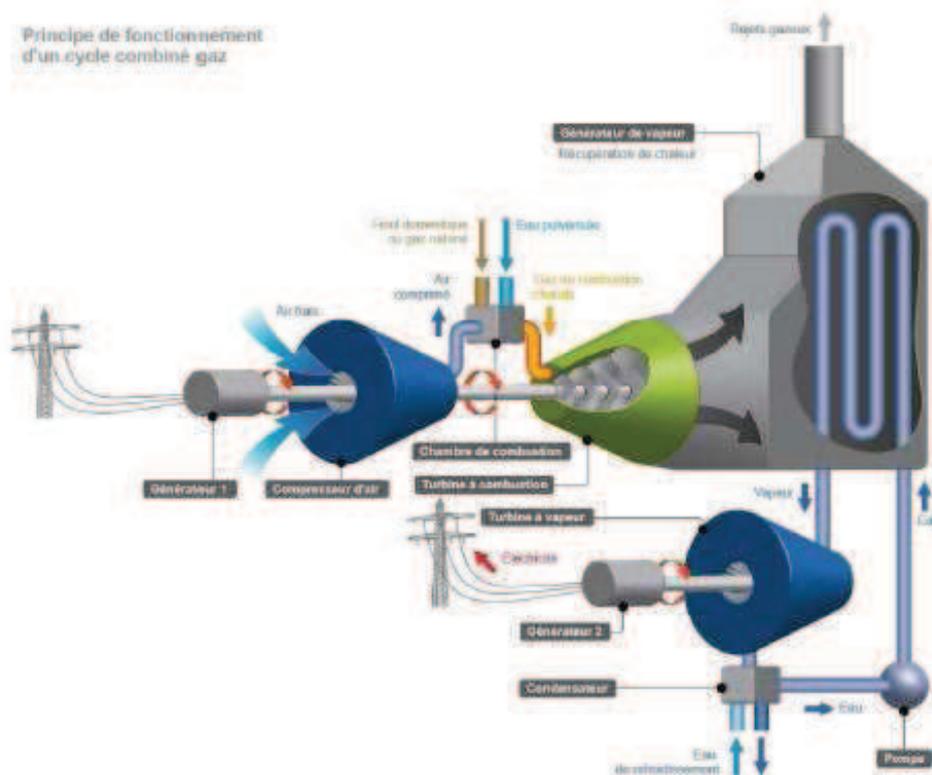


Schéma de principe d'un Cycle Combiné Gaz (EDF, 2010)

- Coût des bâtiments et infrastructures à l'intérieur de l'enceinte de la centrale

L'ensemble des équipements principaux – chaudière, turbines et alternateurs – constitue la ligne de production proprement dite, ou "*Power Island*". Chacun d'eux est assemblé dans un centre de production spécifique puis convoyé sur le site de la future centrale. Bien qu'ils représentent l'essentiel du coût d'investissement d'un Cycle Combiné Gaz, ils ne sont pas considérés parmi les infrastructures du site en elles-mêmes.

Les différents éléments de la ligne de production doivent évidemment être assemblés entre eux et installés dans un ensemble complexe de bâtiments et infrastructures permettant leur fonctionnement dans des conditions normales :

- terrassement et pose des réseaux enterrés ;
- génie civil et construction des bâtiments.

L'ensemble de ces constructions – et notamment les infrastructures auxiliaires de transformation en tension de l'électricité produite – est appelé "*Balance of Plant*", car elle permet d'ajuster au mieux entre elles les contraintes de fonctionnement et performances des équipements principaux de la ligne de production.

Le coût des bâtiments et infrastructures d'un Cycle Combiné Gaz s'établit à 60 M€, concernant uniquement les installations situées dans l'enceinte de la centrale.

CCG Blénod-lès-Pont-à-Mousson 430 MW

Exploitation électrique / Maître d'Ouvrage : *EDF*

Montage "clé en main" : *Centre d'Ingénierie Technique EDF*

Investissement total : 350 M€

dont :

Bâtiments et infrastructures : *Eiffage TP, Eiffage Construction, ACMD*

Montant des prestations : 60 M€

CCG Montoir-de-Bretagne 430 MW

Exploitation électrique / Maître d'Ouvrage : *GDF-SUEZ*

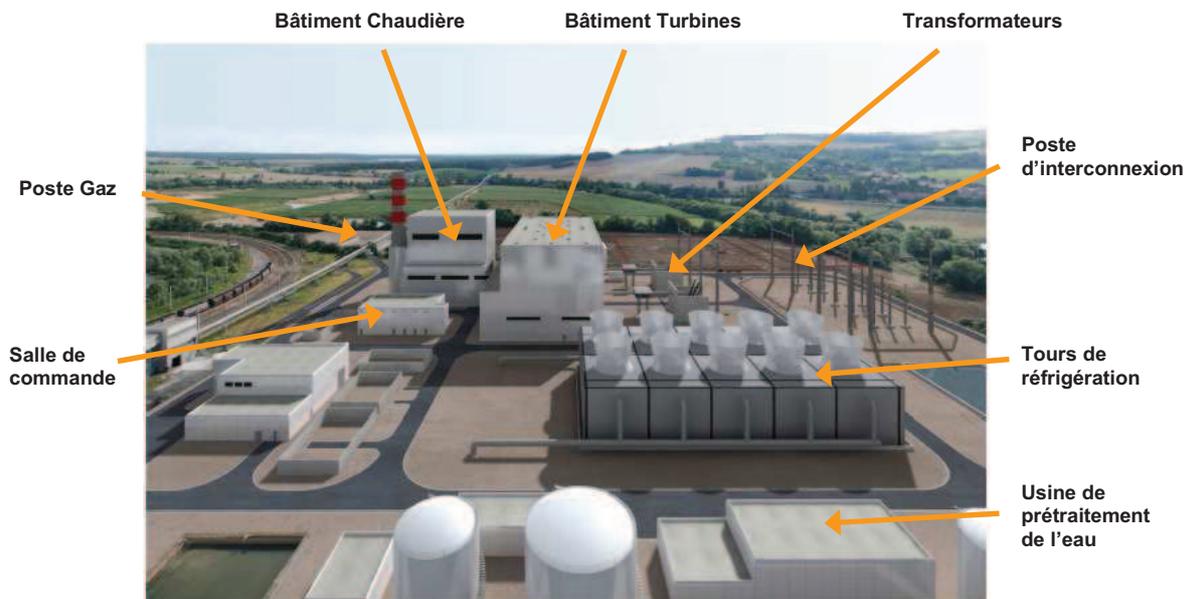
Montage "clé en main" : *General Electric*

Investissement total : 300 M€

dont :

Bâtiments et infrastructures : *Tecnicas Reunidas*

Montant des prestations : 60 M€



Vue en image de synthèse du Cycle Combiné Gaz de Blénod (EDF, 2010)

- Coût des infrastructures de raccordement de la centrale

Ensuite, un autre ensemble d'infrastructures est nécessaire pour :

- alimenter le CCG en eau pour les besoins du circuit vapeur : les quantités nécessaires requièrent une prise d'eau dans un cours d'eau de débit important. A noter le cas des deux CCG EDF de Martigues : prise d'eau en mer ;
- alimenter le CCG en gaz : le site doit être raccordé directement au réseau de transport national compte tenu des volumes et pressions requis ;
- évacuer l'électricité produite vers le réseau de transport national : le site doit être raccordé à un poste RTE d'une capacité minimale de 225 kV pour une tranche CCG.

Par commodité, ces trois postes sont appelés "raccordements du CCG". Compte tenu de leur coût élevé de construction, la sélection d'un site combinant la proximité vers une source abondante d'eau et vers les réseaux de transport respectifs du gaz et de l'électricité, est une donnée essentielle pour la limitation de l'ensemble de l'investissement.

On peut illustrer ces options pour le choix des 2 sites déjà évoqués :

- CCG Blénod – EDF : directement attenant au poste de raccordement électrique de la centrale charbon historique ;
- CCG Montoir – GDF-SUEZ : directement attenant à la Loire et au terminal méthanier.

A ce stade, il faut remarquer que, bien que les raccordements gaziers et électriques soient financés par l'exploitant du Cycle Combiné Gaz, ils sont sous la maîtrise d'ouvrage des opérateurs publics des réseaux de transport, et font donc l'objet de demandes d'autorisation administrative distinctes. La scission administrative des infrastructures participant de fait à un même projet est potentiellement aberrante : on ne saurait imaginer la construction d'un Cycle Combiné Gaz sans celle de la ligne THT pour évacuer l'électricité qu'il produit ; de même qu'on ne saurait imaginer la construction d'une ligne THT dédiée au raccordement d'un Cycle Combiné sans que lui-même ne soit construit.

Dans la pratique, aucun projet de Cycle Combiné Gaz n'a à ce jour fait l'objet d'une procédure d'instruction et de concertation envisageant l'ensemble de ses infrastructures : pourtant, les installations sur le site principal et les ouvrages de transport associés sont autant de postes d'impacts environnementaux et de dangers technologiques. Ils contribuent ensemble au total des investissements du maître d'ouvrage du Cycle Combiné Gaz en infrastructures nouvelles. Enfin, et le plus important : leur opportunité ne peut être considérée distinctement.

La CNDP en a déjà fait le constat dans son communiqué de décisions du 4 novembre 2009 :

« Par lettre en date du 14 septembre 2009, reçue le 15 septembre 2009, le Président de RTE, Gestionnaire du réseau de transport d'électricité, a saisi la Commission nationale d'un projet de raccordement, par une liaison électrique souterraine à 400 000 volts d'une longueur de 18 km, d'une centrale de production de type « Cycle combiné à Gaz » de 446 MW envisagé à Hambach (Moselle) au réseau public de transport d'électricité.

[...]

La Commission regrette que le projet de construction d'une centrale de production de type « Cycle combiné à gaz », qui rend nécessaire le raccordement et fonde l'opportunité de ce dernier, ne donne pas lieu, dans le cadre de la réglementation actuelle, à une saisine de la Commission nationale.

La Commission considère l'ensemble du projet (production d'électricité et évacuation) comme artificiellement scindé. »

Alors que le projet de Cycle Combiné Gaz à Hambach était déjà en procédure d'autorisation ICPE, et l'enquête publique déjà close à l'été 2009, la CNDP a donc été saisie par RTE dans la mesure où le projet de ligne THT dédiée au raccordement du CCG dépassait le seuil rendant un débat public obligatoire pour la catégorie spécifique « lignes électriques ». La CNDP a d'ailleurs reconnu qu'un tel débat public sur la ligne THT se justifiait du point de vue de ses impacts environnementaux et incidences économiques.

En revanche, elle dut faire le constat, à juste titre, qu'il n'était pas possible d'organiser un débat public pour cette seule ligne THT dans la mesure où il n'était pas possible de considérer son intérêt national, ni son opportunité d'une façon générale, en dehors de ceux concernant proprement le projet de Cycle Combiné Gaz.

Or ce projet de Cycle Combiné Gaz se trouvait alors au stade ultime de procédure d'autorisation, de sorte qu'il n'y avait plus lieu de mettre en débat ni son intérêt national, ni son opportunité d'une façon générale.

De plus, on peut penser que le coût des seuls bâtiments et infrastructures directement placés sous la maîtrise d'ouvrage du projet de Cycle Combiné Gaz, tel que soumis alors à procédure ICPE, n'atteignait pas le seuil financier justifiant l'organisation d'un débat public. Dans ce cas d'espèce, il faudrait toutefois s'assurer que le coût de la construction de la ligne THT, soit 40 M€, soit bien pris en compte pour l'appréciation du coût global des bâtiments et infrastructures directement et exclusivement liés au projet de Cycle Combiné Gaz.

Les données présentées lors des réunions de travail de la Conférence bretonne de l'énergie, et concernant spécifiquement le projet CCG du Nord-Finistère, permettent d'évaluer entre 15 et 50 M€ le coût des raccordements gaz et électricité.

Lors des trois premières Conférences bretonnes de l'énergie, à l'issue desquelles le Préfet de Région a officiellement annoncé l'intention de l'État de lancer le projet, il s'est trouvé un unique participant pour présenter des éléments d'information sur un tel projet : "Investir en Finistère". Les contributions de cet acteur aux Conférences bretonnes de l'énergie sont les seules mises officiellement à disposition des participants concernant les caractéristiques techniques et financières de ce type de projet.

"Investir en Finistère" a fait réaliser par le Cabinet Zelya Energie, puis publier une étude comparative de différents types de moyens de production électrique pouvant être implantés en Finistère, afin d'en dégager une analyse technique, financière et environnementale. A ce titre, l'implantation d'un Cycle Combiné Gaz a été analysée du point de vue financier.

Principaux coûts du projet	Coûts d'investissement	Pour une tranche de 430 MW, environ 300 M€, soient environ 1 k€/kW.
	Coûts d'exploitation	Les dépenses d'exploitation sont évaluées à 10 €/kW/an (fixe) + 2 €/MWh/an (variable) en 2007 par le MEDDATT. Toutefois, ce coût est hors prix du combustible (gaz), qui est variable et du taux de change.
	Coûts de raccordement aux réseaux	Dépend de manière importante de l'éloignement aux réseaux de gaz et d'électricité. Il faut compter entre 1000 €/km et 3000 €/km selon la complexité du tracé pour le raccordement électrique. Pour le gaz, il faut compter entre 10 et 70 k€/MW ou 800-1700 k€/km. Pour l'électricité, il faut compter entre 1 et 50 k€/MW ou 1000-5000 k€/km. Le "raccordement" aux fleuves entraîne le paiement de redevances et de taxes diverses au titre du prélèvement ou de l'occupation du domaine public de l'Etat.

La réduction de la dépendance énergétique du Finistère
Rapport intermédiaire Phase 3 – Zelya Energie 2009

Les coûts d'investissement sont distingués ici des coûts des raccordements électrique et gazier :

- coût d'investissement tranche CCG 430 MW : 300 M€ ;
- coût de raccordement électrique : 1 à 50 k€/MW ou 1 000 à 5 000 k€/km ;
- coût de raccordement gazier : 10 à 70 k€/MW ou 800 à 1 700 k€/km.

Les coûts de raccordement sont ainsi très variables. Zelya Energie détaille en pages 10 et 11 du rapport les différentes hypothèses prises en compte pour leur estimation : longueur du raccordement, occupation et régime de propriété des terrains traversés et contraintes réglementaires en conséquence, difficultés constructives particulières.

On retiendra que la longueur des différents raccordements est la variable la plus incidente. Le rapport retient les hypothèses suivantes :

- raccordement électrique : 0,5 km (soit CCG attenant au poste RTE) à 12 km ;
- raccordement gazier : 4 km à 23 km.

Les coûts évalués de raccordement par kilomètre correspondent bien aux montants observés sur les autres sites CCG. Cependant l'étude ne propose pas de chiffrage pour le raccordement en eau. Or, l'éloignement entre le site et la prise d'eau est également un poste contraignant tant du point de vue technique que financier. Les coûts de conduite d'eau peuvent être évalués entre 200 et 400 k€/km.

Quoi qu'il en soit, et en se référant strictement aux données présentées par "*Investir en Finistère*", on peut synthétiser la gamme des coûts du raccordement électrique et gazier du projet de Cycle Combiné Gaz en Finistère.

A partir des indications Zelya-Energie en k€/MW

- Raccordement électrique CCG 430 MW → 0,5 à 22 M€
- Raccordement gazier CCG 430 MW → 4 à 30 M€

A partir des indications Zelya-Energie en k€/km

- Raccordement électrique court = 0,5 km → 0,5 à 2,5 M€
- Raccordement électrique long = 12 km → 12 à 60 M€
- Raccordement gazier court = 4 km → 3 à 7 M€
- Raccordement gazier long = 23 km → 18 à 40 M€

Ainsi, le coût des raccordements gazier et électrique peut varier de façon considérable selon l'emplacement du Cycle Combiné Gaz. Il faut donc chercher un encadrement, autant que possible, réaliste des sites pour estimer une gamme de coûts. La lecture du plan de situation du Nord-Finistère et les contraintes posées par le projet d'appel d'offres de l'État permettent de comprendre les hypothèses moyennes prises en compte par Zelya Energie.



Sur ce plan de situation, nous avons indiqué les arrivées possibles des différents raccordements du projet de Cycle Combiné à Gaz. L'appel d'offres fixe notamment trois contraintes à l'implantation du Cycle Combiné :

- raccordement électrique obligatoire sur l'un des trois postes RTE : Loscoat, La Martyre et Brennilis ;
- distance maximale de 25 km depuis les postes de Loscoat ou La Martyre, ou 30 km depuis le poste de Brennilis. Toutefois un tel éloignement paraît prohibitif : Zelya Energie avait proposé une distance maximale de 12 km ;
- raccordement gazier obligatoire sur l'artère de transport GRTGaz Prinquiau-Dirinon.

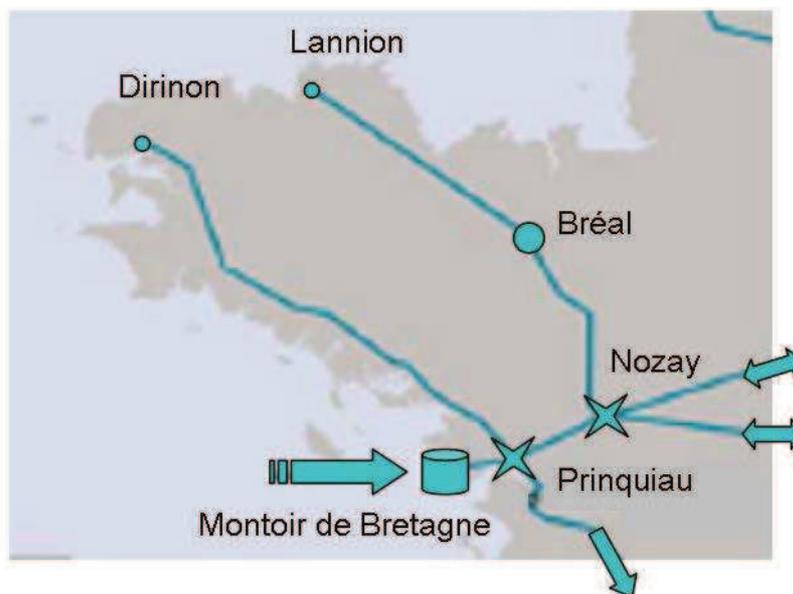
Le "but du jeu" pour l'investisseur est évidemment de sélectionner un site combinant une proximité optimale entre réseaux de transport électrique, gazier, ainsi que la prise d'eau. Le projet d'appel d'offres n'indiquait pas de contrainte sur ce dernier point. Toutefois la configuration présente et l'importance de la prise d'eau requise au Cycle Combiné Gaz ne laisse supposer que trois solutions :

- prise d'eau dans le cours inférieur de l'Elorn ;
- prise d'eau dans le Réservoir St-Michel, au droit du site EDF de Brennilis ;
- Il reste bien sûr la possibilité d'une prise d'eau directement en mer, mais impliquant des surcoûts importants liés à la salinité de l'eau. A ce jour, seuls les CCG de Martigues (EDF), actuellement en cours d'installation, utiliseront une prise d'eau marine.

Les coûts de raccordement électrique sont généralement les plus importants au kilomètre : nous partons donc de l'hypothèse d'un site directement attenant au poste RTE. Dans cette hypothèse, le poste RTE de La Martyre s'impose comme le plus avantageux par la proximité relative de l'Elorn et du poste GRTGaz de Dirinon. Ainsi, pour ce site virtuel indiquant un montant "plancher", et en appliquant les hypothèses minimum et maximum des coûts au kilomètre, le seul raccordement gazier varierait entre 10 et 20 M€.

D'autres paramètres entrent bien sûr en ligne de compte pour la sélection d'un site, en particulier la maîtrise foncière et les contraintes spatiales liées au droit de l'urbanisme et de l'environnement, pour l'implantation de la future centrale et également pour celle des infrastructures de raccordement. A ce titre, les distances moyennes utilisées par Zelya Energie – raccordement gazier ~10 km ; raccordement électrique ~6 km – peuvent être prises en compte pour une distribution réaliste des sites potentiels autour des différents points de raccordement. Selon cette hypothèse raisonnable, le coût total des raccordements gaz et électricité du projet CCG varie donc entre 15 et 50 M€.

- Coût du renforcement du réseau principal de transport du gaz induit par la centrale



Sur ce plan de situation, nous avons indiqué les différentes infrastructures du réseau principal de transport du gaz dans le secteur du projet. Le raccordement gazier des consommateurs industriels s'effectue obligatoirement sur le réseau de transport dont la propriété et l'exploitation sont du ressort de GRTGaz, ce qui fait que le réseau de distribution, maillage plus fin constitué d'artères secondaires, n'entre pas en ligne de compte pour le raccordement d'un projet CCG. Le cahier des charges de l'appel d'offres rappelle d'ailleurs cette disposition technique et commerciale obligatoire.

Par conséquent, le projet CCG dans l'aire de Brest doit être raccordé à l'artère de transport déployée entre le point d'interconnexion de Prinquiau et le poste de Dirinon. L'État a indiqué que cet ouvrage était inadapté à l'alimentation du projet CCG, rendant un renforcement nécessaire sur environ 100 km. Ces investissements seraient pris en charge directement par l'État (cf. documents en Annexe 4).

Les informations délivrées par l'État lors de la 4^{ème} Conférence bretonne de l'énergie indiquent un coût compris entre 80 et 110 M€ pour le renforcement du réseau principal de transport du gaz induit par la centrale.

Le cahier des charges de l'appel d'offres distingue les opérations techniques et financières concernant respectivement le raccordement du projet CCG au réseau de transport, d'une part, et le renforcement rendu nécessaire sur celui-ci, d'autre part. En particulier, il s'est engagé à transmettre aux candidats au plus tard le 15 novembre 2011 le délai prévisionnel de réalisation du renforcement.

BILAN DU COUT TOTAL DU PROJET AU REGARD DES CONDITIONS DE SAISINE

Le coût d'investissement total du projet de Cycle Combiné Gaz comprend les installations situées à l'intérieur de l'enceinte de la centrale électrique, les infrastructures de raccordement de la centrale aux réseaux de transport électrique et gazier, ainsi que le renforcement du réseau de transport du gaz rendu nécessaire à l'approvisionnement de la centrale.

Nous pouvons ainsi faire le bilan des coûts induits en bâtiments nouveaux et infrastructures nouvelles :

Installations à l'intérieur de l'enceinte de la centrale : 60 M€

Raccordements aux réseaux de transport électrique et gazier : 15 à 50 M€

Renforcement du réseau de transport du gaz : 80 à 110 M€

→ **Soit un investissement total compris entre 155 et 220 M€**

Pour rappel, cette évaluation n'inclut pas les infrastructures d'alimentation en eau.

L'intervalle de variation du coût total en nouveaux bâtiments et nouvelles infrastructures est ainsi principalement lié à l'ensemble des infrastructures gazières nécessaires en fonction de l'emplacement définitif du site de la centrale.

Dans l'hypothèse de sélection du site optimal du point de vue des investissements en infrastructures gazières, le coût total minimal du projet de Cycle Combiné Gaz en bâtiments et infrastructures nouveaux est donc de 155 M€.

Le coût du projet excède le seuil défini par le Décret du 22 octobre 2002 relatif à l'organisation du débat public et à la Commission nationale du débat public, concernant un projet d'équipement industriel, et autorisant la saisine facultative de la Commission.

2. ENJEU NATIONAL DU PROJET

A l'occasion de la 1^{ère} Conférence bretonne de l'énergie, le 19 janvier 2010, le gestionnaire du réseau national de transport de l'électricité, RTE, a présenté aux participants un état des lieux de l'alimentation électrique en Bretagne (cf. présentation RTE en Annexe 4).

On retiendra que la problématique posée pour l'alimentation électrique de la Bretagne est un risque d'écroulement de tension généralisé. Le type d'évènement redouté correspond à celui que le réseau national a connu historiquement à une occasion, le 12 janvier 1987.

RTE a également rappelé l'ensemble des actions mises en place pour parer au risque d'un nouvel incident de ce type, en particulier un ensemble d'investissements sur le réseau électrique régional, et la mise en place du dispositif "Ecowatt" de maîtrise volontaire de la consommation de pointe d'électricité par les usagers.

A l'occasion de la réunion du 17 septembre 2010 du groupe de travail Approvisionnement, constitutif de la Conférence bretonne de l'énergie, RTE a effectué une présentation incluant une première estimation quantitative du besoin de sécurisation du réseau breton, puis différentes propositions d'investissements nouveaux pour parer au risque d'écroulement de tension généralisé.

C'est à ce titre que la solution de l'implantation d'un nouveau moyen de production centralisée dans l'Ouest de la Bretagne est mentionnée pour la première fois, en complément d'autres solutions de renforcement du réseau lui-même. (cf. présentation RTE et compte-rendu de réunion en Annexe 4).

Bien que les conséquences elles-mêmes d'un écroulement de tension généralisé n'aient pas fait l'objet d'une information ni de débat dans le cadre de la Conférence bretonne de l'énergie, RTE a fourni le 19 janvier quelques indications dimensionnantes sur la nature de l'incident redouté :

- *risque d'extension bien au-delà de la Bretagne ;*
- *des coupures massives pendant plus de huit heures, avec un effet ressenti sur presque la moitié du territoire français.*

Ainsi, si l'incident redouté revêt bien une dimension nationale, on doit constater que les participants de la Conférence bretonne de l'énergie n'ont pas disposé de plus d'informations sur l'importance et la variété des effets qui seraient ressentis, depuis l'Ouest de la Bretagne jusqu'au centre du territoire français, notamment en termes de durée des coupures électriques résultantes. Enfin, aucune probabilité, ou fréquence du risque, n'a été proposée, en dépit de l'expérience d'un précédent historique.

A défaut d'une évaluation disponible sur l'impact d'un incident de ce type, il est possible d'en apprécier indirectement la gravité au regard du montant des investissements envisagés exclusivement pour son évitement. Ces différents investissements détaillés à l'occasion des travaux de la Conférence peuvent être ventilés en trois types d'actions complémentaires :

- investissements RTE en renforcement du réseau et équipements de tenue en tension : 80 M€ déjà engagés jusqu'en 2012, et 250 M€ envisagés jusqu'en 2017 ;
- développement du dispositif "Ecowatt" : coût non communiqué ;
- investissements projet CCG dans l'aire de Brest : 350 M€ investis par l'exploitant et 80 à 110 M€ investis par l'État pour le renforcement du réseau gazier ;
- exploitation du projet CCG dans l'aire de Brest : allocation d'une prime d'équilibre par l'État pour défrayer l'exploitant des surcoûts de l'approvisionnement gazier.



Le risque majeur, « l'écroulement de tension » (1/2)

■ Sur perte d'un ouvrage, par ordre de probabilité

- Groupe de production (essentiellement Cordemais)
- Avarie de la ligne Rennes - St-Brieuc
- Incident dans un poste (ex : incident en PACA, le 21 décembre 2009)



■ Les conséquences potentielles

- Phénomène rapide à extrêmement rapide
- Risque d'extension bien au delà de la Bretagne

RESEAU
DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ

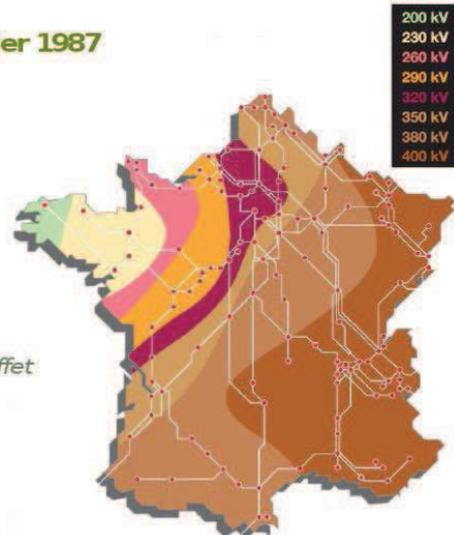


Le risque majeur, « l'écroulement de tension » (2/2)

■ Exemple de l'écroulement de tension, du 12 janvier 1987

- Ecoulement de tension en Bretagne
- ↓
- Extension aux régions Normandie, Centre-Ouest et Sud-Ouest
- ↓

Des coupures massives pendant plus de huit heures, avec un effet ressenti sur presque la moitié du territoire français



RESEAU
DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ

Extraits de la présentation RTE lors de la 1^{ère} Conférence bretonne de l'énergie – 19 janvier 2010

- L'incident du 12 janvier 1987

L'enjeu national du projet de l'État, en ce sens qu'il pourrait permettre d'éviter le risque d'un effondrement de tension généralisé, implique de pouvoir appréhender correctement la nature du risque lui-même. Or le précédent historique sur lequel se fonde l'opportunité du projet a fait l'objet d'une information quasi nulle jusqu'ici à destination des acteurs et du public.

La compréhension exacte de l'ensemble des événements en cause le 12 janvier 1987 est particulièrement difficile. A ce jour, ni ses causes, ni ses conséquences n'ont été exactement présentées au public ou aux participants de la Conférence bretonne de l'énergie. On pourra toutefois se référer à certaines explications fournies par le Mémento de la Sécurité du Système Electrique (RTE, édition 2004) ainsi qu'au bulletin n°66 de l'Institut de Protection et de Sécurité Nucléaire (IPSN, mars 1987).

Trois événements sont associés entre eux le 12 janvier 1987 :

- un effondrement de tension affectant l'ensemble grand ouest du réseau national, provoquant un plan de délestage de plusieurs millions d'utilisateurs à partir de 12h et pour des durées variables selon les secteurs, jusqu'à 20h au plus tard ;
- une avarie des systèmes de refroidissement consécutivement sur 2 des 4 réacteurs de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux ;
- une série d'avaries diverses sur 4 tranches de la centrale de Cordemais.

RTE précise que le niveau de consommation du 12 janvier 1987 au matin correspondait certes à celui d'un épisode de froid intense, mais il n'était pas supérieur aux pointes enregistrées les jours précédents : la France étant alors en "alerte grand froid" depuis plusieurs jours. La (ou les) cause(s) initiale(s) de l'effondrement est (ou sont) donc à rechercher dans la défaillance de l'un ou des deux groupes de production en cause. Il semble que l'effondrement de tension et les coupures massives déclenchées entre 11h50 et 12h soient bien une conséquence indirecte du dysfonctionnement majeur survenu dans la matinée sur le circuit de refroidissement du réacteur n°1 de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux.

La cascade d'événements peut être récapitulée comme suit :

- Au matin, la glace qui s'est accumulée au niveau de la station de pompage en Loire de la tranche 1 nucléaire de Saint-Laurent affecte le débit du circuit principal de refroidissement du réacteur. A 9h33, le réacteur s'arrête automatiquement (chute des barres de contrôle) et la tranche 1 découple du réseau.
- Les tranches fioul auxiliaires de la centrale de Saint-Laurent, uniquement dédiées au circuit de refroidissement de secours, sont inopérantes, leurs stations de pompage étant également prises par la glace. Le refroidissement du réacteur à partir de 9h33 n'est alors que partiellement assuré par les turbo-soufflantes alimentées électriquement par le réseau.
- Les tranches fioul de la centrale de Cordemais sont démarrées en urgence de façon à parer à une baisse de la tension sur le réseau ouest suite à la perte de la tranche 1 de Saint-Laurent (1 000 MW), et garantir l'alimentation du dernier système de refroidissement opérationnel.
- Deux autres solutions d'urgence sont décidées pour rétablir un refroidissement suffisant : une dérivation de fortune depuis les circuits de refroidissement des autres tranches non affectées, et une intervention militaire pour briser la glace au moyen d'explosifs.
- A 11h, seules les tranches fioul auxiliaires ont pu redémarrer l'une après l'autre, permettant toutefois la remise en circulation de l'eau de refroidissement du réacteur n°1 à un débit satisfaisant.

- Des incidents concomitants surviennent alors à Cordemais. De 10h55 à 11h42, les tranches 1, 2 et 3 tombent chacune en panne pour des raisons indépendantes les unes des autres : défaillance d'un capteur, explosion du couple d'un pôle électrique, et arrêt suite à un incendie.
- Le fonctionnement de la tranche charbon 4 permet encore de tenir le réseau en tension quelques minutes, mais à 11h49, elle découple à son tour, à cause d'un réglage inadapté de la protection de puissance compte tenu de l'arrêt fortuit des autres tranches. La tranche 5 est quant à elle indisponible.
- La baisse brutale de tension sur le réseau provoque en quelques minutes le découplage de plusieurs petits groupes de production thermique décentralisée : la tension chute selon un "effet domino".
- La tranche nucléaire 2 de Saint-Laurent découple à 11h49, aggravant à son tour l'écroulement de tension. Le circuit principal de refroidissement s'interrompt immédiatement, mais le circuit de secours alors en cours de rétablissement n'est déjà pas suffisant pour le seul réacteur n°1.
- La priorité absolue de l'opérateur est alors de ramener à la tension normale les deux lignes THT alimentant la centrale de Saint-Laurent, de façon à garantir le fonctionnement des turbo-soufflantes au niveau des deux réacteurs.
- En quelques minutes, le dispatching déleste 1 500 MW de puissance d'appel sur la Bretagne et la région d'Angers. Une autre estimation est donnée, soit 8 000 MW au moment du plus grand nombre de coupures, soit dans la première demi-heure.
- La première ligne THT alimentant la centrale de Saint-Laurent est ainsi ramenée à une tension normale dès 12h, garantissant le fonctionnement d'une partie des turbo-soufflantes. La deuxième ligne THT est ensuite ramenée à une tension normale vers 12h15.
- Jusqu'à 14h, heure officielle de la fin de l'incident nucléaire aussi bien sur les réacteurs 1 et 2, la situation revient progressivement sous maîtrise et l'essentiel du réseau délesté est remis progressivement sous tension.
- Toutefois, les extrémités de réseau sont les plus difficiles à remettre sous tension, ce qui fait que certains secteurs de Bretagne et de Normandie ne pourront être remis entièrement sous tension qu'après 20h, lorsque 3 des 5 tranches de Cordemais auront pu redémarrer.
- A la suite de l'incident, les capacités de la centrale auxiliaire de secours de Saint-Laurent sont augmentées et améliorées dès la fin 2007. Les réacteurs 1 et 2 seront définitivement arrêtés en 1990 et 1992.

En première approche, un incident du type de celui du 12 janvier 1987 est si particulier qu'il semble difficile de le modéliser en tant que *risque majeur*, c'est-à-dire de lui attribuer une intensité et une probabilité quantifiables, à comparer aux moyens opposés à une nouvelle éventuelle survenue. On peut penser que le concours exceptionnel des événements impliqués le rend de probabilité très faible après seulement 24 ans. L'écroulement de tension généralisé est la conséquence de 4 incidents combinés indépendants entre eux et survenus de façon quasi simultanée.

Malgré la fréquence a priori quasi nulle de cet événement et la volonté impérieuse d'en empêcher la survenue, l'importance considérable des moyens engagés en ce sens par les pouvoirs publics doit être justifiée par une intensité extraordinaire en termes d'impacts, que ceux-ci soient humains, économiques et/ou écologiques.

Deux lots d'impacts très distincts ont été provoqués par cet incident, mais n'ont malheureusement ni l'un ni l'autre été portés à la connaissance du public ou des acteurs de la Conférence bretonne de l'énergie :

- les conséquences des délestages survenus dans le grand ouest sur les usagers ;
- les conséquences de la défaillance du système de refroidissement des réacteurs 1 et 2 de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux.

Seul le bon sens est à notre disposition pour prétendre que, si les délestages ciblés effectués le 12 janvier 1987 ont pu présenter un bilan humain et matériel négatif, il pourrait être surtout considéré comme très positif, au regard des conséquences qu'auraient eues des arrêts d'une ou plusieurs heures des dispositifs de secours de la centrale de Saint-Laurent-des-Eaux.

Partant de cette simple hypothèse, on doit constater la nécessité de mettre à disposition du public une information complète et transparente sur l'écroulement de tension du 12 janvier 1987, et sur la possibilité que les projets de sécurisation du réseau actuellement engagés en Bretagne ne soient de fait principalement motivés que par des questions de sécurité nucléaire.

Enfin, de tels éléments de contexte seraient surtout indispensables pour apprécier l'opportunité du projet de l'État, en ce sens que l'implantation d'une Centrale à Cycle Combiné Gaz dans l'aire de Brest pourrait ou non présenter une utilité lors d'un événement du type du 12 janvier 1987. Dans l'hypothèse positive, il resterait encore à apprécier si cette solution serait bien la plus performante, et la plus sûre, parmi les différentes solutions envisageables pour éviter le risque d'un écroulement de tension généralisé et/ou le risque d'un accident nucléaire.

Grille de classification des aléas affectant le réseau de transport

Description des aléas	Conséquences sur les utilisateurs du réseau	Occurrence ou illustration	Anomalie importante	Incident Notable	Incident sévère C	Incident majeur D	Incident généralisé E	Effondrement F
			A	B				
Aléas pris en compte dans les règles normales d'exploitation de RTE								
Ecart de performance d'un composant du système électrique sans impact immédiat sur le niveau de sûreté	Réduites, coupures très peu probables	Quelques cas par an	X					
Mises hors tension localisées d'un nombre restreint de lignes THT	Réduites, coupures peu probables	- de 5 cas par an	X					
Arrêt d'un volume de production compris entre 1 500 et 3 000 MW	Réduites, coupures très peu probables	- de 1 cas par an	X					
Ecart de performance d'un composant du système électrique impactant le niveau de sûreté	Modérées, coupures éventuelles	- de 3 cas par an		X				
Mises hors tension concomitantes de plusieurs lignes THT sur une zone	Limitées, coupures éventuelles	- de 2 cas par an		X				
Arrêt d'un volume de production supérieur à 3 000 MW réparti sur plusieurs sites	Limitées, coupures peu probables	1 seul cas observé / 3 dernières années		X				
Aléas très improbables relevant des dispositifs de sauvegarde..								
Ecart de performance d'un composant du système électrique impactant fortement le niveau de sûreté	Modérées à importantes, coupures possibles	Perte totale des fonctions d'observation du réseau			X			
Mises hors tension simultanées de nombreuses lignes THT sur une zone étendue	Importantes, coupures probables	Tempête Klaus de 2009			X			
Arrêt d'un volume de production supérieur à 3 000 MW sur un unique site	Importantes, coupures éventuelles	Perte totale d'un site de production			X			
Mise hors tension d'un nombre très important de postes THT	Majeures	Tempête Martin de 1999				X		
Défaillances et écarts de performance multiples conduisant à un effondrement du réseau d'une région	Majeures	Incident Bretagne du 12 janvier 1987					X	
Défaillances et écarts de performance multiples conduisant à un effondrement du réseau français	Majeures	Black out français de décembre 1978						X

Selon la classification RTE, l'incident généralisé du 12 janvier 1987 définit la classe E. A noter que de nombreux acteurs de la Conférence bretonne de l'énergie utilisent à tort l'expression "*black-out*" pour qualifier ce type d'évènement. Un incident généralisé se traduit par des coupures électriques qui, pour massives qu'elles soient, résultent de délestages ciblés, ce qui est très différent d'un black-out résultant de coupures incontrôlées et aléatoires sur le réseau.

Ainsi un "*black-out*" du type 19 décembre 1978, évènement le plus grave dans la classification, est désormais exclu par RTE depuis l'adaptation des capacités de dispatching et d'un système de gestion prenant en compte les échanges aux frontières.

- Distinction entre les problématiques de la sécurisation du réseau et de la production régionale d'électricité

L'enjeu national du projet de l'État, en ce sens qu'il pourrait permettre d'éviter le risque d'un effacement de tension généralisé, implique que toutes les parties prenantes s'entendent a minima sur l'objectif visé pour pouvoir traiter de l'opportunité de telle ou telle solution pour répondre à cet objectif. Or une confusion majeure a été entretenue jusqu'ici entre deux objectifs parfaitement distincts.

Dans ses différentes communications de presse effectuées sur la question du projet de centrale combiné à gaz dans l'aire de Brest depuis le mois de juillet 2010, dans le document du "Pacte électrique breton" signé le 14 décembre 2010, et jusque dans le cahier des charges de l'appel d'offres du 25 juin 2011, l'État a réitéré auprès du public différentes assertions selon lesquelles la problématique de la sécurité du réseau électrique régional vis-à-vis du risque d'effacement de tension généralisé serait liée au fait que l'ensemble de la région administrative ne produirait actuellement que 8% de l'électricité qu'elle consomme (cf. documents en Annexe 4).

Il est indiscutable que l'implantation d'un nouveau moyen de production dans la région Bretagne administrative, quel que soit d'ailleurs ce type de production, ne pourrait que contribuer à augmenter la part de l'électricité produite localement dans l'électricité consommée.

En revanche, la conclusion subliminale qui en est tirée, à savoir que l'augmentation de la part locale de l'électricité consommée dans la région constituerait en soi un moyen de prévenir le risque d'effacement de tension généralisé, et dès lors qu'un projet de centrale à cycle combiné gaz contribuerait à la sécurisation du réseau, est une affirmation injustifiée en l'état.

En procédant à cet amalgame entre deux objectifs différents :

- 1/ prévenir un risque d'effacement de tension généralisé ;
 - 2/ augmenter la production annuelle d'électricité en Bretagne ;
- l'État a obéré tout débat réel sur l'opportunité même du projet de nouveau moyen de production centralisé dans l'aire de Brest, et tout débat sur l'opportunité du choix d'un mode spécifique de production, dans la mesure où les critères techniques sont très dissemblables selon l'un ou l'autre des objectifs considérés.

Tout d'abord, on peut constater qu'il n'y a aucune relation linéaire entre la sécurité d'un réseau électrique régional et la part locale de l'électricité consommée. En 2010, la région Languedoc-Roussillon produit 25% de l'électricité qu'elle consomme, et la région PACA produit environ 50% de l'électricité qu'elle consomme. Or, tandis que le réseau électrique en Languedoc-Roussillon n'est pas soumis à un risque notable de sécurité d'approvisionnement, la situation est tout autre en PACA, où la sécurité du réseau est jugée par RTE aussi critique qu'en Bretagne administrative.

Même "en produisant 50% de son électricité", la région PACA a subi deux incidents d'effacement de tension lors de l'hiver 2009-2010, affectant plus de 2 millions d'usagers.

Alors que l'année 2010 a vu en PACA la mise en service simultanée de 2 tranches CCG et d'un dispositif "Ecowatt" comparable à celui mis en place en Bretagne, il pourrait être intéressant d'étudier l'efficacité relative de différents types de solutions dans la prévention du risque d'effacement de tension.

La région Île-de-France, qui ne produit quant à elle "que 8% de son électricité", ne suscite pas d'inquiétude particulière pour le gestionnaire du réseau de transport, en comparaison de la région PACA, qui est pourtant six fois plus méritante en termes de part locale de production.

La comparaison entre les régions Bretagne et Île-de-France est d'autant plus à propos que la part locale de l'électricité consommée y est identique. L'impact de la configuration géométrique de l'approvisionnement, "en étoile" pour l'Île-de-France alors qu'il est "en antennes" pour la Bretagne, est évident, alors que l'éloignement relatif des sources d'approvisionnement est relativement comparable. Il est ainsi évident que le besoin de sécurisation de l'un ou l'autre des réseaux régionaux dépend très fortement de la géographie elle-même.

Un autre trait commun exclusif existe entre les deux régions : un parc de tranches turbines à combustion (TAC) permettant d'assurer une production d'appoint de forte puissance limitée à une centaine d'heures par an. Les TAC permettent au réseau régional de supporter les consommations d'extrême pointe hivernale dans les conditions nominales de sécurisation pour l'opérateur, c'est-à-dire la capacité à parer en quelques minutes seulement à une avarie accidentelle éventuelle d'un groupe de production ou d'un ouvrage de transport.

Ainsi, ce n'est pas tant la production électrique annuelle qui est importante pour garantir la sécurité du réseau électrique régional, que la puissance installée et mobilisable quasi instantanément pour parer aux situations critiques pour la tenue en tension du réseau : soit la concomitance d'un épisode de pointe de consommation et la survenue d'une avarie technique sur le réseau.

Il est d'ailleurs à noter que cette capacité de mobilisation instantanée de puissance peut se matérialiser autant sous la forme d'une réelle production, sur le modèle des TAC, que sous la forme d'effacements de consommation.

