

Zelya Energy
Rapport intermédiaire Phase 4
Conclusions et proposition de solution(s) industrielle(s)

Nice, le 11 juin 2009



TABLE DES MATIÈRES

I – Rappels des objectifs visés et des résultats déjà obtenus	3
II – Diagnostic sur les solutions techniques susceptibles de satisfaire les objectifs visés	4
a. Les besoins nets conjoncturels et structurels à couvrir par des solutions raccordées au réseau	4
Un parc électrique diversifié au Finistère.....	4
Un rôle crucial dans le soulagement du réseau électrique breton	4
Des besoins électriques nets à la fois en pointe flexible et en base	5
Conclusions pour la sélection des solutions techniques	6
b. Le potentiel énergétique du Finistère	7
c. Les critères d'adéquation des solutions techniques.....	8
III – Proposition de solution technique	10
a. Caractéristiques technico-économiques	10
b. Conformité avec les objectifs visés	11
c. Avantages et inconvénients.....	12
d. Contraintes absolues et relatives pour l'identification du site	13
Liste des contraintes absolues et relatives.....	13
IV – Recommandations de mise en œuvre opérationnelle	14
a. Les acteurs énergétiques susceptibles d'être intéressés	14
b. Calendrier de mise en œuvre pour Investir en Finistère.....	15
Les principaux documents cadres de l'électricité en cours d'adoption	15
La mise en œuvre de la géo-localisation pour attirer les développeurs.....	15

I – Rappels des objectifs visés et des résultats déjà obtenus

L'objectif de la mission suppose d'identifier une ou plusieurs solution(s) industrielle(s) locales (implantées au Finistère) :

- réalisable(s) à l'horizon 2015 compte tenu du potentiel propre du Finistère et permettant simultanément de réduire la dépendance et d'augmenter la couverture des pics de consommation électriques du Finistère ;
- raccordée(s) au réseau électrique (= décentralisée(s)) et compatible(s) avec l'impératif de sécurisation du réseau électrique régional.

Lors de la **phase 2**, les besoins électriques du Finistère nets à couvrir ont été quantifiés dans deux perspectives :

- dans une perspective d'ajustement conjoncturel de court terme de la consommation (= la couverture des pics hivernaux journaliers de consommation électrique), qui a mis en évidence la nécessité de disposer de **sources de production de pointe, mais dont l'énergie secondaire est maîtrisable** pour y recourir précisément lors des pics de consommation ;
- dans une perspective d'ajustement structurel de long terme (= la couverture des besoins annuels nets de consommation électrique au-delà des besoins bruts couverts par les installations de production existantes ou attendues, situées en ou à l'extérieur du Finistère), qui a fait apparaître la nécessité de disposer de **sources de production de taille significative**.

Pour chaque solution technique ayant atteint le stade du développement industriel, nous avons ensuite présenté, lors de la **phase 3** :

- **les caractéristiques technico-économiques** : capacité électrique typiques, coûts d'investissement et de fonctionnement, taux de rentabilité et délais de réalisation ;
- **les critères sociaux de sélection** : des impacts économiques et environnementaux, ainsi que des avantages et inconvénients associés à ces solutions techniques.

Sur cette base, la **phase 4** consiste à formuler des propositions de solution(s) industrielle(s) pérenne(s), réaliste(s) et crédible(s) et des recommandations de mise en œuvre opérationnelle (communication, lobbying, relationnels) pour, à l'horizon 2015). Par solution industrielle, nous entendons la combinaison d'une solution technique (caractéristiques technico-économique, critère social de sélection), une fois identifiés les éléments permettant d'apprécier que cette solution technique réalise effectivement les objectifs de la mission.

II – Diagnostic sur les solutions techniques susceptibles de satisfaire les objectifs visés

a. Les besoins nets conjoncturels et structurels à couvrir par des solutions raccordées au réseau

Un parc électrique diversifié au Finistère

Au cours de la phase 2 de la mission, Zelya Energy a pu reconstituer le parc de production d'électricité du Finistère. Celui-ci se singularise, en Bretagne, par :

- une forte densité des moyens de production : il représente bien plus du quart de la capacité installée en Bretagne administrative ;
- une grande diversification et variété des sources d'énergie primaire : la capacité installée se distribue à raison d'environ 77,5% de capacités thermiques classiques, 18,8% d'éolienne, 2,5% de cogénération et 1,2% d'hydraulique.