- Influence du contexte des autres groupes de production de pointe sur l'opportunité du projet CCCG de l'État

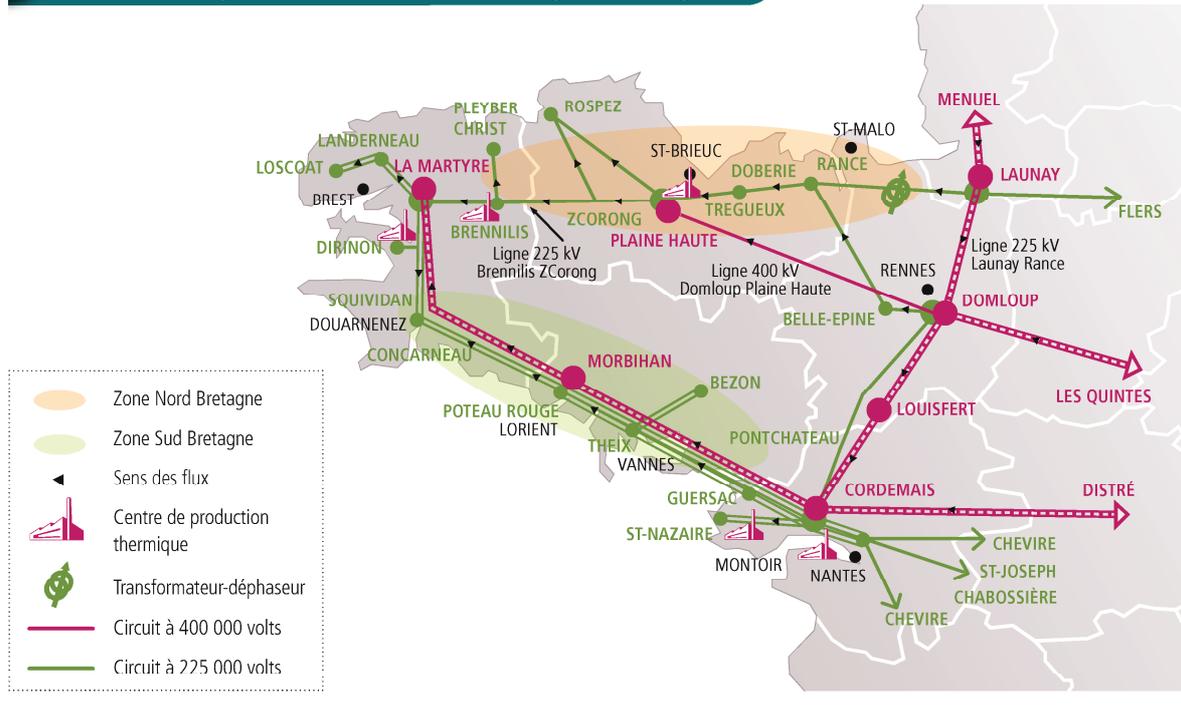
L'enjeu national du projet de l'État, en ce sens qu'il pourrait permettre d'éviter le risque d'un effacement de tension généralisé, implique d'appréhender correctement les éléments de contexte des autres groupes de production répondant à cette même exigence. Or plusieurs incertitudes, lacunes et confusions, demeurent en termes d'information des acteurs et du public sur ces éléments de contexte du projet.

Compte tenu des explications fournies par RTE dans le cadre de la Conférence bretonne de l'énergie (cf. documents en Annexe 4), au sein de son dernier Bilan prévisionnel de 2009, ou encore à l'occasion de la présentation faite à la CCI des Côtes-d'Armor le 31 mars 2010, on comprend que les questions sont interconnectées pour différents groupes de production :

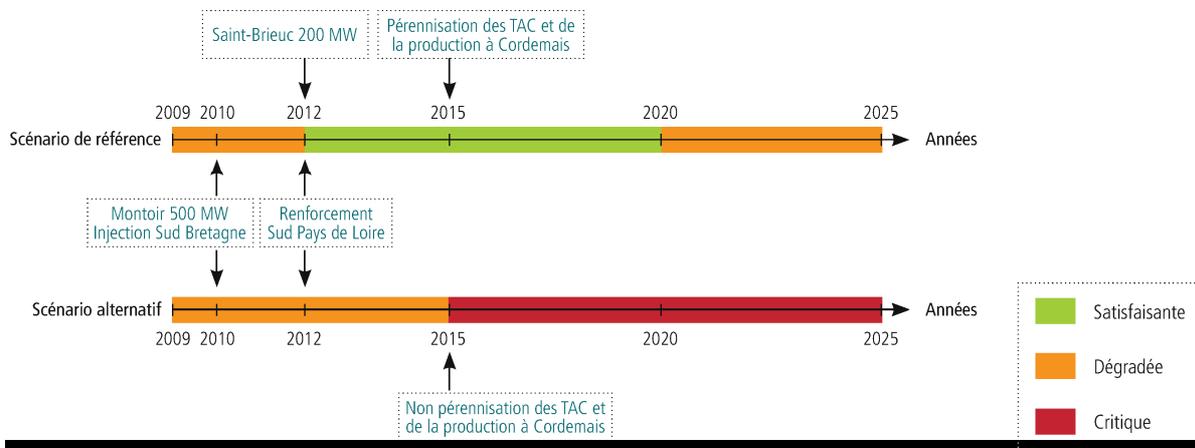
- 4 des 5 TAC installées à Dirinon et Brennilis, exploitées par EDF, et dont le fonctionnement est incertain après une échéance 2015, ou 2017 selon les sources ;
- Le projet de centrale thermique à Ploufragan, décidé en 2006 par RTE et finalement abandonné en juillet 2010 ;
- Le projet d'une CCCG dans l'aire de Brest décidé par l'État en 2011.

La compréhension exacte des interactions entre ces groupes est particulièrement difficile avec le peu d'informations fournies. Toutefois, celles disponibles apportent des enseignements majeurs quant aux enjeux et contenus du débat nécessaire sur le projet de l'État.

Zones de fragilité d'alimentation de la région Bretagne



Évolution de la sécurité d'alimentation dans l'Ouest



Extraits du Bilan prévisionnel RTE – Edition 2009

Au stade du dernier bilan effectué par RTE, deux problématiques étaient distinguées :

- *Zone Nord Bretagne* : mise en service d'une nouvelle centrale thermique au plus tôt en 2012, avec comme répercussions d'ici là un risque de coupures circonscrit à la zone, en cas de perte de la ligne 400 kV Domloup-Plaine Haute ;
- *Zone Sud Bretagne* : renforcements en cours sur le réseau, avec comme effet une sécurisation de la zone jusqu'en 2020, même en cas de perte d'une des lignes 225 kV Nantes-Poteau Rouge, mais sous réserve toutefois du maintien en service des TAC de Dirinon et Brennilis.

Il faut noter qu'au stade du dernier bilan RTE, la problématique de la tenue en tension du réseau face au risque d'écroulement n'est pas directement associée à celle de la sécurité d'approvisionnement en Zone Nord et/ou en Zone Sud. RTE n'a donc pas indiqué jusqu'ici de lien explicite entre l'abandon de moyens de production existants et/ou prévus en 2009 et le projet de nouveau moyen de production décidé par l'État en 2011.

Au stade du dernier bilan, RTE considérerait donc deux évolutions majeures comme acquises :

- une série de renforcements du réseau afin de sécuriser la Zone Sud ;
- la mise en service d'une nouvelle tranche CCG à Montoir-de-Bretagne.

En revanche, trois scénarios ont été proposés compte tenu des incertitudes restantes :

- *scénario de référence* : l'ensemble des moyens de production sont disponibles et maintenus : centrale de Ploufragan et TAC de Dirinon et Brennilis ;
- *scénario alternatif 1* : abandon du projet de centrale de Ploufragan ;
- *scénario alternatif 2* : abandon des TAC de Dirinon et Brennilis ;
- la présentation graphique suggère un 4^{ème} scénario, à savoir l'abandon du projet de centrale et des TAC, mais cette possibilité n'est pas explicitée dans le texte.

Au stade actuel, on sait que le projet de centrale de Ploufragan est abandonné, mais on ne sait pas ce qui doit advenir des TAC de Dirinon et Brennilis. Il faut également rappeler les circonstances de l'abandon du projet de centrale de Ploufragan, pour apprécier l'enjeu de la concertation réclamée par les différents acteurs en vue de l'implantation de nouveaux moyens de production. Dans sa contribution au Ministère de l'Écologie de juillet 2009, la Conférence territoriale de Bretagne explique notamment :

« La responsabilité des porteurs de projet est aussi fortement mise en avant, en particulier sur les défauts de communication et d'explicitation préalable, notamment dans le cadre de la présentation du dimensionnement de l'installation qui est apparu bien supérieure à la compréhension commune du cahier des charges de RTE, transformant un projet de pointe en projet de semi-base ».

Ainsi, la revendication de concertation publique autour du projet de centrale de 2006 à Ploufragan avait comme principal considérant, que pour un besoin de sécurisation du réseau limité à quelques centaines d'heures annuelles lors des pointes de consommation, il envisageait une production en semi-base de plusieurs milliers d'heures annuelles.

Le projet CCCG actuel de l'État paraît pourtant, en première approche, autrement plus assujéti à l'exigence de communication et d'explicitation préalable que celui de Ploufragan, puisque :

- il viserait une production en semi-base voire en base, de 4 500h à 8 000h annuelles ;
- il serait envisagé en substitution d'un moyen de production existant et précisément limité à un fonctionnement en pointe : les TAC de Dirinon et Brennilis.

En effet, le projet de nouveau moyen de production décidé par l'État peut être envisagé selon deux scénarios actualisés : (scénario 1) l'abandon ; ou (scénario 2) le maintien des TAC de Dirinon et Brennilis.

Selon le scénario 1, la puissance mobilisable du nouveau moyen de production compenserait environ la perte de celle des TAC. Selon la problématique exprimée par RTE, ceci permettrait de sécuriser la Zone Sud jusqu'en 2020, mais laisserait entière la question de l'opportunité de privilégier un dispositif type CCCG plutôt que des TAC. Se poserait également la question de la gestion du risque encouru par le réseau entre la fermeture des TAC et la mise en service de la CCCG, soit une période allant de 2 à 3 ans.

Selon le scénario 2, la puissance mobilisable serait doublée, ce dont l'utilité n'est pas attestée par RTE pour la sécurisation de la Zone Sud avant l'échéance de 2020, ce qui remettrait en cause le caractère d'urgence du projet décidé par l'État.

Dans un cas comme dans l'autre, il est nécessaire pour le public d'obtenir une information sur l'opportunité d'un moyen de production de type CCCG par rapport à un moyen de type TAC pour la sécurisation du réseau. De ce fait, une information préalable et prioritaire doit être apportée sur l'opportunité de l'abandon ou non des TAC de Dirinon et Brennilis, de sorte que l'information du public et le débat requis englobent nécessairement ces deux options de production répondant au même besoin de sécurisation.

On constate des différences importantes entre les stratégies envisagées selon les régions pour la sécurisation du réseau. Ainsi, alors que les informations délivrées depuis 2010 par RTE semblent indiquer la fermeture probable des TAC disponibles en Bretagne, la stratégie adoptée en Île-de-France est toute autre, avec la construction récente de 7 nouvelles TAC pour une puissance cumulée de 1 200 MW. Les deux dernières, d'une puissance de 185 MW chacune, ont été mises en service à Montereau en novembre 2010, ce qui dément le caractère obsolète et de l'indisponibilité de ce type de moyen de production.

	Projet CCCG	Renouvellement TAC
Puissance	450 MW	285 MW en l'état
Fonctionnement annuel	4 500 à 8 000 heures	100 à 200 heures
Mise en service	2017-2018	<i>pas d'information</i>
Délai de disponibilité de la puissance nominale	1 à 3 heures	10 à 15 minutes
Délai supplémentaire de l'approvisionnement en énergie primaire	- jusqu'à 24 heures - délai de prévenance sur le réseau GRTGaz	- aucun délai - fioul stocké sur place

Caractéristiques comparatives – scénario CCCG et scénario TAC

Dans ce tableau, nous présentons succinctement les caractéristiques principales des groupes de production du point de vue du besoin de sécurisation du réseau. Contrairement aux CCCG, conçues pour la production en semi-base, les TAC sont précisément conçues pour un fonctionnement à l'hyper-pointe et le besoin de sécurisation du réseau contre les risques d'écroulement de tension. En particulier, leur temps de démarrage limité à quelques minutes et le stockage sur place du fioul garantissent l'autonomie du groupe de production pour toute la durée des pointes hivernales. A l'inverse, le fonctionnement d'une CCCG est continuellement dépendant de la tenue en pression et en débit du réseau gazier.

En conclusion, dans les circonstances du projet actuellement décidé par l'État, l'exigence de revendication déjà éprouvée autour du projet de centrale thermique de Ploufragan, et la question prioritaire du dimensionnement à la pointe ou en semi-base de la production, se trouve ici doublée d'une deuxième exigence de concertation sur le devenir même des groupes de production actuellement disponibles à Dirinon et Brennilis. Ces derniers répondent précisément à la problématique de sécurisation à la pointe du réseau électrique.

- Risques de congestion du réseau gazier et de rupture d'approvisionnement du projet CCCG de l'État

L'enjeu national du projet de l'État ne considère pas uniquement la sécurité du réseau électrique mais également celle du réseau gazier, depuis que les opérateurs publics gaziers ont lancé les premiers signaux d'alerte en 2009. La nature et l'étendue du risque gazier en relation avec le projet CCCG de l'État ne sont guère davantage connues que celui pesant sur le réseau électrique, en l'état des informations disponibles.

Toutefois, on peut d'ores et déjà considérer que le projet CCCG de l'État intervient à deux titres dans la problématique de la sécurité de l'approvisionnement gazier :

1/ Le projet de l'État accompagne le développement très important du parc CCCG dans la production électrique depuis 2006. Or, c'est ce développement du parc CCCG qui est actuellement l'unique moteur de croissance de consommation de gaz naturel en France : les opérateurs prévoyant une augmentation de 25% de celle-ci sur la période 2009-2019. La première conséquence à court terme évaluée par les opérateurs en l'état du parc CCCG est un risque croissant de congestion du réseau, c'est-à-dire de rupture d'approvisionnement des usagers résidentiels ou industriels lors des pointes hivernales de consommation. Ainsi, le nouveau projet CCCG de l'État participerait nécessairement à l'augmentation de ce risque.

2/ L'augmentation du risque de congestion du réseau gazier, du fait du développement du parc CCCG, débouche à son tour sur un risque croissant d'interruption de la production électrique même des CCCG, lors des pointes de consommation concomitantes de gaz et d'électricité. Cette question de bon sens fut posée dès 2007 par un rapport parlementaire, et a donné lieu à des premières mesures de sauvegarde en 2010 par la Commission de Régulation de l'Énergie : en particulier l'exigence d'une coopération nouvelle et étroite entre les gestionnaires des réseaux électrique et gazier dans l'évaluation et la gestion des risques. Ainsi, les informations disponibles sur le projet CCCG de l'État ne permettent pas de comprendre les conditions opérationnelles selon lesquelles le choix de ce type de production répondrait au besoin de sécurisation du réseau électrique. Tout au contraire, elles tendent à montrer le caractère spécifiquement fragile du réseau gazier dans le secteur du projet.

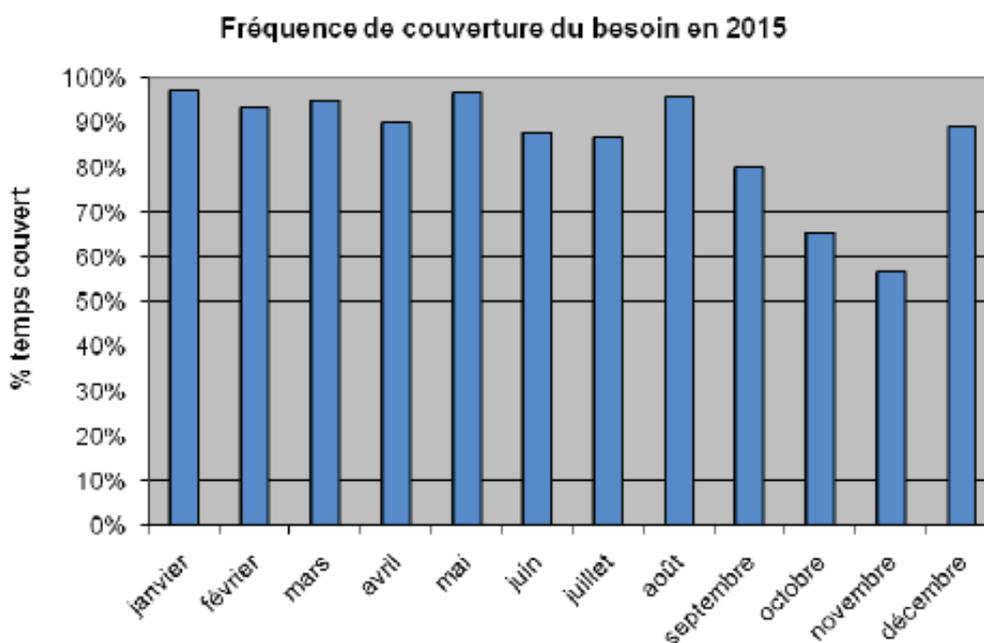
Tout d'abord, il est remarquable que cette problématique n'ait donné lieu à aucune réponse de l'État malgré les questions réitérées de différents participants de la Conférence bretonne de l'énergie (cf. contributions des acteurs à la 3^{ème} CBE et compte rendu du Groupe de travail Approvisionnement du 11 avril 2011 en Annexe 4). Les seuls éléments disponibles sur l'approvisionnement gazier du projet CCCG permettent un dimensionnement général :

- une augmentation de 35% à 70% de la consommation totale de gaz en Bretagne, à partir de la consommation de référence en 2009, pour 4 500 à 8 000 h/an de fonctionnement de la CCCG ;
- un secteur d'implantation globalement inadapté compte-tenu de l'éloignement du point de stockage le plus proche, Montoir-de-Bretagne, et nécessitant en conséquence un investissement totalement inédit en France pour l'approvisionnement d'une CCCG.

Pour le reste, la problématique gazière du projet CCCG de l'État ne peut être approchée qu'au moyen des éléments de contexte national publiés par la Commission de Régulation de l'Énergie suite aux consultations publiques menées en 2009 et 2010 concernant la question spécifique de l'approvisionnement des CCCG sur la sécurité gazière.

A la demande de la Commission, les gestionnaires du réseau gazier ont réalisé une étude conjointe et prospective de la capacité du système gazier à répondre aux demandes spécifiques du parc national de CCCG. Cette étude propose notamment, pour la période 2010-2015 une simulation de l'adéquation du système gazier à répondre à la demande prévisionnelle du parc de centrales dont les résultats sont exprimés au pas mensuel. Ils se traduisent par une probabilité en nombre de jours d'incapacité du système à soutenir l'ensemble de la demande journalière : usagers résidentiels, industriels et centrales électriques.

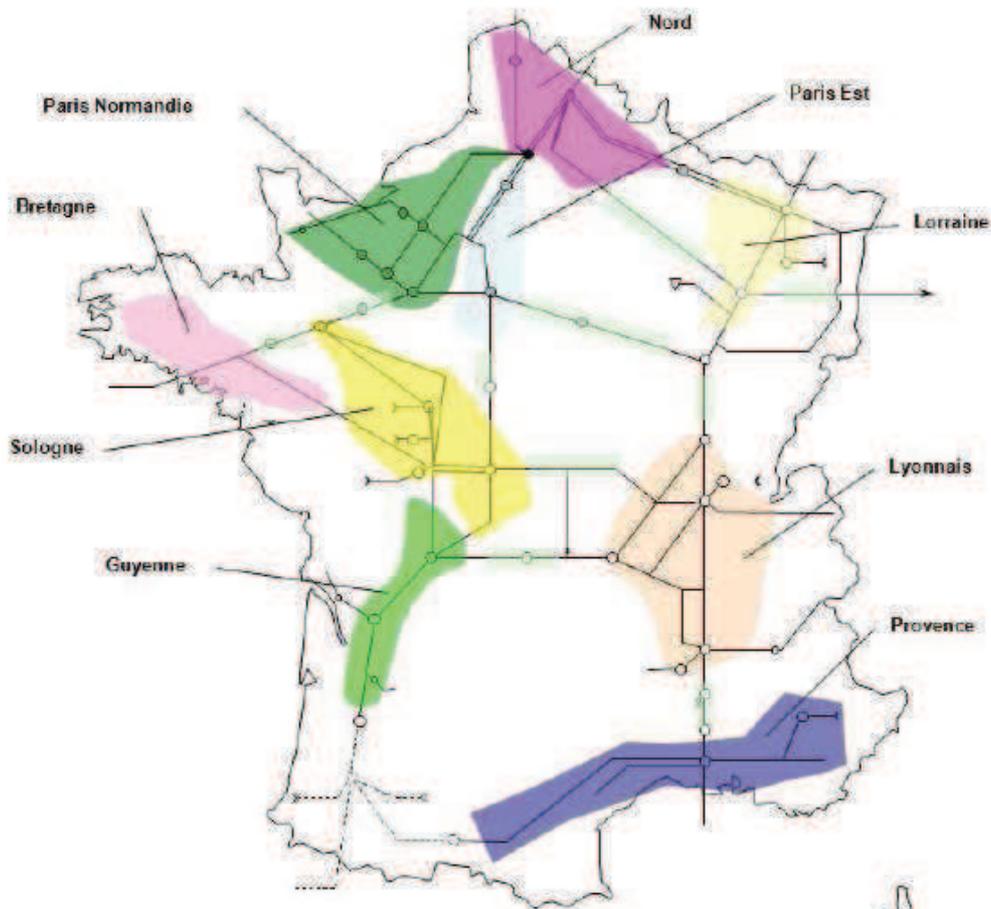
Les évaluations GRT prévoient une situation critique dès le début de l'hiver 2011-2012 avec une probabilité de quatre jours de congestion du réseau sur les mois d'octobre et novembre 2011. Naturellement, les risques sont appelés à augmenter d'année en année avec l'accroissement du parc de centrales, et sont les plus importants au début de l'hiver. En 2013, le risque est porté à 21 jours sur l'année, et jusqu'à 52 jours en 2015.



Evaluation de l'équilibre offre-demande sur le réseau gazier – estimation pour 2015
GRTGaz-TIGF, mars 2010

Cette première étude publiée en mars 2010 est insuffisante à elle seule pour apprécier localement la probabilité et l'intensité du risque : les résultats présentant un risque global pour le réseau national. Toutefois, on peut déjà considérer qu'elle minore le risque concernant l'approvisionnement du projet CCG de l'État, qui lui-même n'a pas été comptabilisé à cette date dans le parc CCG prévisionnel.

En effet, cette première évaluation n'a porté que sur des "conditions standard de consommation" : elle ne prend en compte ni le risque d'avarie d'un ouvrage du réseau – gazoduc, station de compression, stockage ou terminal – ni le risque d'épisode de froid intense de *pointe* à 2%. Ces conditions de risque sont pourtant celles prises en compte par RTE dans l'évaluation du besoin de sécurisation du réseau électrique.



Maillage dynamique du réseau pour la flexibilité d'approvisionnement des CCCG
GRTGaz, mars 2011

GRTGaz a défini plusieurs *mailles dynamiques* du réseau pour pouvoir appliquer les différentes mesures de sauvegarde du système vis-à-vis de la consommation des CCCG. Selon GRTGaz, la consommation d'une tranche CCCG est comparable à celle de l'agglomération de Rennes en hiver. La flexibilité du réseau à pouvoir soutenir de tels sauts de consommation, selon que l'une ou l'autre des CCCG démarre ou bien arrête sa production, est essentiellement liée à la capacité des stockages de gaz et à leur proximité : cette fonctionnalité du réseau varie selon chacune des mailles dynamiques organisées autour des différents ouvrages de stockage du gaz. La conséquence essentielle en est que GRTGaz doit entreprendre une série d'études pour chacune des mailles pour déterminer le niveau relatif de sécurité et des contraintes applicables en conséquence aux clients CCCG.

La maille appelée ici "*Bretagne*", recouvrant en fait, en plus des départements bretons, la Loire-Atlantique, la Vendée, le Maine-et-Loire et les Deux-Sèvres, sera la dernière étudiée par GRTGaz, soit en avril 2012. La maille est organisée autour du terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne, qui était exploité à 87% de ses capacités d'injection avant la mise en service de la nouvelle CCCG attenante. Le projet d'augmentation des capacités d'injection et de stockage du terminal n'est pas encore décidé à ce jour : "*l'open season*" lancée en 2006 par Suez-GDF n'a pas encore abouti, témoignant de possibles difficultés de financement.

Ainsi, et en toute rigueur, il est nécessaire que l'opportunité du projet CCCG de l'État soit appréciée dans l'hypothèse où les capacités du terminal de Montoir puissent ne pas être augmentées ni mêmes renouvelées après 2013, et de la même façon qu'a été considérée jusqu'ici l'hypothèse de fermeture des TAC de Dirinon et Brennilis.

3. INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES MAJEURES

Le cahier des charges de l'appel d'offres de l'État exige de la part des candidats la fourniture d'une note d'évaluation des impacts environnementaux du projet. A savoir, l'identification des principaux enjeux environnementaux du site d'une part, en termes d'activités susceptibles d'être impactées et d'autre part en termes environnementaux, ceci au regard des caractéristiques de l'installation de production, et des principaux impacts attendus de l'installation.

Par ailleurs, le cahier des charges précise que la sélection définitive du candidat, et donc du site d'implantation de la CCCG, ouvrirait une procédure d'autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement. A ce stade, la réalisation d'une étude d'impact et d'une étude des risques et dangers potentiels seraient requises pour évaluer précisément les incidences du projet sur l'environnement humain, naturel et industriel.

L'information du public sur les incidences locales du projet, pour partie d'entre elles, serait inhérente à la sélection du site et à la procédure d'enquête publique prévue à l'issue de l'appel d'offres. Cette procédure aurait notamment pour objet d'informer et de recueillir l'avis du public sur les risques accidentels, suite aux précédents connus sur ce type d'installation. L'accident le plus grave à ce jour étant celui survenu sur le site CCG de Middletown – Connecticut – en février 2009 : l'explosion d'une conduite de gaz dans l'enceinte de la centrale pendant la phase de chantier a provoqué la mort de 14 personnes et des dommages considérables sur les zones industrielle et résidentielle riveraines.

De la même façon, la procédure d'enquête publique devrait considérer les impacts permanents de ce type d'installation, notamment les émissions polluantes et sonores présentant des risques sanitaires pour les riverains.

Toutefois, il est nécessaire de disposer d'une information préalable sur un premier lot d'impacts permanents du projet de l'État, dans la mesure où ceux-ci sont indifférents à l'implantation du site et constituent des incidences majeures pour l'ensemble de la région Bretagne. Ces différents postes d'incidences environnementales majeures doivent être pris en compte dans l'évaluation de l'opportunité du projet de l'État, dans la mesure où plusieurs solutions alternatives pour la sécurisation du réseau électrique pourraient générer des impacts moindres, voire quasi nuls, en particulier le développement des dispositifs d'effacement de consommation.

Le bilan annuel de fonctionnement de la tranche CCCG peut être appréhendé d'après les évaluations très proches fournies par les études d'impact relatives aux unités de production déjà construites et/ou autorisées en France. Celles-ci proposent habituellement des hypothèses de fonctionnement de 4 500 à 8 000 heures annuelles.

Bilan annuel CCG 450 MW		4 500 h	8 000 h	impact sur le bilan régional Bretagne
<i>CONSOMMATIONS</i>				
GAZ	Mm ³	407	724	+35% à +62% de la consommation totale
EAU	Mm ³	2,4	4,3	+7% à +13% de la consommation industrielle
<i>EMISSIONS</i>				
GES (gaz à effet de serre)	kt eq.CO ₂	740	1 315	+5% à +8% des émissions totales
NOx (oxydes d'azote)	t	545	969	+33% à +58% des émissions industrielles
SOx (oxydes de soufre)	t	110	196	+14% à +26% des émissions industrielles

Évaluation préliminaire des impacts régionaux du projet CCCG de l'État, d'après les données fournies par Direct Energie pour les projets CCCG de Verberie (60) et Hambach (57)

Les postes de consommation et d'émission de la tranche CCCG sont d'une importance telle qu'ils doivent être comparés au bilan de consommation et d'émission de l'ensemble de la région Bretagne. Nous avons évalué ici l'impact du projet de l'État vis-à-vis des niveaux de référence indiqués par le groupement d'intérêt public Bretagne Environnement (données : GIPBE-Oreges 2011 d'après SOeS et ADEME).

Concernant les postes de consommation eau et gaz naturel, il est donc nécessaire d'informer et de requérir la participation du public sans attendre la sélection du site dans la mesure où les niveaux de consommation auraient des conséquences de dimension régionale, que celles-ci se traduisent en impacts quantitatifs sur la disponibilité des ressources et/ou en impacts financiers pour les services publics du gaz et de l'eau.

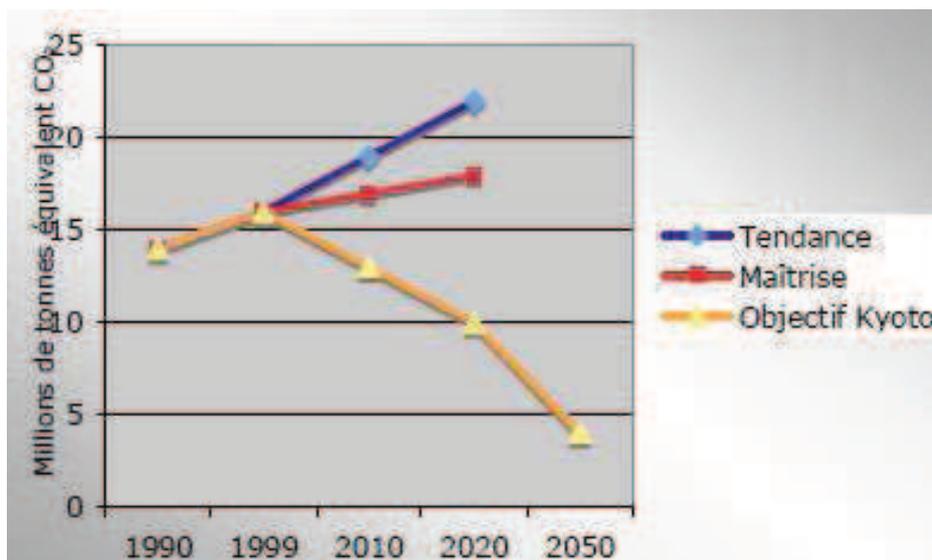
Concernant les postes d'émission atmosphérique, il convient de distinguer d'un côté, les impacts locaux, c'est-à-dire les effets sanitaires auxquels pourraient être exposés les riverains du site définitif et par ailleurs, les impacts régionaux et globaux qui peuvent d'ores et déjà être pris en compte, quel que soit le site définitif retenu.

Le projet de tranche CCCG de l'État deviendrait ainsi l'établissement industriel le plus émetteur de CO₂, d'oxydes d'azote (NO_x) et de soufre (SO_x) parmi les 163 établissements bretons inscrits en 2008 au Registre français des émissions polluantes.

Les niveaux d'émissions de NO_x et SO_x générés par la tranche CCCG ne doivent ainsi pas uniquement être considérés du point de vue des effets sanitaires des riverains immédiats du site, mais également du point de vue de la contribution de la tranche CCCG aux effets de la pollution à longue distance générée par les secteurs industriel et de transport :

- pollution photochimique et production indirecte d'ozone ;
- acidification des sols et de l'eau par retombées atmosphériques ;
- eutrophisation de l'eau par retombées atmosphériques.

- Incidence du projet CCCG de l'État sur l'objectif régional de réduction des émissions de gaz à effet de serre



Prévisions d'évaluation des émissions de Gaz à effet de serre en Bretagne, CESR, juin 2009

Enfin, l'impact climatique du projet CCCG de l'État peut également être appréhendé quel que soit le site d'implantation du projet. A ce titre, le niveau d'émission de gaz à effet de serre du projet peut être comparé aux prévisionnels effectués par le Conseil économique et social de Bretagne concernant la capacité de la région à satisfaire les objectifs du Protocole de Kyoto et de la loi POPE - Loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique - du 13 juillet 2005.

Le CESR - Conseil économique et social régional - a ainsi défini trois scénarios prospectifs pour la région, et alerté sur le niveau important des efforts devant être souscrits par la région pour atteindre le Facteur 4 en 2050 (voir graphique ci-dessus). Le passage du scénario tendanciel au scénario de maîtrise des émissions représente ainsi, pour l'année 2020, une réduction de 4 millions de tonnes équivalent CO₂ pour le total des émissions régionales.

Le fonctionnement de la tranche CCCG représentant à elle seule un poste d'émission estimé à 1 million de tonnes équivalent CO₂, c'est l'ensemble de la région qui serait contrainte de mettre en œuvre un effort supplémentaire de 25% de réduction de ses émissions pour atteindre le scénario de maîtrise préconisé par le CESR.



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

ANNEXE 4 – ÉLÉMENTS PUBLIÉS PAR LE MAITRE D'OUVRAGE

APPEL D'OFFRES DU 25 JUIN 2011

Avis d'appel d'offres sur le site du Journal Officiel de l'Union Européenne :

<http://ted.europa.eu/udl?uri=TED:NOTICE:198224-2011:TEXT:FR:HTML&src=0>

Information sur le site de la Commission de Régulation de l'Énergie :

<http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appele-d-offres-relatif-a-une-installation-de-production-electrique-de-type-cycle-combine-a-gaz-en-bretagne>

Documents ci-joints :

- **Document 1 : Cahier des charges de l'appel d'offres 25/06/2011**

CONSULTATION PREALABLE AU LANCEMENT DE L'APPEL D'OFFRES

Information sur le site du ministère de l'Écologie supprimée le 21 avril 2011

Document ci-joint :

- **Document 2 : Projet de conditions de l'appel d'offres 05/04/2011**

PACTE ELECTRIQUE BRETON

Information disponible sur le site de la Conférence bretonne de l'énergie :

http://www.plan-eco-energie-bretagne.fr/jcms/c_7294/conference-bretonne-de-l-energie

Documents ci-joints :

- **Document 3 : Pacte électrique breton signé 14/12/2010**
- **Document 4 : Diaporama présenté lors de la signature du pacte 14/12/2010**

CONFERENCE BRETONNE DE L'ENERGIE

Information sur l'instance et ensemble des documents téléchargeables :

http://www.plan-eco-energie-bretagne.fr/jcms/c_7294/conference-bretonne-de-l-energie

Nous avons compilé la totalité des documents dans lesquels le projet de centrale dans l'aire de Brest est évoqué par l'Etat et/ou l'un ou l'autre des participants de la CBE.

A l'exception du diaporama présenté par RTE le 19 janvier 2010 : même si le projet n'est pas encore mentionné à l'époque, ce document est déterminant dans la mesure où il présente la problématique qui a fondé par la suite l'opportunité du projet selon l'Etat.

A noter qu'il n'existe aucun document spécifique au projet lui-même, celui-ci étant de fait « noyé » en évocations très succinctes parmi diverses autres thématiques. Le « dossier » disponible sur le projet est par conséquent très volumineux et peu lisible.

Documents ci-joints :

- **Document 5 : Diaporama RTE présenté en réunion plénière 1^{ère} CBE 19/01/2010**
- **Document 6 : Compte rendu de réunion du GT Approvisionnement 17/09/2010**
- **Document 7 : Diaporama RTE présenté au GT Approvisionnement 17/09/2010**
- **Document 8 : Compte rendu de réunion plénière 3^{ème} CBE 24/09/2010**
- **Document 9 : Compte rendu de réunion du GT Approvisionnement 11/04/2011**
- **Document 10 : Diaporama RTE présenté au GT Approvisionnement 11/04/2011**



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 1

**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**

25 juin 2011

Écologie Sans Frontière
22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire
1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables
10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature
Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are
Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92



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

1 Contexte et objet de l'appel d'offres



La Bretagne est une « péninsule électrique ». La part locale de la production d'électricité dans la consommation de la région est très faible, de l'ordre de 8%. Le réseau de transport d'électricité, qui permet d'acheminer l'énergie en provenance d'autres régions, arrive à saturation lors des vagues de froid. Par ailleurs, cette région fait face à une demande croissante, du fait de son dynamisme démographique et d'un fort taux de pénétration du chauffage électrique dans les nouveaux logements.

Cette situation critique a fait l'objet d'une concertation dont la concrétisation fut la signature du pacte électrique breton par l'Etat, le Conseil régional de Bretagne, l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME), Réseau de transport d'électricité (RTE) et l'Agence nationale de l'habitat (ANAH). Ce pacte décrit un programme pour assurer l'avenir énergétique de la Bretagne et s'appuie sur trois piliers : maîtrise de la demande, production d'énergies renouvelables et sécurisation de l'alimentation.

Cette concertation s'est tenue dans le cadre de la Conférence bretonne de l'Énergie, mise en place en janvier 2010 à l'initiative du préfet de région et du président du Conseil régional de Bretagne. Cette instance réunit l'ensemble des acteurs de l'énergie sur le territoire dans un souci de transparence et de concertation : services de l'Etat et instances publiques, élus et représentants des collectivités territoriales, acteurs du monde économique et professionnel, organisations syndicales et patronales, société civile et associations.

Lors de la 3^{ème} Conférence bretonne de l'énergie en septembre 2010, le constat de la fragilité électrique de la Bretagne et la nécessité d'un moyen de production complémentaire ont été partagés avec l'ensemble des acteurs bretons de l'énergie. La question de l'acceptabilité des projets structurants a été identifiée comme un levier essentiel de réussite de ces derniers, et c'est pourquoi l'Etat en région agit, au côté du Conseil régional et de leurs partenaires, pour assurer la concertation la plus large possible autour de ces projets. Les élus locaux ont

contribué à la réflexion ayant abouti à la signature du pacte électrique et sont des acteurs incontournables de sa mise en œuvre.

Lors de la 4^{ème} Conférence bretonne de l'énergie réunie le 19 avril 2011, l'Etat et la Région ont présenté l'état d'avancement des actions prévues dans les trois volets du pacte électrique et continueront de le faire de manière régulière au travers de cette enceinte de concertation.

La sécurisation de l'alimentation électrique comprend notamment l'implantation d'un nouveau moyen de production classique. Selon le pacte, la solution la plus adaptée est « *un cycle combiné à gaz (CCG). Il s'agit d'un mode de production à haute performance énergétique, fonctionnant dans le cadre du marché électrique, et qui utilise uniquement le gaz naturel, combustible le moins émetteur de CO₂ parmi les combustibles fossiles. La puissance active garantie de cette unité sera d'environ 450 MW. La localisation la plus pertinente se situe dans l'aire de Brest* ».

L'objet de cet appel d'offres est donc de permettre l'implantation de cette centrale dans l'aire de Brest, en finançant, dans les conditions prévues à l'article L.311-10 du code l'énergie, les surcoûts liés à la localisation de l'installation, à l'acheminement du gaz et à la date prévue de mise en service.

L'appel d'offres s'inscrit dans le cadre de l'article L.311-10 du code l'énergie et s'appuie sur la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), rapport remis au Parlement en juin 2009, qui identifie les risques pour la sécurité d'approvisionnement en Bretagne et souligne la nécessité d'implanter un moyen de production classique dans la région.

Peut participer à cet appel d'offres toute personne désirant construire et exploiter une unité de production d'électricité, sous réserve des dispositions des articles L.2224-32 et L.2224-33 du code général des collectivités territoriales.

En application du [décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002](#), la Commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de la mise en œuvre de la procédure d'appel d'offres : sur la base des conditions définies par le ministre chargé de l'énergie, elle propose un projet de cahier des charges, que le ministre peut modifier avant d'arrêter. Elle répond aux questions éventuelles des candidats, reçoit, instruit et note les dossiers de candidature, puis donne un avis motivé sur le choix qu'envisage d'arrêter le ministre.

Le fait pour un candidat d'être retenu dans le cadre du présent appel d'offres ne préjuge en rien du bon aboutissement des procédures administratives qu'il lui appartient de conduire et, en particulier, de celles destinées à obtenir toutes les autorisations nécessaires, notamment celles relatives à l'occupation du domaine public et à la préservation de l'environnement.

Le fait pour un candidat d'être retenu dans le cadre du présent appel d'offres lui donne droit à la délivrance d'une autorisation d'exploiter dans les conditions prévues à l'article L. 311.11 du code de l'énergie.

A l'issue du processus de sélection, le ministre chargé de l'énergie notifiera sa décision au candidat retenu.

SOMMAIRE

1	Contexte et objet de l'appel d'offres.....	1
2	Dispositions générales	4
2.1	Forme de l'offre	4
2.2	Concurrence	4
2.3	Exploitation du moyen de production	4
2.4	Engagement de mise en service du candidat.....	5
2.5	Conformité des installations.....	5
2.6	Signature du formulaire de candidature	5
2.7	Envoi des dossiers de candidature.....	5
2.8	Communication entre les candidats et la CRE	6
2.9	Procédure d'ouverture	6
2.10	Déroulement ultérieur de la procédure.....	6
3	Conditions techniques et financières	7
3.1	Caractéristiques de l'installation	7
3.1.1	Conditions techniques	7
3.1.2	Conditions d'implantation.....	7
3.1.3	Conditions de raccordement au réseau de transport d'électricité.....	8
3.1.4	Conditions de raccordement au réseau de transport de gaz naturel	9
3.2	Respect de l'environnement	10
3.3	Fonctionnement de l'installation	10
3.4	Rémunération	11
3.4.1	Durée du contrat d'achat	11
3.4.2	Achat d'électricité	11
3.4.3	Prime	11
3.4.1	Certificat de capacité.....	14
3.5	Caractéristiques du candidat.....	15
4	Pièces à produire par le candidat.....	15
4.1	Caractéristiques générales du projet.....	15
4.2	Caractéristiques générales du candidat	16
4.2.1	Structure organisationnelle et solidité technique	16
4.2.2	Structure juridique et solidité financière	16
4.3	Evaluation des impacts environnementaux	17
4.4	Acceptabilité locale	18
4.5	Evaluation des propositions	18
5	Instruction des dossiers.....	19
5.1	Pondération des critères	19
5.2	Prime	19
5.3	Date de mise en service.....	19
5.4	Choix du site et environnement.....	20
6	Modalités du contrat d'achat	20
6.1	Durée du contrat	20
6.2	Pénalités	20
6.2.1	Demande d'autorisation au titre des ICPE	20
6.2.2	Mise en service industriel.....	21
6.3	Conditions techniques	21
6.4	Maintenance programmée	21
6.5	Différends.....	22

2 Dispositions générales

2.1 Forme de l'offre

Une offre doit respecter les dispositions du présent cahier des charges, conformément aux paragraphes 2 « *Dispositions générales* » et 4 « *Pièces à produire par le candidat* » et au formulaire de candidature joint en annexe 1 ; toutes les informations, la documentation et les pièces justificatives requises pour un projet, dont la liste figure en annexe 2, doivent être fournies au format demandé et en français. **L'absence d'une pièce¹ entraîne le rejet du dossier concerné**, conformément au paragraphe 2.10.

Les éléments financiers de l'offre permettant la détermination du prix de l'électricité doivent figurer exclusivement dans une enveloppe dédiée. L'accès à ces documents sera strictement limité à la CRE.

En plus de la copie papier demandée, le candidat doit fournir, sur CD-ROM, le formulaire électronique de candidature (annexe 1) dûment rempli ainsi qu'une reproduction au format « pdf » de son dossier de candidature. Le formulaire électronique de candidature est disponible sur le site internet de la CRE (www.cre.fr). L'ensemble du formulaire de l'**annexe 1** peut être imprimé directement à partir du formulaire électronique.

Le candidat est informé qu'il n'aura droit à aucune indemnité pour les frais qu'il aura pu engager pour participer au présent appel d'offres et à l'élaboration de son dossier.

2.2 Concurrence

L'article 4 du [décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002](#) dispose que plusieurs personnes morales peuvent présenter une candidature commune.

Toutefois, afin d'assurer des conditions de concurrence effective entre les candidats, aucune personne physique ou morale ne pourra présenter plus d'une candidature, soit directement, soit par l'intermédiaire d'une ou plusieurs personnes physiques ou morales sur lesquelles elle exerce ou peut exercer, seule ou conjointement, une influence déterminante.

2.3 Exploitation du moyen de production

Conformément aux dispositions de l'article L. 311.10 du code de l'énergie, le candidat s'engage à être l'exploitant de l'installation de production. C'est lui qui recevra l'autorisation d'exploiter l'installation. Il ne peut pas indiquer dans son offre que si son projet est retenu, une autre société sera titulaire de l'autorisation d'exploiter.

¹ Une pièce envoyée après la date limite d'envoi ou de dépôt, ou non conforme aux spécifications du cahier des charges, est considérée comme absente du dossier.

Toutefois, un changement d'exploitant peut être envisagé. Il devra cependant être autorisé par une décision du ministre chargé de l'énergie acceptant le transfert de l'autorisation d'exploiter du titulaire de l'autorisation au nouveau pétitionnaire, en application de l'article L. 311. 5 du code de l'énergie et dans les conditions prévues par l'[article 9 du décret n°2000-877](#) du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité. Ce changement pourrait être refusé notamment si la société créée ultérieurement n'offre pas des garanties financières équivalentes à la société candidate.

2.4 Engagement de mise en service du candidat

Conformément à l'article 7 du [décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002](#), la remise d'une offre vaut engagement du candidat à mettre en service l'installation de production. En conséquence, le candidat n'est pas autorisé à proposer une offre sur laquelle porte une condition d'exclusion².

Conformément à ce même article, l'absence de mise en service de l'installation de production dans le délai prévu pourra faire l'objet des sanctions prévues à l'article L.142-31 du code de l'énergie.

2.5 Conformité des installations

L'installation de production proposée doit respecter la réglementation et les normes applicables. Le fait pour un candidat d'être retenu dans le cadre du présent appel d'offres ne le dispense pas d'obtenir toutes les autorisations administratives nécessaires relatives à la conformité de son installation.

2.6 Signature du formulaire de candidature

Si le candidat est une personne physique, il doit signer personnellement le formulaire de candidature fourni en annexe 1.

Si le candidat est une personne morale, le formulaire doit être signé par son représentant légal, tel que désigné dans ses statuts.

En cas de candidature présentée par plusieurs personnes morales différentes, le formulaire doit être signé par le représentant de la personne morale mandataire.

2.7 Envoi des dossiers de candidature

Le dossier de candidature doit être envoyé, cachet de la poste faisant foi, ou déposé avant le mercredi 28 décembre 2011 à 17h00, à l'adresse suivante :

Commission de régulation de l'énergie
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08

² L'offre faite ne doit pas prévoir que la réalisation de l'installation est subordonnée à des faits extérieurs hors obtention des autorisations administratives.

La responsabilité du dépôt du dossier à l'adresse indiquée par tout moyen incombe au demandeur qui pourra en obtenir la preuve sur place.

Chaque dossier de candidature sera composé d'un original (comportant toutes les pièces demandées par le présent cahier des charges et dont la liste figure à l'annexe 2), d'une copie papier et de la reproduction au format électronique « pdf » sur CD-ROM de l'original.

L'enveloppe contenant le dossier de candidature devra comporter le nom et l'adresse exacte du candidat, ainsi que les mentions « *Appel d'offres CCG Bretagne* » et « *Confidentiel* ».

2.8 Communication entre les candidats et la CRE

Les questions relatives à cet appel d'offres doivent être adressées au président de la CRE ou par le biais du site Internet www.cre.fr.

Une réponse sera apportée à toute demande adressée au plus tard deux (2) mois avant la date limite d'envoi des dossiers de candidature. Afin de garantir l'égalité d'information des candidats, les questions et réponses seront rendues publiques sur le site Internet de la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

2.9 Procédure d'ouverture

La CRE procède à l'ouverture des offres dans un délai de quatorze (14) jours à compter de la date limite d'envoi des dossiers de candidature indiquée dans l'avis d'appel d'offres publié au *Journal officiel* de l'Union européenne. Elle rejette tout dossier incomplet (*i.e.* pour lequel il manque au moins une pièce requise par le présent cahier des charges).

La séance d'ouverture des offres n'est pas publique.

Tout dossier de candidature envoyé, cachet de la poste faisant foi, ou déposé après le mercredi 28 décembre 2011 à 17h00 est retourné au candidat concerné sans avoir été ouvert.

2.10 Déroulement ultérieur de la procédure

Le présent paragraphe décrit les étapes ultérieures de la procédure d'appel d'offres.

La CRE établit la liste des dossiers complets et celle des dossiers incomplets et transmet ces listes au ministre chargé de l'énergie. Ces listes ne sont pas publiques.

La CRE détermine, parmi les dossiers complets, les candidatures respectant les conditions d'admissibilité mentionnées au point 3.

La CRE conduit la procédure de sélection et transmet au ministre chargé de l'énergie, dans un délai de deux (2) mois à compter de la date de remise des candidatures, une fiche d'instruction pour chaque dossier, faisant notamment apparaître la note chiffrée obtenue en application de la grille de notation du paragraphe 5.1 du présent cahier des charges, ainsi qu'un rapport de synthèse. Ces éléments ne sont pas publics.

Le ministre chargé de l'énergie désigne le candidat retenu, après avoir recueilli l'avis motivé de la CRE sur ce choix, et lui délivre l'autorisation d'exploiter définie à l'article L. 311.5 du code de l'énergie ou déclare l'appel d'offres infructueux ou sans suite. Il avise les candidats non retenus du rejet de leur(s) dossier(s).

3 Conditions techniques et financières

Pour bénéficier d'une instruction complète et être classée, l'installation de production d'électricité proposée par le candidat doit respecter les conditions suivantes.

3.1 Caractéristiques de l'installation

3.1.1 Conditions techniques

L'installation de production d'électricité doit :

- faire appel à la technologie des cycles combinés. Le candidat précisera la puissance active garantie P_{gar} que le producteur s'engage à être en mesure d'injecter sur le réseau, sur la durée du contrat. Cette puissance active devra être de 450 MW (+15%/-10%). Les conditions de vérifications de cette valeur au cours du contrat sont détaillées au paragraphe 3.4.3.1. ;
- utiliser exclusivement le gaz naturel comme source d'énergie primaire ;
- avoir un rendement électrique sur PCI r de 54% minimum (cas du refroidissement à air) ou 57% minimum (cas du refroidissement à eau). 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. Le rendement r s'entend à puissance nominale, dans des conditions ISO, à la mise en service de la centrale ;

3.1.2 Conditions d'implantation

L'installation de production doit être intégralement comprise dans un périmètre défini comme l'union des trois (3) aires suivantes, dans la limite des frontières du département du Finistère :

- Vingt cinq kilomètres (25km) autour du poste de transformation RTE de Loscoat (latitude 48 degré, 25 minutes 33,95 secondes et longitude 355 degrés, 30 minutes 13,92 secondes),
- Vingt cinq kilomètres (25km) autour du poste de transformation RTE de La Martyre (latitude 48 degrés 26 minutes 38,38 secondes et longitude 355 degrés 48 minutes 21,74 secondes),
- Trente kilomètres (30km) autour du poste de transformation RTE de Brennilis (latitude 48 degrés 21 minutes 17,67 secondes et de longitude 356 degrés 7 minutes 57 secondes) ;

Pour toute question ou précision relative aux contraintes applicables sur les sites, les candidats devront s'adresser au préfet du Finistère jusqu'à un (1) mois avant la date de remise des offres.

Les communications postales devront être envoyées à l'adresse suivante :

Monsieur le préfet
Appel d'offres pour un cycle combiné à gaz
Préfecture du Finistère
42 boulevard Dupleix
29320 Quimper Cedex

Les communications électroniques devront être envoyées à prefecture@finistere.gouv.fr et devront avoir pour objet « Appel d'offres pour un cycle combiné à gaz ».

Le candidat communique au préfet de région Bretagne, au plus tard le 23 septembre 2011, l'ensemble des sites qu'il étudie ainsi que l'avancement des études liées à chacun d'eux, notamment celles liées à l'acquisition du terrain et aux raccordements aux réseaux de transport gaz et électrique. Il présente également les modalités de concertation locale qu'il compte mettre en œuvre dans le cadre de l'élaboration de son offre.

Ce courrier devra être envoyé à l'adresse suivante :

Monsieur le préfet
Appel d'offres pour un cycle combiné à gaz
Préfecture de la Région Bretagne
3 Avenue de la Préfecture
35000 Rennes

3.1.3 Conditions de raccordement au réseau de transport d'électricité

Le raccordement au réseau public de transport d'électricité sera réalisé au choix :

- en liaison souterraine 225kV sur l'un des postes de transformation suivants : Loscoat, La Martyre, Brennilis ;
- en liaison souterraine 225kV sur le poste de transformation RTE de Squvidan. Dans ce cas, la note obtenue pour le critère « prime » (cf. 5.1) sera diminuée de vingt pourcents (20%) ;
- en raccordement direct sur la ligne 400kV Cordemais – La Martyre. Dans ce cas, la note obtenue pour le critère « prime » (cf. 5.1) sera diminuée de dix pourcents (10%).

Le présent appel d'offres étant réalisé avec ces impératifs de localisation et sous le régime de l'article L. 311.10 du code de l'énergie, à l'annonce de l'organisation de l'appel d'offres, RTE rend publique, conformément à sa procédure de traitement des demandes de raccordement, la liste des postes sur lesquels une réservation de capacité est opérée au bénéfice du futur attributaire, ainsi que le volume réservé par poste.

Dans sa demande de PTF, le candidat précisera que son projet s'inscrit dans le cadre du présent appel d'offres de façon à ce que RTE établisse la PTF sur la base de la capacité réservée. Il est rappelé que seul le lauréat pourra bénéficier de cette capacité. RTE s'engage à y répondre dans un délai de trois (3) mois. La durée de validité de la PTF pourra, selon la procédure habituelle, être prolongée à six (6) mois pour permettre au candidat retenu de signer cette PTF une fois que le ministre chargé de l'énergie aura notifié le choix de son offre.

La copie de la PTF établie sera jointe au dossier de candidature.

Dans le cadre de cet appel d'offres :

- le candidat s'engage à signer la PTF avec RTE, dans le mois suivant la date de la notification de la décision du ministre ;
- l'entrée en file d'Attente, et l'attribution de la capacité d'accueil réservée au titre de l'appel d'offres, sera effective pour le seul candidat ayant :
 - présenté la « notification du ministre chargé de l'énergie avisant le producteur que son offre est retenue »,
 - accepté la PTF dans les conditions de la procédure de raccordement.

L'attention des candidats est appelée sur l'existence du [décret n° 2008-386](#) du 23 avril 2008 ainsi que l'[arrêté](#) du même jour relatifs aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.

3.1.4 Conditions de raccordement au réseau de transport de gaz naturel

La pression garantie par GRTgaz à l'interface avec le producteur est fixée à seize bars et demi (16,5 bars). Il s'agit du niveau de pression garanti à la sortie du poste de livraison. Ce niveau ne dépend pas de l'implantation finale du poste. Le raccordement de la centrale sera pris sur l'artère Prinquiau-Dirinon du réseau régional de transport de gaz naturel avec un niveau de NTR estimé à 12.

Dans le cadre du présent appel d'offres, GRTgaz s'engage à répondre de manière homogène, transparente et non-discriminante aux demandes des candidats selon les modalités suivantes.

Le candidat sera soumis à l'ensemble de la procédure de raccordement de GRTgaz, « *Convention d'Etude et Contrat de Raccordement* » pour les ouvrages de raccordement et « *Contrat relatif à la réservation anticipée de capacités d'acheminement sur le réseau de transport régional* » (CRAC) pour la mise à disposition de la capacité. Toutefois pour permettre aux candidats de répondre à l'appel d'offres, GRTgaz remettra à chaque candidat des éléments engageants en termes de délai mais aussi de coûts de raccordement, sous la forme de fourchette de prix avec des précisions concernant les aléas éventuels. Au plus tard un (1) mois après réception de la notification du ministre chargé de l'énergie l'avisant que son offre est retenue, le candidat devra entrer dans la procédure habituelle de raccordement (études de faisabilité puis de raccordement à travers de conventions d'études) au cours de laquelle GRTgaz lui précisera le prix final du raccordement, qui se situera dans la fourchette initiale, sauf aléas imprévisibles.

Les demandes d'étude seront acceptées jusqu'au 26 août 2011. Elles doivent être adressées à :

GRTgaz
Région Centre Atlantique
Pôle Acheminement et Développement
10, quai Emile Cormerais
BP 70252 44818 Saint Herblain Cedex.
Adresse Mail : rca-commercial@grtgaz.com

GRTgaz s'engage à répondre à chaque demande avant le 18 novembre 2011. En cas de problème majeur détecté sur un site donné, GRTgaz avertira le plus rapidement possible le candidat.

La copie de l'étude établie sera jointe au dossier de candidature. Les coûts des études demandées à GRTgaz ne seront pas à la charge des candidats qui n'auront pas été retenus par le ministre.

Les délais concernant le renforcement du réseau régional de transport de gaz naturel seront transmis aux candidats au plus tard le 15 novembre 2011.

3.2 *Respect de l'environnement*

Le candidat s'engage à concevoir, construire, exploiter et démanteler l'installation de manière à minimiser les impacts sur l'environnement (espèces, milieux physiques, paysages).

Le candidat s'engage à remettre en état le site à la fin de l'exploitation conformément aux dispositions du code de l'environnement et aux dispositions particulières du présent cahier des charges.

Il s'engage enfin à assurer la mise en œuvre effective (moyens techniques et financiers) des mesures ci-après :

- traitement des impacts (éviter, réduire et compenser) et du suivi de ces mesures ;
- suivi environnemental de la construction à la remise en état complète du site.

3.3 *Fonctionnement de l'installation*

Conformément au I de l'article L.321-9 du code de l'énergie, c'est le producteur qui établit les programmes de production de l'installation. Cependant, les conditions d'exploitation de la centrale devront en garantir la disponibilité tout au long de l'année sauf pendant la période de maintenance programmée et les indisponibilités fortuites.

Le producteur remettra une déclaration portant sur la disponibilité de sa centrale et s'engage à ce que les délais de mobilisation et durées minimum et maximum des offres sur le mécanisme d'ajustement soient effectuées en cohérence avec les possibilités de la machine. En tout état de cause, sauf contraintes techniques spécifiques :

- le délai de mobilisation des offres ne dépassera pas quinze (15) heures lorsque la machine est à l'arrêt et deux (2) heures lorsque la machine est en fonctionnement ;
- les durées minimum des offres d'ajustement seront inférieures ou égales à trois (3) heures pour une machine en fonctionnement, huit (8) heures pour une machine à l'arrêt ;
- il n'y aura pas de contrainte de durée maximum pour l'activation des offres d'ajustement.

Les conditions d'exploitation sont à la main du 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 et l'acheminement sur le réseau de transport de gaz. Ces conditions prévoient notamment l'obligation pour le producteur de désigner un Responsable d'Equilibre, de fournir les services au système électrique conformément au Cahier des charges des capacités constructives de l'installation de production et au Contrat de participation aux Services Système, de mettre à disposition de RTE la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible dans l'offre sur le Mécanisme d'Ajustement (MA).

Les données concernant la disponibilité de la centrale et sa participation sur le mécanisme

d'ajustement seront transmises à la CRE.

3.4 Rémunération

3.4.1 Durée du contrat d'achat

Comme précisé en 6.1, le contrat d'achat démarre à la mise en service de l'installation et sa durée est de vingt (20) ans.

3.4.2 Achat d'électricité

Conformément à l'article L. 311-12 du code de l'énergie, lorsqu'il n'est pas retenu, Electricité de France est tenu de conclure un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres.

Ce contrat prévoit que le producteur est libre de placer la totalité de sa production sur le marché. S'il le souhaite, il peut également vendre à l'acheteur obligé, EDF, une partie de sa production d'électricité, à un tarif P' défini ci-dessous. Cette vente à l'acheteur obligé se fera sous la forme de notifications d'échange de blocs (NEB). Les NEB correspondant au jour J devront avoir été déclarées au moins deux (2) heures avant la clôture du marché spot journalier en J-1.

Le tarif P' est défini comme suit :

$$P' = 95 \% * P_{\text{marché}}$$

Avec $P_{\text{marché}}$ égal au prix horaire observé sur le marché EPEX SPOT.

3.4.3 Prime

3.4.3.1 Niveau de la prime

Dans le cadre du présent appel d'offres, le producteur touchera une prime fixe annuelle P_T , calculée comme le produit de la puissance active garantie P_{gar} et d'une prime P exprimée en €/MW/an. Cette prime fixe est destinée à couvrir uniquement les surcoûts liés à la localisation de l'installation, à l'acheminement du gaz et à la date prévue de mise en service.

Le candidat propose, en détaillant les étapes du calcul et toutes les hypothèses qui s'y rapportent, la prime P exprimée en €/MW/an. L'ensemble de ces éléments est repris dans une note (référence D 2) qui sera portée à la seule connaissance de la CRE.

Le versement de la prime fixe est conditionné au maintien de l'ensemble des autorisations d'exploiter et des contrats avec les gestionnaires de réseau, ainsi qu'au maintien de la puissance garantie. Ces éléments seront contrôlés lors de la mise en service de l'installation. En liaison avec RTE, des vérifications annuelles sont envisagées.

Chaque année, la puissance active garantie sera vérifiée par le biais d'un coefficient de disponibilité calculé en dehors des périodes de maintenances programmées. Ce coefficient est défini comme le ratio entre :

- la moyenne de la puissance maximale disponible³ de laquelle on déduit l'autoconsommation, le cas échéant, si le décompte n'est pas déjà opéré en dehors des périodes de maintenance programmées ;
- la puissance active garantie lors de l'appel d'offres.

Si le coefficient de disponibilité de l'installation constaté sur l'année est supérieur à quatre-vingt quinze pourcents (95 %), alors la prime fixe P_T de l'année correspondante sera versée dans son intégralité.

Par contre, si le coefficient de disponibilité constaté sur l'année est inférieur à quatre-vingt quinze pourcents (95 %), la prime fixe P_T sera imputée, en fonction de ce coefficient de disponibilité, de la façon suivante :

- si ce coefficient de disponibilité constaté sur l'année est compris entre quatre-vingt cinq pourcents (85 %) et quatre-vingt quinze pourcents (95 %), le montant de la prime fixe versée est diminué au prorata de la différence entre quatre-vingt quinze pourcents (95 %) et le coefficient de disponibilité annuel constaté, sur la base de un pourcent (1 %) de diminution par point de disponibilité manquant ;
- si ce coefficient de disponibilité constaté sur l'année est compris entre soixante-cinq pourcents (65%) et quatre-vingt cinq pourcents (85 %), le montant de la prime fixe versée est diminué au prorata de la différence entre quatre-vingt cinq pourcents (85 %) et le coefficient de disponibilité annuel constaté, sur la base de deux pourcents (2 %) de diminution par point de disponibilité manquant ; ce malus vient en complément du malus appliqué sur la plage de disponibilité comprise entre quatre-vingt cinq pourcents (85 %) et quatre-vingt quinze pourcents (95 %) ;
- en deçà de soixante-cinq pourcents (65%), la prime fixe annuelle versée est nulle.

La prime P pourra être révisée en cours de contrat pour prendre en compte toute évolution législative ou réglementaire qui modifierait la puissance active garantie par le producteur.

3.4.3.2. Indexation au moment de la mise en service

La valeur de cette prime est indexée pour tenir compte de l'évolution des coûts entre la date de remise des offres et l'entrée en service de l'installation.

Soit $P_{T,0}$ la valeur de P_T calculée à partir de la prime P proposée en réponse à l'appel d'offres.

³ Désigne la puissance active maximale qui peut être produite par la centrale lorsque celle-ci ne participe ni au réglage primaire ni au réglage secondaire de la fréquence. Cette puissance maximale disponible pourra être vérifiée sur la base des données transmises à RTE dans le cadre de la programmation et du mécanisme d'ajustement, conformément aux règles en vigueur.

On désigne par $P_{T,1}$ la valeur de la prime fixe P_T lors de la mise en service de l'installation.

$$P_{T,1} = K \cdot P_{T,0}$$

Avec :

$$K = 0,20 \cdot \frac{FM0ABE0000_1}{FM0ABE0000_0} + 0,20 \cdot \frac{ICHTrev-TSI_1}{ICHTrev-TSI_0} + 0,5 \cdot \frac{TCR_1 \cdot NTR_1}{TCR_0 \cdot NTR_0} + 0,05 \cdot RaccElec + 0,05 \cdot RaccGaz$$

Où :

- $ICHTrev-TSI_1$ est la dernière valeur définitive connue à la date de mise en service de l'installation, de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- $FM0ABE0000_1$ est la dernière valeur définitive connue à la date de mise en service de l'installation, de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français – ensemble de l'industrie – A10 BE – prix départ usine ;
- $ICHTrev-TSI_0$ et $FM0ABE0000_0$ sont les dernières valeurs définitives des indices connues au 28 décembre 2011 ;
- TCR_1 désigne la dernière valeur connue à la date de mise en service de l'installation du terme unitaire de souscription annuelle ferme de capacité journalière de transport sur le réseau régional, défini par la CRE ;
- TCR_0 désigne la dernière valeur définitive connue au 28 décembre 2011 du terme unitaire de souscription annuelle ferme de capacité journalière de transport sur le réseau régional, défini par la CRE ;
- NTR_1 désigne la dernière valeur définitive connue à la date de mise en service de l'installation du niveau de tarification régional associé au point de livraison de gaz naturel de la centrale ;
- NTR_0 désigne la dernière valeur définitive connue au 28 décembre 2011 du niveau de tarification régional associé au point de livraison de gaz naturel de la centrale ;
- $RaccElec$ est égal à 1 si le coût final du raccordement au réseau électrique est inférieur à la borne supérieure de la fourchette de prix fournie au candidat dans la PTF évoquée en 3.1.3. Dans le cas contraire, $RaccElec$ est égal au rapport entre le coût final de raccordement au réseau électrique et la borne supérieure de la fourchette de prix fournie au candidat dans la PTF évoquée en 3.1.3 ;
- $RaccGaz$ est égal à 1 si le coût final du raccordement au réseau gazier est inférieur à la borne supérieure de la fourchette de prix fournie au candidat dans l'étude évoquée en 3.1.4. Dans le cas contraire, $RaccGaz$ est égal au rapport entre le coût final de raccordement au réseau gazier et la borne supérieure de la fourchette de prix fournie au candidat dans l'étude évoquée en 3.1.4.

3.4.3.3. Indexation au cours de la vie du contrat

La valeur de la prime est indexée au cours de la vie du projet pour tenir compte de l'évolution des coûts d'exploitation et de maintenance.

On désigne par l'indice 1 l'année de mise en service de l'installation. La prime fixe $P_{T,k}$

correspondant à la $k^{\text{ème}}$ année de fonctionnement (pour k supérieur ou égal à 2) est déterminée de la manière suivante :

$$P_{T,k} = L \cdot P_{T,1}$$

Avec :

$$L = 0,5 + 0,5 * \frac{TCR_k * NTR_k}{TCR_1 * NTR_1}$$

Où :

- TCR_k désigne la dernière valeur définitive connue à la date du $(k-1)^{\text{ème}}$ anniversaire de mise en service de l'installation du terme unitaire de souscription annuelle ferme de capacité journalière de transport sur le réseau régional, défini par la CRE ;
- TCR_1 désigne la dernière valeur définitive connue à la date de mise en service de l'installation du terme unitaire de souscription annuelle ferme de capacité journalière de transport sur le réseau régional ;
- NTR_k désigne la dernière valeur définitive connue à la date du $(k-1)^{\text{ème}}$ anniversaire de mise en service de l'installation du niveau de tarification régional associé au point de livraison de gaz naturel de la centrale ;
- NTR_1 désigne la dernière valeur définitive connue à la mise en service de l'installation du niveau de tarification régional associé au point de livraison de gaz naturel de la centrale.

3.4.1 Certificat de capacité

Conformément à l'article L. 321-16 du code de l'énergie :

- « [...] toute installation de production raccordée au réseau public de transport ou au réseau public de distribution [...] doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification de capacité auprès du gestionnaire du réseau public de transport [...] » ;
- « La totalité des garanties de capacités certifiées doit être mise à disposition des fournisseurs soit directement, soit indirectement ».

Les certificats de capacité correspondant à l'installation de production seront attribués dans leur totalité au producteur.

Lorsque le marché de capacité sera opérationnel, les recettes que le producteur tirera de la valorisation des certificats attachés au moyen de production visé par l'appel d'offres viendront en déduction de sa prime fixe P_T , sans que celle-ci ne puisse être inférieure à 0. Sous l'égide de la CRE, et en conformité avec les dispositions du décret mentionné à l'article L. 335-6 du code de l'énergie, le producteur et l'acheteur obligé se réuniront pour amender le contrat d'achat et fixer une nouvelle prime fixe annuelle $P_{T,n}$ définie comme suit :

$$P_{T,n} = \text{Max} \{0 ; P_{\text{ind}} - \text{Recettes de l'année } n \text{ sur le marché de capacité}\},$$

avec P_{ind} égale à la prime fixe initiale indexée pour l'année n .

3.5 Caractéristiques du candidat

Le candidat s'engage à concevoir, construire, exploiter et démanteler l'installation de production objet de son offre.

Un candidat dont les capacités techniques ou financières sont insuffisantes est éliminé (les justificatifs à fournir sont détaillés au paragraphe 4.2.2).

Un candidat apporte la preuve dans son offre que lui-même, les actionnaires actuels ou prévisionnels sont capables d'apporter les fonds propres suffisants pour permettre la réalisation du projet dans les conditions imposées par l'appel d'offres.

4 Pièces à produire par le candidat

4.1 Caractéristiques générales du projet

Le candidat présente son projet dans une note (référence *D 1*) comportant les éléments suivants :

Réf.	Description
D.1.1	Nom du projet
D.1.2	Puissance active garantie de l'installation P_{gar} déterminée dans les conditions ISO de référence. P_{gar} désigne la puissance active que le candidat s'engage à être en mesure de fournir sur la durée du contrat.
D.1.3	Description du lieu d'implantation envisagé, accompagnée d'une carte indiquant la localisation géographique, l'emplacement prévu, le point de livraison de l'énergie, etc.
D.1.4	Description technique de l'installation qu'il entend exploiter et de ses principaux composants.
D.1.5	Date de mise en service industriel prévue, sachant que le Gouvernement souhaite une mise en service dans les meilleurs délais, la plus proche possible de 2015 ; le chronogramme des principales étapes de réalisation de l'installation faisant apparaître le chemin critique de mise en œuvre industrielle ; étapes du plan de financement et les jalons (études, autorisations, contrats, etc.) auxquels elles sont conditionnées. Le candidat fera apparaître les études techniques prévues pendant la phase de levée des risques ; les études techniques ultérieures, nécessaires jusqu'à la mise en service ; les jalons correspondant aux obtentions des différentes autorisations ; les jalons correspondant aux contrats de fourniture ou de prestation ; la construction de l'installation.
D.1.6	Description du plan d'approvisionnement en gaz naturel de son installation en insistant, notamment, sur stratégie économique adoptée pour maîtriser l'évolution des coûts de fourniture entre la date de dépôt de l'offre et la signature des contrats correspondants.
D.1.7	Identité du responsable d'équilibre

4.2 Caractéristiques générales du candidat

4.2.1 Structure organisationnelle et solidité technique

Dans cette note (référence *D 3*), le candidat décrit les éléments suivants :

Réf.	Description
D 3.1	Organisation du projet
D 3.2	Identification des principaux fournisseurs de produits et services impliqués
D 3.3	Accords de partenariat industriel ou commercial conclus et brève description de son expérience dans le domaine de la production électrique
D 3.4	Description de l'expérience du candidat et présentation succincte de ses éventuelles réalisations antérieures (nom, lieu, puissance, <i>etc.</i>)
D 3.5	Capacités de production d'électricité en exploitation à la date de la remise de l'offre (candidat et partenaires)

4.2.2 Structure juridique et solidité financière

Dans cette note (référence *D 4*), le candidat fournit une description de la structure qui développera et réalisera le projet, et assurera la livraison de l'électricité. Cette description comporte, le cas échéant, la structure juridique, la composition de l'actionnariat, la liste des partenaires impliqués, leurs rôles et la nature de leurs liens avec le candidat.

En complément de cette description, le candidat remplit le formulaire de synthèse joint en annexe (pages 3, 4 et 5 de l'annexe 1).

Le candidat démontre, par ailleurs, la conformité de sa candidature avec les dispositions du paragraphe 2.2 relatives à la concurrence.

Il veille à identifier les porteurs du risque financier lié à ce projet. Il démontre, par tous moyens utiles, l'adéquation et la solidité financière de sa structure et des autres structures impliquées, au regard de toutes les étapes du projet, de la conception au démantèlement de l'installation.

Il fournit :

- la présentation du montage financier du projet : fonds propres, endettement, subventions et avantages financiers (notamment présentation des moyens permettant de constituer le niveau de fonds propres requis) ;
- le plan d'affaires, sur la durée du contrat d'achat, mettant en évidence la rentabilité attendue et détaillant, a minima, les montants prévisionnels de chiffre d'affaires, de coûts et de flux de trésorerie du projet avant et après impôts ;
- les comptes annuels complets (y compris les liasses fiscales, le rapport des commissaires aux comptes et le rapport de gestion) pour les trois (3) derniers exercices comptables de la société candidate et, lorsque cette dernière ne peut justifier de trois exercices comptables, ceux des actionnaires actuels ou prévisionnels.

Lorsque la solidité financière de la société candidate repose en partie ou totalement sur celle de ses actionnaires, le candidat décrit les garanties dont il bénéficie (lettre d'engagement, sûretés, garanties, *etc.*). Il fournit :

- tout document attestant de la réalité de ces garanties ;
- les comptes annuels complets des actionnaires pour les trois (3) derniers exercices comptables.

Le candidat fournit la cote de crédit d'agences de notation et/ou la cotation Banque de France pour lui-même et pour l'ensemble des sociétés qui portent directement ou indirectement le risque financier du projet.

Le candidat fournit, le cas échéant, les lettres d'intérêt des banques pour le(s) projet(s) en question.

4.3 Evaluation des impacts environnementaux

Le candidat fournit une note (référence D 5) d'évaluation des impacts sur les activités et l'environnement. Celle-ci a pour but de présenter de manière synthétique une première évaluation de l'ensemble des impacts attendus du projet et les mesures envisagées pour les maîtriser.

La note ne tient pas lieu d'étude d'impact au titre des articles L122-1 et suivants du [code de l'environnement](#), ni d'évaluation des incidences Natura 2000 au titre des articles L414-1 et suivants du même code, ou de document d'incidences au titre de l'article R.214-6.

Elle se fonde sur une analyse des données et informations économiques et environnementales disponibles au moment de la candidature et des pré-diagnostics environnementaux menés si nécessaire pour le compte du maître d'ouvrage. Elle doit démontrer la compatibilité du projet avec la sensibilité environnementale du site retenu et avec les activités susceptibles d'être impactées.

La note contient les éléments suivants :

Réf.	Description
D 5.1	Identification des principaux enjeux environnementaux du site, en terme d'activités susceptibles d'être impactées et en terme environnementaux, et au regard des caractéristiques de l'installation de production, les principaux impacts attendus de l'installation
D 5.2	Présentation des 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 au projet et au site concerné est pertinente
D 5.3	Présentation du plan de démantèlement et de remise en état du site, que le candidat s'engage à mettre en œuvre 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
D 5.4	Précisions sur 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
D 5.5	Etat d'avancement des démarches administratives requises dans ce domaine et joint tout justificatif de la réalisation de ces démarches
D 5.6	Partenariats conclus ou, à défaut, envisagés avec des prestataires compétents en matière de réalisation d'étude d'impact environnemental
D 5.7	Engagements éventuels que le candidat entend mettre en œuvre dans le cadre des deux autres piliers du Pacte électrique breton ou de projets énergétiques locaux

4.4 Acceptabilité locale

Le candidat joint à son dossier une note (référence *D 6*) qui décrit les mesures prévues, l'état d'avancement et les résultats des démarches entreprises afin de s'assurer de l'acceptabilité locale du projet et présente les avis et, le cas échéant, les demandes des organismes consultés, en apportant tous les éléments qu'il juge pertinents à cet égard (par exemple, la copie des conventions de concertation ou de coopération avec les parties concernées).

Il peut également joindre tout autre document attestant de l'avis émis par les acteurs locaux, départementaux et régionaux sur l'intérêt du projet (conseil régional, conseil général, communes et établissements publics de coopération intercommunale etc.).

Le porteur de projet retenu s'engage, tant durant la phase d'instruction que de travaux, à entreprendre une démarche d'information claire et transparente du public. L'Etat accompagnera activement le porteur de projet retenu, dans les concertations locales menées dans le cadre des différentes procédures réglementaires à mettre en œuvre.

4.5 Evaluation des propositions

Le préfet de région examine les propositions et engagements contenus dans les pièces demandées au paragraphe 4.3 (note *D 5*) et 4.4 (note *D 6*). **Cette note sera envoyée, cachet de la poste faisant foi, ou déposée par le candidat, au préfet de région au plus tard trente (30) jours avant la date limite d'envoi ou de dépôt des offres à la CRE.** Le préfet rend un avis motivé selon le formalisme décrit en annexe 3 sur l'installation, et les modalités prévues pour sa construction ou son démantèlement, après concertation avec le conseil régional et les principales collectivités concernées.

La preuve que le délai minimum de trente (30) jours avant la date limite d'envoi ou de dépôt des offres à la CRE a été respecté, est jointe au dossier que le candidat transmet à la CRE.

Le préfet transmet à la CRE, de manière séparée, son avis ainsi que la version de la note du candidat sur laquelle est fondé cet avis, avant le **23 janvier 2012**.

5 Instruction des dossiers

Seules les offres respectant les conditions techniques et financières détaillées au paragraphe 3 font l'objet d'une instruction et reçoivent une note selon la procédure détaillée dans les paragraphes 5.1 à 5.3 ci-après. À l'issue de l'analyse, il sera établi un classement des offres qui sera communiqué au ministre chargé de l'énergie.

Afin d'établir la notation sur les bases les plus complètes possibles, la CRE, en charge de l'instruction de la procédure d'appel d'offres, se réserve la possibilité d'auditionner l'ensemble des candidats. Les auditions ne sont pas publiques

5.1 Pondération des critères

Chaque offre se voit attribuer une note sur cent (100) points, conformément à la grille ci-dessous. Les critères sont explicités dans les paragraphes suivants.

Critères	Note maximale
Prime	45
Date de mise en service	25
Choix du site et environnement	30

5.2 Prime

La prime P proposée (en €/MW/an) représentera quarante-cinq pourcents (45%) de la note. La note maximale est attribuée au projet le moins cher. Les autres projets sont notés par interpolation linéaire, sachant que la note de zéro est attribuée pour une prime égale au double de la prime la plus basse.

La notation de ce critère tiendra compte d'une éventuelle diminution due aux conditions de raccordement, telle que prévue en 3.1.3.

5.3 Date de mise en service

Pour l'ensemble de ce document, la date de mise en service industriel de l'installation s'entend comme la date de couplage des deux turbines (turbine à gaz et turbine à vapeur).

Le critère « date de mise en service » prévue de l'installation représentera vingt-cinq pourcents (25%) de la note. La note maximale est attribuée au projet dont la date de mise en service est la plus proche. Celle-ci constitue alors la date de référence. La notation des autres projets est égale à $(100 - 4 * m)$ % de la note maximale, où m est le nombre de mois calendaires complets entre la date de référence et la date de mise en service proposée par le candidat.

5.4 Choix du site et environnement

Le critère « choix du site et environnement » représentera trente pourcents (30%) de la note finale.

La note est déterminée à partir de l'avis rendu par le préfet de région sur la note fournie par le candidat et mentionnée en 4.3. Les candidats ayant une note inférieure à quinze (15) sur ce critère seront éliminés.

Les sous-critères suivants seront pris en compte :

- pertinence du choix du site, au regard de l'environnement et des activités existantes sur ce site ou susceptibles d'être impactées par le choix de ce site. La note maximale est égale à quinze (15) ;
- qualité et pertinence des mesures d'accompagnement du projet envisagées, qu'il s'agisse de mesures d'évitement, de réduction ou de compensation des effets négatifs notables sur l'environnement pendant la construction, l'exploitation et le démantèlement, ou des éventuelles actions s'inscrivant dans le cadre du pacte électrique ou dans un projet énergétique local. La note maximale est égale à douze (12) ;
- qualité et pertinence des actions envisagées pour le suivi environnemental, incluant le suivi des mesures envisagées pour l'évitement, la réduction et la compensation des effets négatifs notables sur l'environnement, lors de la construction et de l'exploitation. La note maximale est égale à trois (3).

Pour noter chacun des sous-critères, la CRE s'appuiera sur l'avis rendu par les services du préfet de région.

6 Modalités du contrat d'achat

6.1 Durée du contrat

Le contrat d'achat démarre à la mise en service de l'installation. Sa durée est de vingt (20) ans. Le contrat d'achat est transférable en cas de cession de l'installation, dans des conditions inchangées (même prime, même date d'échéance du contrat).

6.2 Pénalités

6.2.1 Demande d'autorisation au titre des ICPE

Le candidat retenu s'engage à remettre au préfet de région, au plus tard quinze (15) mois après la notification du choix du candidat par le ministre, le dossier complet de demande d'autorisation au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (titre 1^{er} du livre V du code de l'environnement).

Dans le cas où les pièces nécessaires au dossier d'autorisation ne sont pas fournies au préfet de région au plus tard quinze (15) mois à compter de la notification au candidat de la décision du ministre chargé de l'énergie, une pénalité d'un montant équivalent à vingt mille euros (20 000 €) par mois de retard échu pour les trois (3) premiers mois, puis cinquante mille euros (50 000€) par mois de retard échu pour les mois suivants, sera appliquée. Elle viendra se déduire du premier versement de la prime annuelle P_T .

6.2.2 Mise en service industriel

En cas de retard de mise en service industriel, la prime annuelle P_T versée chaque année au candidat est diminuée d'un montant calculé de la sorte : vingt mille euros (20 000 €) par mois de retard échu pour les trois premiers mois de retard ; cinquante mille euros (50 000 €) par mois de retard échu pour les quatrième à sixième mois de retard, cent mille euros (100 000 €) par mois de retard échu au-delà du sixième mois de retard. Cette pénalité s'appliquera sur l'ensemble du contrat d'achat, à l'inverse de la pénalité précédente, qui ne s'appliquera que sur la première année. Cette pénalité ne s'applique pas si la responsabilité du candidat n'est pas engagée. Dans le cas où la date de mise en service industriel correspond à la date proposée par le candidat, aucune pénalité ne s'applique (y compris une éventuelle pénalité résultant d'un retard dans le dépôt des dossiers ICPE).

Par ailleurs, le candidat retenu se rapprochera des autres maîtres d'ouvrage concernés par le projet de construction de la centrale pour définir avec eux les jalons et livrables à fournir dans le cadre des procédures associées à chaque projet.

Pour l'établissement de leur calendrier, les candidats s'appuieront sur une durée d'instruction de la demande d'autorisation au titre des installations classées pour l'environnement et de permis de construire de dix-huit (18) mois. Il est précisé qu'en cas de nécessité impérative, mais en aucun cas du fait de manquements imputables au candidat, la qualification du projet en « projet d'intérêt général », au sens des articles [L 121-9](#) et [R 121-3 et R 121-4](#) du Code de l'Urbanisme, pourra être étudiée.

6.3 Conditions techniques

L'installation de production d'électricité doit être équipée d'un compteur à courbe de charge télé-relevée ainsi que de dispositifs permettant de réaliser la télémesure des grandeurs caractéristiques de sa production d'électricité, suivant les dispositions indiquées dans l'article 24 de l'[arrêté du 23 avril 2008](#) relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique, et de sa consommation de gaz.

Le coût d'utilisation des réseaux électriques et gaziers jusqu'au point de livraison est à la charge de l'exploitant.

6.4 Maintenance programmée

RTE, GRTgaz et l'exploitant déterminent le plan de maintenance programmée de l'installation en conformité avec les textes en vigueur⁴.

Par ailleurs, ils déterminent chaque année le type d'arrêt à prévoir pour l'année à venir.

⁴ Pour ce qui concerne RTE, en conformité avec la documentation technique de référence, notamment son chapitre 8.

6.5 Différends

Le ministre chargé de l'énergie et le candidat retenu s'efforceront de régler à l'amiable tout différend relatif à l'interprétation des clauses du cahier des charges ou à l'exécution des obligations du candidat retenu. Tout différend entre le candidat retenu et le ministre chargé de l'énergie doit faire l'objet, de la part du candidat retenu, d'une lettre de réclamation exposant les motifs de son désaccord. Cette lettre doit être communiquée au ministre chargé de l'énergie dans un délai de deux (2) mois, courant à compter du jour où le différend est apparu, sous peine de forclusion. Le ministre chargé de l'énergie dispose d'un délai de deux (2) mois, courant à compter de la réception de la lettre de réclamation, pour notifier leur décision. L'absence de décision dans ce délai vaut rejet de la réclamation.

Annexe 1, page 1 : Formulaire de candidature

(Voir formulaire électronique téléchargeable sur le site internet de la CRE)

1. Engagement

Nom du candidat : _____

Adresse du candidat : _____

Nous soussigné(e)s, après avoir pris connaissance du cahier des charges de l'appel d'offres portant l'installation d'une centrale de production de type cycle combiné à gaz dans le cadre du pacte électrique breton, avons complété et fourni l'ensemble des informations et documents demandés, conformément aux dispositions du cahier des charges, ce qui représente notre dossier de candidature. Nous certifions que toute information fournie et affirmation faite sont véridiques et acceptons d'être lié(e)s par les représentations, termes et conditions contenus dans le présent dossier. Nous attestons avoir présenté une seule candidature conformément au paragraphe 2. 2.

Signature du représentant officiel

Date

Nom (en caractères d'imprimerie)

Titre du représentant officiel autorisé à signer

Si le représentant officiel n'est pas le candidat ou le représentant légal de l'entreprise candidate, joindre une délégation de signature accordée par le représentant légal.

2. Principales caractéristiques du projet

Nom du projet	
Puissance active garantie de l'installation	_____ MW
Date de mise en service industriel (jj/mm/aaaa)	
Prime fixe nominale P (à valeur au 1 ^{er} janvier 2012)	_____ €/MW/an

Annexe 1, page 2 – Renseignements administratifs

(Voir formulaire électronique téléchargeable sur le site internet de la CRE)

Nom du candidat (personne physique) : _____

ou raison sociale (personne morale) : _____

Numéro de SIRET : _____
(Joindre une copie de l'extrait Kbis)

Adresse : _____

Nom du représentant légal : _____
(tel que désigné par les statuts)

Titre du représentant légal : _____

Adresse de contact

Nom du contact : _____

Titre : _____

Adresse de contact : _____

Téléphone : _____

Les changements intervenant sur ces informations doivent être notifiés par courrier à l'adresse suivante :

Commission de régulation de l'énergie

Appel d'offres éolien en mer

15 rue Pasquier

75 379 PARIS Cedex 08

Annexe 1, page 3 – Structure juridique et financière du projet (1/3)
(Voir formulaire électronique téléchargeable sur le site internet de la CRE)

Structure juridique du projet et montage financier			
Nom du candidat			
Montant du capital social de la société candidate (en milliers d'euros)			
Date d'immatriculation de la société candidate			
Cote de crédit d'agences de notation / cotation Banque de France (note 1)	Nom de l'entreprise		Cote
La société candidate est-elle une société dédiée exclusivement au projet (note 2) ?	Société dédiée		
	Société non dédiée		
Actionnaires actuels de la société candidate (note 3)	Nom de l'actionnaire	Pourcentage de détention du capital social de la société candidate	Lettre d'engagement de l'actionnaire (Oui/Non)
Actionnaires prévisionnels du projet (apporteurs prévisionnels de fonds) (note 4)	Nom	Pourcentage d'apport par rapport au montant total du projet	Lettre d'engagement (Oui/Non)

Annexe 1, page 4 – Structure juridique et financière du projet (2/3)
(Voir formulaire électronique téléchargeable sur le site internet de la CRE)

Structure juridique du projet et montage financier		
Type du montage financier retenu pour le projet (note 5)	Financement bancaire classique	
	Financement par crédit bail	
	Financement de projet sans recours	
	Autre (à préciser)	
Partenaires financiers prévisionnels (banques, organismes de crédit bail, autres établissements de crédit, <i>etc.</i>)	Nom de l'entreprise prêteuse	Lettre d'intérêt (Oui/Non)

Annexe 1, page 5 – Structure juridique et financière du projet (3/3)
(Voir formulaire électronique téléchargeable sur le site internet de la CRE)

Eléments chiffrés du projet			
Montant total de l'investissement (en milliers d'euros)			
Subventions (en milliers d'euros)			
Pourcentage du montant total du projet financé par fonds propres			
Pourcentage du montant total du projet financé par dettes			
Rentabilité attendue des capitaux investis dans le projet (en pourcent) (note 6)			
Rentabilité attendue des fonds propres investis dans le projet (en pourcent) (note 7)			
Synthèse des données comptables et financières (note 8)			
Nom de la Société	2008	2009	2010
Chiffre d'affaires (note 9A)			
Résultat d'exploitation (note 9B)			
Résultat net (note 9C)			
Capacité d'autofinancement (CAF) (note 9D)			
Dettes financières nettes (DFN) (note 9E)			
Fonds propres (FP) (note 9F)			
DFN / FP (note 9G)			
ROE (note 9H)			
CAF / Montant total de l'investissement (note 9I)			
Marge opérationnelle (note 9J)			

Annexe 1, page 6 – Structure juridique et financière du projet (notes)

<p>Note 1 : Indiquer la cote de crédit d'agences de notation et/ou la cotation Banque de France du candidat et, le cas échéant, pour l'ensemble des sociétés qui portent directement ou indirectement le risque financier du projet.</p>
<p>Note 2 : Cocher la case correspondante.</p>
<p>Note 3 : Compléter les informations relatives aux actionnaires de la société candidate à la date de remise de l'offre.</p>
<p>Note 4 : Il s'agit des apporteurs prévisionnels de fonds ou de toute entité, à l'exception des établissements de crédit, qui porteront, in fine, tout ou partie du risque financier lié au projet.</p>
<p>Note 5 : Cocher la (ou les) case(s) correspondante(s).</p>
<p>Note 6 : Les flux de trésorerie servant de base à ce calcul sont l'ensemble des flux revenants aux apporteurs de capitaux (fonds propres et dettes) du projet. Le candidat fournit le détail de ses calculs dans le plan d'affaires demandé (cf. partie 3.6.2) et explicite les éventuels ajustements qu'il juge pertinent.</p>
<p>Note 7 : Les flux de trésorerie servant de base à ce calcul sont l'ensemble des flux revenants aux actionnaires du projet. Le candidat fournit le détail de ses calculs dans le plan d'affaires demandé (cf. partie 3.6.2) et explicite les éventuels ajustements qu'il juge pertinents.</p>
<p>Note 8 : Conformément au § 3.6.2 du cahier des charges, le candidat fournit les données comptables et financières pour :</p> <ul style="list-style-type: none"> - la société candidate (comptes sociaux - liasse fiscale) - les actionnaires actuels et prévisionnels (comptes sociaux, liasse fiscale, et, le cas échéant, comptes consolidés), le cas échéant. <p>Pour les sociétés étrangères, indiquer la devise utilisée et préciser s'il s'agit des comptes sociaux ou des comptes consolidés. Pour les comptes sociaux des entreprises étrangères et les comptes consolidés des groupes, préciser les calculs jugés les plus pertinents pour les soldes et les ratios demandés.</p>
<p>Note 9A : Montant correspondant à la ligne 'FL' de la Liasse fiscale n° 2052</p>
<p>Note 9B : Montant correspondant à la ligne 'GG' de la Liasse fiscale n° 2052</p>
<p>Note 9C : Montant correspondant à la ligne 'HN' de la Liasse fiscale n° 2053</p>
<p>Note 9D : Le candidat fournit le détail de ses calculs et explicite les éventuels ajustements qu'il juge pertinents.</p>
<p>Note 9E : Le candidat fournit le détail de ses calculs et explicite les éventuels ajustements qu'il juge pertinents.</p>
<p>Note 9F : Montant correspondant à la ligne 'DL' de la Liasse fiscale n° 2051.</p>
<p>Note 9G : Le calcul de ce ratio correspond à la division du montant de dettes financières nettes (cf. note 9E) par les fonds propres (cf. note 9F). Indiquer le résultat de ce ratio en pourcent.</p>
<p>Note 9H : Le calcul de ce ratio ROE (<i>Return on equity</i>) correspond à la division du résultat net de l'exercice (cf. note 9C) par les fonds propres (cf. note 9F). Indiquer le résultat de ce ratio en pourcent.</p>
<p>Note 9I : Le calcul de ce ratio correspond à la division de la capacité d'autofinancement (cf. note 9C) par le montant total de l'investissement. Indiquer le résultat de ce ratio en pourcent.</p>
<p>Note 9J : Le calcul de la marge opérationnelle correspond à la division du montant du résultat d'exploitation (cf. note 9B) par le chiffre d'affaires (cf. note 9A). Indiquer le résultat de ce ratio en pourcent.</p>

Annexe 2 : Liste des pièces à fournir par le candidat

Le dossier se présente sous la forme d'un (éventuellement plusieurs) classeur(s) au format A4. Les cartes, plans et assimilés de dimension supérieure sont admis. Il comporte au moins les pièces suivantes, séparées par des intercalaires, dans l'ordre de leur énoncé :

Formulaire de candidature dûment complété et signé par le candidat :

- Engagement du candidat (page 1 de l'annexe 1)
- Renseignements administratifs (page 2 de l'annexe 1)
- Extrait Kbis de la société candidate
- Délégation de signature (s'il y a lieu)
- Formulaire sur la structure juridique et financière du projet (pages 3, 4 et 5 de l'annexe 1)
- Proposition technique et financière rédigée par RTE (*cf.* paragraphe 3.1.3)
- Etude de raccordement rédigée par GRTgaz (*cf.* paragraphe 3.1.4)
- Preuve de la transmission au préfet de région de la note sur l'évaluation des impacts environnementaux



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 2

Consultation sur les conditions générales de l'appel d'offres Cycle combiné à gaz – Bretagne

5 avril 2011

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92

Consultation sur les conditions générales de l'appel d'offres

Cycle combiné à gaz – Bretagne

Objet de l'appel d'offres

La Bretagne est une « péninsule électrique ». La part locale de la production d'électricité dans la consommation de la région est très faible (de l'ordre de 8%). Le réseau de transport d'électricité, qui permet d'acheminer l'énergie en provenance d'autres régions, arrive à saturation lors des vagues de froid et la demande est très dynamique dans la région Bretagne, avec un accroissement démographique soutenu et un fort taux de pénétration du chauffage électrique dans les nouveaux logements.