Ce parc se caractérise néanmoins, tout comme celui de la Bretagne, par la prépondérance des moyens de production de pointe, flexibles (centrales thermiques de Dirinon et Brennilis) ou non flexibles (éoliennes, hydraulique), donc par l'absence de moyens de production de base.

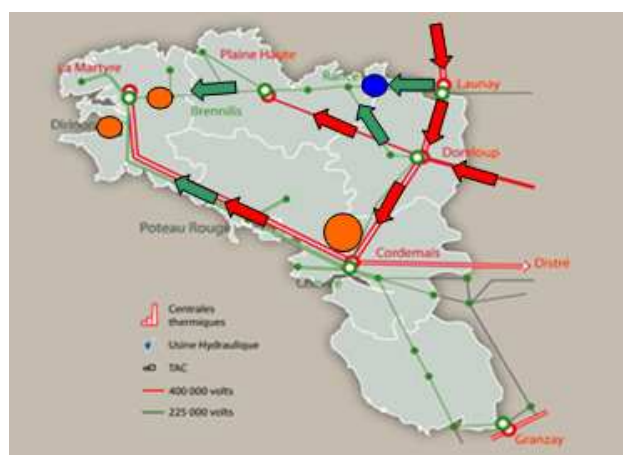
Les projets connus à l'horizon 2015 de nouvelles centrales de production devraient accentuer la part des énergies primaires non flexibles (éolien terrestre) dans le bouquet énergétique du Finistère. Les projets attendus pour l'horizon 2020, principalement les éoliennes off-shore, pourraient enrichir le parc éolien du Finistère de moyens de base.

Un rôle crucial dans le soulagement du réseau électrique breton

Le Finistère est actuellement alimenté par l'axe « Bretagne sud » du réseau électrique du Réseau de Transport d'Electricité (RTE).

L'acheminement de l'électricité par ce dernier, pour l'ensemble de la Bretagne administrative, est en effet réalisé à partir d'un arc est en ouest (Launay – Cordemais), et selon deux axes :

- en « Bretagne nord » (Ille et Vilaine et Côtes d'Armor) : par une ligne HT de 400 kV reliant le poste de Domloup au poste de Plaine Haute et par une ligne HT de 225 kV reliant le poste de Launay ou de Domloup au poste de la Martyre ;



- en « Bretagne sud » (Morbihan et Finistère), par une ligne HT de 400 kV et une ligne HT de 225 kV reliant le poste de Cordemais au poste de La Martyre.

Compte tenu de l'absence de moyens de production de base en Bretagne administrative, l'approvisionnement de la Bretagne est globalement réalisé à partir de plusieurs centrales de production de base ou semi-base principalement situées en dehors de son territoire : centrale thermique de Cordemais (Loire-Atlantique), centrales nucléaires de Chinon (Indre-et-Loire) et de Flamanville (Manche). Si le Morbihan est globalement et principalement alimenté par ces centrales « extérieures », le Finistère l'est aussi par les centrales de production situées sur son propre territoire, plus proches des zones de consommation locales (agglomération de Brest, notamment).

En outre, l'alimentation des deux régions électriques bretonnes est réalisée de manière quasiment indépendante : schématiquement, les zones de production extérieures alimentant la « Bretagne nord » (centrale nucléaire de Flamanville) ne permettent pas d'alimenter la Bretagne sud (alimentée par les centrales thermique de Cordemais et nucléaires de Chinon voire de Civaux), et réciproquement. Toutefois, les régions « Bretagne nord » et « Bretagne sud » sont susceptibles d'être interconnectées de manière résiduelle, grâce à la ligne HT 225 kV reliant les postes de La Martyre (Finistère) et Plaine Haute (Côtes d'Armor). Cette ligne permet accessoirement le passage de flux résiduels entre la « Bretagne nord » et la « Bretagne sud », dans les deux sens. En particulier, lorsque la ligne HT 400 kV reliant les postes de Domploup (Ille et Vilaine) et de la Plaine Haute (Côtes d'Armor) est trop sollicitée, l'alimentation électrique des Côtes d'Armor se fait en appelant les centrales thermiques du Finistère.