Ce problème a fait l'objet d'une concertation dont la concrétisation fut la signature, le 14 décembre 2010, du pacte électrique breton par l'Etat, le Conseil Régional, l'ADEME, RTE et l'ANAH. Ce pacte décrit un programme pour assurer l'avenir énergétique de la Bretagne et s'appuie sur trois piliers : maîtrise de la demande, production d'énergies renouvelables et sécurisation de l'alimentation électrique (avec un volet production et un volet réseau).

La sécurisation de l'alimentation électrique comprend notamment l'implantation d'un nouveau moyen de production classique. Comme le dit le pacte, la solution la plus adaptée est « *un cycle combiné à gaz (CCG). Il s'agit d'un mode de production à haute performance énergétique, fonctionnant dans le cadre du marché électrique, et qui utilise uniquement le gaz naturel, combustible le moins émetteur de CO2 parmi les combustibles fossiles. La puissance de cette unité sera d'environ 450 MW. La localisation la plus pertinente se situe dans l'aire de Brest* ».

L'objet de cet appel d'offres est donc de permettre l'implantation de cette centrale dans l'aire de Brest, en finançant dans les conditions prévues au I de l'article 5 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 les surcoûts liés à la localisation de l'installation, notamment les coûts d'acheminement du gaz naturel sur le réseau de transport régional.

L'appel d'offres 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), rapport remis au Parlement en juin 2009, qui identifie les risques pour la sécurité d'approvisionnement en Bretagne et souligne la nécessité d'implanter un moyen de production classique dans la région.

Précisions sur la consultation

La présente consultation a pour but de recueillir les avis motivés des acteurs concernés par le projet sur les caractéristiques principales de cet appel d'offres. Pour chacun des points décrits dans la suite de ce document, les parties intéressées sont invitées à faire part de leurs commentaires éventuels.

Les réponses sont à envoyer à l'adresse consultation-ccg@developpement-durable.gouv.fr, avant le 21/04/2011.

1) Délai de réponse à l'appel d'offres

La date limite de dépôt des dossiers de candidature est le 31/12/2011

Remarques :

2) caractéristiques techniques de l'installation

- **Energie primaire utilisée** : gaz naturel exclusivement
- **Type et puissance de la centrale** : centrale utilisant la technologie des cycles combinés, d'une puissance nominale de 450MW (+/- 10%). La puissance garantie P_{gar} sera également précisée par le candidat.
- **Performances énergétiques** : r (rendement électrique sur PCI) de 54 % minimum
le rendement r est défini par la formule suivante :

$$r = E_{elec} / E_p ,$$

avec E_{elec} = énergie électrique produite nette c'est-à-dire production électrique totale à laquelle on retire la consommation des auxiliaires et E_p = énergie primaire en entrée de centrale calculée sur la base du Pouvoir Calorifique Inférieur ou PCI du combustible entrant.

Remarques :

3) conditions économiques et financières

- **Durée du contrat d'achat** : Le contrat d'achat démarre à la mise en service de l'installation et est d'une durée de 20 ans. Le contrat d'achat peut être transféré en cas de cession de l'installation, dans des conditions inchangées (même prime, même date d'échéance du contrat)
- **Compensation** : Le producteur sera rémunéré par le biais d'une prime fixe P_T en €/an,

calculée comme le produit de la puissance garantie P_{gar} et d'une prime P exprimée en €/MW/an. Le candidat propose, en détaillant les étapes du calcul et toutes les hypothèses qui s'y rapportent, la valeur de P exprimée en €/MW/an, destinée à couvrir les surcoûts liés au transport de gaz naturel sur le réseau de transport régional par rapport à une implantation sur le réseau de transport national. Cette valeur sera indexée annuellement en fonction de la valeur du NTR. En cas d'année incomplète (par exemple lors de la mise en service ou lors de la fin du contrat) la prime fixe P_T est versée au prorata de la durée du contrat sur l'année en cours. Le versement de la prime fixe est conditionné au maintien de l'ensemble des autorisations d'exploiter et des contrats avec les gestionnaires de réseau, ainsi qu'au maintien de la puissance garantie. A cette fin, un test sera réalisé lors de la mise en service de l'installation. Le cas échéant, un test annuel sera également mené en liaison avec RTE.

– **Achat d'électricité** : Le producteur vendra à l'acheteur obligé 1% de sa production d'électricité, à un tarif reflétant son coût de production. Le reste sera placé librement sur le marché

Questions :

- Quels autres postes de dépense (en €/MW/an) seraient, selon vous, susceptibles d'être légitimement couverts dans le cadre de cet appel d'offres ? Quelle indexation pour ces autres postes de dépense ?
- Quelles modalités seraient souhaitables pour la vente de 1% de l'électricité produite ?

Remarques :

4) Délai de mise en service

La date de mise en service souhaitée par le Gouvernement est 2015. Toutefois le candidat peut proposer la date de son choix. Le candidat devra joindre à son dossier une note précisant la date de mise en service prévue et justifiant cette date par un chronogramme prévisionnel des étapes de réalisation de l'installation, faisant apparaître le chemin critique de mise en oeuvre industrielle. Il fait notamment apparaître :

- les études techniques prévues pendant la phase de levée des risques
- les études techniques ultérieures, nécessaires jusqu'à la mise en service
- les jalons correspondant aux obtentions des différentes autorisations
- les jalons correspondant aux contrats de fourniture ou de prestation
- la construction de l'installation

Le candidat détaille pour chaque jalon la liste des étapes dont le franchissement préalable est nécessaire. Le candidat fournit également dans cette note les étapes du plan de financement et les jalons (autorisations, contrats, etc) auxquelles elles sont conditionnées.

Dans le cadre de cet appel d'offres et pour la préparation du planning de construction, RTE et GRTgaz s'engagent à répondre de manière objective et non discriminante à chaque candidat. En particulier les délais indicatifs d'études, d'instruction administrative et de construction relatifs à chaque procédure de raccordement et au renforcement du réseau de transport régional de gaz naturel, qui pourraient être différents selon les sites envisagés, seront communiqués aux candidats et à la CRE lors de la phase de réponse à l'appel d'offres.

Toute proposition de candidature dont le planning prévisionnel ne serait pas en accord avec les délais indicatifs communiqués par RTE et GRTgaz sera rejetée.

Jalons :

- 1) le candidat retenu s'engage à remettre au préfet, au plus tard 15 mois après la notification du choix du candidat par le ministre, le dossier complet de demande d'autorisation au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (titre 1er du livre V du C.E.).
Dans le cas où les pièces nécessaires au dossier d'autorisation ne sont pas fournies au préfet au plus tard 15 mois à compter de la notification au candidat de la décision du ministre chargé de l'énergie, la prime annuelle P_T proposée par le candidat est diminuée de 100 000 € par mois de retard échu.
- 2) Si le candidat ne dispose pas d'une turbine en stock, en cas de retard pour la passation du contrat d'achat de la turbine par rapport à la date proposée par le candidat, la prime annuelle P_T proposée par le candidat est diminuée de 100 000 € par mois de retard échu.
Cette pénalité ne s'applique pas si la responsabilité du candidat n'est pas engagée (tel que : retard dans l'instruction administrative de la demande d'autorisation d'exploiter) et elle est diminuée d'un montant équivalent à une éventuelle pénalité décrite en 1).
- 3) En cas de retard au niveau de la mise en service industriel par rapport à la date proposée par le candidat, la prime annuelle P_T proposée par le candidat est diminuée de 100 000 € par mois de retard échu.
Cette pénalité ne s'applique pas si le retard est causé par le délai de raccordement au réseau électrique ou gazier, sauf si la responsabilité du candidat est engagée (tel que : non respect des échéances requises au titre de la procédure de raccordement). Elle est diminuée d'un montant équivalent à une éventuelle pénalité décrite en 1) et 2).

Par ailleurs le candidat retenu se rapprochera des autres maîtres d'ouvrage concernés par le projet de construction de la centrale pour définir avec eux les jalons et livrables à fournir dans le cadre des procédures associées à chaque projet.

Remarques :

5) conditions d'exploitation et durées de fonctionnement prévues :

La durée de fonctionnement de l'installation est laissée libre au producteur. La centrale devra être disponible 24h sur 24, hors indisponibilités fortuites et maintenances programmées.

Les conditions d'exploitation sont à la main du producteur, dans le respect des conditions législatives, réglementaires et contractuelles en vigueur pour le raccordement et l'injection sur le RPT. Ces conditions prévoient notamment l'obligation pour le producteur de désigner un Responsable d'Equilibre (RE), de fournir les services au système électrique, de mettre à disposition de RTE la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible dans l'offre sur le Mécanisme d'Ajustement (MA).

Remarques :

6) Raccordement au réseau public de transport d'électricité

Le raccordement au RPT sera réalisé en liaison souterraine.

Le candidat adresse à RTE une demande de Proposition Technique et Financière (PTF) conformément aux dispositions de la « procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au Réseau Public de Transport » en vigueur à la date de parution du présent appel d'offres.

La copie de la PTF établie sera jointe au dossier de candidature.

Dans le cadre de cet appel d'offres :

- Le candidat s'engage à signer la PTF avec RTE, dans le mois suivant la date de la notification de la décision du ministre,
- L'entrée en File d'Attente, et l'attribution de la capacité d'accueil réservée au titre de l'appel d'offres, sera effective pour le seul candidat ayant :
 - Présenté la « Notification du Ministre chargé de l'énergie avisant le producteur que son offre est retenue »,
 - Accepté la PTF dans les conditions de la procédure de raccordement

Remarques :

7) Raccordement au réseau public de transport de gaz naturel

La pression garantie par GRTgaz à l'interface avec le producteur est fixée à 16,5 bars. Le raccordement de la centrale sera pris sur l'artère Prinquiau-Dirinon du réseau régional de transport de gaz naturel.

Remarques :

8) Région d'implantation :

le site de l'installation devra être intégralement compris dans un périmètre défini comme l'union des trois aires suivantes :

- 20km autour du point de latitude 48 degré, 25 minutes 33,95 secondes et de longitude 355 degrés, 30 minutes 13,92 secondes (poste de transformation RTE de Loscoat) ;
- 20km autour du point de latitude 48 degrés 26 minutes 38,38 secondes et de longitude 355 degrés 48 minutes 21,74 secondes (poste de transformation RTE de La Martyre) ;
- 20km autour du point de latitude 48 degrés 21 minutes 17,67 secondes et de longitude 356 degrés 7 minutes 57 secondes (poste de transformation RTE de Brennilis).

Le site proposé par chaque candidat fera l'objet d'un avis préfectoral portant sur les évaluations environnementales, en particulier de la connaissance du site et de ses enjeux environnementaux.

Le candidat communique au préfet, au plus tard 3 mois après le lancement de l'appel d'offres, l'ensemble des sites qu'il étudie ainsi que l'avancement des études liées à chacun de ces sites notamment celles liées à l'acquisition du terrain et aux raccordements aux réseaux de transport gaz et électrique.

Le candidat transmettra pour avis au préfet au plus tard 60 jours avant la date de clôture du dépôt des dossiers, une note d'évaluation des impacts environnementaux Celle-ci a pour but de présenter de manière synthétique une première évaluation de l'ensemble des impacts environnementaux attendus du projet et les mesures envisagées pour les maîtriser.

La note ne tient pas lieu d'étude d'impact au titre des articles L122-1 et suivants du code de l'environnement, ni d'évaluation des incidences Natura 2000 au titre des articles L414-1 et suivants du même code, ou de document d'incidences au titre de l'article R.214-6.

Elle se fonde sur une analyse des données et informations environnementales disponibles au moment de la candidature et des pré-diagnostic environnementaux menés si nécessaire pour le compte du maître d'ouvrage. Elle doit démontrer la compatibilité du projet avec la sensibilité environnementale du site retenu.

La note :

- identifie les principaux enjeux environnementaux du site, 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 ;

Cette note est soumise pour avis par le candidat au préfet de région au plus tard 60 jours avant la remise de l'offre. Elle est visée par le préfet qui rend un avis motivé favorable, favorable avec réserves ou défavorable sur l'installation, ou les modalités prévues pour sa construction ou son démantèlement. Le préfet ne peut obtenir du candidat qu'il complète son dossier, ou qu'il réalise des expertises environnementales complémentaires, au delà de la limite des 60 jours avant la remise de l'offre.

L'avis du préfet ou, en son absence, la preuve que le délai minimum mentionné ci-dessus a été respecté, est joint au dossier du candidat. Le préfet envoie également à la CRE, de manière séparée dans le délai mentionné ci-dessus, son avis ainsi que la version de la note du candidat sur laquelle il s'est basé pour cet avis.

Remarques :

9) Clauses de résiliation

Le présent contrat est abrogé de plein droit en cas de perte d'une des autorisations nécessaires pour l'exploitation du moyen de production.

En cas de modification de l'installation entraînant une variation de la puissance garantie P_{gar} de +/- 10%, le présent contrat est abrogé.

Remarques :



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 3

Pacte électrique breton

14 décembre 2010

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92



WWW.PLAN-ECO-ENERGIE-BRETAGNE.FR

PACTE ÉLECTRIQUE BRETON

Signé le 14 décembre 2010



PACTE ELECTRIQUE BRETON

* *

Pour répondre durablement aux défis auxquels la Bretagne se trouve confrontée en termes de sécurisation de son alimentation électrique dans les années à venir, l'Etat, la Région Bretagne, RTE, l'ADEME et l'ANAH se sont mis d'accord sur le contenu du présent pacte dont ils sont signataires indissociables. Ils s'engagent à le mettre en œuvre, dans le respect de leurs compétences respectives et avec le soutien de l'ensemble des acteurs bretons qu'ils s'engagent à mobiliser au travers d'accords partenariaux mentionnés au présent pacte.

DES CONSTATS

La Bretagne connaît une situation de fragilité électrique croissante due à plusieurs facteurs :

- la situation péninsulaire de la Bretagne ;
- sa faible production électrique (8% seulement de la consommation) ;
- la forte croissance démographique et le dynamisme économique qui augmentent les besoins en proportion plus importante qu'ailleurs, malgré une situation actuellement moins énergivore que le reste du territoire français.

Cette situation a été identifiée tant par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) dans ses bilans prévisionnels de l'équilibre offre/demande, que par l'Etat, notamment dans la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), et par les collectivités de la Conférence territoriale.

UNE STRATÉGIE PARTAGEE

Pour assurer l'avenir énergétique de la Bretagne, les signataires proposent des solutions susceptibles de réduire cette fragilité électrique à travers l'élaboration et la mise en œuvre d'un pacte électrique breton.

Préconisé par le Préfet de région et le Président du Conseil régional lors de la conférence bretonne de l'énergie qu'ils co-président, ce pacte vise à sécuriser l'avenir électrique de la Bretagne en proposant des solutions autour d'un « trépied » d'actions complémentaires :

- des efforts importants de maîtrise de la demande en électricité ;
- un développement ambitieux de la production d'énergies renouvelables ;
- la sécurisation indispensable de l'alimentation électrique (production et réseaux).

Le présent pacte a été élaboré à partir d'une analyse chiffrée de l'existant¹ et d'une prospective sur les différentes thématiques, partagées dans les groupes de travail organisés dans le cadre de la conférence bretonne de l'énergie.

¹ En particulier à partir des travaux de l'OREGES et des données de RTE

DES ENGAGEMENTS AMBITIEUX

La mise en oeuvre de cette stratégie implique des engagements forts ; ceux-ci sont traduits au travers d'objectifs chiffrés, échelonnés sur un calendrier resserré : actions immédiates, puis objectifs à horizon 2012, 2015 et enfin 2020, afin de pouvoir rapidement engager des actions et en mesurer les effets.

➤ Engagement à maîtriser la demande d'électricité (MDE), avec pour objectif de diviser par 2, puis par 3, la croissance de la consommation

Les signataires du pacte s'engagent à mettre en oeuvre des actions de MDE destinées à ramener la croissance annuelle de la consommation d'électricité de 2,6% actuellement à un niveau inférieur à 1,4% sur la période 2011-2015, puis à 1% sur la période 2015-2025.

Ceci doit concourir à une économie de consommation de 950 GWh à l'échéance 2015 et 1 200 GWh à l'échéance 2020 par rapport au scénario de référence RTE 2010.

Cet objectif est plus ambitieux que les évolutions de consommation prévues à horizon 2015 et 2025, qui prenaient en compte à la fois la dynamique de croissance observée sur les consommations et une mise en oeuvre des lois Grenelle². Les partenaires du pacte électrique breton s'engagent ainsi à favoriser la mise en oeuvre d'un scénario de « MDE renforcée », avec des efforts plus soutenus en matière de la maîtrise de la demande en électricité.

➤ Engagement à porter à 3 600 MW la production d'électricité renouvelable d'ici 2020

Sans préjudice des schémas de planification énergétique en cours d'élaboration, les signataires du pacte s'engagent à **porter à 3 600 MW la puissance de production d'électricité renouvelable d'ici 2020**. Les prévisions de potentiel de production d'énergie renouvelable, dont les modalités de calcul sont précisées en annexe, aux échéances 2012, 2015 et 2020 sont les suivantes :

	2010	2012	2015	2020
	MW	MW	MW	MW
Éolien terrestre	535	950		1 800
Éolien offshore ancré et flottant	-	-	500	1 000
Hydroliennes	-	-	2	10
Barrage de la Rance	240	240	240	240
Hydraulique	33			36
Photovoltaïque	25	75	250	400
Biomasse dont méthanisation	0,4	4	20	120
Incinération de déchets	12	12	12	12

²

cf. bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande de RTE – édition 2010

➤ Engagement de sécurisation de l'alimentation électrique

L'ensemble des actions de maîtrise de la demande et de développement de la production renouvelable déterminées dans le cadre de ce pacte présentent, malgré leur ambition et leur crédibilité, un ensemble d'incertitudes quant à leur déploiement et leur mobilisation à chaque instant pour le système électrique.

En outre, l'évolution prévisible des moyens de production existants, et l'analyse de risque menée par le gestionnaire du réseau de transport sur l'équilibre offre/demande à court et moyen terme qui en découle, font craindre une aggravation de la situation de fragilité électrique déjà constatée.

Dans ce contexte, il apparaît indispensable que le pacte électrique régional formule des orientations précises sur l'aménagement des réseaux de transport et de distribution et sur l'implantation d'un moyen de production classique, permettant d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique bretonne.

Ces engagements portent sur les points suivants :

- **Le renforcement du réseau de transport d'électricité**, sous la forme d'un « filet de sécurité » qui prévoit la création d'une liaison de 225 000 volts reliant Lorient à Saint-Brieuc, et de dispositifs supplémentaires de gestion du réseau ;
- **La recherche et le développement de réseaux intelligents et du stockage de l'énergie** ; la Bretagne sera volontaire pour répondre à toute expérimentation qui pourrait être initiée sur ces sujets, en partenariat avec les acteurs industriels et scientifiques engagés sur ce domaine ;
- **Le recours à la cogénération**, avec comme objectif le développement du parc breton de cogénération, qui représente 77 MW en 2010 ;
- **L'implantation d'un nouveau moyen de production classique** au nord-ouest de la Bretagne, de type cycle combiné gaz (CCG), à haute performance énergétique, fonctionnant dans le cadre du marché électrique, d'une puissance d'environ 450 MW, avec une localisation la plus pertinente se situant dans l'aire de Brest.

UN PLAN D' ACTIONS MULTIPARTENARIAL

Les signataires du pacte s'engagent à mettre en œuvre ces engagements au travers d'un plan d'actions qui mobilisera l'ensemble des acteurs de l'énergie selon leur domaine de compétence, d'une part, et leur volonté d'implication, d'autre part.

➤ Dans le domaine de la maîtrise de la demande en électricité (MDE)

L'élaboration du pacte a permis d'identifier, par secteur, les actions possibles de MDE résultant des hypothèses mentionnées ci-dessus. Cette identification a aussi permis de prendre en compte la contribution de ces actions. Ce travail d'identification sera poursuivi avec les partenaires du pacte.

Le pacte s'appuie sur la mobilisation des dispositifs existants, leur réorientation pour répondre à la problématique électrique régionale et la création de dispositifs dédiés à cette question. Ces engagements sont désormais à compléter par les acteurs régionaux en capacité d'action sur ce sujet.

La mobilisation des territoires sur la question électrique

La sensibilisation du grand public à la problématique de la fragilité électrique bretonne sera développée par le biais de campagnes d'information, notamment en début d'hiver. L'information du grand public sur les différents dispositifs d'aides existants sera développée à travers le réseau des « espaces info énergie » notamment.

Les démarches territoriales de type Vir'volt (Pays de Saint-Brieuc) seront étendues à d'autres territoires ciblés, puis, le cas échéant, généralisées progressivement à l'ensemble de la Bretagne. L'accompagnement des territoires sera renforcé et développé via les services de proximité sur l'énergie (espaces info énergie, conseil en énergie partagé, etc.), en lien avec les exercices territoriaux du Grenelle (SRCAE, PCET).

Les réseaux de professionnels seront mobilisés pour la sensibilisation et l'information de leurs adhérents sur la problématique électrique.

A ce titre, un renforcement des crédits de l'ADEME en région est prévu. L'ADEME abondera de 2M€/an sur la période 2011-2013 l'enveloppe de sa délégation régionale bretonne. Cette enveloppe supplémentaire sera mobilisée pour mettre en œuvre une partie des actions de MDE, en particulier sur les volets information/sensibilisation, animation et généralisation de projets de territoires dédiés à la question électrique (type Vir'Volt). Le périmètre d'intervention sera défini dans le cadre de la révision du contrat de projets Etat/Région. Ces fonds viendront en complément des actions déjà existantes. Le Conseil régional apportera une contribution à hauteur de 1 M€/an sur la même période au titre de l'animation territoriale ciblée sur la problématique énergétique.

L'incitation aux actions d'économies d'électricité via la mobilisation des Certificats d'économies d'énergie (CEE)

L'Etat et le Conseil régional rechercheront un accord volontaire à travers lequel des obligés s'engageront à obtenir sur le territoire breton *a minima* 5 TWh cumac de certificats à partir des opérations standardisées présentant l'impact physique le plus important sur la consommation d'électricité en Bretagne sur la période 2011-2013.

Les acteurs économiques non obligés (entreprises ou réseaux d'entreprises fortement implantés dans les territoires) et les filières professionnelles seront sensibilisés, en particulier via les réseaux dédiés, notamment pour les industries agro-alimentaires, aux fins de participer à la mobilisation de certificats par les obligés ou pour inscrire dans le cadre du présent pacte les actions qu'ils entendent volontairement développer en matière de maîtrise de leur consommation électrique.

Les collectivités seront mobilisées pour agir sur des actions éligibles aux CEE sur leurs propres patrimoines.

Le déploiement d'un programme d'économie dans le logement (privé) au travers de :

- **la mobilisation du Fonds d'Aide à la Rénovation Thermique (FART) et des aides à la pierre de l'Anah dans le cadre du programme « Habiter Mieux »**

Dans le cadre des Investissements d'avenir, l'Etat a mis en place un programme d'intervention, dénommé « Habiter Mieux », pour aider les propriétaires occupants en situation de précarité énergétique à améliorer la performance énergétique de leur logement. L'objectif est au niveau national de traiter 300 000 logements sur 7 ans.

Une mobilisation adaptée au contexte énergétique breton sera effectuée afin d'accroître l'efficacité des interventions de l'Anah sur le volet électrique. La dotation prévue au titre du programme « Habiter Mieux » pourra représenter une participation indicative de l'Etat et de l'Anah de 5M€ par an jusqu'en 2017, en particulier dans un objectif d'amélioration de la performance énergétique des logements chauffés à l'électricité. Les dotations des collectivités délégataires pour l'attribution des aides à la pierre seront à cet effet abondées.

Les collectivités délégataires seront par ailleurs invitées à réfléchir à la mise en place de critères d'éco-conditionnalité pour l'attribution des aides à la pierre en général, et à poursuivre leurs soutiens complémentaires sur ces actions.

- **la mobilisation des fonds européens régionaux**

Le dispositif de rénovation thermique des logements sociaux sera, dans le cadre de la révision du Programme Opérationnel FEDER, abondé à hauteur de 4M€ pour la période 2011/2013, en le réservant prioritairement aux opérations concernant des logements chauffés à l'électricité. Le Conseil régional mobilisera sa contribution sur ses politiques d'aide à la rénovation thermique des logements dans l'habitat social et privé.

Le déploiement d'un programme d'économie d'énergie dans les exploitations agricoles et notamment les élevages

Le Plan de Performance Energétique du Ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et de la Pêche, de la Ruralité et de l'Aménagement du Territoire sera mobilisé aux fins d'améliorer la performance énergétique des bâtiments d'élevage ; l'objectif est de cibler 25% des exploitations agricoles hors sol d'ici 2015. Cette action vise en outre la limitation de la part de l'agriculture bretonne dans la consommation d'énergie pendant les heures de pointe. Le Conseil régional apportera sa contribution à hauteur de 2 M€ par an jusqu'en 2015.

Le déploiement d'un programme d'économie d'énergie dans les industries agroalimentaires (IAA)

Une action collective de modernisation des outils industriels en matière de consommation d'énergie, et en particulier des systèmes de production et d'utilisation du froid, sera mise en œuvre. Cette action, financée notamment au moyen des prêts verts bonifiés d'OSEO, vise l'accompagnement des IAA dans l'évolution de leurs installations frigorifiques, rendue obligatoire par la suppression du gaz R22 d'ici fin 2014. Elle permettra en outre de développer la technologie du froid localisé, source d'importantes économies d'énergie en agroalimentaire.

La mise en oeuvre d'actions de MDE dans les autres secteurs d'activité

Dans les autres secteurs d'activité, des programmes spécifiques de MDE pourront être organisés par cible ou par produits spécifiques.

La sensibilisation de tous les acteurs bretons au contexte électrique régional par une information adaptée : le programme EcoWatt sera renforcé

La démarche « EcoWatt en Bretagne, le bon Geste Energie », invite, depuis l'hiver 2008, à une démarche volontaire et citoyenne des bretons pour modérer leur consommation d'électricité aux heures de pointe en hiver, correspondant aux périodes de forte consommation. Les personnes, entreprises ou collectivités inscrites sont informées des situations d'alerte grâce aux outils mis en place sur Internet, invitées à procéder aux gestes énergie prescrits, et à relayer l'information autour d'eux. A l'issue de l'hiver 2009/2010, près de 18 700 inscriptions étaient effectives, complétées par une mobilisation croissante des citoyens, entreprises, collectivités, etc. Les partenaires d'EcoWatt s'engagent à poursuivre et à renforcer cette démarche fédératrice, afin d'atteindre un cœur de cible de 30 000 inscrits, et plus globalement 40% d' « EcoW'acteurs » dans la population bretonne.

Les collectivités, déjà fortement sensibilisées pour certaines, seront invitées à se mobiliser plus directement dès l'hiver 2010/2011. L'objectif est d'atteindre un taux d'adhésion de la moitié d'entre elles à l'opération, d'ici la fin de l'hiver 2010, grâce à la signature d'une charte d'engagement, disponible sur le site <http://www.ecowatt-bretagne.com> et à une coordination des initiatives à l'échelon régional par les partenaires présents au sein du comité de pilotage EcoWatt.

Le déploiement de solutions individualisées de suivi et pilotage de la demande électrique

La Bretagne se positionnera comme zone prioritaire pour le déploiement de compteurs communicants (smart metering), en fonction du retour d'expérience et des décisions nationales de déploiement. Cette action sera réalisée dans la continuité des actions pilotes existantes, ainsi qu'au travers de toute autre initiative associant notamment des acteurs industriels régionaux concernés. Les territoires en contrainte électrique forte, dotés d'une animation spécifique, seront privilégiés.

La mobilisation des dispositifs d'effacement pour réduire les consommations de pointe

Les actions d'effacement de consommation, y compris de la part de consommateurs individuels, pourront contribuer au respect des objectifs de réduction de la pointe. Les offres d'effacement pourront notamment être mises à contribution par RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement.

Le retour d'expérience et la dynamique enclenchée sur ce sujet dès 2009 permettent aux industriels opérateurs d'effacement d'afficher un objectif de raccordement de 60 000 foyers en 2011.

Les signataires accompagneront ces actions sur les volets communication, en mobilisant leurs compétences et leurs partenaires (collectivités, syndicats d'électrification, agences locales de l'énergie, etc.).

L'orientation des choix d'investissements et d'équipements

Les signataires s'engagent à assurer une information sur les avantages et inconvénients au regard du système électrique de l'équipement en pompes à chaleur ou en convecteurs aux fins de privilégier d'autres systèmes de chauffage moins consommateurs d'électricité. Les collectivités seront sollicitées pour moduler les critères d'attribution de leurs aides (éco-conditionnalité).

L'accompagnement des acteurs professionnels

Les signataires s'engagent à accompagner les acteurs professionnels. A titre d'exemple, la convention nationale de l'Etat avec les organisations professionnelles (FFB, CAPEB) fera l'objet d'un avenant qui dédiera une enveloppe de 3 M€ à la Bretagne afin d'intensifier la formation professionnelle. Le Conseil régional intégrera cette problématique au sein de sa compétence sur la formation professionnelle, notamment pour aider à l'ingénierie de formation et à la formation de formateurs sur ces thématiques, dans le cadre de son programme qualifiant « Programme Bretagne Formation ». Il affectera une enveloppe de 3 M€ sur cet objectif pour la durée du pacte.

➤ Dans le domaine du développement des énergies renouvelables

Les engagements pris au titre du pacte électrique seront mis en œuvre au travers des actions suivantes :

L'engagement de l'Etat et du Conseil régional

L'Etat et la Région apporteront, en fonction de leurs compétences directes et partagées, les contributions suivantes, dans le cadre de la déclinaison des objectifs de la Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) et du Grenelle de l'environnement :

- le développement des énergies renouvelables sera encouragé en prenant en compte l'élaboration du schéma des énergies renouvelables, l'accompagnement des territoires, l'acceptation sociale, et en favorisant le déroulement des procédures administratives. Des guides seront ainsi définis pour faciliter les projets : hiérarchisation des types de sites susceptibles d'accueillir des fermes photovoltaïques, et autres énergies renouvelables ;
- les travaux de planification sur les énergies marines seront poursuivis afin d'identifier, dès à présent, en parallèle des travaux sur la structuration de leur développement via la plateforme technologique nationale, les sites en capacité d'accueillir des productions hydrolienne, houlomotrice et éolienne offshore flottante d'ici 2015 et 2020, ainsi que les modalités de concertation ;
- un appel d'offres national pour l'implantation de parcs éoliens posés en mer sera lancé fin 2010 dans les zones « propices » proposées par le Préfet de région en concertation avec les acteurs régionaux ;
- un appel d'offres national « Biomasse 4 » a été lancé en août 2010 pour la construction d'ici 2020 de 200 MWe à partir de biomasse pour des installations supérieures à 12 MWe (y compris cogénération et biogaz). Il est prévu des dispositions spécifiques pour les projets qui concourent à améliorer la sécurité d'alimentation en électricité de la région.

Les collectivités seront mobilisées pour :

- participer aux exercices de planification régionaux et locaux et implémenter les recommandations au niveau local (documents d'urbanisme, PCET, zones de développement éolien, anticipation du foncier nécessaire aux centrales solaires, etc.) ;
- faire émerger les projets pour répondre aux appels d'offre, en mobilisant les outils financiers existants tels que le fond régional d'investissement pour les énergies renouvelables, abondé par le Conseil régional à hauteur de 2 M€.

➤ Dans le domaine de la sécurisation de l'alimentation électrique régionale

Les centrales thermiques de Brennilis et Dirinon (Finistère) pour 410 MW et de Cordemais (Loire Atlantique) pour 2 530 MW contribuent aujourd'hui principalement à l'alimentation électrique de la Bretagne. La nouvelle centrale à gaz (cycle combiné) de Montoir de Bretagne (Loire Atlantique), mise en service fin septembre 2010, complète ce parc de production existant. Néanmoins, à partir de 2015, se pose la question de la pérennité de 4 Turbines à Combustion (TAC) à Brennilis et Dirinon (320 MW), et à partir de 2020 de 2 tranches fuel de Cordemais (1 400 MW), du fait de la directive européenne sur les « grandes installations de combustion ».

Des dispositifs de sécurisation du réseau : « filet de sécurité » et autres dispositifs

Le renforcement du réseau de transport d'électricité est un des éléments indispensables à la sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne. RTE a ainsi construit un poste de 400 000/225 000 volts à Calan (56) pour faciliter l'alimentation électrique du sud de la Bretagne. RTE s'engage, sous réserve du bon aboutissement des procédures administratives, à mettre en place un « filet de sécurité » en Bretagne, permettant d'acheminer l'électricité des sites de production éloignés du Val de Loire et de Cordemais.

PACTE ELECTRIQUE BRETON

Ce filet de sécurité prévoit en premier lieu la création d'une liaison de 225 000 volts sur une centaine de kilomètres, en technique souterraine, reliant Lorient et Saint-Brieuc. Cette liaison s'inscrit dans une démarche globale de développement durable, qui prend en compte les enjeux environnementaux et sociétaux.

Elle est complétée par des transformateurs déphaseurs, appareils qui permettent de réguler les transits d'énergie, ainsi que par des moyens de compensation (pour la tenue de la tension) dans les postes électriques existants.

Cette solution innovante permet aussi d'accueillir la production éolienne terrestre prévue en centre Bretagne et de répondre aux évolutions de consommation d'électricité de cette zone. Son échéance de mise en service est aujourd'hui prévue en 2017.

Les réseaux intelligents et le stockage de l'énergie

La mise au point et le développement de réseaux intelligents sont rendus nécessaires par les nouveaux défis auxquels doit répondre le système électrique (développement des énergies renouvelables, arrivée des véhicules électriques, nouveaux usages de consommation, etc...). Les réseaux de demain devront ainsi être capables d'assurer une fourniture d'électricité maîtrisée et efficace vers les consommateurs, tout en répondant aux enjeux économiques et environnementaux. La Bretagne est volontaire pour répondre à toute expérimentation qui pourrait être initiée sur ce sujet en partenariat avec les acteurs industriels et scientifiques engagés sur ce domaine.

Le stockage de l'énergie produite à partir de sources renouvelables est au stade de la recherche et développement. Les évolutions des technologies et en particulier les conclusions des études seront suivies dans le cadre de la conférence bretonne de l'énergie afin de pouvoir adapter ces systèmes de stockage aux réseaux électriques bretons.

La cogénération

Le développement de la production d'électricité à partir de la cogénération gaz chez les serristes fait l'objet d'études, dont les conclusions permettront d'apprécier la faisabilité dans les exploitations de petite dimension et de préciser la contribution à la sécurisation de réseau électrique breton. Un potentiel de 150 MW a été identifié dans une étude de 2006 pour les serristes (50 à 70 MW repris dans la PPI). La problématique du raccordement a été clairement mise en évidence.

Dix études par an seront par ailleurs financées d'ici 2015 pour l'installation d'unités de cogénération au sein de sites industriels agroalimentaires.

En parallèle, l'Etat, le Conseil régional et l'ADEME engageront une étude sur les réels potentiels de développement de la cogénération en Bretagne (établissements de santé, industrie agroalimentaire, etc.) et les leviers d'actions.

L'implantation d'un nouveau moyen de production classique

L'implantation d'un nouveau moyen de production classique au nord-ouest de la Bretagne s'avère indispensable, et ce le plus rapidement possible.

Il est proposé au sein du pacte électrique breton de mettre en œuvre une unité de production d'électricité capable d'apporter la puissance supplémentaire nécessaire à la sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne à l'horizon 2020.

Le déséquilibre structurel entre la production et la consommation bretonne expose, en effet, maintenant l'ensemble de la Bretagne à un risque généralisé d'écroulement de tension (*blackout*), et non plus seulement à des risques de coupure ciblée dans sa partie nord identifiés en 2006. En effet, au-delà d'un certain seuil de

PACTE ELECTRIQUE BRETON

consommation, il n'est plus techniquement possible d'alimenter la région en électricité, en raison de l'éloignement des sites de production. La maîtrise de ce nouveau risque passe donc nécessairement par l'installation de production mobilisable le plus à l'ouest possible de la Bretagne.

Le moyen de production le plus adapté techniquement, écologiquement et économiquement, permettant à la fois de constituer un appoint pour l'équilibre du réseau et d'être mobilisable à la pointe, est un cycle combiné gaz (CCG). Il s'agit d'un mode de production à haute performance énergétique, fonctionnant dans le cadre du marché électrique, et qui utilise uniquement le gaz naturel, combustible le moins émetteur de CO2 parmi les combustibles fossiles. La puissance de cette unité sera d'environ 450 MW. La localisation la plus pertinente se situe dans l'aire de Brest.

L'Etat s'engage à lancer un appel d'offres courant 2011 pour la construction de cette unité. Sans attendre la sélection du porteur de projet, l'Etat demandera à GRTgaz d'étudier le renfort de l'alimentation en gaz.

UNE METHODOLOGIE DE MISE EN ŒUVRE ET DE SUIVI

L'élaboration du présent pacte a mis en évidence le besoin fort de connaissances et d'études partagées afin d'avoir une vision globale de l'interaction des actions sur l'équilibre électrique régional. Ce travail sera poursuivi en développant et renforçant une expertise et une animation régionale dédiées sur le sujet grâce à la contribution affectée des partenaires concernés, qui pourra s'appuyer sur l'OREGES (Observatoire régional de l'énergie et des gaz à effet de serre).

La mise en œuvre du pacte s'appuiera sur l'identification des acteurs compétents à mobiliser sur chaque action ainsi que les dispositifs associés (existants, à modifier, à créer) en recherchant la meilleure articulation possible entre les dispositifs qui seront développés partout en Bretagne, de manière à optimiser les interventions respectives. Elle reposera donc nécessairement sur la constitution d'une animation dédiée forte, s'appuyant sur la mise en réseau des parties prenantes.

Le pacte propose des engagements des signataires pour la mobilisation de dispositifs existants et la mise en place de dispositifs nouveaux visant à contribuer à l'atteinte des objectifs énoncés. Ces engagements feront l'objet de délibérations spécifiques.

De manière transversale, il sera recherché de la part des collectivités des engagements à intégrer au sein de leurs compétences de développement économique et de formation, permettant de répondre aux objectifs du pacte électrique sur la maîtrise de la demande en électricité et sur le développement des énergies renouvelables.

Enfin, le présent pacte sera mis en œuvre au travers des exercices réglementaires de planification (SRCAE, PCET, Schéma éolien, etc.).

Le présent pacte fera l'objet :

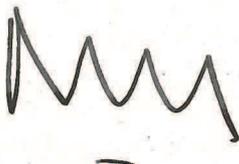
- d'une animation régionale dédiée pour orchestrer l'ensemble des actions dans une approche globale et cohérente entre les différents secteurs et niveaux territoriaux impliqués ;
- d'un suivi de la mise en œuvre des actions identifiées dans les trois domaines que sont la maîtrise de l'énergie, le développement des énergies renouvelables, et la sécurisation du réseau ;
- d'un suivi financier des actions prévues dans le pacte ;
- d'une évaluation de l'état d'avancement en vue de mesurer les écarts avec les hypothèses retenues et, si nécessaire, de réorienter des budgets, de renforcer des actions de sensibilisation, et de prendre en compte les techniques et technologies nouvelles éprouvées.

Il sera suivi par un comité de pilotage constitué des services de l'Etat en région, l'ADEME, RTE et le Conseil régional.

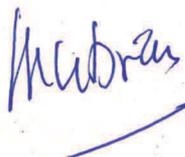
Des conventions particulières seront signées avec les collectivités locales et les opérateurs s'engageant sur des actions particulières qui contribuent aux objectifs du pacte. Ces conventions préciseront en particulier les objectifs, le suivi, les moyens mis en œuvre et le retour d'expérience attendu.

SIGNATAIRES FONDATEURS

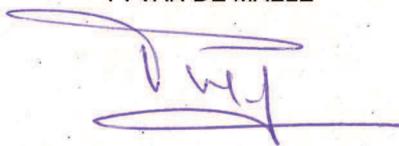
Le Préfet de région
M. CADOT



Le Président du Conseil régional (1)
J-Y. LE DRIAN



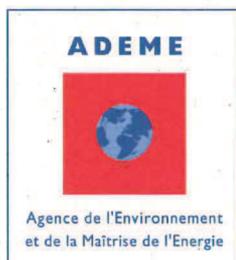
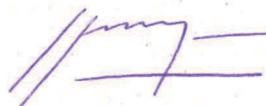
Le Président de l'ADEME
P. VAN DE MAELE



Le Président de RTE
D. MAILLARD



La directrice générale de l'ANAH
I. ROUGIER



(1) Sous réserve du vote favorable par l'Assemblée régionale

Annexes au pacte électrique breton

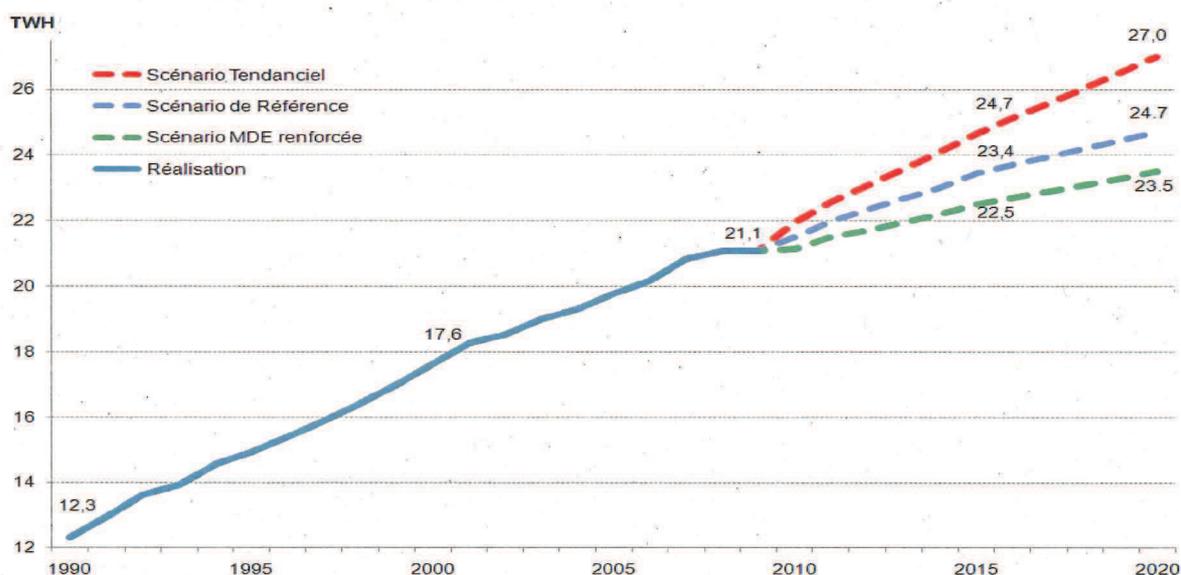
ANNEXE 1 : Bilan de la consommation et prévisionnel sur la base du scénario MDE

ANNEXE 2 : Énergies renouvelables

ANNEXE 3 : Perspectives d'évolution de la consommation électrique bretonne et contribution des productions EnR

* *

ANNEXE 1 : Bilan de la consommation et prévisionnel sur la base du scénario MDE



ANNEXE 2 : Énergies renouvelables (hypothèses prospectives)

Éolien terrestre :

- 2010 = 535 MW : Puissance raccordée au 30 juin 2010 ;
- 2012 = 950 MW : Permis de construire accordés en 2010 ;
- 2020 = 1800 MW : Potentiel 2012 + 70% PC 2010 + 40% des ZDE autorisées aboutissent à un parc + 40% des SDE aboutissent à un parc ;
- pour info, 2 500 MW : Potentiel 2012 + 70% PC 2010 + 70% des ZDE autorisée aboutissent à un parc + 60% des SDE aboutissent à un parc + 40% des ZDE en instruction ou déposées aboutissent à un parc.
- 2 000 h de fonctionnement pleine puissance en 2010 et 2012 (source SER lié à la performance des équipements) ;

PACTE ELECTRIQUE BRETON

- 2 500 h de fonctionnement pleine puissance à partir de 2015 (source SER lié à la performance des équipements).

Éolien offshore :

- 2015 = 500 MW : Appel à projet 2010 ;
- 2020 = 1 000 MW : Puissance 2015 (1er appel d'offre) + ouverture d'autres zones favorables (en comptant sur la maturité d'ici 2020 de l'éolien flottant, et sur l'éventualité à terme d'utiliser une partie de la zone de tir de Groix) ;
- 33% d'heures de fonctionnement pleine puissance (environ 2 900 h de fonctionnement).

Hydroliennes :

- 2015 = 2 MW : Projet au large de Paimpol/Bréhat ;
- 2020 = 10 MW : Parc au large de Paimpol/Bréhat + autres projets
- 80% de fonctionnement soit 1 700 h.

Hydroélectricité :

- 2020 = 3 MW (étude agence de l'eau Loire Bretagne).

Photovoltaïque :

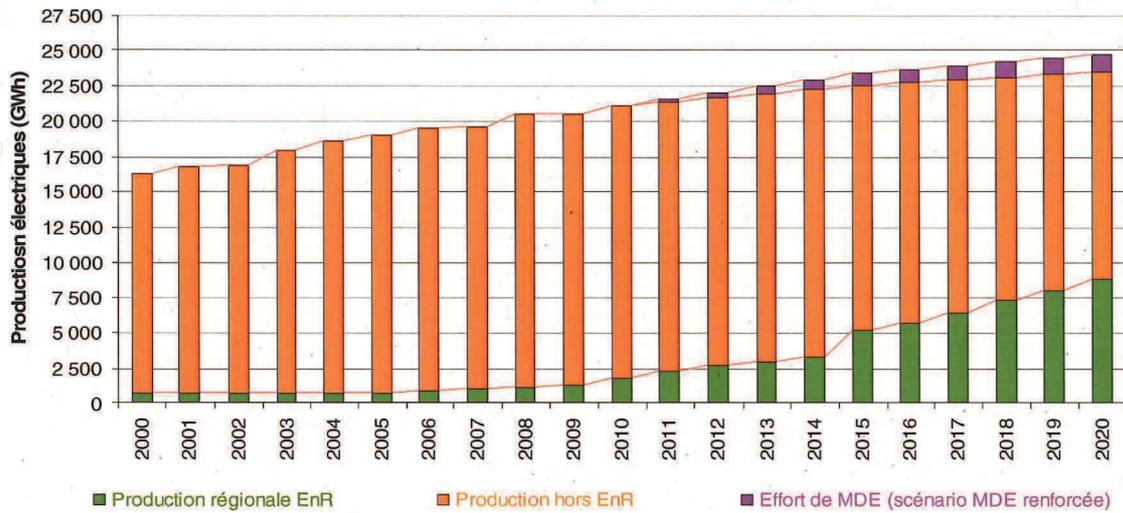
- en toiture : on considère jusqu'en 2015 un croissance identique à celle du 1er semestre 2010 et en 2020 on ajoute le BEPOS ;
- au sol : 20 centrales de 10MW.

Biomasse :

- 2010 = 0,4 MW : Puissance raccordée en 2010 ;
- 2012 = 4 MW : 17 installations agricoles potentielles identifiées dans le plan biogaz ;
- 2015 = 20 MW : Puissance 2012 + 2 projets retenus par l'appel d'offre CRE 3 ;
- 2020 = 120 MW : Scénario haut de l'association AILE (10 à 50% des ressources mobilisées).

	2010		2012		2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Éolien terrestre	535	1070	950	1900			1800 2500	4000 5500
Éolien offshore Ancré et flottant	-	-	-	-	500	1450	750 1000	2175 2900
Hydroliennes	-	-	-	-	2	3.5	10	10 à 30
Barrage de la Rance	240	490 à 550	240	490 à 550	240	490 à 550	240	490 à 550
Hydraulique	33	50 à 70					36	50 à 80
Photovoltaïque	25	25	75	75	250	250	400	400
Biomasse dont méthanisation	0.4	3.2	4	32	20	160	50 120	400 800
Incineration de déchets	12	80	12	80	12	80	12	80
TOTAL	845.4	1718 à 1800	1281	2577 à 2637			3600	8840

ANNEXE 3 : Perspectives d'évolution de la consommation électrique bretonne et contribution des productions EnR



Commentaire méthodologique : la courbe supérieure de l'histogramme correspond à la consommation électrique bretonne.



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 4

Diaporama présenté lors de la signature du pacte électrique breton

14 décembre 2010

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92

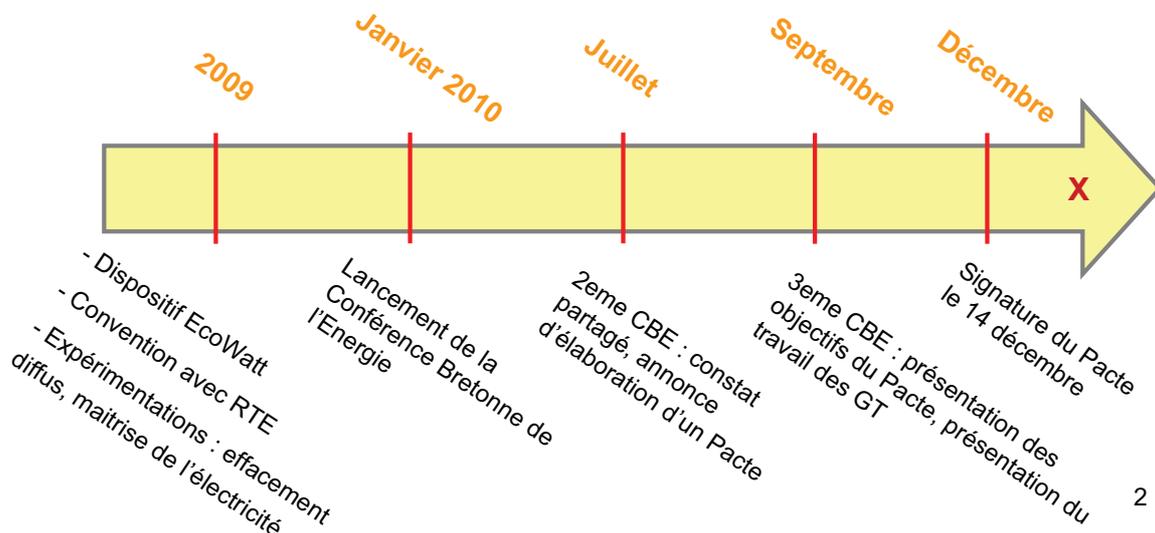
Pacte électrique breton

Signature le 14 décembre 2010

1

Chronologie

Enjeux de la sécurisation électrique bretonne



2

Conférence bretonne de l'énergie

Les chiffres clés de l'énergie en Bretagne

Édition 2010

Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre
GIP Bretagne environnement



Le 14 décembre 2010



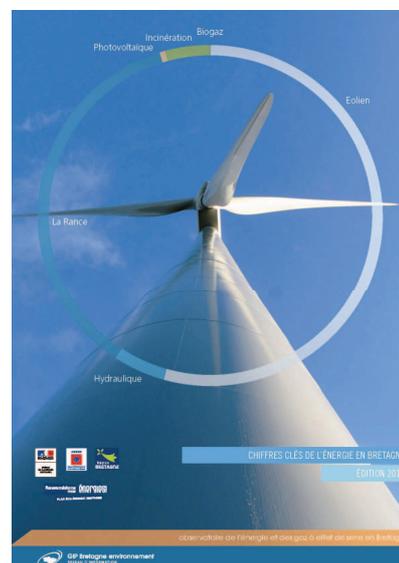
Nouvelle édition 2010

24 pages pour dresser un état des lieux de la consommation, de la production d'énergie et des émissions de CO₂ de 2000 à 2009 en Bretagne

- ☛ Dans la continuité de l'édition 2009,
- ☛ Avec des nouveautés :
 - ☛ un bilan par Energie renouvelable (EnR) associé à une carte des installations à la commune,
 - ☛ une estimation des émissions de CO₂ évitées grâce aux EnR

Comment y accéder :

- Diffusion à 2500 exemplaires auprès des mairies, ...
- Sur le net : www.bretagne-environnement.org

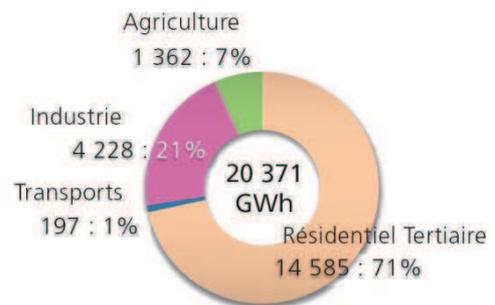
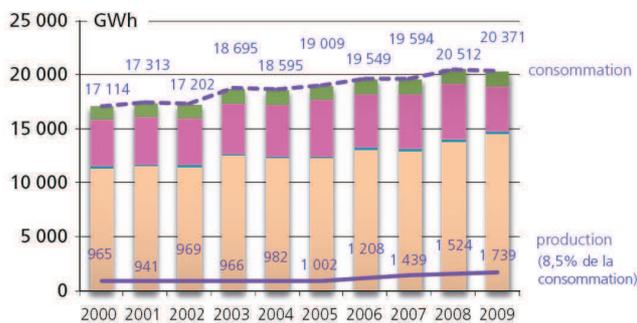


La consommation d'électricité

Une consommation en progression depuis 2000 : Croissance annuelle de 2,1% depuis 2003 contre 0,6% en France. Légère baisse en 2009 (-0,7%) imputable à l'industrie (tendance nationale)

Le secteur domestique fortement consommateur : Le bâtiment représente 71% de la consommation finale d'électricité, contre seulement 28% pour industrie / agriculture

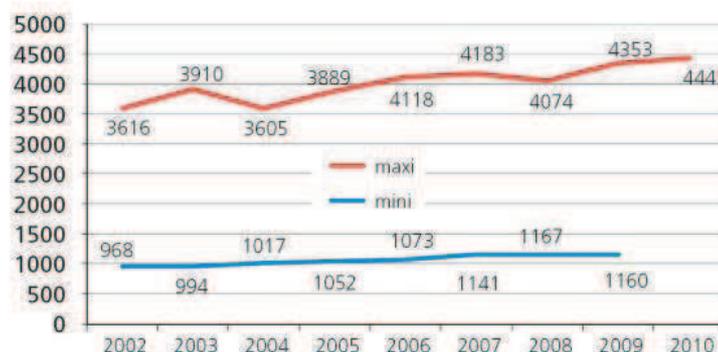
ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ ET DE LA PRODUCTION EN GWh DE 2000 À 2009



La consommation d'électricité

Des consommations de pointe toujours plus fortes : +23% en 8 ans

ÉVOLUTION DES POINTES HORAIRES DE CONSOMMATION DE 2002 À 2010 EN MW



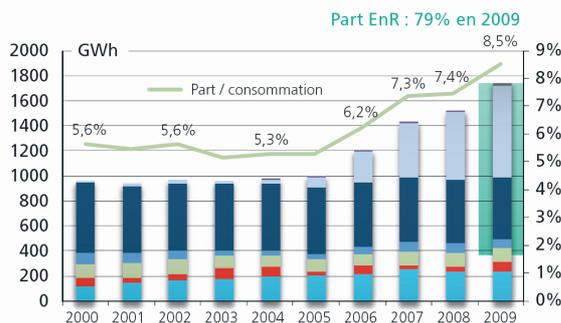
La production d'électricité

Une production en forte hausse : +14% par rapport à 2008, couvrant 8,5% des besoins en électricité en 2009

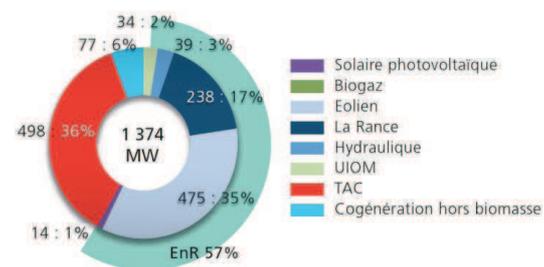
Une production tirée par les EnR : 79% à partir d'EnR, 43% d'origine éolienne

Cependant, 53% des puissances installées sont des productions intermittentes

ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ EN GWh DE 2000 À 2009



LES PUISSANCES ÉLECTRIQUES EN 2009 PAR FILIÈRE



7

Les travaux à poursuivre

Le suivi des consommations et des productions d'énergie (EnR et autres) :

- en affinant les connaissances régionales et territoriales (courbe de charges, ...),
- en consolidant les données locales,

Le suivi des actions :

- en collectant les données (cadre à mettre en place),
- en vérifiant l'impact au travers du suivi réel.

Suivi du Pacte électrique

8

Pacte électrique breton

Signature le 14 décembre 2010

9

Rappel de la démarche

Une mobilisation à la hauteur de l'enjeu...

- La situation d'extrême fragilité électrique bretonne et un risque de *black-out*
- Une réflexion d'envergure associant l'ensemble des acteurs bretons, la « Conférence bretonne de l'énergie »
- Le « Pacte électrique breton », un engagement partenarial : **Etat, Région, ADEME, ANAH, RTE**

... structurant désormais l'action régionale

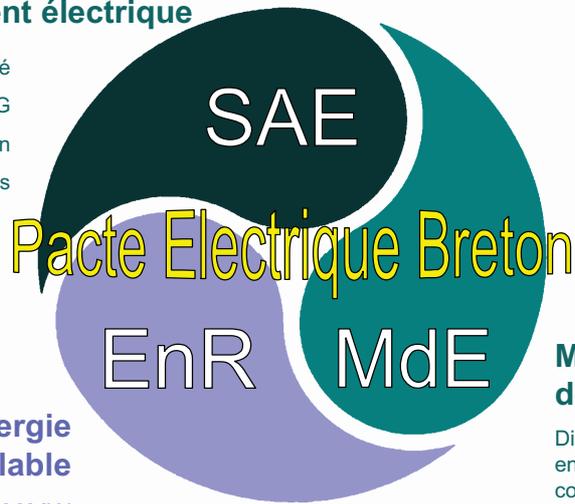
- Sur une stratégie commune autour du « trépied » électrique ;
- Sur un plan d'action multipartenarial détaillé ;
- Sur des financements mobilisés ;
- Sur une méthodologie de mise en œuvre et de suivi partagée

10

Stratégie autour du « Triskell électrique »

Sécurisation de l'approvisionnement électrique

- Filet de sécurité
- Moyen de production CCG
- Cogénération
- Réseaux intelligents



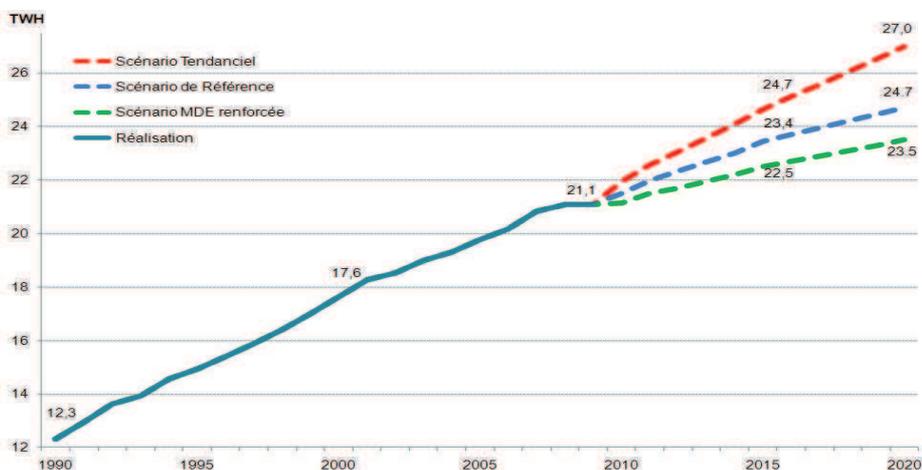
Énergie Renouvelable
 3600MW

Maîtrise de la demande électrique

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

Maîtrise de la demande en électricité

Objectif : 1 200 GWh d'économies en 2020



Maîtrise de la demande en électricité

Plan d'actions et leviers mobilisés

- **Mobilisation des territoires** : déploiement des démarches territoriales, renforcement des réseaux d'information (ADEME 2M€/an sur 2011-2013, Conseil régional 1M€/an)
- **Accompagnement des acteurs professionnels** : formation (enveloppe supplémentaire 3M€ convention nationale État/organismes professionnels, enveloppe 3M€ dédiée par le Conseil régional Programme Bretagne Formation), etc.
- **Programme d'économies d'électricité** :
 - dans le logement privé : incitation à l'éco-conditionnalité des aides à la pierre, mobilisation massive du FART ANAH (jusqu'à 5M€/an sur 2011-2013)
 - dans le logement social : (4M€/an au minimum sur 2011-2013)
 - dans les exploitations agricoles : PAAR (25% des installations hors-sol), abondement Région (2M€/an 2011-2015)
 - dans les industries agroalimentaires : modernisation des systèmes de froid (prêts bonifiés OSEO)

13

Maîtrise de la demande en électricité

Plan d'action et leviers mobilisés (suite)

- **Incitation aux actions d'économies via les CEE** (5 TWh cumac sur 2011-2013)
- **Soutien au déploiement des « compteurs communicants »**

Dès aujourd'hui :

- **Sensibilisation des bretons : renforcement du dispositif EcoWatt** (signatures de chartes d'engagement avec collectivités, entreprises, etc.), information sur les équipements alternatifs au chauffage électrique, etc.
- **Mobilisation et sensibilisation aux dispositifs d'effacement diffus** (convention cadre avec les opérateurs d'effacement diffus, actions spécifiques exploitations agricoles)

14

Développement des EnR

Objectif : 3 600 MW EnR en 2020, soit 8 840 GWh

	2010	2012	2015	2020
	MW	MW	MW	MW
Éolien terrestre	535	950		1 800
Éolien offshore ancré et flottant	-	-	500	1 000
Hydroliennes	-	-	2	10
Barrage de la Rance	240	240	240	240
Hydraulique	33			36
Photovoltaïque	25	75	250	400
Biomasse dont méthanisation	0,4	4	20	120
Incinération de déchets	12	12	12	12

15

Développement des EnR

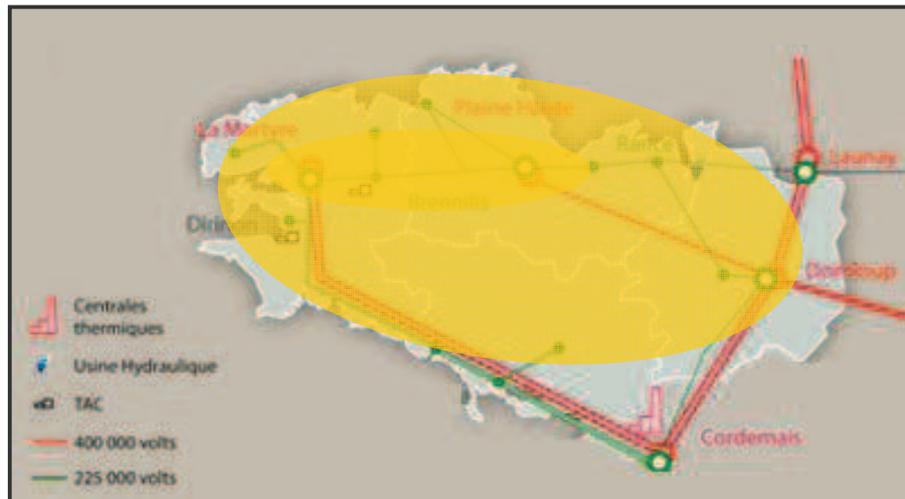
Plan d'actions et leviers mobilisés

- Déclinaison des objectifs via la planification (SRCAE), l'accompagnement des territoires, un travail sur l'acceptation sociale, en favorisant le déroulement des procédures administratives, etc.
- Planification sur les énergies marines : poursuite de l'identification des sites pour production (hydrolienne, houlomotrice, etc.), concertation
- Participation à l'appel d'offres national pour l'éolien offshore
- Participation à l'appel d'offres national « Biomasse 4 » de la CRE
- Mobilisation des collectivités au travers des exercices de planification (PCET, ZDE, etc.) et mobilisation des outils financiers existants (fond régional d'investissement « SAS EnR »)

16

Sécurisation de l'alimentation électrique

Objectif : sécuriser totalement le réseau à horizon 2020



17

Sécurisation de l'alimentation électrique

Plan d'actions et leviers mobilisés

- **Renforcement du réseau de transport d'électricité** : « filet de sécurité » de 225 000 volts reliant Lorient à Saint-Brieuc, et dispositifs supplémentaires de gestion du réseau
- Recherche et développement sur les « réseaux intelligents » et le **stockage** de l'énergie : la Bretagne s'engagera pour répondre à toute expérimentation sur ces sujets
- Développement du parc breton de **cogénération** : étude globale ADEME/Conseil, études spécifiques (serres maraîchères, industries agroalimentaires, etc.)
- Appel d'offre pour l'implantation d'un **nouveau moyen de production** cycle combiné gaz (CCG) d'environ 450 MW, d'ici 2015

18

Mise en oeuvre et suivi

Une mise en oeuvre immédiate

- Signature de conventions cadres / particulières dès janvier 2011
- Déploiement de l'animation territoriale en MDE dès janvier 2011
- Travaux préparatoires aux AO dès janvier 2011

Une animation régionale dédiée

- Un comité de pilotage regroupant les signataires du pacte
- Une « feuille de route » partagée (identification des acteurs, suivi financier...)
- Une évaluation du dispositif dans le cadre de la Conférence bretonne de l'énergie
- **Une révision du pacte électrique breton en 2015**

19

M. Philippe VAN DE MAELE

Président de l'ADEME

20

Mme Isabelle ROUGIER

Directrice générale de l'ANAH

21



M. Dominique MAILLARD

Président de RTE

22



M. Jean-Yves LE DRIAN

Président du Conseil régional de Bretagne

23



M. Michel CADOT

Préfet de la région Bretagne

24





Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 5

**Diaporama RTE présenté en réunion plénière de la première
Conférence régionale de l'énergie Bretagne**

19 janvier 2010

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92

Rte

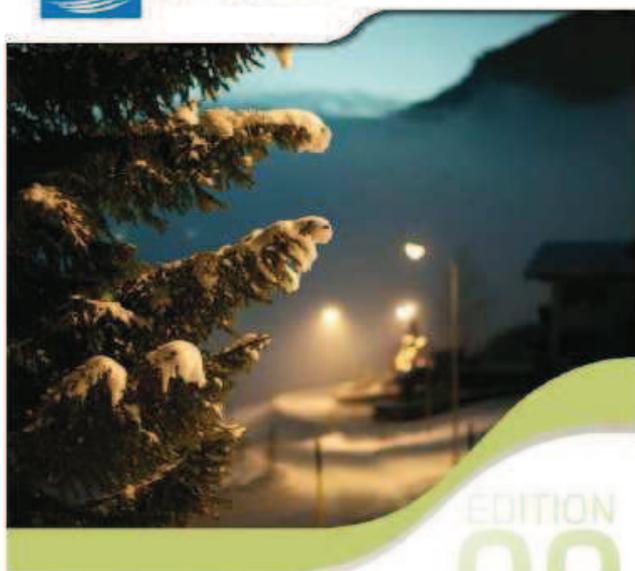
Réseau de transport d'électricité

RÉSEAU
DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ

Conférence Régionale de l'Énergie Bretagne 19 janvier 2010



Généraliste
du Réseau de Transport d'Électricité



EDITION
09

BILAN PRÉVISIONNEL
de l'équilibre offre-demande
d'électricité en France

www.rte-france.com

RÉSEAU
DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ



Le Bilan Prévisionnel

- **Une mission de RTE** : Identifier le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité
 - Le BP tient compte des orientations de la politique énergétique
- Une organisation précisée par décret (20 septembre 2006)
 - Un exercice bi-annuel à 15 ans (et une mise à jour annuelle à 5 ans)
 - Cadre et principales hypothèses en concertation avec la DE
 - Un échange privilégié avec les acteurs du système électrique
- Des méthodes et outils spécifiques
 - Une analyse des consommations par secteur et par usage
 - Une simulation du fonctionnement du système électrique
 - Modélisation détaillée des aléas (modèle probabiliste)
 - Interclassement économique des moyens de production
 - Modélisation du parc européen interconnecté



Le Bilan Prévisionnel

- Une croissance plus modérée de la consommation ...
 - Analyse par secteur et usages, MDE, transferts vers l'électricité
- ... **mais une croissance rapide des pointes**
 - Déformation de la courbe de charge, sensibilité aux vagues de froid
- Une offre de production toujours dynamique
- Des échanges qui participent à l'équilibre offre-demande
 - Secours mutuel, complémentarité des parcs de production
- **Une sécurité d'approvisionnement raisonnablement assurée au moins jusqu'en 2013**
- Au-delà de 2015, des perspectives très ouvertes
- **PACA et Bretagne : un approvisionnement dès aujourd'hui préoccupant**



Alimentation de la Bretagne

- 1- L'alimentation électrique de la Bretagne
- 2- Pourquoi cette situation et quelles solutions?
- 3- Retour sur l'hiver 2009-2010



1- L'alimentation électrique de la Bretagne

Une production éloignée de la consommation (1/2)

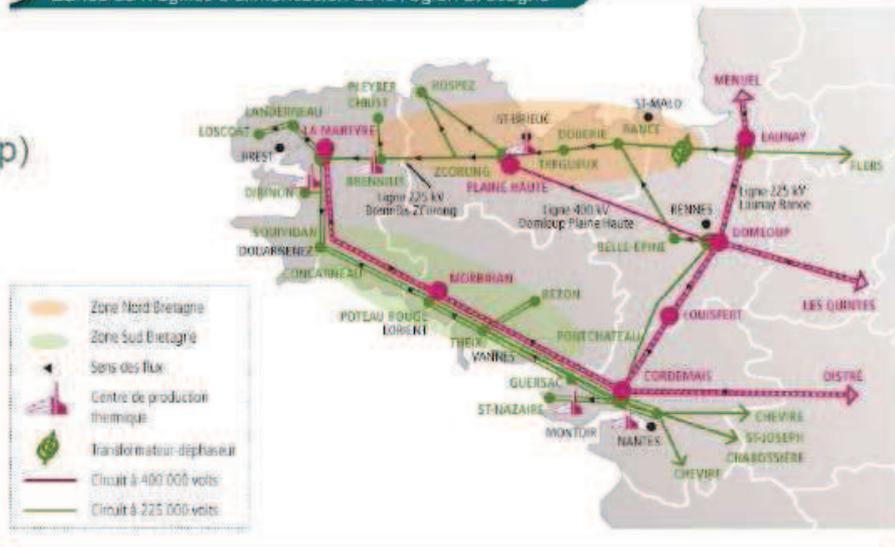
■ La zone Nord-Bretagne est particulièrement fragile

Son alimentation n'est assurée que par un seul axe 400 kV entre Rennes (poste de Domloup) et Saint-Brieuc (Plainte Haute) → grande vulnérabilité en cas d'incident sur cet axe

Le « bouclage du réseau » est assuré par des lignes de tension inférieure

■ Des travaux en cours sur la zone Sud-Bretagne

Zones de fragilité d'alimentation de la région Bretagne



Une production éloignée de la consommation (2/2)

■ La Bretagne ne produit que 8% de sa consommation électrique → une « péninsule électrique »

■ La production électrique en Bretagne repose principalement sur :

- Les Turbines à Combustion de Brennilis et Dirinon (29)
- L'usine marémotrice de la Rance (22)
- La production éolienne dispersée sur le territoire breton

→ 1180 MW de production installée au total

Situation de l'éolien en Bretagne

	BRETAGNE
EN SERVICE	
Nb de projets en service	68
Puissance en service	452 MW
EN « FILE D'ATTENTE »	
Nb de projets en « FA »	44
Puissance en « FA »	767 MW



95 % de la production éolienne est raccordée en moyenne et basse tension (distributeur)

RTE est néanmoins responsable du suivi de la « File d'attente », pour tous les projets d'EnR (éolien; solaire; biomasse...)

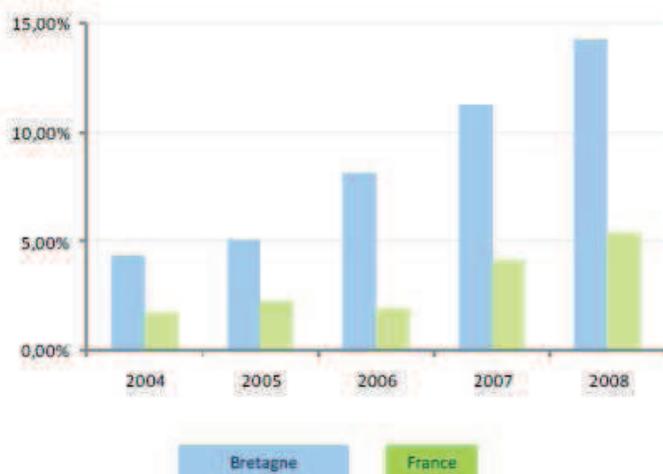
Un nouveau dispositif informatique (« IPES ») a été mis en place par RTE pour assurer le suivi permanent de la production des parcs éoliens et des grands sites photovoltaïques

RÉSEAU
DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ

Une consommation électrique qui augmente

- Une énergie consommée supérieure à la dynamique nationale :

en cumulé depuis 2003, la croissance de l'électricité en Bretagne s'élève à +14% (contre 5,4% au niveau national)

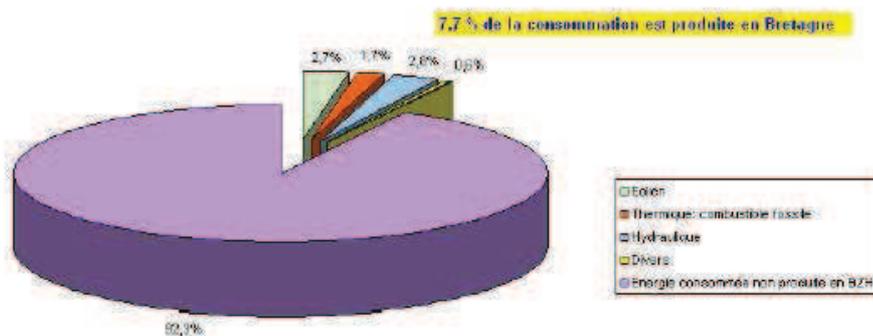


RÉSEAU
DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ

Zoom sur l'énergie consommée en 2008

CONSOMMATION	20 500 GWh
PRODUCTION	1580 GWh
<i>Eolien</i>	550 GWh
<i>Hydraulique (Rance...)</i>	575 GWh
<i>Thermique (combustible fossile : TAC; diesels disp...)</i>	340 GWh
<i>Divers (cogénérations...)</i>	115 GWh

Part de l'énergie BZH consommée produite dans la région



RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Températures et consommation d'électricité

- **en cas de vague de froid (7 à 8°C sous les normales saisonnières) :** risque d'atteindre les limites techniquement acceptables d'importation et sollicitation des actions de sauvegarde technique du réseau



- 1 °C sur la région Bretagne : + 200 MW

Soit l'équivalent de la consommation de la ville de Rennes

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

Le risque majeur, « l'écroulement de tension » (1/2)

■ Sur perte d'un ouvrage, par ordre de probabilité

- Groupe de production (essentiellement Cordemais)
- Avarie de la ligne Rennes – St-Brieuc
- Incident dans un poste (ex : incident en PACA, le 21 décembre 2009)



■ Les conséquences potentielles

- Phénomène rapide à extrêmement rapide
- Risque d'extension bien au delà de la Bretagne

RÉSEAU
DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ

Le risque majeur, « l'écroulement de tension » (2/2)

■ Exemple de l'écroulement de tension, du 12 janvier 1987

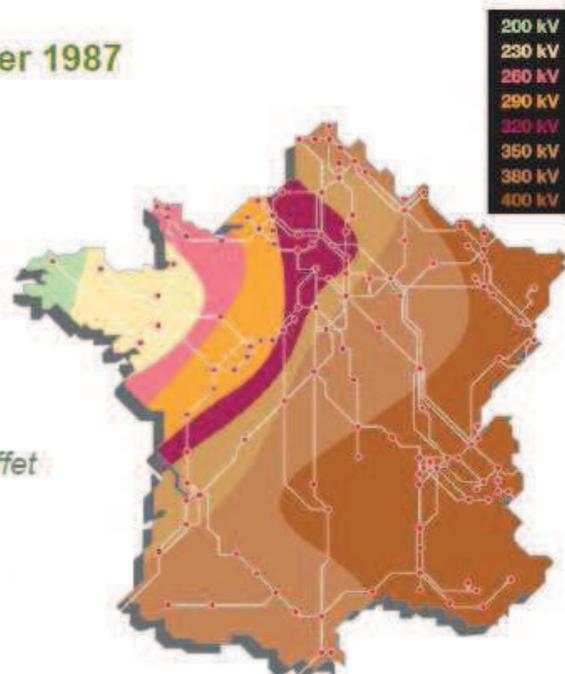
- Ecoulement de tension en Bretagne



- Extension aux régions Normandie, Centre-Ouest et Sud-Ouest



Des coupures massives pendant plus de huit heures, avec un effet ressenti sur presque la moitié du territoire français



RÉSEAU
DE TRANSPORT
D'ÉLECTRICITÉ



2- Pourquoi cette situation et quelles solutions?



Projets envisagés pour répondre à la fragilité bretonne...

- 1997 : le projet de doublement de la liaison à 400 000 volts Domloup-Plaine Haute, envisagé initialement, laisse la place au choix d'une optimisation du réseau existant => demande des pouvoirs publics, pour répondre au problème de l'acceptabilité d'un tel projet à 400 000 volts
- Années 2000 – 2006 : un programme d'investissements, de 35 M€, est mis en œuvre pour améliorer la tenue de tension sur le réseau breton
- 2006 : appel d'offre, lancé par RTE en 2006, pour inciter à localiser une production répondant au problème des pointes de consommation dans la zone...sans nécessité de renforcer le réseau 400 000 Volts à court/moyen terme
- Années 2009 – 2010 : Création d'un échangeur 400/220 kV dans la Morbihan et raccordement d'un cycle combiné à gaz à Montoir de Bretagne

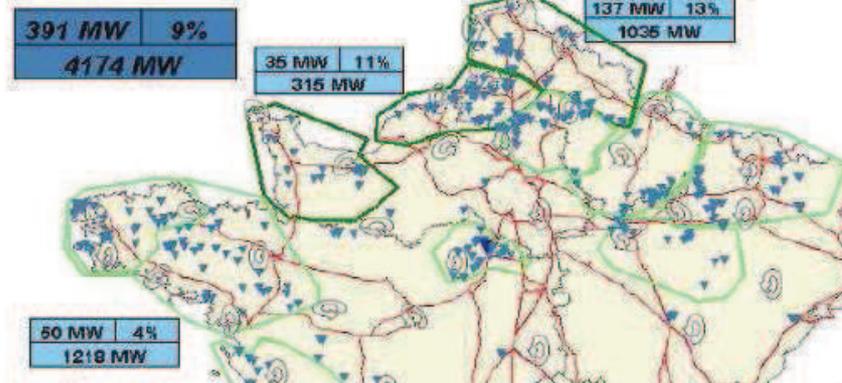
Investissements en « Très Haute Tension » en cours



3- Retour sur l'hiver 2009-2010

Production éolienne du mercredi 16 décembre 20h

France



Bretagne

- A la pointe du soir, faible production éolienne = 4 % puissance installée Ouest, soit 20 MW pour la Bretagne (9% au niveau national)

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

ECOWATT: le bon geste énergie



ÉcoWatt en Bretagne
le bon geste énergie

Principe

- Dispositif ciblé d'appel à la modération les jours de très forte consommation, en Bretagne
- Un système d'alerte sur site web et système SMS, fondé sur le volontariat

Un premier bilan encourageant : une diminution de la consommation d'électricité en Bretagne, qui a atteint 1,5% aux heures de pointe, suivant les jours de la semaine. Soit l'équivalent de la consommation d'une agglomération de 60 000 habitants.

Des hiver, face aux risques de coupures, apprenons à modérer notre consommation d'électricité.

LES BONNES GESTES EN CAS D'ALERTE • VOS BONNES GESTES ÉNERGIE • BREVING YA BRETAGNE DE DEMAIN • FORUM • PARTAGÉS

LES BONNES GESTES ÉNERGIE

1. Réduire la consommation

2. Éviter les pertes

3. Éviter les courants d'air

4. Éviter les courants d'air

5. Éviter les courants d'air

6. Éviter les courants d'air

7. Éviter les courants d'air

8. Éviter les courants d'air

9. Éviter les courants d'air

10. Éviter les courants d'air

11. Éviter les courants d'air

12. Éviter les courants d'air

13. Éviter les courants d'air

14. Éviter les courants d'air

15. Éviter les courants d'air

16. Éviter les courants d'air

17. Éviter les courants d'air

18. Éviter les courants d'air

19. Éviter les courants d'air

20. Éviter les courants d'air

21. Éviter les courants d'air

22. Éviter les courants d'air

23. Éviter les courants d'air

24. Éviter les courants d'air

25. Éviter les courants d'air

26. Éviter les courants d'air

27. Éviter les courants d'air

28. Éviter les courants d'air

29. Éviter les courants d'air

30. Éviter les courants d'air

31. Éviter les courants d'air

32. Éviter les courants d'air

33. Éviter les courants d'air

34. Éviter les courants d'air

35. Éviter les courants d'air

36. Éviter les courants d'air

37. Éviter les courants d'air

38. Éviter les courants d'air

39. Éviter les courants d'air

40. Éviter les courants d'air

41. Éviter les courants d'air

42. Éviter les courants d'air

43. Éviter les courants d'air

44. Éviter les courants d'air

45. Éviter les courants d'air

46. Éviter les courants d'air

47. Éviter les courants d'air

48. Éviter les courants d'air

49. Éviter les courants d'air

50. Éviter les courants d'air

51. Éviter les courants d'air

52. Éviter les courants d'air

53. Éviter les courants d'air

54. Éviter les courants d'air

55. Éviter les courants d'air

56. Éviter les courants d'air

57. Éviter les courants d'air

58. Éviter les courants d'air

59. Éviter les courants d'air

60. Éviter les courants d'air

61. Éviter les courants d'air

62. Éviter les courants d'air

63. Éviter les courants d'air

64. Éviter les courants d'air

65. Éviter les courants d'air

66. Éviter les courants d'air

67. Éviter les courants d'air

68. Éviter les courants d'air

69. Éviter les courants d'air

70. Éviter les courants d'air

71. Éviter les courants d'air

72. Éviter les courants d'air

73. Éviter les courants d'air

74. Éviter les courants d'air

75. Éviter les courants d'air

76. Éviter les courants d'air

77. Éviter les courants d'air

78. Éviter les courants d'air

79. Éviter les courants d'air

80. Éviter les courants d'air

81. Éviter les courants d'air

82. Éviter les courants d'air

83. Éviter les courants d'air

84. Éviter les courants d'air

85. Éviter les courants d'air

86. Éviter les courants d'air

87. Éviter les courants d'air

88. Éviter les courants d'air

89. Éviter les courants d'air

90. Éviter les courants d'air

91. Éviter les courants d'air

92. Éviter les courants d'air

93. Éviter les courants d'air

94. Éviter les courants d'air

95. Éviter les courants d'air

96. Éviter les courants d'air

97. Éviter les courants d'air

98. Éviter les courants d'air

99. Éviter les courants d'air

100. Éviter les courants d'air

ÉcoWatt en Bretagne le bon geste énergie

Alerte orange

Alerte rouge

Attention aux consommations élevées !

Adoptez le bon geste énergie

Hiver 2009-2010

4 alertes oranges

7 alertes rouges

+ 18 400 inscrits

RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 6

**Conférence bretonne de l'énergie
Groupe de travail « approvisionnement en énergie »**

Compte rendu de la réunion du 17 septembre 2010

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92



Conférence bretonne de l'énergie Groupe de travail « approvisionnement en énergie »

Compte rendu de la réunion du 17 septembre 2010

* * *

Animation : Mme Isabelle GRAVIÈRE-TROADEC, Secrétaire Générale aux Affaires Régionales
Préfecture de région Bretagne, Mr Dominique RAMARD, Conseiller régional délégué à l'Énergie et au Climat, Région Bretagne.

Ordre du jour :

- introduction
- retour sur les contributions reçues
- Perspectives de l'évolution de la consommation électrique
- Point maîtrise de la demande en électricité
- Point énergies renouvelables
- Sécurisation du réseau de transport et besoin de productions
- Echanges conclusions

Introduction :

Rappel de l'objectif de ce groupe de travail : débattre de l'approvisionnement énergétique de la Bretagne pour préparer l'élaboration du Pacte électrique breton qui doit être présenté le 24 septembre prochain.

Retour sur les contributions reçues :

Une vingtaine de contributions concernant les trois axes ont été reçues à ce jour, (synthèse distribuée en début de séance) ; ces contributions, sous réserve de l'accord de leur auteur, feront l'objet d'une publication sur le site www.plan-eco-energie-bretagne.fr.

Perspectives de l'évolution de la consommation électrique :

RTE présente l'évolution des consommations en Bretagne et des mesures exceptionnelles prises les hivers derniers pour éviter la coupure électrique généralisée.

Point maîtrise de la demande en électricité et EnR :

Une restitution des avancées des groupes « énergie et territoires / maîtrise de la demande en énergie » et « développement des énergies renouvelables » qui se sont réunis les 10 et 15 septembre a été présentée au groupe de travail.

- MDE : résultats d'un 1er bilan prospectif avec le scénario « MDE renforcée » et la généralisation de l'expérimentation Vir'Volt ; actions spécifiques à la consommation de pointe ;
- EnR : bilan prospectif par filière avec hypothèses de durée de fonctionnement, présentation d'un scénario d'approvisionnement par type de production à l'horizon 2020, illustration de l'intermittence de l'éolien, problématique lors des pointes de consommation hivernales selon RTE.

Faisant écho à l'opération Vir'volt (MDE), la Région souhaite, en lien avec le pacte électrique breton, une charte d'engagement des collectivités sur des actions prioritaires et ce dès l'hiver prochain.

Sécurisation du réseau de transport et besoin de productions :

RTE présente la problématique électrique bretonne, ainsi que les solutions envisagées pour y répondre :

- une production locale insuffisante qui sollicite le réseau à ses limites et présente un risque de coupure électrique généralisée sur la Bretagne (*black-out*) ;
- le bilan du besoin de sécurisation : situation de la production par rapport à l'évolution projetée de la consommation (scénario de référence et MDE renforcée ; projection jusqu'à 2020 avec prise en compte des échéances affichées par les producteurs). RTE précise que son bilan prévisionnel, actualisé tous les 2 ans, pourra évoluer en fonction des décisions prises sur l'évolution des moyens de production existants. Suite à question posée par rapport aux industriels, compte tenu de la baisse de puissance disponible annoncée, RTE indique qu'aucun projet de réservation n'est programmé à ce jour en Bretagne ;
- le renforcement nécessaire du réseau : décisions préalables qui s'imposent, pistes identifiées, bilan comparatif « renforcement de la ligne 400 000 volts Rennes-Saint Briec / filet de sécurité 225 000 volts » avec la 2nde solution plus favorable sur le plan environnemental, la maîtrise économique, la capacité d'accueil et le délai de mise en œuvre ;
- le bilan du besoin de sécurisation : RTE présente l'évaluation du besoin en puissance, définie en fonction des pointes de consommations électriques (pointes hivernales en Bretagne). Cette première évaluation, issue de simulations dynamiques du réseau de transport, n'intègre pas les productions EnR ;
- présentation du scénario prospectif de sécurisation : RTE présente une deuxième évaluation du besoin en puissance, qui intègre cette fois les solutions envisagées de production complémentaire et de renforcement du réseau (filet de sécurité).