Le parc électrique finistérien joue donc un rôle doublement crucial non seulement dans la couverture des besoins propres du Finistère, grâce au recours d'une production locale pour ses besoins locaux, mais également dans celui de la Bretagne, grâce à la localisation en bout de ligne de l'axe « Bretagne sud » et des possibilités de transit vers l'axe « Bretagne nord », qui lui permettent, à faible échelle toutefois, de prendre le relais des moyens de production appelés en dehors de la Bretagne administrative, pour l'alimentation des Côtes d'Armor.

Des besoins électriques nets à la fois en pointe flexible et en base

Bien que les données départementales soient rares et l'exercice encore jamais réalisé à l'échelle départementale, Zelya Energy a estimé les besoins nets électriques du Finistère, dans deux perspectives complémentaires : *conjoncturelle* (au moment des pics de consommation) et *structurelle* (approche annuelle et bilancielle).

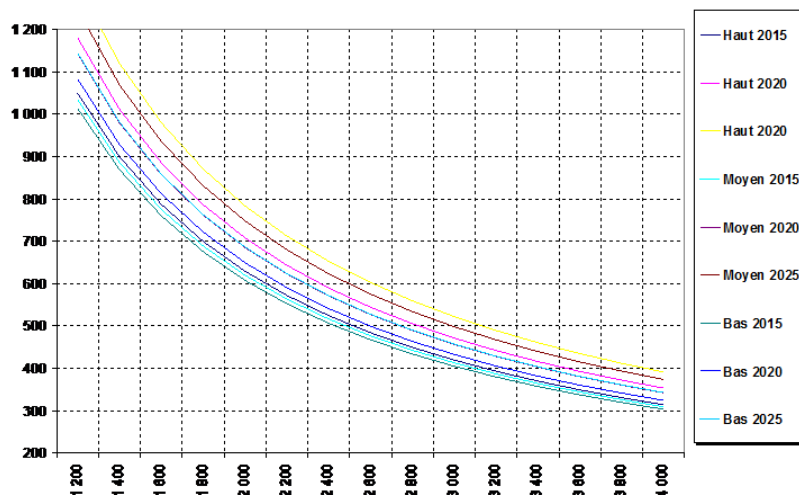
Les résultats obtenus montrent que le Finistère :

- doit régulièrement faire face à des pics de consommation hivernaux d'une durée de quelques jours de l'ordre de 1 000 MW en 2009 ;

- fait structurellement face à un déficit électrique annuel proche de 7%, représentant de l'ordre de 4,6 TWh/an.

Premièrement, les capacités électriques installées en Finistère ne permettent de couvrir qu'un peu plus de 50% du pic de consommation que l'on peut attribuer à ce département. L'analyse des pics conjoncturels de consommation montre que ces derniers proviennent d'une hausse de la consommation du secteur résidentiel et tertiaire, pour satisfaire des besoins de chauffage. Les pics de consommation correspondent en effet à des journées très froides. La contribution des centrales thermiques, moyens de production de pointe, est certaine mais insuffisante en raison de leur faibles capacités installées (485 MW). **La couverture des pics de consommation est donc rendue difficile par l'impossibilité des éoliennes terrestres, moyens de pointe, de contribuer au moment précis du pic à la couverture de la demande**, en raison de l'anti-corrélation entre température et vitesse du vent en Bretagne, et de la non-flexibilité (ou intermittence) de cette source d'énergie.

Deuxièmement, l'analyse de la réduction du déficit structurel de 20% du Finistère montre une large gamme de couples capacité installée (de 200 MW à 1200 MW) – nombre d'heures de fonctionnement (de 1200 h/an à 4000 h/an) qui permettrait de couvrir ce déficit. Compte tenu de cette courbe, **seuls des moyens de semi-base ou de base permettraient, à si grande échelle, de couvrir 20% du déficit structurel du Finistère à l'horizon 2015.**



Troisièmement, RTE a lancé la construction d'un transformateur électrique dans le Morbihan pour soulager les contraintes de délestage réseau sur l'axe « Bretagne sud » à l'horizon 2015. Mais RTE a également suggéré que **800 MW (ou 1300 MW selon le projet PPI 2009-2020) de capacités supplémentaires à l'ouest d'une ligne Lorient – Saint-Brieuc permettraient d'augmenter de 30% le niveau de consommation pouvant être desservi en toute sécurité dans la zone « Bretagne sud »** (qui comprend donc le Finistère et le Morbihan).