La DREAL précise qu'EDF est engagé dans une démarche longue de demande de dérogation par rapport à l'application de la directive européenne pour la prolongation des centrales thermiques fuel de Cordemais jusqu'en 2020.

Echanges :

Les effacements automatisés chez les particuliers mobilisables pour gérer le problème de pointe sont estimés plus importants par l'industriel Delta Dore que les quantités indiquées par RTE. RTE précise que les effacements automatisés chez le particulier ont des temps de mobilisation supérieurs au temps de réactivité nécessaire pour éviter un *black-out* (testé cet hiver).

Un représentant des serristes expose le potentiel qui existe sur la cogénération en Bretagne. Cette technologie est particulièrement bien adaptée aux serres car la chaleur émise pour produire de l'électricité est récupérée, et la vente de l'électricité permet de payer le gaz nécessaire pour chauffer les serres (poste qui pèse 1/3 des charges). Une étude réalisée par Omégatherm commanditée par la Chambre régionale de l'agriculture, l'ADEME et la Région Bretagne, non publiée à la date de la réunion, a étudié les leviers nécessaires pour les serristes ayant de 1 à 4 Ha de serres. Cette étude montre le blocage financier pour les petits exploitants (seuil retenu de 1 000€ / kW investi) . L'aide nécessaire est estimée à 22 millions d'euros pour permettre l'implantation de 120 MW sur 12 ans. Cette solution présente plusieurs avantages : rapidité de mise en œuvre (12 à 18 mois), rentabilité de 93% et impact environnemental nul.

En réponse, la DREAL indique la position du niveau national qui privilégie le développement de la cogénération issue des EnR et ne prévoit pas l'augmentation des financements de la filière cogénération gaz.

La société Kéréneo regrette que ne soit pas exposée une autre approche, « en sens inverse », décentralisée et avec de faibles puissances. Si cette approche est tout autant extrême que le scénario d'une production par une centrale unique, elle peut néanmoins inciter à envisager des solutions intermédiaires combinant réseau intelligent et EnR, qui concourraient également à la sécurisation. RTE précise que les EnR, dont les petites productions, sont prises en compte dans le bilan prévisionnel, ainsi que leur potentiel d'augmentation.

L'ADEME informe qu'une analyse économique est en cours quant à la perspective de doubler la puissance disponible des unités de méthanisation mobilisables au moment des pointes (100 MW). Les appels d'offres nationaux et les aides existantes sont des leviers pour aider à leur développement ;

Le Conseil Régional rappelle l'intérêt de disposer d'un diagnostic des besoins le plus exhaustif possible, ce qui suppose des compléments à apporter sur le bilan prévisionnel de RTE en matière d'EnR notamment. RTE rappelle que les seules hypothèses qu'il prend sont celles des productions garanties : l'éolien n'est disponible qu'à 2% de la puissance sur 90% du temps ;

A la question posée par le CG22 de l'éolien *offshore* qui n'a pas l'air d'être pris en compte, il est répondu que le bilan prévisionnel des EnR l'intègre, même si sur le potentiel disponible peu de données sont encore exploitables ;

A la question des conditions d'association des collectivités au dossier de la future centrale, la SGAR indique qu'il est trop tôt pour en parler, que le but du groupe de travail est bien d'évoquer toutes les pistes et qu'il reste à affiner les chiffres pour la conférence, suite aux différents arguments présentés aujourd'hui, avant de conclure sur la nécessité d'une centrale.

Conclusions :

L'Etat précise que le groupe Approvisionnement a notamment eu pour but d'identifier le besoin de production nécessaire à la sécurisation électrique et non de définir un type de moyen précis. Le choix du type de moyen de production supplémentaire sera discuté lors de la prochaine Conférence bretonne de l'énergie.

Le conseil régional insiste sur la nécessaire mobilisation de tous les acteurs pour arriver à l'objectif sur chaque pilier du trépied.

En conclusion, les présidents remercient les différents participants, et donnent rendez vous pour la conférence du 24 septembre.

La Préfecture de Région

Le Conseil régional



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 7

**Conférence bretonne de l'énergie
Diaporama RTE présenté au Groupe de travail
« approvisionnement en énergie »
le 17 septembre 2010**

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

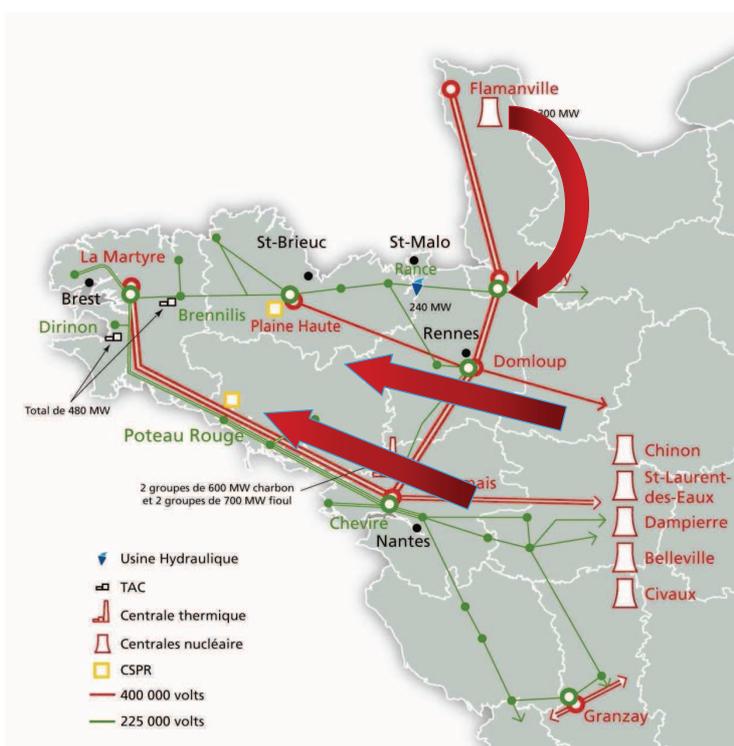
Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - **Tél. :** 09.62.60.16.92

Quelles solutions pour la sécurisation électrique de la Bretagne ?

Rennes, le 17 septembre 2010

La production locale est insuffisante, et sollicite le réseau à ses limites



✓ La Bretagne ne produit que 8% de sa consommation électrique → une péninsule électrique

✓ La production électrique en Bretagne repose sur :

- les Turbines à Combustion de Brennilis et Dirinon (29)

- l'usine marémotrice de la Rance (22) et la production éolienne locale

... mais surtout

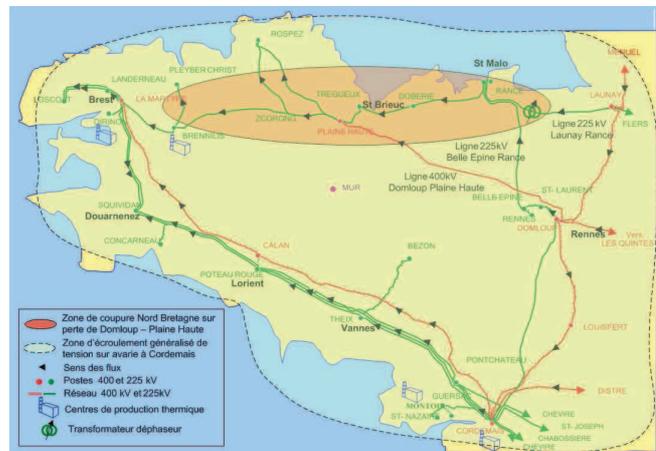
- les centrales thermiques de Cordemais et de Montoir (44)

- et, hors Bretagne, les centrales nucléaires du Val de Loire et de Flamanville

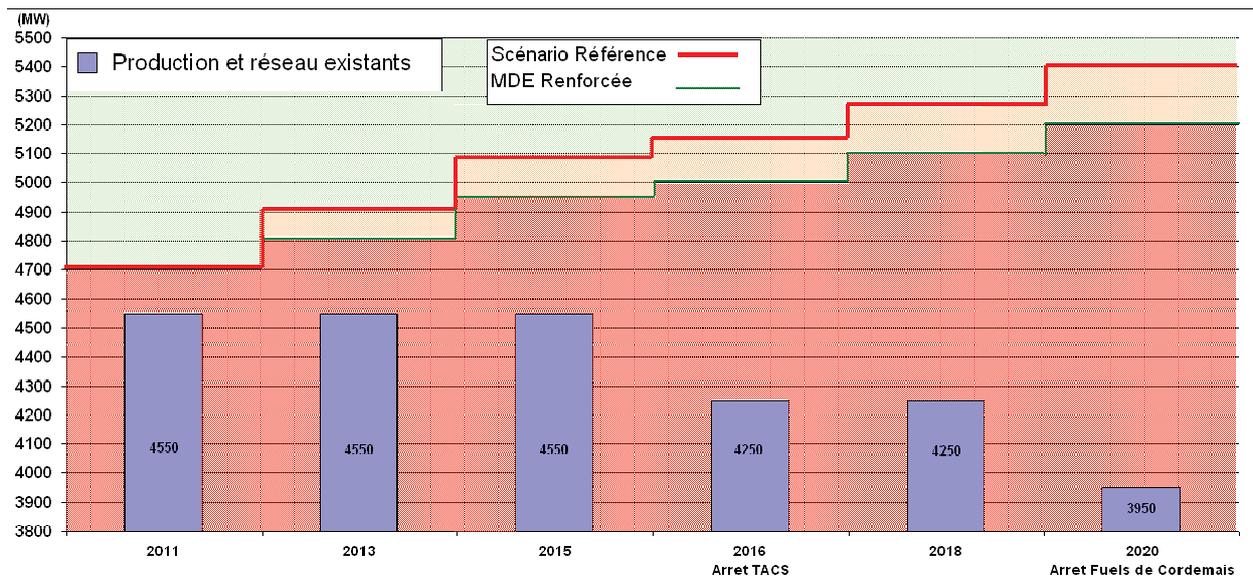
Désormais, un risque de black-out généralisé sur la Bretagne

Le système électrique local (production + réseau) n'est tout simplement plus adapté à la consommation :

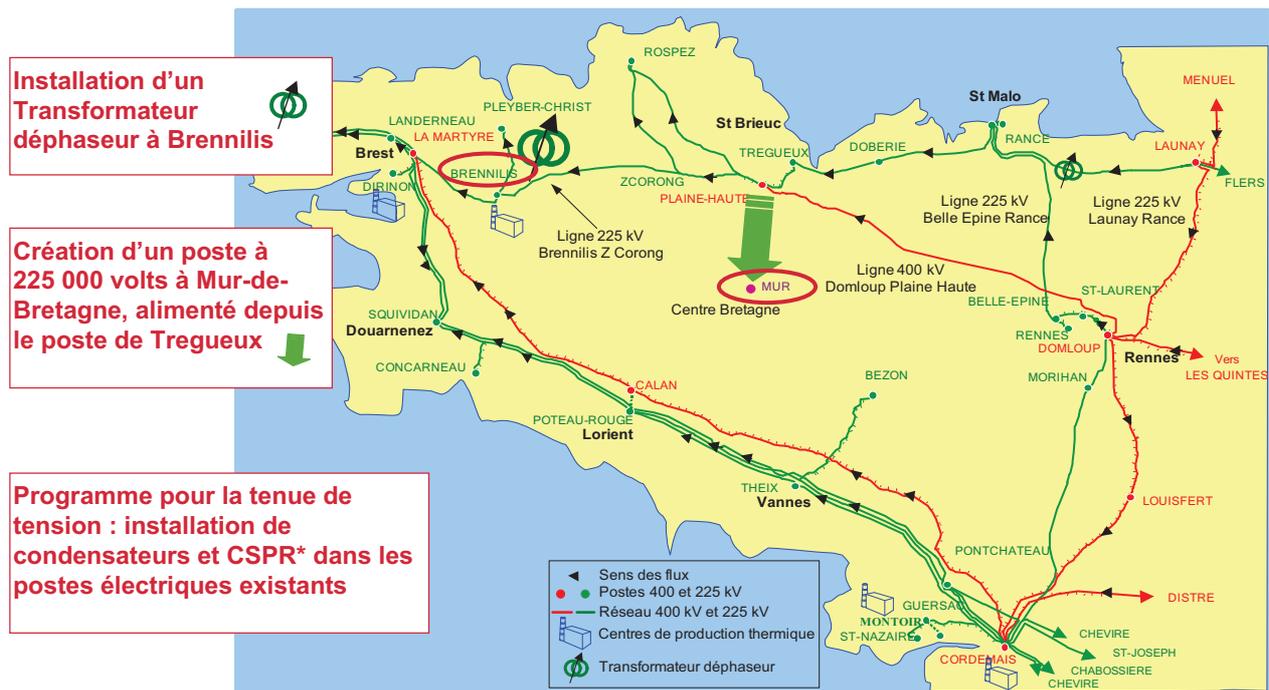
→ la Bretagne n'est plus seulement exposée à des risques de coupure ciblée de son alimentation électrique dans sa partie nord mais à un risque d'écroulement de tension généralisé (blackout) sur toute la région, pouvant éventuellement se transmettre par « effet domino »



Bilan du besoin de sécurisation



Il est nécessaire de renforcer le réseau : les décisions préalables impératives



* CSPR = Compensateur Statique de la Puissance Réactive

Il est nécessaire de renforcer le réseau : les solutions étudiées par RTE

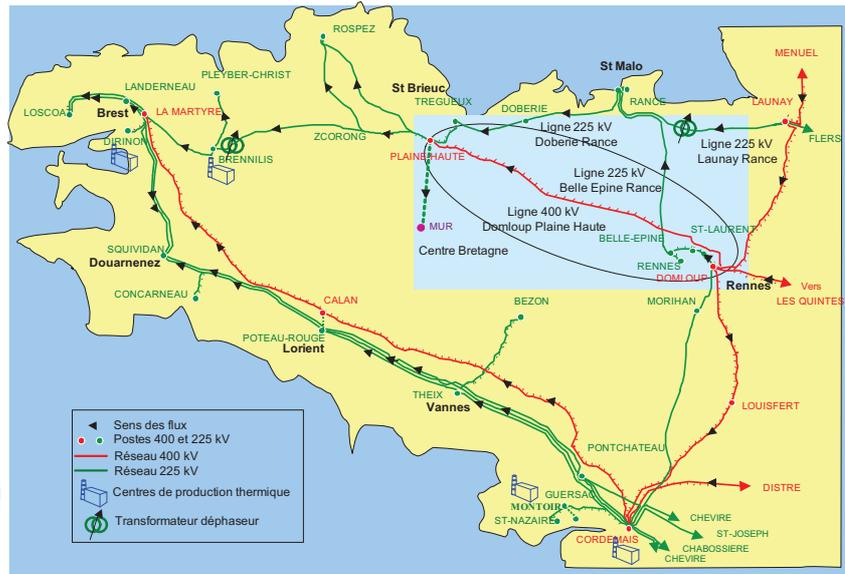
- Un renforcement 400 000 volts : doublement de la liaison Rennes – Saint Brieuc

OU

- Un filet de sécurité 225 000 volts entre Calan et Saint- Brieuc

Renforcement de la ligne à 400 000 volts Domloup-Plaine Haute

- **En double circuit aérien sur 85 km** en substitution de la ligne existante + création d'un tronçon souterrain sur 35 km contournant l'agglomération Rennaise
- **35 km en souterrain** depuis Plaine Haute : alimentation de la zone de Mur en 225 000 V
- Programme de compensation (condensateurs et CSPR)



Un investissement de 400 M€

Un délai de réalisation estimé a minima à 10 ans

Un "Filet de sécurité" à 225 000 volts entre Calan et Plaine Haute

- **Axe souterrain 225 000 volts de 85 km** entre Calan – Mur - Plaine Haute
- **Transformateurs déphaseurs** pour piloter les flux sur le réseau 225 000 volts
- Programme de compensation (condensateurs, selfs et CSPR)



Un investissement de 250 M€

Un délai de réalisation estimé entre 7 et 8 ans

Bilan des 2 solutions de renforcement du réseau

	« Filet de sécurité 225 000 volts »	« Garantie 400 000 volts de Domloup-Plaine Haute »
<i>Bilan environnemental</i>	=	--
<i>Maîtrise économique</i>	+	--
<i>Sécurité d'alimentation</i>	+	++
<i>Capacité d'accueil</i>	++	=
<i>Délai de mise en œuvre</i>	+	--

Bilan environnemental: La mise en œuvre de la stratégie 400 000 volts (85 km en technique aérienne) paraît très délicate face à la solution filet de sécurité (85 km en souterrain)

Maîtrise économique: avec la solution filet de sécurité une optimisation efficacité réseau / investissement

Sécurité d'alimentation: La stratégie 400 000 volts permet de traiter à très long terme la sécurité d'alimentation du nord Bretagne, mais ne permet pas de faire face au risque de black out en Bretagne

Capacité d'accueil: Le filet de sécurité favorise l'évacuation de l'éolien Offshore sur le Nord Bretagne et crée une capacité d'accueil de 300 MW d'EnR terrestre au poste de Mur en 225 000 volts.

La solution "Filet de sécurité" apparaît comme la plus favorable...

...Même si , elle ne permet pas non plus de faire face au risque d'écroulement de tension généralisé sur la Bretagne

Un besoin de moyen de production en Bretagne (1/2)

- **Le développement réseau** ne permet pas à lui seul la sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne
- **Le contexte a évolué depuis 2006** : prévisions de consommation, arrêt prévisible des TAC à l'horizon 2015, puis des groupes fuel de Cordemais



- **La problématique à traiter est désormais celle de l'alimentation électrique de la Bretagne dans son ensemble : éviter le black-out par écroulement de tension**

Un besoin de moyen de production en Bretagne (2/2)

Il est nécessaire de coupler un nouveau moyen de production avec le développement de réseau.

- **Risque d'écroulement de tension généralisé** : l'implantation d'un moyen de production est d'autant plus efficace qu'elle se fait à l'ouest de la Bretagne.
- **Risques de coupure ciblés sur le quart nord-ouest** de la Bretagne : la solution « filet de sécurité » associée permet de capter cette production efficacement





Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 8

Conférence bretonne de l'énergie Compte rendu de la 3^{ème} réunion plénière du 24 septembre 2010

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92



Rassemblons
nos

énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Conférence bretonne de l'énergie

24 septembre 2010



Rassemblons
nos

énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE



Ordre du jour

- Introduction
 - Point sur la démarche et rappel de la fragilité électrique de la Bretagne
 - Bilan Groupe de travail « Maîtrise de la demande en électricité »
 - Bilan Groupe de travail « Développement des énergies renouvelables »
 - Bilan Groupe de travail « Sécurisation de l'alimentation électrique »
 - Conclusion - Modalités générales
- 

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Rappel de la démarche

- La conférence du 6 juillet
- Les 3 groupes de travail
 - Groupe de travail MDE le 10 septembre
 - Groupe de travail Enr le 15 septembre
 - Groupe de travail Approvisionnement le 17 septembre
- La conférence territoriale des collectivités (B15) le 20 septembre

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Contributions aux groupes de travail

	MDE	EnR	Approvisionnement / Réseau
Pays de St Brieuc	x		
Investir en Finistère			x
EDF	x	x	x
CGT	x	x	x
SDE 56	x	x	x
FRSEA		x	x
Nass & Wind Offshore	x		
ERDF	x	x	x
FRB, CAPEB, SCOP, BTP	x	x	
St Malo	x	x	x
Agglomération de Brest	x	x	x
FFB	x		
Rennes Métropole	x	x	
MEDEF		x	x
RIAC Breizh	x	x	x
Groupe EDDA Energie/ ALREN		x	x
Associations *			x
Delta Doré	x		
Voltalis	x		
CRCI	x	x	x
Kereneo		x	x

* Associations : ADPSE, CURC 22, AE2D, Pas de centrale en Basse Automne, Transparence développement et ruralité

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Perspectives d'évolution de la consommation électrique

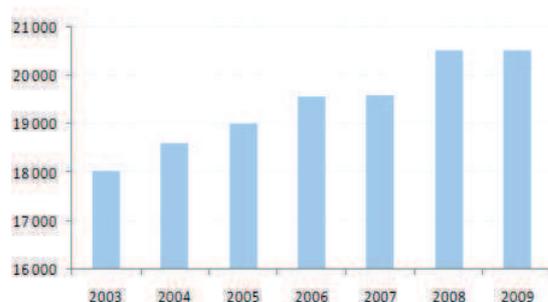
Rassemblons
nos

Énergies!

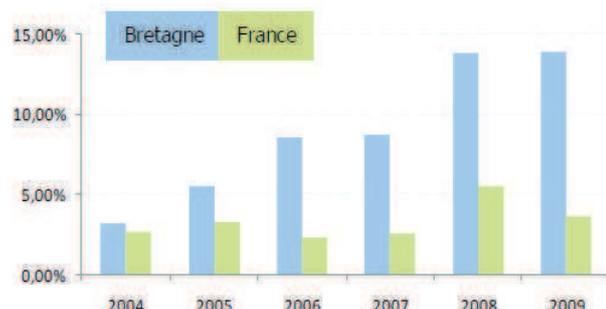
PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

La consommation d'électricité en Bretagne continue de croître, plus rapidement que la moyenne nationale

Evolution de la consommation de la Bretagne
(valeurs brutes en GWh)



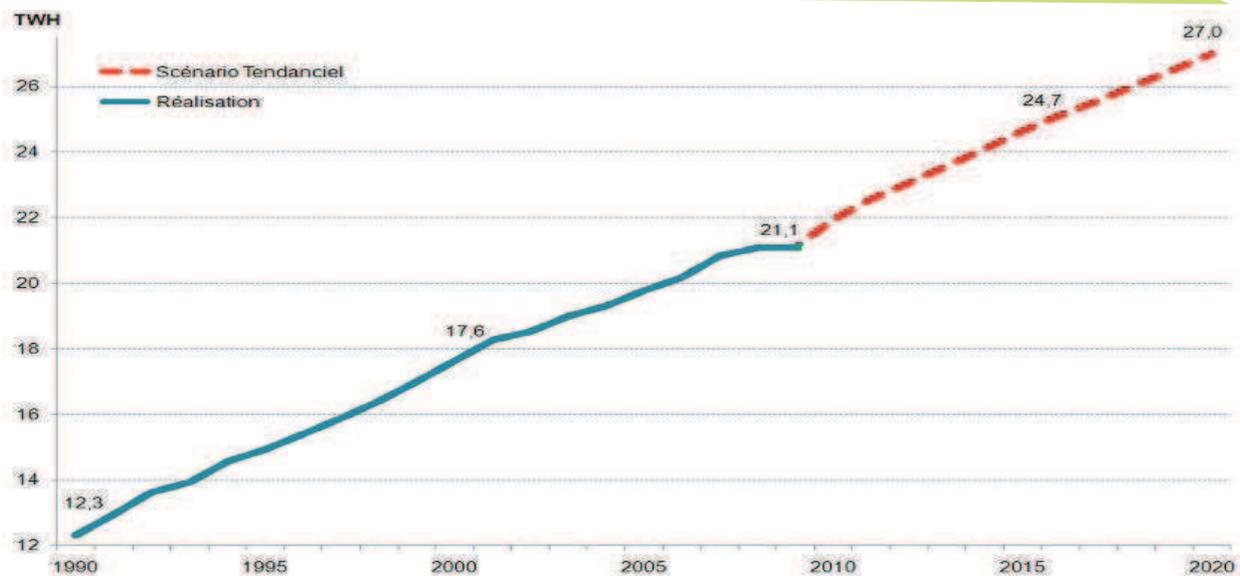
Evolution comparée de la croissance cumulée
de la consommation France et Bretagne
(valeurs brutes en %)



Avec des pointes de consommation qui atteignent des niveaux élevés : +25% en 5 ans, entre 2005 et 2010

→ largement «tiré» par la croissance de la consommation domestique (chauffage électrique, nouveaux usages, dynamisme démographique de la Bretagne)

Perspectives d'évolution de la consommation électrique



Les axes du trépied

- La maîtrise de la demande en énergie
- Le développement des énergies renouvelables
- La sécurisation de l'alimentation électrique

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Maîtrise de la demande en énergie

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

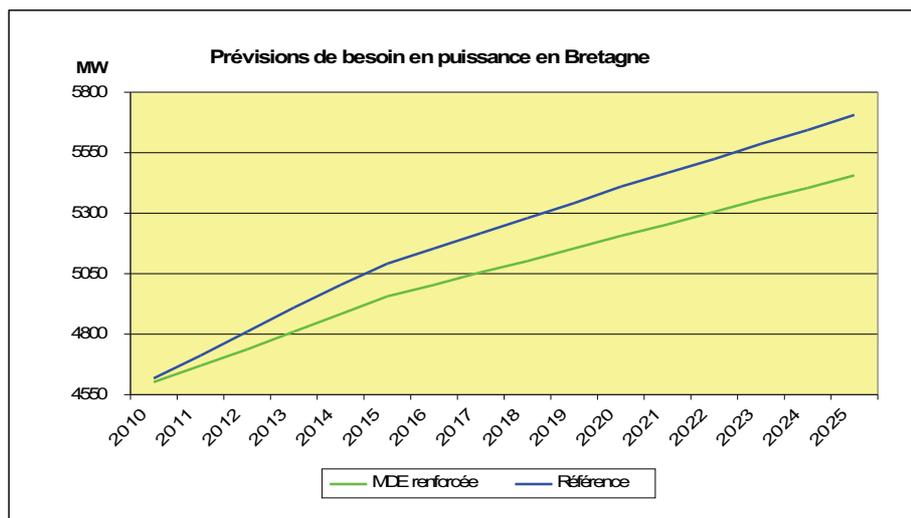
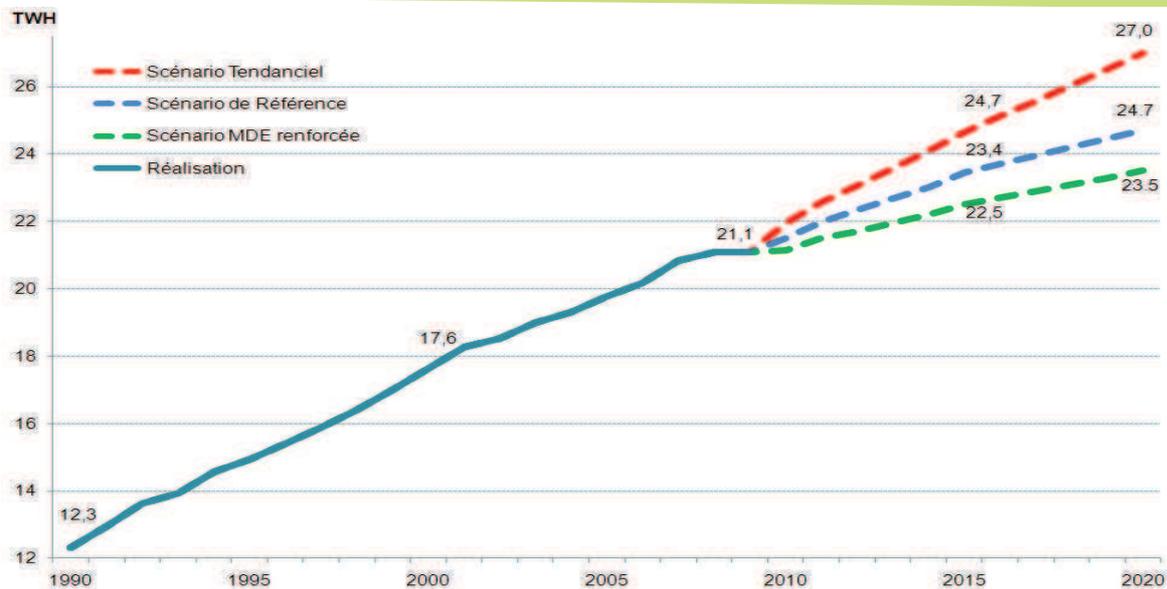
Les actions de MDE identifiées

Premier bilan prospectif

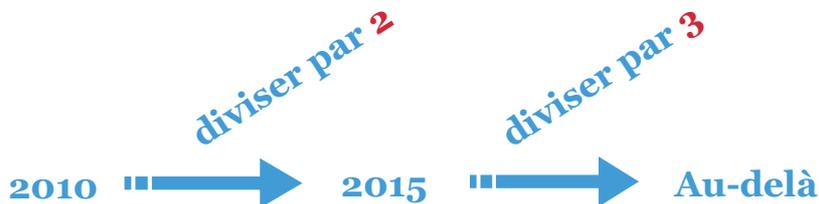
	Écart référentiel / MDE renforcée (RTE)	Prospective sur la contribution Vir'Volt généralisée
2012	500 GWh / an (50 MW)	50 GWh / an (15 MW)
2015	950 GWh / an (150 MW)	745 GWh / an (200 MW)
2020	1200 GWh / an (200 MW)	>745 GWh / an (200 MW)

→ Des efforts massifs à déployer pour atteindre le scénario de MDE renforcée

Perspectives d'évolution de la consommation électrique



Croissance moyenne des consommations



Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Éléments du projet de pacte

Objectif : Atteindre le scénario de MDE renforcée

soit 950 GWh d'économie en 2015
et 1200 GWh d'économie en 2020

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Éléments du projet de pacte

- Engagement des filières professionnelles
- Sensibilisation aux modes de chauffage alternatifs à l'électrique, notamment pour la construction neuve
- Rénovation thermique des logements
- Amélioration de la performance énergétique des bâtiments d'élevage
- Certificats d'économie d'énergie - sollicitation des obligés (énergéticiens, distributeurs de carburant...) pour des engagements sur des actions ayant un impact sur la consommation d'électricité
- Sollicitation également d'acteurs économiques non-obligés (entreprises ou réseaux d'entreprises fortement implantés dans les territoires...)
- Appel à projet économies d'énergie spécifique à la Bretagne

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Éléments du projet de pacte

Dispositions transversales

- Mise en place des financements complémentaires ADEME et Région
- Renforcement de l'animation territoriale
- Engagement des collectivités
- Sensibilisation du grand public pour une mobilisation massive

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Éléments du projet de pacte

Actions spécifiques à la consommation de pointe

- **Renforcement du dispositif d'EcoWatt**
 - Objectifs hiver prochain:
 - Passer de 18700 à 30000 inscrits
 - Multiplier par 4 les collectivités adhérentes cet hiver
 - 40% d'Ecow'acteurs bretons
- **Effacement diffus**
 - 60.000 boîtiers fin hiver 2010/2011
 - 300.000 boîtiers à moyen terme

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Énergies renouvelables

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

	2010		2012		2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Éolien terrestre	535	1070	950	1900			1800 2500	4000 5500
Éolien offshore Ancré et flottant	-	-	-	-	500	1450	750 1000	2175 2900
Hydroliennes	-	-	-	-	2	3.5	10	10 à 30
Barrage de la Rance	240	490 à 550	240	490 à 550	240	490 à 550	240	490 à 550
Hydraulique	33	50 à 70					36	50 à 80
Photovoltaïque	25	25	75	75	250	250	400	400
Biomasse dont méthanisation	0.4	3.2	4	32	20	160	50 120	400 800
Incineration de déchets	12	80	12	80	12	80	12	80
TOTAL	845.4	1718 à 1800	1281	2577 à 2637			3600	8840

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Scénario EnR pacte

	2000	2009	2020
EnR/Conso.	4%	7%	34%
Appro. autre./ Conso.	96%	93%	66%

Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Éléments du projet de pacte

**Objectif : Atteindre
3600MW en 2020**

Éléments du projet de pacte

- Planifier le développement des énergie renouvelables
 - Élaborer le schéma des EnR
 - Accompagner les projets territoriaux
 - Faciliter l'acceptabilité sociale
 - Fluidifier les procédures
- Adapter les procédures nationales à la spécificité bretonne
 - Appel d'offres « Biomasse 4 » de l'Etat
 - Appel d'offres éolien en mer de l'Etat
 - Appel à projet méthanisation de l'ADEME
- Accompagner les porteurs de projets à l'aide du fonds d'investissement dédié, initié par le Conseil Régional

Sécurisation du réseau de transport et besoin de production d'électricité

La production locale est insuffisante, et sollicite le réseau à ses limites

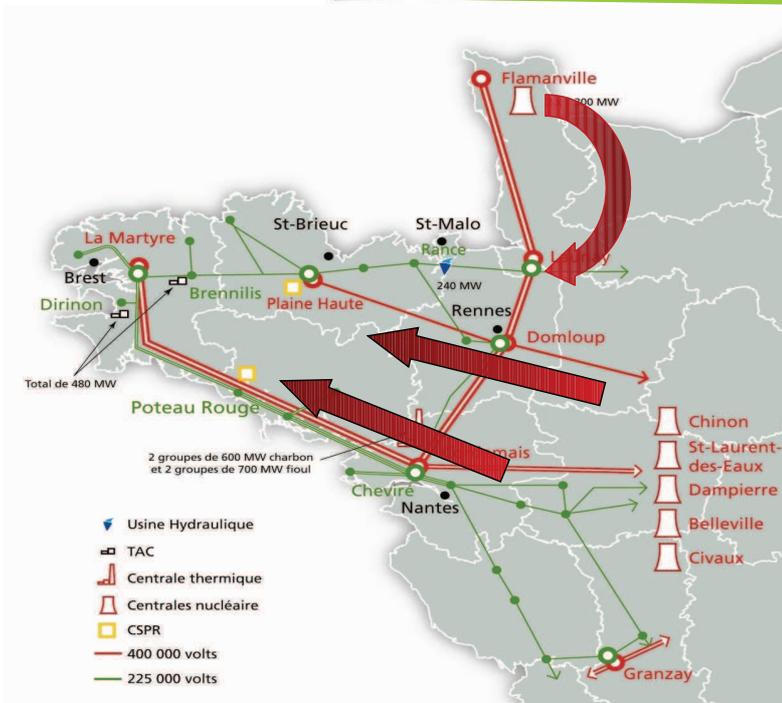
✓ La Bretagne est une péninsule électrique et ne produit que 8% de sa consommation électrique

✓ La production électrique en Bretagne repose sur :

- les Turbines à Combustion de Brennilis et Dirinon (29)
- l'usine marémotrice de la Rance (22) et la production éolienne locale

... mais surtout hors Bretagne,

- les centrales thermiques de Cordemais et de Montoir (44)
- et les centrales nucléaires du Val de Loire et de Flamanville



Le système électrique local (production + réseau) n'est tout simplement plus adapté à la consommation :

→ la Bretagne n'est plus seulement exposée à des risques de coupure ciblée de son alimentation électrique dans sa partie nord mais à un risque d'écroulement de tension généralisé (blackout) sur toute la région, pouvant éventuellement se transmettre par « effet domino »

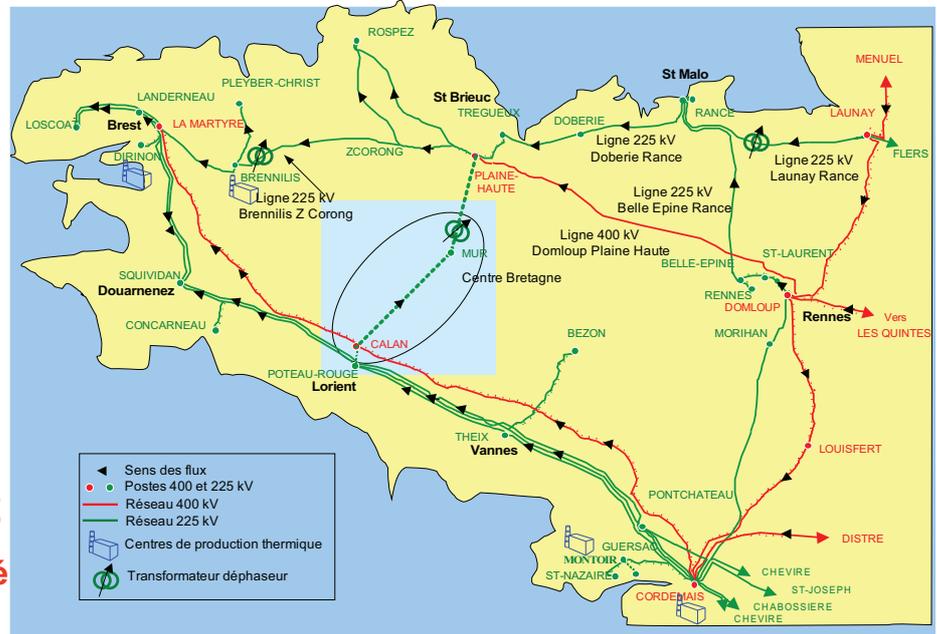


Un "Filet de sécurité" à 225 000 volts entre Calan et Plaine Haute

- **Axe souterrain 225 000 volts de 85 km** entre Calan – Mur - Plaine Haute
- **Transformateurs déphaseurs** pour piloter les flux sur le réseau 225 000 volts
- Programme de compensation (condensateurs, selfs et CSPR)

Un investissement de 250 M€

Un délai de réalisation estimé entre 7 et 8 ans



Un besoin de moyen de production en Bretagne (1/2)

- **Le développement réseau** ne permet pas à lui seul la sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne
- **Le contexte a évolué depuis 2006** : prévisions de consommation, arrêt prévisible des TAC à l'horizon 2015, puis des groupes fuel de Cordemais



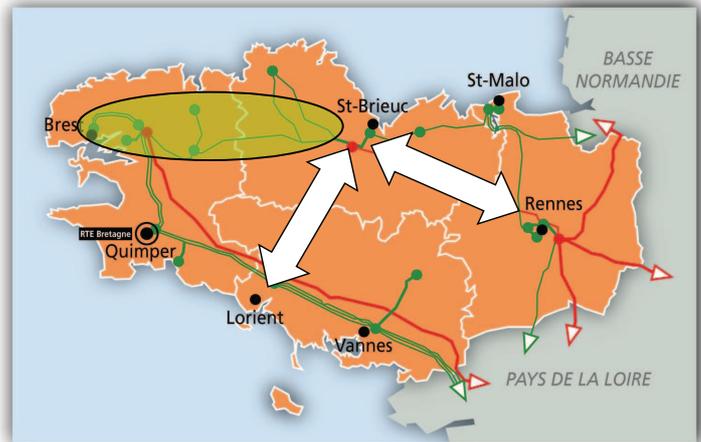
- **La problématique à traiter est désormais celle de l'alimentation électrique de la Bretagne dans son ensemble : éviter le black-out par écroulement de tension**

Un besoin de moyen de production en Bretagne (2/2)

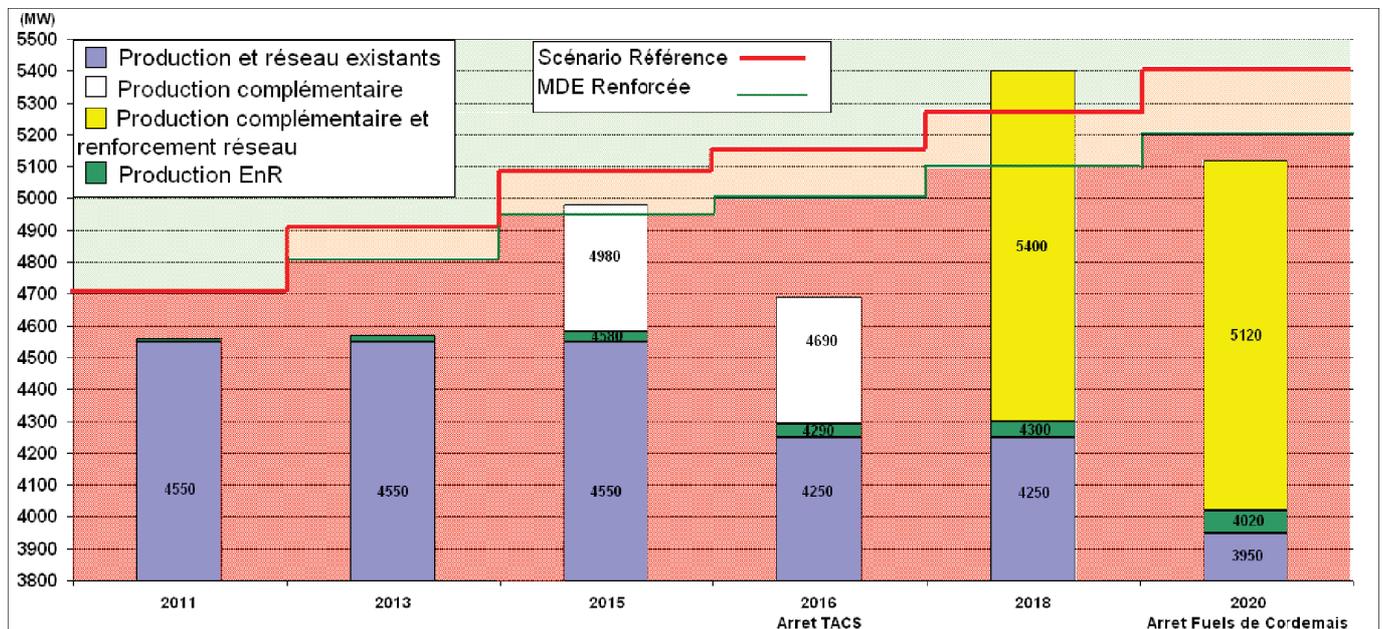
Il est nécessaire de coupler un nouveau moyen de production avec le développement de réseau.

REGION BRETAGNE

- **Risque d'écroulement de tension généralisé** : l'implantation d'un moyen de production est d'autant plus efficace qu'elle se fait à l'ouest de la Bretagne.
- **Risques de coupure ciblés sur le quart nord-ouest** de la Bretagne : la solution « filet de sécurité » associée permet de capter cette production efficacement



Bilan du besoin de sécurisation

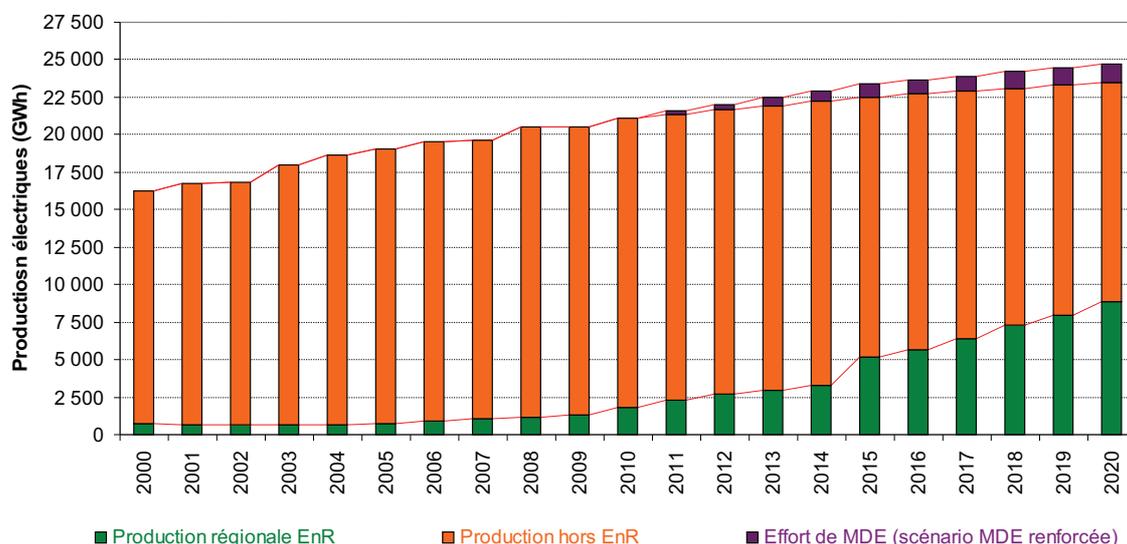


Éléments du projet de pacte

- Nouvelle liaison souterraine 225 000 volts Lorient - Saint-Brieuc
- Réseau intelligent et stockage (R&D)
- Cogénération (études en cours)
- Moyen de production complémentaire
 - Cycle combiné gaz d'environ 450 MW
 - Appoint de production locale pour soutenir le réseau
 - Le plus à l'ouest possible, embranchement optimal aux environs de Brest

La production électrique bretonne

Bilan électrique breton





Rassemblons
nos

énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Modalités générales

→ Principes

- Signature du pacte et signataires
- Déclinaison partenariale

→ Mise en œuvre, suivi et évaluation

- Feuille de route régionale
- Feuilles de route territoriales et sectorielles
- Communication, valorisation



Rassemblons
nos

énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Conférence bretonne de l'énergie

24 septembre 2010



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 9

**Conférence bretonne de l'énergie
Groupe de travail « Sécurisation de
l'approvisionnement électrique »**

Compte rendu de la réunion du 8 avril 2011

Écologie Sans Frontière
22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire
1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables
10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature
Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are
Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92



Conférence bretonne de l'énergie Groupe de travail « Sécurisation de l'approvisionnement électrique »

Compte-rendu de la Réunion du 8 avril 2011 (à la préfecture de région, Rennes)

* * *

Animation : Madame I. GRAVIÈRE-TROADEC (Secrétaire Générale aux Affaires Régionales), monsieur D. RAMARD (Conseiller régional délégué à l'énergie et au climat).