Conclusions pour la sélection des solutions techniques

La phase 2 de la mission a permis d'aboutir à plusieurs conclusions :

1. Le développement du parc de production actuel bénéficiera dans les 5 prochaines années de la mise en exploitation probable de 4 projets éoliens terrestres connus et, à plus longue échéance (horizon

2020-2025), des projets attendus (développement des énergies marines, et principalement de l'éolien off-shore).

2. Tout moyen de production implanté en Finistère permet de soulager le réseau électrique breton, en raison de la situation du Finistère en bout de ligne de la « Bretagne sud » et d'une liaison 225 kV avec la ligne « Bretagne nord ».

3. Néanmoins, à moyen terme (horizon 2015), le bilan électrique conjoncturel et structurel du Finistère (tout comme celui de la Bretagne) fait apparaître une double dépendance aux moyens de production extérieurs à la Bretagne. En effet, la composition (prédominance des moyens de production de pointe intermittente) et la taille du parc électrique finistérien (actuel ou futur) ne permettent pas de répondre à l'augmentation structurelle ou conjoncturelle de manière suffisamment significative.

4. L'objectif de la mission se traduit par la recherche d'une solution technique de production d'électricité raccordée au réseau, localisée en Finistère, à l'horizon 2015.

5. Pour autant, les progrès dans la maîtrise de la demande énergétique (MDE), qui ont été intégrés dans les scénarios de Zelya Energy, et la mise en œuvre de projets de centrales décentralisées (non raccordées au réseau électrique) sont susceptibles d'amoinrir les besoins à couvrir. Néanmoins, leur contribution ne parviendra qu'à réduire de manière insuffisante l'ampleur des besoins à l'horizon 2015.

b. Le potentiel énergétique du Finistère

Le Finistère, tout comme la Bretagne, se singularise en France par le fort potentiel lié à la ressource marine.

Parmi les sources d'énergie primaire susceptible d'émerger au stade industriel à l'horizon 2020-2025 figure au premier rang l'éolien off-shore. L'avantage de ce type de production est d'ouvrir la possibilité d'une diversification plus efficace du parc électrique. En effet, l'éolien off-shore peut être classé parmi les moyens de production de semi-base permettant, si les capacités installées sont importantes, de jouer un rôle équivalent à des centrales thermiques à cycle combiné actuellement projetées en France pour intervenir entre les centrales nucléaires (base) et les centrales thermiques classiques (pointe). Ce rôle devrait être décuplé si la R&D dans le domaine de la prévision des vitesses du vent, du stockage de l'électricité produite, de la construction et de la maintenance off-shore aboutit bien aux attentes industrielles.

Pour autant, même avec des scénarios optimistes (délai de mise en exploitation des premiers parcs éoliens off-shore, capacité cumulée installée), la contribution des éoliennes off-shore ne pourra être

suffisante à répondre tant aux pics de consommation qu'au déficit annuel, en raison de l'importance même de ces besoins à moyen terme (sur les 5 prochaines années).

Cet aspect a été mis en évidence par Zelya Energy en étudiant l'impact de scénarios positifs sur la réduction du déficit à 20%. L'effet positif des éoliennes terrestres est de contribuer à réduire le champ des possibles en rapprochant les courbes des scénarios.

c. Les critères d'adéquation des solutions techniques

Les objectifs visés peuvent être atteints au moyen d'un bouquet de solutions techniques. La sélection des solutions techniques composant ce bouquet doit toutefois être guidée par le respect de plusieurs critères.

Critère 1 – le potentiel naturel du Finistère

La sélection doit prendre en compte les sources d'énergie primaires disponibles en Finistère. Avec ce critère, Zelya Energy est conduit à ne pas privilégier la ressource solaire, thermodynamique ou photovoltaïque, compte tenu du faible ensoleillement global du Finistère. De même, la topologie géographique du Finistère ne permet pas d'envisager la possibilité d'un barrage hydraulique.

→ Compte tenu des possibilités d'augmentation future du rendement des modules pouvant abaisser le seuil d'ensoleillement en deçà duquel des installations solaires photovoltaïques pourraient être rentables, l'énergie solaire photovoltaïque pourrait respecter à l'avenir le critère n°1.