Présentation : Conseil régional de Bretagne (M. LE MENN, chargé des politiques énergétiques et de la planification), DREAL (A. PAISANT-BEASSE, Responsable du Service Climat, Énergie, Aménagement et Logement), ADEME Bretagne (G. PETITJEAN, Directeur, N. PICOU, chargé des économies d'énergie).

Contribution : RTE (J-M. BOYADJIS, Directeur de Projets RTE/ SEO/ SDOP), ERDF (Y. CAYTAN, Chef de Projet à la Direction Réseau Patrimoine ERDF), EDF (P. GUILLAUMEUX, Conseiller auprès du Délégué régional), CNAM (J. LUCAS, professeur honoraire).

Présents : voir liste en annexe.

Ordre du jour :

- Introduction
- Dispositifs de sécurisation du réseau : « filet de sécurité » et autres dispositifs
- Centrale CCG
- Réseaux intelligents
- Stockage de l'énergie (électrique)
- Cogénération dans les serres
- Conclusion

Introduction :

Contexte : Depuis la signature du pacte électrique, chaque acteur peut contribuer à sa réussite en s'engageant sur des actions concrètes. Depuis septembre, les services de l'Etat, de l'Ademe et de la Région ont rencontré de nombreux acteurs, pour préciser les termes des actions pré-inscrites au pacte, les rendre opérantes et proposer des modalités d'actions concrètes. L'actualité récente a été marquée par le colloque sur les énergies marines du 5 avril à Brest en présence du Préfet et du Président du Conseil régional. Ce même jour, lors d'une conférence de presse ils annonçaient le lancement d'une phase de consultation préalable pour l'AO centrale CCG.

Objectif GT :

- Mettre à niveau l'ensemble des membres de la conférence
- Susciter l'engagement des acteurs sur la thématique
- Evaluer dans quelle proportion les contributions des partenaires répondent-elles à la sécurisation de l'alimentation électrique
- A la demande de la conférence, réfléchir sur une ou plusieurs questions particulières
- Assurer la cohérence dans le déploiement des actions, avec celles des autres volets (MdE et EnR) du pacte

Les acteurs sont invités à s'engager globalement sur l'ensemble des 3 volets du pacte. Rappel de l'importance accordée aux phases d'échanges dans la mesure où celles-ci contribuent à l'avancée des réflexions et la mise en œuvre de nouvelles solutions partagées.

Dispositifs de sécurisation du réseau : « filet de sécurité » et autres dispositifs :

RTE présente les projets de renforcement du réseau de transport (poste électrique de Domloup, etc.), et l'état d'avancement du « filet de sécurité » prévu entre Calan et Plaine-Haute. Des précisions sont apportées sur le fonctionnement du transformateur déphaseur (permet d'optimiser la gestion réseau et notamment de permettre l'accueil du futur parc éolien offshore au large de Saint Briec). Le phasage des procédures obligatoires pour ce renforcement (concertation préalable, etc.) est détaillé : concertation en deux temps (aire d'étude dernier trimestre 2011 et définition des fuseaux de tracé premier semestre 2012). Travaux prévus pour 2016, pour une mise en service en 2017. A noter que les fourreaux des câbles THT utilisés permettront également de véhiculer des réseaux fibre optique pour leurs propres besoins mais aussi pour des tiers (très haute définition, THD).

Centrale CCG :

La DREAL présente les caractéristiques techniques d'une centrale à cycle combiné gaz (CCG), le phasage de la phase d'appel d'offres et le contenu du projet de conditions générales d'appel d'offres soumis à consultation publique depuis le 5 avril et jusqu'au 21 avril. Il est précisé que les centrales CCG fonctionnent en semi-base (entre 2000 et 6000h par an) et constituent un moyen d'ajustement du parc de production, concourant ainsi au bon fonctionnement du système électrique. Le coût approximatif d'investissement pour une centrale CCG de 450MW (hors renforcement réseau gaz) est de l'ordre de 350 M€.

Débat :

Le Collectif Urgence Réchauffement Climatique 35 (CURC) interpelle sur l'opportunité d'une telle centrale au regard des obligations du Grenelle de l'environnement, notamment en émission de gaz à effet de serre (GES) et présente l'ancien projet de Station de transfert d'énergie par pompage (STEP) de Guerlédan comme une alternative. Le CURC insiste également sur l'importance de la maîtrise de la demande (MDE) et des consommations, par exemple via les technologies d'effacement diffus proposées par la société Voltalis). *Réponse : Le comité de suivi du pacte électrique indique que la question de l'opportunité de la centrale CCG a déjà été tranchée en conférence bretonne de l'énergie du 24 septembre, suite aux groupes de travail préparatoires qui ont conclu à la nécessité de la mise en service d'un moyen de production. Quant aux autres moyens de production non ENR (cogénération) ou de régulation du réseau (STEP), ils font également l'objet d'études approfondies (cf. infra).*

Le CESER demande des précisions sur le temps de fonctionnement de la centrale et sur son interruptibilité lors de périodes de pointe électrique, qui correspondent également aux périodes de pointes de consommation de gaz (risque saturation réseau gaz), et interpelle sur la durée courte de consultation des porteurs de projet (risque de ne pas mener les études dans des conditions optimum).

Réponse:

- 2000 à 6000h par an correspond à un temps de fonctionnement complet et non à un équivalent exprimé en « heures équivalent pleine puissance » (HEPP) généralement utilisé pour les ENR (production intermittente).
- Le projet de conditions générales d'appel d'offres ne prévoit pas de dispositif d'interruptibilité de la centrale, compte tenu qu'elle « devra être disponible 24h sur 24, hors indisponibilités fortuites et maintenances programmées » (répondre également au besoin en pointe).
- La consultation préalable ouverte le 5 avril permet aux porteurs de projet de commencer à réfléchir à leur offre et aux études qu'ils auront à mener durant les 6 mois de la phase d'appel d'offres pour bâtir leur meilleure offre. Le choix de l'offre ne vaudra pas autorisations réglementaires. Celles-ci feront l'objet de la part du candidat retenu de procédures au titre de la législation applicable à ce type d'équipement. Les études sur le renforcement du réseau gaz (env. 100km) se feront normalement (choix du tracé de moindre impact, etc.). Les services de l'Etat auront pendant la phase d'appel d'offres un rôle d'accompagnement concernant les solutions techniques ou le site d'implantation afin de ne pas laisser les candidats proposer des études non justifiées ou travailler sur un site qui ne pourra manifestement pas être retenu (notamment partage de l'information sur les contraintes environnementales, urbanistiques, etc.). En particulier, l'avis du préfet se fondera sur les contraintes environnementales connues à ce jour.

Monsieur Lucas (CNAM) évoque la difficile gestion de la pointe (électrique et gazière) de la centrale telle que prévue aujourd'hui, compte tenu qu'aucun dispositif de stockage du gaz n'est envisagé : l'interruptibilité de la centrale n'est pas envisagée mais un problème d'approvisionnement en ressource primaire se posera. Il interpelle également sur les alternatives existantes, soit pour répondre à la problématique base/semi-base, soit pour répondre à la problématique de pointe.

Réponse : Le comité de suivi du pacte électrique indique de nouveau que le principe de la centrale à été acté : le débat de fond a eu lieu et doit être poursuivi désormais dans la mise en oeuvre des actions prévues au pacte, sur ses trois volets : celui de la MDE (l'énergie qu'on peut ne pas consommer), celui du développement des énergies renouvelables (l'énergie renouvelable qu'il est possible de substituer aux énergies fossiles) et celui de la sécurisation indispensable de l'approvisionnement électrique. Sur ce volet, le besoin d'une centrale CCG est né de l'insuffisance des réponses apportées aujourd'hui par les solutions alternatives (stockage électricité, réseaux intelligents, etc.). Pour autant, ces pistes d'avenir ne sont absolument pas négligées et de nouveaux groupes techniques consacrés aux smart grids, aux expérimentations sur le stockage, etc., seront nécessaires (cf. infra). A noter que le CRB indiquera lui-même une contribution dans le cadre de la consultation préalable ouvert pour l'AO afin que le projet qui sera retenu réponde globalement à la problématique bretonne et soit compatible avec les autres volets du pacte (soutien au développement des ENR, projet respectueux de l'environnement, développement des smart grids et de solutions de stockage de l'énergie, etc.)

Brest Métropole Océane pointe la difficulté de travailler l'acceptabilité sociale d'un projet si celui-ci est déjà entièrement calé.

Réponse : Le comité de suivi du pacte électrique précise que la consultation préalable ouverte depuis le 5 avril a aussi pour vocation de prendre en compte l'expression des positions locales ; les enjeux locaux seront également au coeur de l'avis obligatoire rendu par le Préfet en fin de période d'appel d'offres. Par ailleurs, une réunion entre services de l'Etat et élus locaux sera montée très rapidement, à l'initiative du préfet du Finistère, pour détailler le contenu de l'appel d'offre, son déroulé et les phases qui le suivront, et notamment la question du site d'implantation (critère de 20km autour d'un des 3 postes électriques suivants : Loscoat, La Martyre et Brennilis). Le Conseil régional, lui aussi très sollicité (a présenté le pacte électrique aux élus de certaines communes de la région brestoise) participera à cette consultation. La concertation a donc d'ores et déjà commencé et se poursuivra tout au long des phases successives de l'appel d'offres, puis des procédures réglementaires. De même, les associations hostiles au projet ont pu exprimer leurs positions (collectif GASPARE reçu au cabinet de la ministre de l'Ecologie, etc.) et les échanges continueront (réunion à programmer avec les associations pour faire fonctionner le débat démocratique).

Réseaux intelligents :

L'ADEME présente ce que sont de manière générique les « smart grids » (réseaux intelligents), la feuille de route de l'ADEME et le lancement très prochain d'un appel à manifestation d'intérêt (AMI) dans le cadre du Programme Investissements d'Avenir. Bien que la mise en place des réseaux intelligents s'envisage sur le moyen et long terme, les exemples de réalisations en cours (EnRPool, Millener) indiquent bien que nous sommes rentrés dans une phase d'expérimentation. Le lancement par l'ADEME de l'AMI « Réseaux électriques intelligents et TIC » prévu au 1er mai incite la Bretagne à se positionner comme territoire test (soit en tant que territoire d'expérimentation, soit en tant que force industrielle pour soutenir le développement des smart grids) afin de capter une part importante des 250M€ « Investissements d'Avenir » prévus pour les smart grids.

Débat :

Le CESER demande quel type de stockage est prévu dans le cadre des smart grids.

Réponse : ce sera l'objet de l'AMI stockage, lancé lui en avril 2011 par l'ADEME, de faire émerger les différents types de stockage, pouvant être appliqués aux smart grids.

Dalkia demande des précisions sur l'impact économique et énergétique des solutions smart grids, et la manière de les évaluer.

Réponse : Le comité de suivi du pacte électrique indique que tout ou presque en matière de smart grids reste à définir. L'ADEME a identifié un gisement potentiel de 20GW de « flexibilité » au niveau national (marge de charge supplémentaire), mais la rentabilité des smart grids n'est pas connue. Une conclusion du colloque Energ&TIC organisé à Lannion le 15 mars est que le modèle économique des smart grids reste à définir. Le Conseil régional contribue à la réflexion sur cette question et conduit avec l'Agence économique de Bretagne (AEB-BDI) un groupe-projet « réseaux intelligents » avec les acteurs économiques bretons afin de faire émerger les projets et d'assembler les compétences de manière à ce que les acteurs bretons puissent être prêts à répondre aux expérimentations (type AMI smart grids TIC et stockage). Ce groupe a été mis en place sur sollicitation des acteurs économiques, dans le prolongement du groupe de travail TIC existant. L'idée est bien de travailler avec les acteurs économiques bretons afin de les structurer et de le faire en lien avec les territoires sur ces questions (problématique de territoires type boucle énergétique locale, intérêt économique d'entreprises bretonnes type entreprise télécom, etc.). Ce croisement entre acteurs économiques et territoires est absolument nécessaire.

ERDF fait la présentation de son projet smart grids sur les îles de Houat et Hoëdic (cf. contribution partenaires mise en ligne) qui consiste notamment à développer des solutions alternatives à la mise en service d'un 2ème câble sous-marin. Alimentées par un seul câble sous-marin actuellement, la sécurisation de l'alimentation de ces îles (agressions subies par le câble) rend incontournable le recours à un « réseau intelligent » (la solution basée sur l'installation d'un autre câble serait non optimisée car d'un coût prohibitif). Une action consiste par exemple à synchroniser la consommation et la production locale, notamment photovoltaïque, en couplant la production existante avec un groupe électrogène fixe, dimensionné pour ne pas pouvoir produire pendant les pointes. Le télé-réglage de cet ensemble permettra de rééquilibrer le courant : dans un premier temps limitation de la consommation d'électricité des équipements domestiques par rapport à la production disponible, puis production complémentaire. Une autre action consiste à tester les compteurs communicants grandeur nature, et de mettre ainsi en oeuvre une modulation de la consommation (décalage de la charge) par rapport à la production ; mise en oeuvre prévue pour 2012.

Une précision de langage est apportée : les énergéticiens distinguent le réseau de transport d'électricité (RTE), déjà fortement interconnecté et communiquant (déjà « intelligent »), et le réseau de distribution, où le smart grid reste à inventer.

Débat :

Le SER interpelle sur le choix retenu d'équiper les îles de Houat et Hoëdic d'un groupe électrogène, alors qu'il est admis que le gisement éolien des îles est important. Une éolienne de 1 MW par exemple, couplée à une évacuation de l'électricité produite de manière excédentaire vers le continent, est une alternative crédible (MTBF proche -Mean Time Between Failures, indiquant la fiabilité d'un produit ou d'un système).

Réponse : ERDF convient que pour une utilisation quotidienne (démonstration faite sur l'île de St-Nicolas-des-Glenans) le couplage ENR/stockage est une solution optimale en remplacement des énergies fossiles. Toutefois, ici l'objet est de répondre au cas particulier d'une agression sur le câble sous marin, qui

entraînerait des travaux pendant plusieurs semaines en période de grand froid. Or, rien ne garantit aujourd'hui que les ENR suffiraient à l'alimentation durant cette période de coupure prolongée (le stockage aujourd'hui est possible, mais les coûts sont prohibitifs) ; d'où la nécessité d'un groupe électrogène en appui.

La SPPEF confirme l'intermittence de la production éolienne et le rapport décroissant entre le besoin en électricité lors des périodes de pointe et le recours à la production éolienne. Les données mises à disposition du public par RTE depuis juillet 2010 ont été exploitées par le collectif « Sauvons le Climat », qui a ainsi produit des statistiques sur la consommation et la production (cf. contribution mise en ligne).

Le Conseil régional s'apprête à engager une étude avec Météo France afin d'analyser la capacité de l'ensemble des parcs éoliens bretons à produire globalement à chaque instant par effet de foisonnement, et évaluer la contribution de l'éolien à la sécurité du réseau.

EDF fait la présentation du projet smart grids ADDRESS (cf. contribution partenaires mise en ligne). Il s'agit d'un projet européen, déjà expérimenté sur 3 pays ; la Commission européenne a retenu l'expérimentation sur Houat et Hoëdic, signe de l'intérêt du projet. Projet centré sur la gestion de la demande d'électricité pour sécuriser l'approvisionnement électrique ; il s'agit de tester in concreto l'intégralité d'une chaîne de gestion optimisée, et notamment via une plateforme d'agrégation (effacements, réglages des équipements domestiques, etc.). Il est intéressant de regarder comment le comportement d'un consommateur final va réagir en fonction des signaux donnés (alerte, effacement, etc.). Les solutions d'effacement sont privilégiées (éviter le recours à des moyen de production de pointe chers et polluants) : équipements performants.

Débat :

La société ALREN signale le paradoxe de cette expérimentation : dispositif de synchronisation des équipements domestiques, notamment chauffe-eau électrique, et production photovoltaïque ; pourquoi ne pas préconiser directement des chauffe-eau solaires, dans un souci d'efficacité globale ?

Réponse : EDF indique qu'il ne lui appartient pas de faire le choix des process mais de distribuer de l'électricité aux clients en se conformant aux équipements existants. A noter que le smart grid mis en place dans ce cadre est invisible pour le client (report de charge, etc.) et ne nécessite pas d'investissements lourds à son niveau (changement du système de chauffage, etc.).

Le comité de suivi du pacte électrique demande des précisions sur la reproductibilité de cette expérimentation, et sur la spécificité des consommations « iliennes ».

Réponse : EDF reconnaît que l'insularité entraîne des comportements de consommation atypiques, mais, d'une part, une analyse des comportements sera faite (associant sociologues, universitaires, etc.) qui permettra de réfléchir à la reproductibilité du dispositif (comment dupliquer le système), et, d'autre part, EDF expérimente des smart grids à d'autres échelles. Travailler sur différents segments de consommateurs (entreprise, particulier, etc...) permet d'observer des comportements représentatifs, transposables sur le continent, et sur le territoire breton en particulier. A noter que les îles sont un terrain très favorable à la MDE, car les insulaires sont historiquement habitués à la démarche d'économie d'énergie.

Le SDE 22 interroge EDF sur le retour réel du déploiement des équipements performants sur les consommations des clients finaux, en rappelant que pour l'expérimentation « une Bretagne d'avance » menée par EDF, il a été difficile de déployer les dispositifs d'effacement, le parc électrique étant souvent vétuste et de ce fait incompatible. La question de la reproductibilité est essentielle : peut-on évaluer le potentiel d'effacement du parc doté d'équipements performants de cette nature?

Réponse : EDF précise que le projet ADDRESS contient des études d' « acceptabilité » du parc électrique aux signaux utilisés ; mais il y a effectivement des endroits où le déploiement de dispositifs type smart metering (compteurs communicants) et où l'effacement diffus n'est pas possible. Un retour d'expérience est prévu pour mai.

La société Kéréneo signale que la loi NOME crée de nouvelles opportunités sur ce domaine, avec le marché de capacité qui sera créé, le rôle d'agrégateur à développer (notamment pour la production décentralisée d'électricité - PDE), etc.

Le comité de suivi du pacte électrique retient l'idée d'un sous-groupe technique consacré aux réseaux intelligents, qui sera organisé prochainement.

Stockage de l'énergie (électrique) :

Le Conseil régional présente le fonctionnement général des Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et leur intérêt pour la sécurisation du réseau électrique. Les STEP ne sont pas des moyens de production d'énergie renouvelable : pendant les heures creuses où l'électricité est la moins chère, on pompe de l'eau d'un bassin inférieur pour la stocker dans un bassin supérieur ; en période de pointe où l'électricité est plus chère, on restitue l'énergie stockée en relâchant l'eau dans le bassin inférieur au travers d'une turbine qui produit moins d'électricité qu'il en a fallu pour le pompage (rendement : 70 à 80%). Sont présentées également les principales caractéristiques de l'ancien projet de STEP à Guerlédan (22) et les conclusions du comité de suivi, fondées sur les contributions reçues (EDF, élus locaux, associations). Il ressort à titre principal que :

- les contraintes existantes sont nombreuses (contraintes environnementales et de protection des espèces aquatiques, contrainte de raccordement électrique, contrainte équilibre offre/demande en électricité risquant de rendre l'utilisation impossible en période de pointe, etc.) et conflits d'usage importants liés aux multiples servitudes sur le lac artificiel du barrage (concession) : gestion des crues, alimentation en eau potable, tourisme (qui n'est pas seulement un tourisme estival), etc. ;
- il n'existe pas aujourd'hui de porteur de projet, ni d'acceptabilité locale (des élus, des riverains, etc.) ; or, sans un minimum d'acceptation locale, ce type de projet ne peut arriver à son terme.

EDF précise que le projet de STEP Guerlédan abandonné en 1981 était directement en lien avec le projet de centrale nucléaire de Plogoff. Aujourd'hui, il n'existe pas de projet, d'autant qu'il ne s'agit plus du même contexte économique et environnemental. De plus, aucune STEP n'a vu le jour en France depuis plusieurs années (manque de recul sur les technologies nouvelles permettant d'accroître la rentabilité des STEP). A noter enfin les contraintes que fait peser RTE en période de pointe (risque de rupture de l'équilibre offre/demande) : par exemple, RTE demande à EDF de stopper le pompage du barrage de la Rance en mode STEP pendant ces périodes (56MW) ; le pompage d'une STEP serait-il possible en période de pointe ?

Débat :

La SPPEF confirme que les STEP ne sont pas un moyen de production, le bilan énergétique étant négatif, et signale par ailleurs l'existence de projets innovants de STEP : en mer, lacs en haut de falaise, etc.

Le CURC interpelle l'Etat et la Région sur le « grand débat » énergétique annoncé en session du Conseil régional du 6 janvier, et sur la nécessité de ne pas condamner a priori tel ou tel projet mettant en avant les ENR. Le CURC invite l'Etat et la Région à réfléchir à un appel d'offres pour un projet de STEP à Guerlédan, semblable à l'appel d'offres qui sera lancé pour la centrale CCG.

Réponse : le comité de suivi du pacte électrique rappelle qu'il s'est emparé de la question (réunion avec élus, visite sur site avec associations pro-STEP, etc.) pour comprendre les positions de l'ensemble des acteurs, associations ayant réactivé le projet ou acteurs locaux (élus, riverains, etc.) qui s'en inquiètent. Le comité de suivi du pacte électrique a donc sollicité EDF sur son étude de préféabilité datant de 1980 et a tiré la conclusion que s'il existe un projet de STEP à Guerlédan/Caurel, celui-ci est à inventer. Il est nécessaire d'élargir la question afin de ne pas rester bloqués sur l'ancien projet de Guerlédan : les membres de la conférence de l'énergie doivent répondre à la question globale du stockage pour répondre à la fragilité électrique : quel type de stockage, où peut-on installer ces technologies innovantes, quel dimensionnement et quel lien à imaginer avec les productions EnR ?

Le CESER rappelle que les STEP ont été conçues dans les années 70 d'abord comme des outils de sûreté pour répondre au manque de souplesse des centrales nucléaires constaté alors. Il signale également que les STEP sont des outils de production extrêmement réactifs (ex : STEP Montézic, 920 MW, temps d'appel 5min.)

Le comité de suivi du pacte électrique convient que la technologie STEP répond à la problématique d'intermittence des ENR et de fragilité du réseau électrique, et s'insère parfaitement dans la volonté de développer les réseaux intelligents et le stockage. Il serait intéressant de continuer à travailler sur des projets de plus faibles puissances, qui pourraient être une contribution très intéressante pour sécuriser l'approvisionnement électrique. La question est de savoir comment s'organiser pour que les projets émergent. Il faut que l'étude des possibilités STEP (techniques existantes, concertation locale, impact économique, etc.) se poursuive. La réflexion pourrait aboutir à un système d'appel d'offres. Cette question doit être traitée en lien avec l'AMI stockage lancé par l'ADEME. Il est important de poser les questions dans l'ordre afin de garantir l'acceptabilité du projet.

Monsieur Lucas, président honoraire du CNAM présente une réflexion sur le stockage (cf. contribution partenaires mise en ligne). Le stockage à un coût, et doit donc être rémunéré par un tarif d'achat de l'électricité différencié dans le temps : différentiel du prix de l'électricité entre le moment de son stockage et de sa restitution. La biomasse énergie est sans doute la forme de stockage la plus économique qui soit, et donc un candidat sérieux pour positionner la Bretagne comme région prioritaire en matière de stockage. Une étude économique comparative sera remise aux membres du GT.

Le comité de suivi du pacte électrique retient l'idée d'un sous-groupe technique consacré au stockage, qui sera organisé prochainement.

Cogénération dans les serres :

L'ADEME présente une synthèse de l'étude « Projet Energie Serre » réalisée par Oméga-therm. L'étude a été commandée à la CRAB afin d'étudier les points de blocage pour la cogénération dans les serres. L'étude propose 3 leviers pour atteindre le gisement identifié (120 MW), qui devront être validés par la suite (GT ADEME/Etat/Région) : aides directes à l'investissement ou modification des conditions tarifaires (blocage du coefficient de plafonnement, meilleure valorisation du fonctionnement estival).

Débat :

La CRAB se satisfait que le pacte électrique explore d'autres voies que celle d'une centrale CCG mais note que la cogénération se développe partout en Europe, sauf en France. Le gisement de 120 MW représente un investissement limité (22 M€ étude Oméga-therm) au regard du coût d'investissement annoncé pour une centrale CCG (350 M€), avec un impact fort en termes d'emplois (les serres emploient 3 000 personnes en Bretagne) et répondant à la problématique de pointe (fonctionnent du 31/11 au 31/03). A noter qu'il y a déjà d'importantes économies réalisées, permettant de diminuer les consommations en période de pointe. De plus, beaucoup de producteurs possèdent des groupes électrogènes non utilisés (EJP non attractif) et pourraient s'effacer.

Réponse : la SGAR rappelle le soutien déjà indiqué par le Préfet de région au développement de la cogénération dans les serres. En outre, la question de l'effacement des serristes sera étudiée dans le cadre du Plan agricole et agroalimentaire régional (cf. GT MDE du 17 mars, action 7 du plan d'action MDE).

Echanges généraux :

Le Pays de Saint-Brieuc reprend à son compte les questions posées (sur les smart grids, sur les STEP, sur la cogénération biogaz, etc.) et pointe la nécessité d'études préliminaires.

Réponse : le comité de suivi du pacte électrique insiste sur l'idée que sur les questions d'énergie, la réponse ne peut pas venir que des énergéticiens ; elle doit être collective. Aujourd'hui, nous sommes encore en train d'inventer les solutions décentralisées et des études complémentaires sont en effet nécessaires pour connaître le mode d'intervention le plus opérationnel.

Conclusion :

1 / Travaux à venir :

La prochaine étape consiste désormais en l'organisation de groupes de travail en format plus opérationnel, afin de travailler plus finement telle action ou telle thématique particulière, en particulier pour tirer parti des opportunités du Programme Investissement d'Avenir. 2011 sera l'année de consolidation des engagements. Le comité de suivi du pacte électrique proposera des réunions à des membres ciblés ; toute contribution peut d'ores et déjà être transmise à la DREAL (Julien.Lemarie@developpement-durable.gouv.fr) ou au service Aménagement Durable et Energie du Conseil régional (maximilien.lemenn@region-bretagne.fr).

2/ Prochains rendez-vous :

- Séance plénière conférence de l'énergie le 19 avril à 15h30 à Rennes,
- Publication AMI ADEME avril

La Préfecture de Région

Le Conseil régional,

ADEME	PICOU	Nicolas	Energie/Bâtiments/ Collectivités/MDE- BBC/Précarité	OK
ALREN SARL - EDDA Energie SA	LUCAS	Marie Gabrielle	Ingénieure Recherche & Développement	OK
Chambre d'agriculture d'Ille-et-Vilaine	ROUSSE	Christophe	Producteur de tomates sous serres à Nouvoitou, Collège des autres coopératives	OK
Chambre régionale de commerce et d'industrie de Bretagne (CCIR)	GODIN	Claire	Responsable aménagement du territoire	OK
Collectif Urgence Réchauffement Climatique (CURC 35)	MOYSAN	Jean-Claude	Co-président	OK
Communauté d'agglomération de Brest (Brest Métropole Océane)	MINGANT	Sylvie	Responsable Energie	OK
Communauté d'agglomération de Saint-Brieuc (Baie d'Armor)	LE BORGNE	Joël	12e vice-président en charge des Energies renouvelables et économie d'énergies	OK
Communauté d'agglomération Rennes (Rennes Métropole)	DUPONCHEL	Hélène	Ingénieur Energie, Service Environnement- Energie	OK
Communauté d'agglomération du Pays de Lorient (Cap l'Orient agglomération)	LE DEVEDEC	Laurent	Responsable énergie, Direction architecture	OK
CONSEIL ECONOMIQUE, SOCIAL et ENVIRONNEMENTAL DE BRETAGNE (CESER)	GUILLEMOT	Bernard	Membre de la Commission aménagement, développement des	OK
CONSEIL GENERAL DU FINISTERE	VENTE	Hélène	Chargée mission énergie	OK
CONSEIL REGIONAL DE BRETAGNE (CRB)	DE BLIGNIERES	François Xavier	Chef du service de l'air, des déchets et de l'énergie	OK
CONSEIL REGIONAL DE BRETAGNE (CRB)	LE MENN	Maximilien	Chargé de mission service de l'air, des déchets et de l'énergie	OK
CONSEIL REGIONAL DE BRETAGNE (CRB)	LOPEZ	Jean Michel	Directeur de l'environnement	OK
CONSEIL REGIONAL DE BRETAGNE (CRB)	RAMARD	Dominique	Président de la commission environnement, Délégué à l'énergie et au climat,	OK
Conservatoire national des arts et métiers (CNAM)	LUCAS	Jean	Président honoraire du CNAM, ingénieur en chef du GREF, conseiller scientifique d'ALREN	OK
Côtes d'Armor Nature Environnement (CANE)	CHENE	Gérard	Trésorier	OK
DALKIA France	LE TYRANT	Thierry	Chef d'agence commerciale Dalkia (Dalkia Atlantique - Agence Ille-et-Vilaine -	OK
DDTM 22	RICHARD	Marion	Chef de l'unité Territoires ruraux, référent Energie	OK
DDTM 35	PERAIS	Marie-Isabelle	Chef du pôle Eco- construction et Coordination, Lutte contre l'effet de serre	OK
DELTA DORE	RAFFRAY	Patrick	Directeur général délégué	OK
Direction Régionale de l'Alimentation, de l'Agriculture et de la Forêt (DRAAF) Bretagne	GARNIER	Martine	Mission Biomasse	OK

ENERCOOP	KAUBER	Markus	Bretagne, consultant Enerconnex	OK
ERDF Rennes	CAYTAN	Yves	Chef de projet	OK
France Energie Eolienne (FEE) Groupe Régional Ouest	GRANDIDIER	Jean Yves	Délégué régional, président VALOREM	OK
France Energie Eolienne (FEE) Groupe Régional Ouest	RULLIERE	Antoine	FEE Animateur Bretagne ; Responsable Projets & Territoires Vendée & Loire Atlantique Pôle	OK
FRSEA Bretagne	COÏC	Maëva	Chargée de mission Environnement	OK
GIP Bretagne Environnement	BEGUIER	Sébastien	Chef projet Observatoire énergie	OK
GRDF	FOIX	Thierry	Directeur développement des Réseaux Gaz	OK
GRDF	ORSINI	Santa	Responsable de l'agence développement entreprises Ouest	OK
GRT GAZ	BISSONNIER	Alain	Chef du département projets Région Centre-Atlantique	OK
INVESTIR EN FINISTERE	LELANN	Françoise	Directrice de la mission promotion et prospection	OK
KERENEO	LE BIHAN	Thierry	Gérant	OK
PREFECTURE DE REGION	GRAVIERE-TROADEC	Isabelle	Secrétaire générale pour les affaires régionales	OK
QUENEA ENR	DUSSOUR	Olivier	Chargé d'affaire foncier QUENEA ENR	OK
Réseau d'Initiatives et d'Action Climat en Bretagne (RIAC Breizh)	DEBAIZE	Patrick	Membre du CA	OK
RTE Ouest	BOYADJIS	Jean-Marc	Directeur de Projets RTE/ SEO/ SDOP, directeur du projet "filet de sécurité"	OK
RTE Ouest	SIMEANT	Gabriel	Responsable du pôle études	OK
SAUR	BRIONNE	Evelyne	Responsable Environnement et Développement Durable Région OUEST	OK
SDE 22 (Syndicat Départemental d'Electricité)	HAES	Alain	Chef du Service Energie SDE 22	OK
SDE 35 (Syndicat départemental d'énergie)	LE GENTIL	Claire	Responsable pôle Eclairage	OK
SDE 35 (Syndicat départemental d'énergie)	PINSON	Didier	Directeur général	OK
Société pour la Protection des Paysages et de l'Esthétique de la France (SPPEF) - Association pour la protection des sites des Abers	LE GORGEU	Jean Pierre	Géologue, Administrateur de Sauvons le Climat, Conseiller du Président	OK
CŒUR Emeraude	MELEC	Dominique	Directeur	OK



Vivre dans
les Monts d'Arrée
Bevan e Menez Are

DOCUMENT 10

Conférence bretonne de l'énergie
Diaporama RTE présenté au Groupe de travail
« Sécurisation de l'approvisionnement électrique »
le 8 avril 2011

Écologie Sans Frontière

22 rue Boulard - 75014 PARIS

Cohérence pour un développement durable et solidaire

1 place Jules Ferry - 56100 LORIENT

AE2D - Agir pour un Environnement et un Développement Durables

10 rue Hegel - 29200 BREST

Abers Nature

Mairie de Plabennec - 1 rue Pierre Jestin - 29860 PLABENNEC

Vivre dans les Monts d'Arrée - Bevan e Menez Are

Centre d'accueil et de loisirs - Route de Berrien - 29690 HUELGOAT

Courriel : collectif.gaspere@gmail.com - Tél. : 09.62.60.16.92

GT « Sécurisation de l'approvisionnement électrique »

le 8 avril 2011 à RENNES

1

1. Introduction
2. Dispositifs de sécurisation du réseau : « filet de sécurité » et autres dispositifs
3. Réseaux intelligents
4. Stockage de l'énergie (électrique)
5. Cogénération dans les serres
6. Centrale CCG
7. Conclusion

2

Introduction

3

Avant-propos

Contexte

- Entrée dans une phase opérationnelle du pacte électrique breton
- Conférence de presse du 5 avril appel d'offres centrale CCG

Objectifs du GT

- Mettre à niveau l'ensemble des membres de la conférence
- Susciter l'engagement des acteurs sur la thématique
- Evaluer la contribution des partenaires à la sécurisation de l'approvisionnement
- Etudier, sur demande de la conférence, toute question particulière
- Construire ensemble une cohérence dans le déploiement des actions

4

Dispositifs de sécurisation du réseau : « filet de sécurité » et autres dispositifs

5

Rte

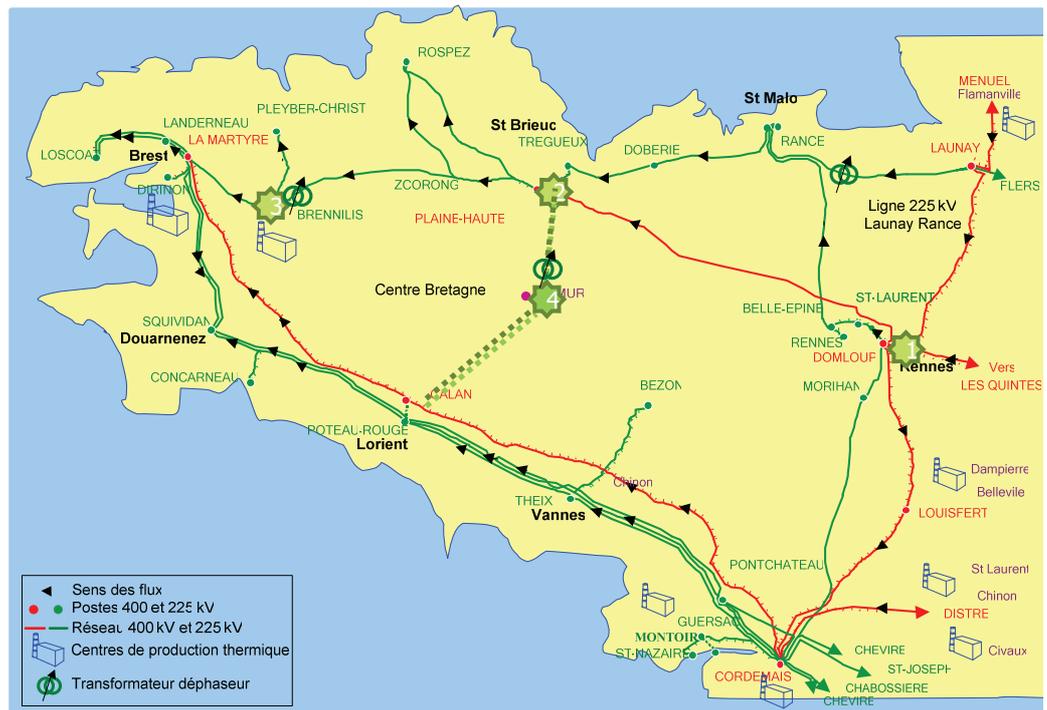
Réseau de transport d'électricité

GT Sécurisation de l'approvisionnement électrique

✓ Rennes, le 8 avril 2011

Le Pacte électrique Breton et la contribution de Rte

- 1 Domloup : 2013
CSPR +
Condensateurs
- 2 Plaine Haute : 2014
2^{ème} AT
- 3 Brennilis : 2015
Transformateur
déphaseur
- 4 Filet BZH : 2017
Mur 225kV
+Déphaseur +LS
225kV vers Calan et
Plaine Haute



7

Rte
Réseau de transport d'électricité

Le filet LS 225 000 volts entre Calan et Plaine Haute

✓ Éléments présentés à la signature du Pacte fin 2010

- Une Liaison Souterraine 225 000 volts de 85 km (50km dans le Morbihan, 35km dans les côtes d'Armor) à construire entre Calan, Mûr et Plaine Haute
- Liaison à raccorder à une extension 225 000 volts du poste de Mûr de Bretagne, équipé d'un Transformateur Déphaseur (régulateur de Flux)
- Une mise en service de l'ensemble « LS + poste 225 000 volts de Mûr » annoncée pour 2017

8

Rte
Réseau de transport d'électricité

Le filet LS 225 000 volts entre Calan et Plaine Haute

✓ De la poursuite des études à la réalisation

- Préparation de la concertation préalable : juin 2011
 - JTE, Dossier de présentation, Aire d'étude, recherche fuseaux-tracés (en cours)
- Concertation préalable :
 - Validation de l'aire d'étude : dernier trimestre 2011
 - Validation du fuseau de moindre impact : 1^{er} semestre 2012
- Dossiers administratifs, Autorisations : 2013 - 2015
- Travaux 2016-2017

9

Rte
Réseau de transport d'électricité



Réseaux intelligents

« RESEAUX INTELLIGENTS », PANORAMA DE LA RECHERCHE EN FRANCE (ADEME)

La Feuille de route

Le Programme National ADEME

Les Investissements d'Avenir

Quelques exemples de projets

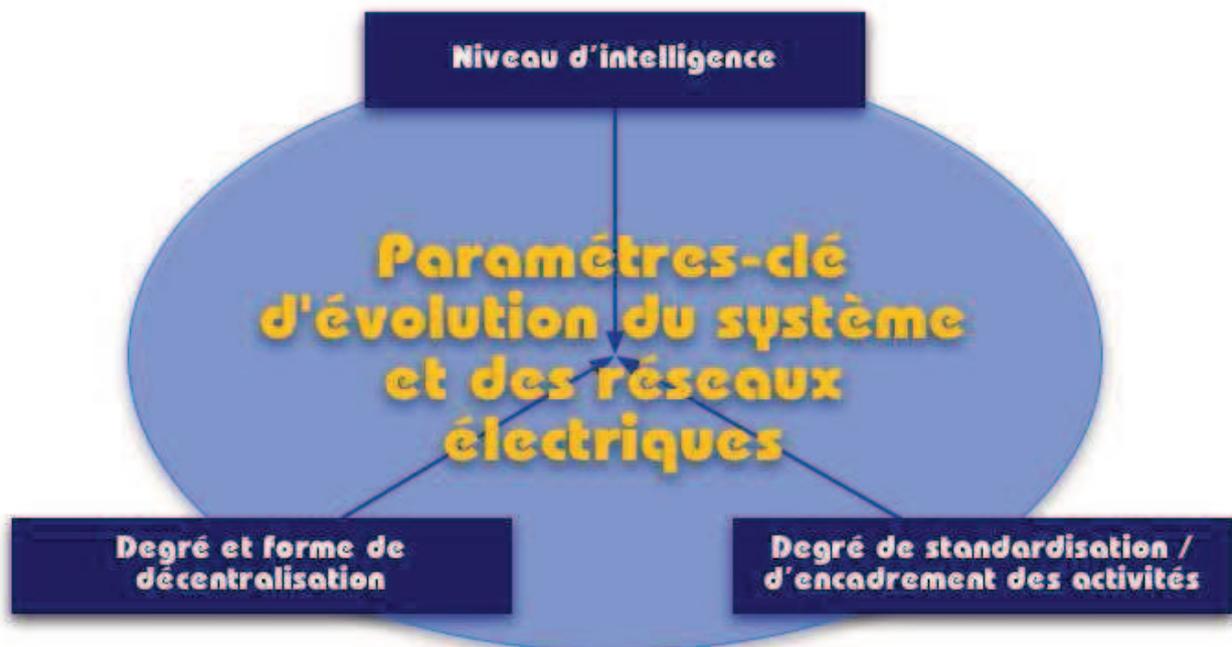
11

Feuille de route - Les enjeux

- L'atteinte des **objectifs européens** en matière d'EnR, d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de GES ;
- Le maintien d'un niveau élevé de **qualité de fourniture et de sécurité du système électrique** (équilibre offre - demande) ;
- L'inscription de l'évolution des réseaux dans une **logique économique** (analyse des coûts et des bénéfices pour les différents acteurs du système) ;
- L'intégration des **questions sociales** en lien avec l'énergie (ex : problème de précarité énergétique)

12

Feuille de route - Paramètres clés (« drivers ») (1/2)



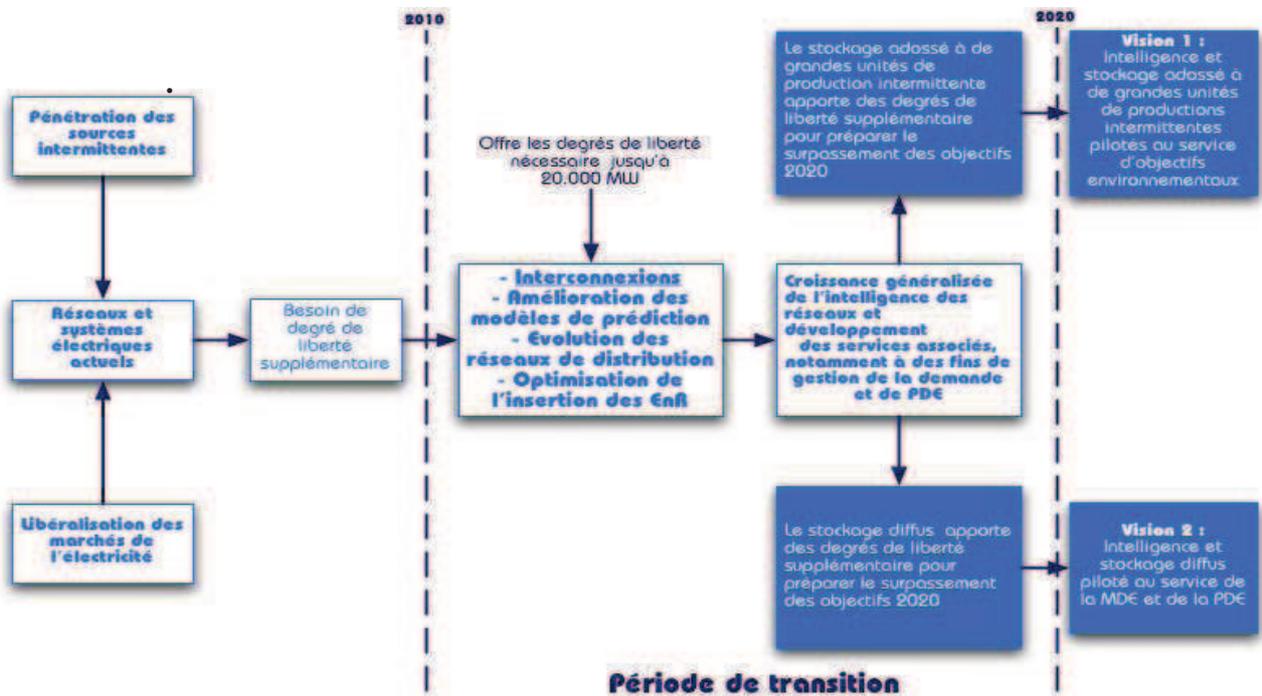
13

Feuille de route - Paramètres clés (« drivers ») (2/2)

- Le niveau d'intelligence des réseaux :
 - Intelligence à des fins de télé-contrôle et d'automatisation de la conduite des réseaux ;
 - Intelligence à des fins de gestion avancée de la production, de la charge et de développement de produits et services à des fins de MDE et de PDE.
- Le degré et la forme de décentralisation des réseaux :
 - Nombre de sites de production connectés aux réseaux de transport et de distribution ;
 - Interactions entre le réseau de transport et le réseau de distribution.
- La « philosophie » des modèles de régulation mis en œuvre :
 - Modèle « Internet »
 - Modèle « régulation éclairée »

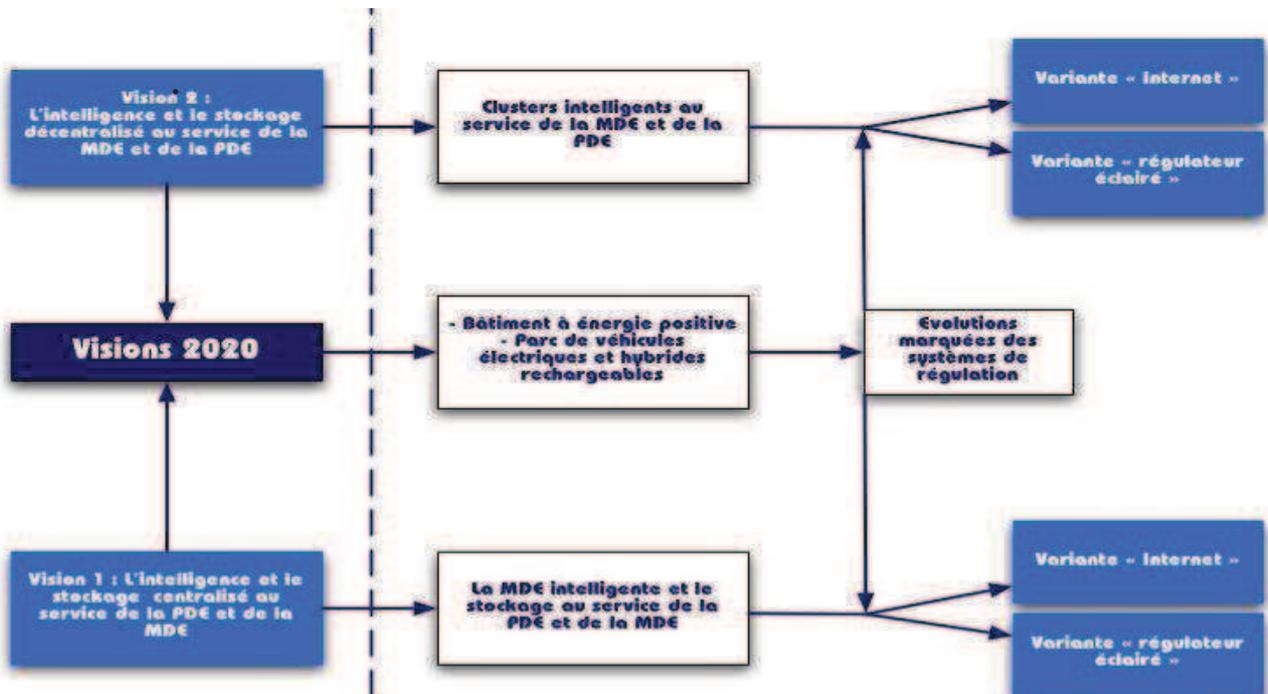
14

Feuille de route - Les visions 2020



15

Feuille de route - Les visions 2025



16

Feuille de route - Les verrous

Nature des verrous	Verrous
Verrous à caractère technologique	Les technologies de réseau sous l'angle des matériels et des systèmes électro-techniques
	Les systèmes d'information appliqués aux réseaux
	Les technologies de stockage centralisé et décentralisé
	La sécurité des réseaux et des systèmes électriques intelligents
Verrous à caractère organisationnel et régulateur	Les systèmes de tarification incitant à la MDE et au stockage décentralisé
	Le rôle des différents acteurs du système et l'émergence de nouveaux acteurs de taille significative
	Les systèmes de régulation encadrant le réseau et les acteurs du système électrique
	La conception de nouveaux modèles d'affaire compatible avec une diffusion significative de la MDE et de la PDE
Verrous à caractère socio-éco	L'environnement des réseaux et du système électrique (ex : véhicules électriques, bâtiments à énergie positive)
	Le comportement des consommateurs finaux (comportement d'adoption + comportement de consommation)

17

Feuille de route - Les priorités de Recherche

A caractère technologique :

- Les matériels et l'électrotechnique des réseaux ;
- La gestion du système d'information.

A caractère socio-économiques :

- Amélioration de la compréhension du comportement d'adoption des consommateurs des produits et services offerts par les « réseaux intelligents » ;
- Développement de méthodologies de suivi du comportement des consommateurs sur le moyen - long terme ;
- Le développement de méthodes d'analyse coûts - bénéfices ;
- Travaux de prospective sur l'évolution de l'environnement technologique des réseaux et des systèmes électriques.

A caractère économique et régulateur :

- Développement de modèles d'affaires et d'un environnement régulateur favorable à l'émergence des nouvelles activités liées aux « réseaux intelligents » ;
- Développement d'un cadre concurrentiel stable indispensable à la mise en œuvre d'investissements significatifs.

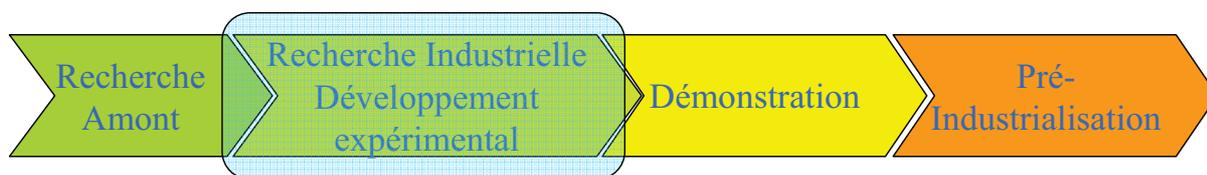
18

Feuille de route - Les besoins de démonstrateur de recherche

- **1^{ère} fonction** : Insertion de la **production distribuée**, notamment à partir de ressources renouvelables ;
- **2^{ème} fonction** : Permettre des actions significatives de **gestion de la demande** ;
- **3^{ème} fonction** : Anticiper le déploiement des **bâtiments à énergie positive** et des **véhicules électriques et / ou hybrides rechargeable** ;
- **4^{ème} fonction** : Expérimenter de **nouveaux modèles d'affaire favorables** à la structuration des acteurs des systèmes électriques intelligents.

19

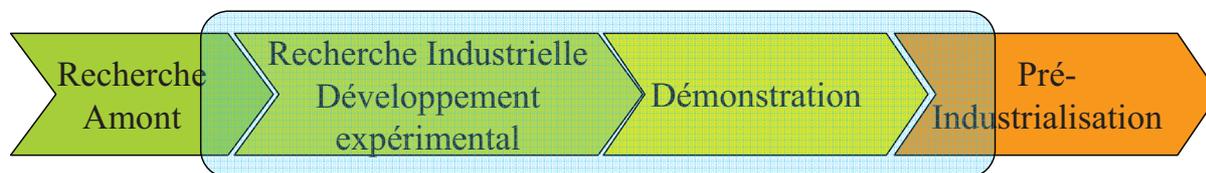
Le Programme National ADEME « Réseaux intelligents et stockage de l'énergie » - Positionnement & Orientations



- Renforcer la capacité du réseau de transport afin d'intégrer les nouvelles unités de production EnR
- Rendre le réseau de distribution plus flexible sans altérer sa fiabilité
- Coordonner les interactions entre opérateurs de transport et de distribution
- Favoriser la maîtrise de la consommation en électricité
- Développer la production décentralisée

20

Programme « Smart Grids » Investissements d’Avenir - Positionnement & Orientations



- ❑ Dans le domaine des « Smart Grids », le programme « Investissements d’Avenir » à vocation à développer et démontrer les innovations à même de positionner la France comme acteur majeur du secteur.
- ❑ Le Programme « Smart Grids » des Investissement d’Avenir reprend les grandes orientations du programme ADEME et de la feuille de route réseaux.
- ❑ Porté par le Ministère de l’Industrie, de l’Energie et de l’Economie numérique, il fait une part plus importante aux TIC.

21

Programme « Smart Grids » Investissements d’Avenir - Budget

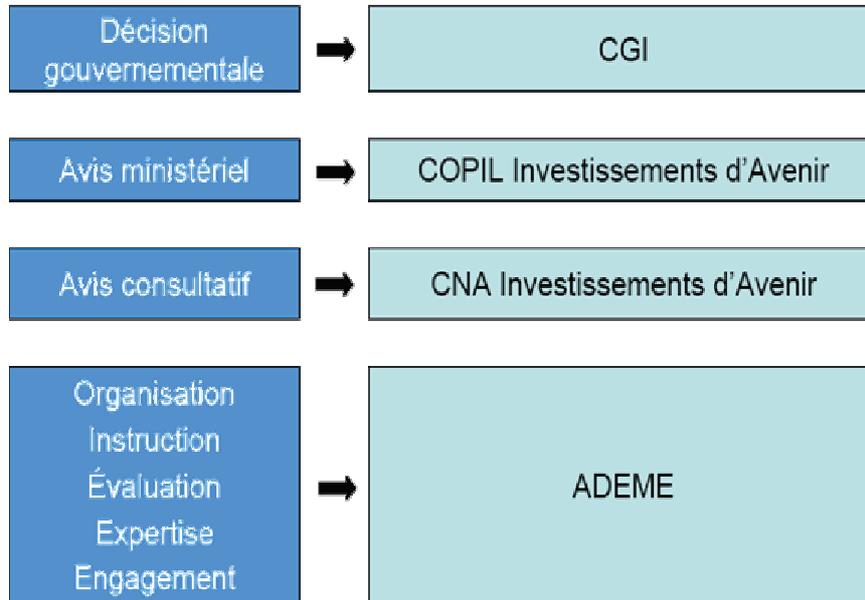
Grand Emprunt : les 5 priorités nationales

Numérique 4,5 Mds€	Développement Durable 5,1 Mds€	Filières Industrielles et PME 6,5 Mds€	Recherche 7,9 Mds€	Enseignement Supérieur et Formation 11 Mds€
<ul style="list-style-type: none"> ✓ ADEME 250 M€ - Smart grids ou réseaux intelligents ✓ CDC 4250 M€ 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ADEME 1600 M€ - Economie circulaire - Energies décarbonées ✓ ANR 1000 M€ - IEED ✓ CDC 1000 M€ - Ville de demain ✓ ANAH 500 M€ - Rénovation thermique ✓ ... 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ ADEME 1000 M€ - Véhicules du futur ✓ CDC 700 M€ - Fonds d’amorçage 400 M€ - Plateformes Pôles de Compétitivité 200 M€ - Économie sociale et solidaire 100 M€ ✓ OSEO 2440 M€ - dont 300 M€ en R&D des Pôles de Compétitivité - dont 500 M€ de prêts verts en guichet ✓ ONERA : aéronautique 1500 M€ ✓ ... 		

Les 3 premiers opérateurs : ANR 18,9 Mds €, CDC (Caisse des Dépôts et Consignations) 6,3 Mds € et l’ADEME 2,85 Mds €

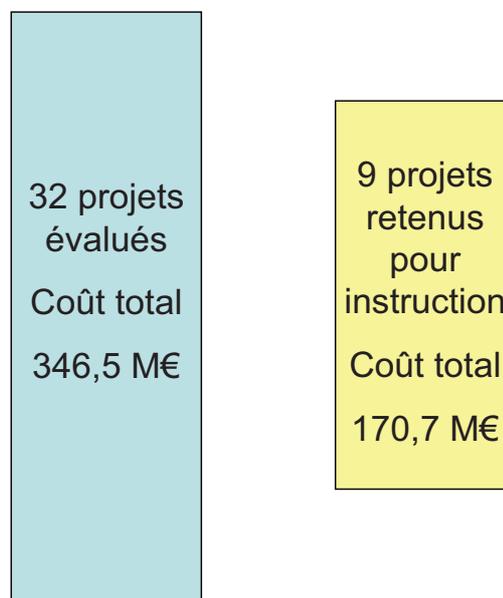
22

Programme « Smart Grids » Investissements d'Avenir - Gouvernance



23

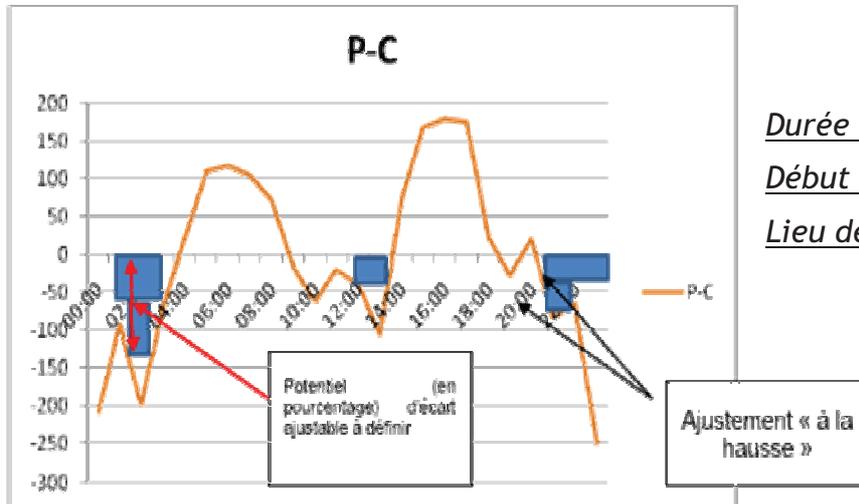
Programme « Smart Grids » Investissements d'Avenir - Bilan intermédiaire



24

Partenariat : **Energypool**, CEA INES, Schneider Electric

Objectifs : coupler effacement stockage chez les gros consommateurs et production EnR



Durée : 37 mois

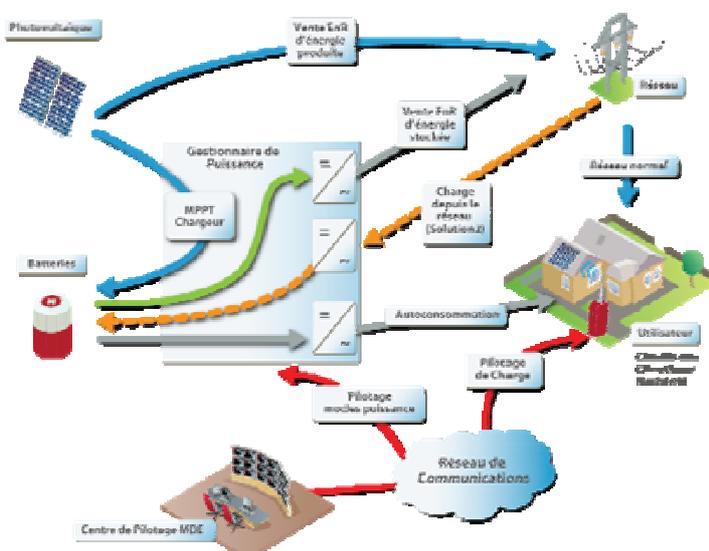
Début démonstration : mi 2011

Lieu démo : France entière

Courbe de différence entre la production et la consommation (en MW) : Définition d'un pourcentage possible d'intervention sur les écart prod-conso

Partenariat : **EDF SEI**, EDF R&D, Schneider Electric, TENESOL, SAFT, BPLGlobal, Deltadore, EDELIA

Objectifs : développer à une échelle significative pour les systèmes îliens des méthodes et outils de production EnR couplés à du stockage diffus, de lissage des pics de puissance, de gestion agrégée des dispositifs



Durée : 48 mois

Début démonstration : T0+12

Lieu démo : Corse, La Réunion, Guadeloupe

Les prochains Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI)

	Date lancement AMI	Date clôture AMI
AMI 1 et 2 du Fonds Démonstrateur de Recherche (~ 40 M€ validés COPIL)	7 projets sélectionnés, 1 engagé, 6 en cours de décision	
Réseaux électriques intelligents avec volet TIC (~ 210 M€)	1er mai 2011	3 et 4ème trimestres
Stockage	Avril 2011	4ème trimestre

27

« RESEAUX INTELLIGENTS », autres actions menées par les signataires du pacte électrique

28

« RESEAUX INTELLIGENTS », contribution ERDF

- Expérimentation d'un « mini smart grid » pour la sécurisation de l'alimentation électrique des îles de Houat et Hoëdic

[cf. contribution]

29

« RESEAUX INTELLIGENTS », contribution EDF

- Projet européen ADDRESS (Active Distribution network with full integration of Demand and distributed energy RESourceS (EDF)

<http://www.addressfp7.org>

[cf. contribution]

30

Stockage de l'énergie (électrique)

31

Information Une STEP à Guerlédan ?

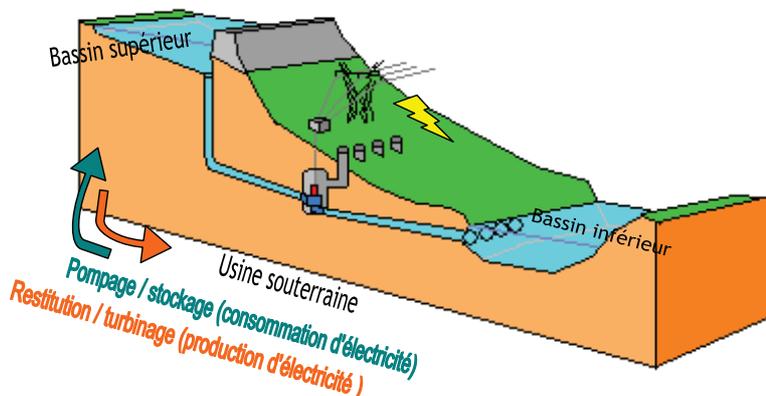
- Une interrogation issue du débat au Conseil régional et des nombreuses interpellations qui ont suivi
- Deux réunions d'information à Caurel :
 - 23 février : avec les élus locaux, EdF, la DREAL, l'Agence de l'eau, l'Office du tourisme
 - 1^{er} avril : à l'occasion d'une visite des installations hydrauliques d'EdF avec une représentation du CESER, des élus régionaux et locaux, de l'Etat, des associations à l'origine du retour de l'ancien projet.

32

Station de transfert d'énergie par pompage : Principe

Fonctionnement

Modèle économique



- Acheter de l'électricité au prix le plus bas (pompage durant les heures creuses)
- Revendre l'électricité stockée au prix le plus élevé (turbinage durant les heures pleines)
- Accepter un rendement <100%

Intérêt des STEP selon mix électrique production locale

- **Peu d'intérêt** : si électricité majoritairement produite par centrale gaz (flexibilité, production à la demande)
- **Intéressantes** : si électricité issue de moyen de production en base peu flexible (nucléaire, hydraulique « fil de l'eau ») afin d'utiliser l'électricité qui pourrait être « perdue »

33

Éléments du projet STEP de Guerlédan (1980)

PORTEUR DU PROJET :

EDF

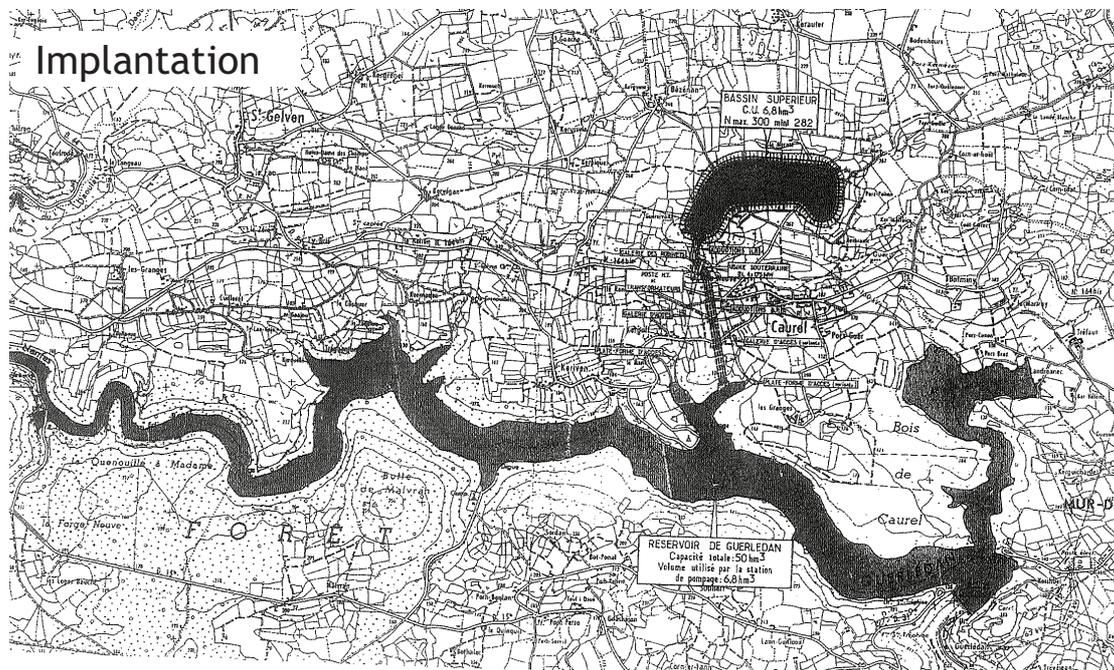
CARACTERISTIQUES :

Puissance :	700 MW (4 x 175 MW)
Durée de pompage :	> 5h pour remplir le bassin supérieur
Durée de turbinage :	4h (rendement théorique : autour de 70 %)
Bassin supérieur :	(fermé), long. 3,3 km, 70 ha, digue entre 8 et 27 m de haut ; Volume 6,8 millions de m ³
Usine :	Souterraine
Évacuation électrique:	Ligne de transport de 400 kV

Pas de production d'énergie mais simple déplacement de production

Réalisation conditionnée par la capacité du réseau d'absorber 700 MW de consommation pour le pompage, la nuit, en période hivernale

STEP Guerlédan, étude préliminaire (1980)



35

Exemple : STEP de Revin - Bassin supérieur



Superficie : 66 ha

Digue: de 9 à 19 m de haut, 4,2 km de long

Volume : 8,5 Mm³

36

Contexte de 1980 à 2011 : Insertion STEP dans le système électrique français

1980 : il s'agit d'une STEP journalière = fonctionnement à pleine puissance pendant 4 h à partir du bassin supérieur rempli (projet lié à la centrale de Plogoff)

Entre 1976 et 1987, 6 STEP pour une puissance installée de 4,1GW ;

Depuis 1987, plus aucune STEP installée

2011 : Selon EdF, en termes de sécurité du réseau électrique, les STEP hebdomadaires, qui restituent le stock du week end vers les pointes de la semaine, ont plus d'intérêt que les STEP journalières

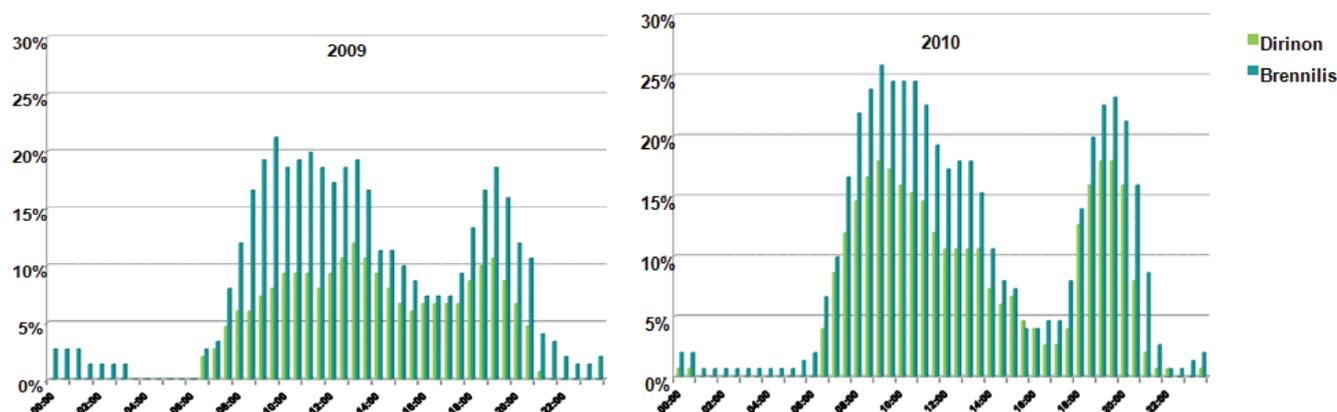
Pour l'électricien, le fonctionnement d'une STEP journalière sur 4 h ne répond pas entièrement au besoin actuel de pointe de la Bretagne

37

Illustration : TAC Dirinon et Brennilis

Les pointes en Bretagne, comment sont appelées les TAC

Passage des pointes du soir et toute la journée si vague de froid

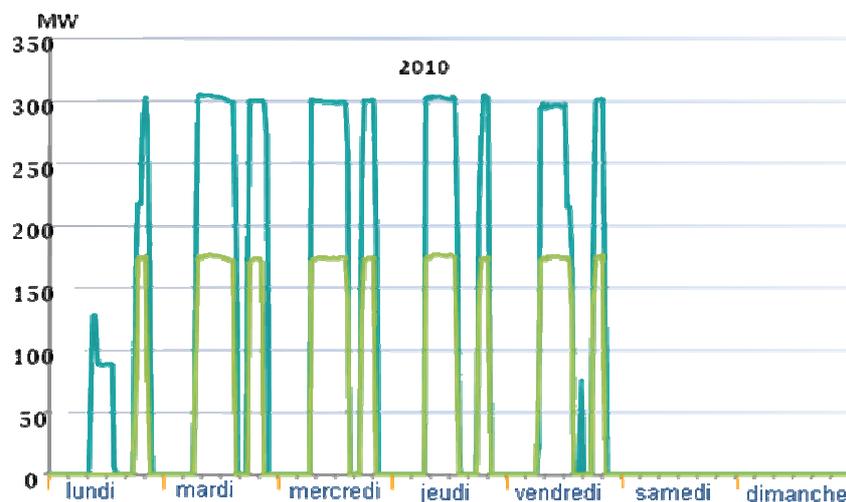


38

Illustration : TAC Dirinon et Brennilis

Les pointes en Bretagne, comment sont appelées les TAC

Sur une semaine tendue (janvier 2010)



39

Le projet de 1980 peut-il être relancé en 2011 ?

Raccordement sur le réseau :

La ligne nouvelle de 225 kV entre Calan et Plaine Haute sera opérationnelle vers 2017

La puissance maximum de raccordement sur cette ligne sera de 250 MW maximum

Cette ligne est aussi prévue pour évacuer les nouvelles productions éoliennes (sera préalablement contrainte)

Autre élément contextuel : en période de froid , RTE demande à EDF d'arrêter tout pompage sur la Rance (pour une puissance de pompage 56 MW seulement)

40

Le projet de 1980 peut-il être relancé en 2011 ?

Multi-usage et environnement :

Le multi-usage est inscrit dans le cahier des charges de la concession renouvelée de Guerlédan (août 2008) suite à 5 ans de négociations.

- Production d'électricité
- Crues (creux hivernal -2,4m pour écrêter et « donner du temps »)
- Gestion des étiages (AEP, agriculture),
- Activités touristiques

Le fonctionnement optimal d'une STEP pour répondre au besoin de pointe de consommation de la Bretagne remettrait en cause l'équilibre des usages d'aujourd'hui.

41

Les questions soulevées aujourd'hui

- Impacts environnementaux et paysagers

- Milieu aquatique/poissons (impacts des marnages artificiels et du brassage/oxygénation)
- Intégration paysagère (gigantisme de la structure du bassin supérieur)

- Impacts sur les servitudes actuelles du lac de Guerlédan :

- Base nautique (problème de sécurité lié au marnage rapide, niveau hivernal plus bas -2,4m)
- Réserve d'eau douce (turbidité liée aux pompage/turbinage, niveau d'étiage l'été)
- Prévention des crues (compatibilité turbinage/crués en période hivernale)

- Interrogations techniques :

- Évaluation du risque de rupture des digues du bassin supérieur
- Efficience/problématique de pointe : impact de la puissance de pompage/temps de turbinage
- Parc éolien existant au pied du projet de bassin supérieur
- Impossibilité pour le futur réseau de transport à évacuer ce niveau de puissance
- Coûts actuels fonction des nouvelles normes, nouveaux équipements, etc..

- Transversalement :

- Acceptabilité (position des élus locaux, des riverains, des associations)

42

L'avenir des STEP en Bretagne

Quels moyens de stockage ?

Quelle place pour les STEP en Bretagne ?

- Quel dimensionnement ? Quel lien avec les EnR ?
- Quels sites ?
- Recensement des porteurs de projet ?

Nécessaire lien avec l'AMI stockage de l'Ademe

Opportunité d'études : potentiel global STEP en Bretagne ?

43

« Stockage de l'énergie », contribution CNAM

- Les différents modes de stockage : stockage inertiel, électrochimique, stockage d'eau sous d'énergie gravitationnelle, pneumatique, thermique, etc.
- Quelle que soit la technique utilisée, le stockage a un coût (rendement, installations) -> le stockage d'électricité sous forme de stockage de biomasse est la technique économiquement la plus intéressante
- Si l'on ne rémunère pas le stockage de l'électricité, l'électricité ne sera pas stockée, et on ne pourra pas satisfaire la demande de pointe -> tarif de rachat de l'électricité produite différenciée dans le temps

44

Cogénération dans les serres

Présentation étude Omega-Therm « Projet Energie Serre »

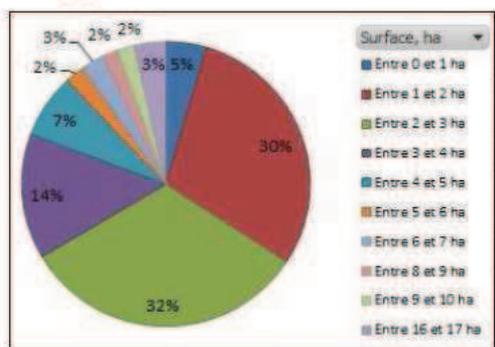
45

1. Contexte Breton

1. Contexte Breton
2. Etudes Cogénération
3. Leviers d'amélioration
4. Atouts Cogé

Etat des lieux Serres

- 468 ha de serres segmenté comme suit :



- Des petites surfaces dispersées

Energie et Serre

- Tarif Tel nuit a augmenté de 88% entre 2005 et 2010
- Les consommations d'énergie primaire sont passées de 483 kWh/m² en 2004 à 350 kWh/m² en 2009 dans le Finistère

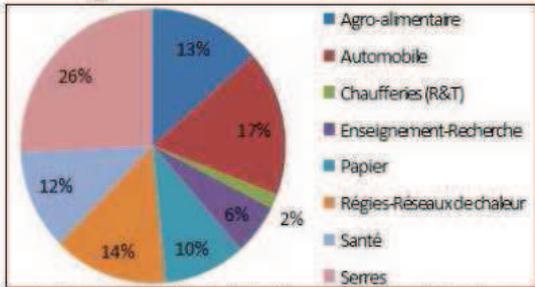


1. Contexte Breton

- 1. Contexte Breton
- 2. Etudes Cogénération
- 3. Leviers d'amélioration
- 4. Atouts Cogé

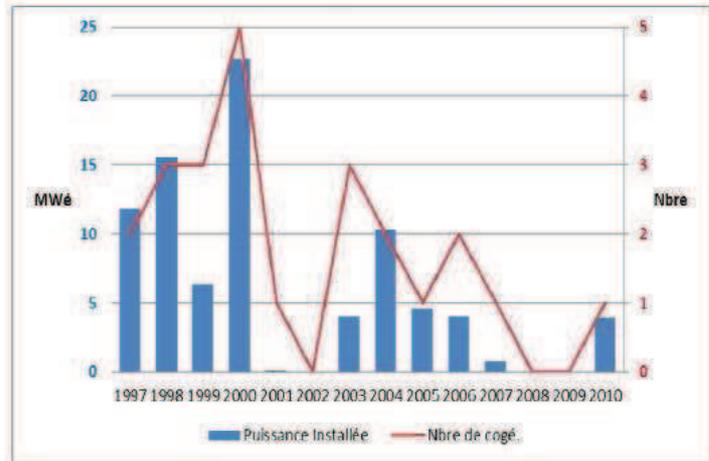
Etat des lieux Cogé

- 76 MWé installé segmenté comme suit :



- 26% de la puissance installée chez les serristes = adapté au process

Evolution depuis 1997



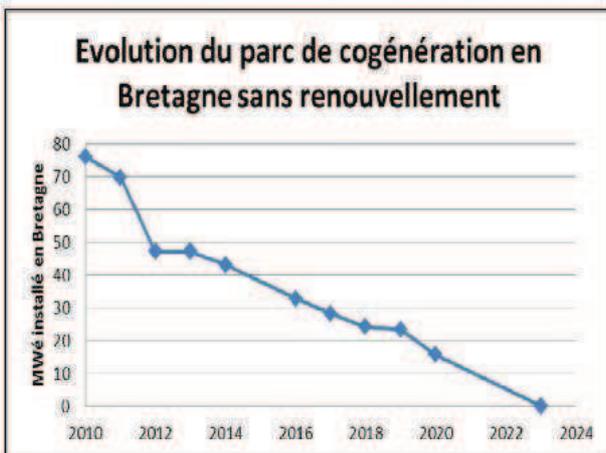
- Le parc cogé ne se développe pas



1. Contexte Breton

- 1. Contexte Breton
- 2. Etudes Cogénération
- 3. Leviers d'amélioration
- 4. Atouts Cogé

- En l'absence de rénovation ou nouvelles cogés :



- Problème électrique breton amplifié
- Si pas de démarche incitative pour la cogé : mise en place de moyen de production **moins performant**



2. Etudes Cogé

1. Contexte Breton
2. Etudes Cogénération
3. Leviers d'amélioration
4. Atouts Cogé

Situation de référence

- Consos / m² varient car :
 - Situations géographiques / conditions climatique
 - Cycle des plantations
- Si conso trop basse :
 - Risques sanitaires
 - Production tomates peut être altérée

	CAS 1, 1,7 ha	CAS 2, 2,7 ha	CAS 3, 3.0ha	CAS 3, 4,1 ha
DONNEES				
Département	22	35	29	29
Surface, ha	1,7	2,7	3,0	4,1
Type Energie	Gaz	Gaz	Gaz + Appoint Fioul	Gaz + Appoint Fioul
Zone Tel Nuit	4	2	3	2
SITUATION DE REFERENCE				
Consommations				
MWh.pcs/an	3 707	9 327	11 612	17 323
KWh/m ²	218	345	391	428
Bilan Cogé de référence - Tel nuit				
€/an	143 107	320 047	393 916	562 669
€/m ²	8,42	11,85	13,26	13,89

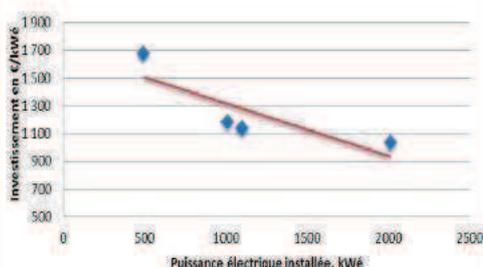


2. Etudes Cogé

1. Contexte Breton
2. Etudes Cogénération
3. Leviers d'amélioration
4. Atouts Cogé

Investissement

Investissement en €/kWé en fonction de la puissance installée



Plus la cogé est petite, plus le coût au €/kWé est élevé

	REF 1	REF 2	REF 3	REF 4
Puissance électrique Garantie (PG)	495	1009	1100	2014
	k€	k€	k€	k€
Génie Civil	80,0	104,0	104,0	200,0
Prestations des Fournisseurs	545,8	850	900	1611,2
Elles comprennent : Electricité HTA-BT Hydraulique cogé				
Ligne Echappement Maîtrise d'œuvre				
Poste Blocage Equipement FT				
Raccordement HTA au poste de livraison				
Raccordement gaz Cogé > GDF				
Total Prestations	625,8	954,0	1004,0	1811,2
soit en €/kWé	1264,2	945,5	912,7	899,3
Travaux Complémentaires - non compris dans offre				
1 Raccordement EDF (PTF)	15,0	18,0	18,0	20,0
2 Filtre actif	95,0	95,0	95,0	95,0
3 Réseaux hydrauliques HT et MT depuis la cogé	10,0	15,0	15,0	20,0
4 Bâche de stockage	39,0	63,1	60,3	84,5
5 Raccordement FT (8 lignes avec protection)	5,0	5,0	5,0	5,0
6 Branchement et Poste de détente GDF - Devs GDF	0,0	0,0	0,0	0,0
7 Assurances Incendie/dégats des eaux pour chantier	5,0	5,0	5,0	5,0
8 Evacuation des condensats/ Séparateur Hydrocarbure	0,0	0,0	0,0	0,0
9 Mise en conformité chaufferie	5,0	5,0	5,0	5,0
10 Organisme de Contrôle et BE	10,0	10,0	10,0	10,0
11 Frais bancaires	10,0	15,0	15,0	20,0
12 Mise à jour système informatique	10,0	10,0	10,0	10,0
13 Frais interne	0,0	0,0	0,0	0,0
total travaux complémentaires	204,0	241,1	246,3	274,5
total affaire	829,8	1195,1	1250,3	2085,7
Soit en €/kWé	1673,4	1184,4	1136,6	1035,5
Ratio Travaux Suppl /Tot	33%	25%	25%	15%



2. Etudes Cogé

1. Contexte Breton
2. Etudes Cogénération
3. Leviers d'amélioration
4. Atouts Cogé

Bilan économique (1/2)

	CAS 1 - 1.7ha	CAS 2 - 2.7ha	CAS 3 - 3ha	CAS 4 - 4.1ha
CARACTERISTIQUES SERRES				
Surface, ha	1,7	2,7	3,0	4,1
Consommations, MWh pcs/an	218	345	391	428
Consommations, MWh pcs/m²	13	13	13	11
SITUATION DE REFERENCE				
Bilan exploitation TEL nuit, en k€	143,1	320,0	393,9	562,7
Coût en €/m²	8,4	11,9	13,3	13,9
CARACTERISTIQUES COGE				
Puissance élec, kWé	495	1 009	1 100	2 000
Puissance Thermique, kWh	623	1 364	1 414	2 360
Puissance consommée pci, kWh pci	1 367	2 845	3 010	5 105
SITUATION AVEC COGENERATION				
Investissement global	829,8	1195,1	1250,3	2085,7
Bilan cogé				
Vente électricité	-220,2	-450,7	-494,4	-901,3
Maintenance	42,1	65,7	71,6	123,9
Achat gaz cogé	173,6	353,8	374,3	626,5
Achat CO2 liquide	5,0	7,0	8,0	10,0
Loyer CB	92,1	132,6	138,8	231,5
Impôt TP	0,0	0,3	1,0	4,7
Charges de gestion (int. et ext.)	10,0	15,0	15,0	15,0
Bilan cogénération	102,5	123,7	118,3	110,3
Achat gaz appoint	66,8	132,0	202,8	268,1
Coût total Energie	169,3	255,7	317,2	378,4
Coût en €/m²	10,0	9,5	10,7	9,3

Projet Energie Serre – 30/9/10



2. Etudes Cogé

1. Contexte Breton
2. Etudes Cogénération
3. Leviers d'amélioration
4. Atouts Cogé

Bilan économique

(2/2)

	CAS 1 - 1.7ha	CAS 2 - 2.7ha	CAS 3 - 3ha	CAS 4 - 4.1ha
Economie Annuelle Brut	65,9	197,3	216,6	421,5
Gain NET annuel / référence	-26,2	64,3	76,7	185,4
INDICATEURS				
Investissements, €/kWé installé	1 676,4	1 184,4	1 136,6	1 042,9
Gain en €/m² / référence	-1,53 (-18,2%)	2,38 (20,1%)	2,58 (19,5%)	4,52 (32,5%)
TRI, %	-	6,8%	7,2%	8,6%

- Projet 1 : perte par rapport à la situation de référence
- Projet 2 et 3 : TRI trop faible
- Projet 4 acceptable avec un TRI de 8.6%, mais incertitudes liées au gaz peuvent freiner l'investissement.

Projet Energie Serre – 30/9/10



2. Etudes Cogé

1. Contexte Breton
2. Etudes Cogénération
3. Leviers d'amélioration
4. Atouts Cogé

• CONCLUSION

- Pas rentable pour les petites exploitations
- Le CO1 a trop de contraintes :
 - Incertitude sur l'investissement
- Besoin d'améliorer la rentabilité et la visibilité des projets pour voir se développer la cogé et pour aider à pallier le problème breton



3. Leviers d'amélioration

1. Contexte Breton
2. Etudes Cogénération
3. Leviers d'amélioration
4. Atouts Cogé

Aide à l'investissement (2/4) : Montant pour cas d'études

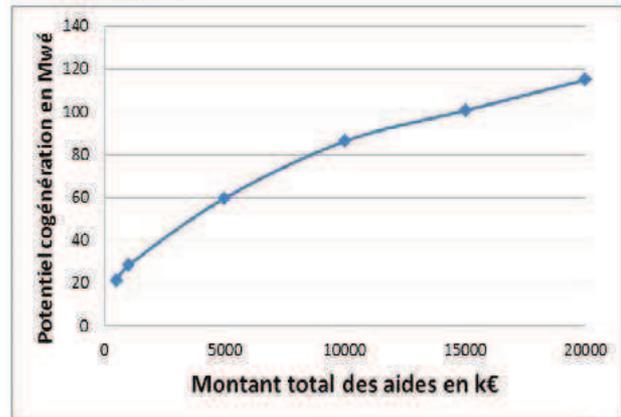
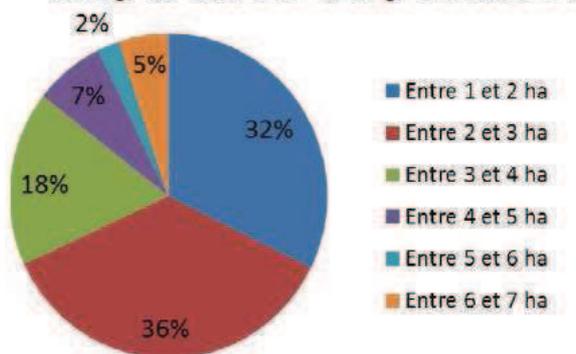
	Cas 1, 1.7ha	Cas 2, 2.7ha	Cas 3, 3.0ha	Cas 4, 4.1ha
Données exploitation				
Surface, ha	1,7	2,7	3,0	4,1
Puissance élec cogé, kWé	495	1009	1100	2000
Investissement de départ				
Investissement initial, k€	829,8	1195,1	1250,3	2085,7
Investissement unitaire, €/kWé	1676,4	1184,4	1136,6	1042,9
Rémunération système				
Travaux de raccordement, k€	15	18	18	20
Filtre Actif, k€	95	95	95	47,5
Cellules HTA, k€	150	75	0	0
Total, k€	260	188	113	67,5
Investissement final				
Investissement final, k€	569,8	1007,1	1137,3	2018,2
Investissement unitaire final, €/kWé	1151,1	998,1	1033,9	1009,1



3. Leviers d'amélioration

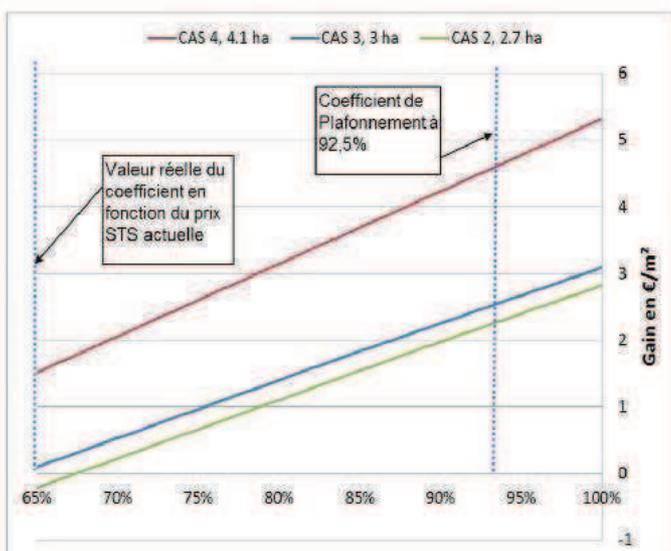
Aide à l'investissement (4/4) : Impact pour la Bretagne

- Potentiel cogé en Bretagne évalué à **119 MWé**
- Répartition du potentiel
- Selon hypothèse base :
 - Aide total de **21 767 k€**
 - Soit **0,45 c€/kWh**
- Potentiel de dévelop. en fct. de l'aide :



3. Leviers d'amélioration

Coefficient de plafonnement



- Gains lié au projet fortement altérés si coef. baisse
- Incertitude pour l'investisseur : pas de visibilité
- Le coefficient doit être maintenu à 92.5% sur les 12 ans du contrat



3. Leviers d'amélioration

- 1. Contexte Breton
- 2. Etudes Cogénération
- 3. Leviers d'amélioration
- 4. Atouts Cogé

Fonctionnement été (1/4)

- Assurer un taux de CO2 élevé dans les serres pour mieux nourrir les plants
- Améliorer la performance environnemental de la cogénération avec injection du CO2 dans les serres
- **Problème** : Le mécanisme de soutien actuel n'est pas adapté à un fonctionnement été
- **Demande** :
 - Franchise de 1000h sur la « dfe »



Projet Energie Serre – 30/9/10



Rassemblons
nos

Énergies!

PLAN ÉCO-ÉNERGIE BRETAGNE

Centrale CCG

Caractéristiques d'une centrale CCG (1/2)

Principe fonctionnement centrale CCG

- Centrale thermique fonctionnant au gaz, qui associe une turbine à gaz et une turbine à vapeur. Chacune de ces turbines entraîne une génératrice qui produit de l'électricité
- 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 350 M€

59

Phase d'Appel D'offres

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

- Annonce ministre de l'Énergie Eric BESSON le 17 janvier 2011 lancement AO
- 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

60

Consultation préalable

Objectifs

- 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,

Conditions techniques, financières et économiques

- compensation surcoûts liés à la localisation de l'installation (coûts d'acheminement du gaz notamment),
- site d'installation RTE dans un périmètre de 20km autour d'un des 3 postes de transformation RTE : Loscoat, La Martyre ou Brennilis
- porteurs de projet ont la responsabilité du terrain d'implantation ; analyses devront prendre en compte les paramètres techniques, environnementaux, etc.
- <http://www.developpement-durable.gouv.fr/consultpubliques.html>

61

Conclusion

62

Groupes techniques

- Réunions de travail thématiques rattachées au GT APPRO seront organisées

Diffusion

- Compte-rendu du présent GT : <http://www.plan-eco-energie-bretagne.fr>
- Une synthèse sera exposée en séance plénière le 19 avril