Critère 2 – la capacité installée

La sélection doit prendre en compte les sources d'énergie primaires, qui, en une ou plusieurs tranches de capacités, atteignent la capacité nécessaire pour contribuer de manière suffisante à la réduction du déficit annuel et de la demande de pointe. L'analyse a mis en évidence l'ampleur des besoins conjoncturels résultant des pics de consommation (1 000 MW) et structurels résultant du déficit annuel du Finistère (de 5 à 7 TWh/an).

→ Compte tenu de leurs tailles, les éoliennes terrestres (3-5 MW de puissance unitaire), les centrales hydrauliques au fil de l'eau (moins de 50 MW) ou les centrales solaires (la plus grande au monde, localisée à Arnareleja au Portugal, a une capacité de 46MW) ne sont pas susceptibles de respecter le critère n°2.

Critère 3 – le type de capacité installée

La réduction des pics de consommation hivernaux, conduit à ne pas privilégier les sources d'énergie primaire de pointe, à moins qu'elles soient flexibles et contrôlables par l'exploitant, pour répondre spécifiquement et immédiatement aux pointes de la demande lorsqu'elles surviennent.

→ **Compte tenu de leur intermittence et de l'anti-corrélation entre vitesse du vent et température, les éoliennes terrestres semblent mal adaptées à respecter le critère n°3. L'intermittence de leur production conduit également à écarter la production à partir de l'énergie solaire et hydraulique (au fil de l'eau).**

Critère 4 – la mise en œuvre à moyen terme (horizon 2015)

La sélection doit se limiter aux sources d'énergie primaire pouvant contribuer à moyen terme à la réduction du déficit annuel, compte tenu de leur maturité industrielle. Avec ce critère, Zelya Energy est amené à exclure les sources d'énergie liées à la mer, malgré le fort potentiel finistérien en ce domaine (éolien off-shore en particulier).

→ **Compte tenu des possibilités de mises en exploitation industrielle plus rapide de parcs éoliens off-shore, l'énergie éolienne marine (hydroliennes, éoliennes off-shore) pourrait respecter à l'avenir le critère n°4.**

Il est à remarquer que l'analyse des critères doit se faire par combinaison : une solution technique adéquate doit satisfaire chacun des critères, simultanément. Ainsi, la filière éolienne terrestre présente, au-delà du fait qu'elle respecte les critères 1 (potentiel fort dans le Finistère) et 4 (la filière est mature), mais pas le critère 3 (source d'énergie intermittente), une alternative pour le critère 2. En effet, la taille des parcs éoliens tend à augmenter. Si la puissance unitaire des turbines ne dépasse pas encore 5-6 MW (c'est la capacité des éoliennes les plus grandes et les plus récentes), le dernier projet le plus important pourrait bien être implanté au Portugal près de Bragança avec une capacité de 400 à 600 MW.

A ce propos, il est toujours utile d'explorer des critères plus subjectifs, tels l'acceptabilité locale, dans la mesure où des consultations publiques auprès des élus ou des populations sont souvent nécessaires avant de pouvoir exploiter une centrale de production électrique (obtention du permis de construire, modification du PLU).

III – Proposition de solution technique

a. Caractéristiques technico-économiques

Le principe de fonctionnement d'une centrale thermique à cycle combiné au gaz (CCCG) repose sur la génération d'électricité à partir de la combustion de gaz naturel. Une tranche de centrale est donc composée d'une turbine à combustion (chaudière), où le gaz est consommé, atteignant une température très élevée (1 500°C). La chaleur dégagée permet, par transfert au sein d'un échangeur de chaleur (chaudière), de réchauffer un fluide caloporteur. Celui-ci permet d'entraîner à son tour une turbine à vapeur. La rotation de la turbine à vapeur et de la turbine à combustion entraîne une génératrice.

Un circuit de refroidissement, incluant un condenseur, permet de fermer le cycle en refroidissant le fluide caloporteur à sa sortie de la turbine à vapeur et de le mettre au contact des gaz réchauffés en sortie de la turbine de combustion. Le refroidissement peut être réalisé à partir de l'eau de mer, de l'eau d'une rivière ou de l'air ambiant.

Le principal et double intérêt d'une centrale thermique à cycle combiné au gaz réside dans sa flexibilité (production de semi-base) et son rendement (qui peut atteindre 58%).

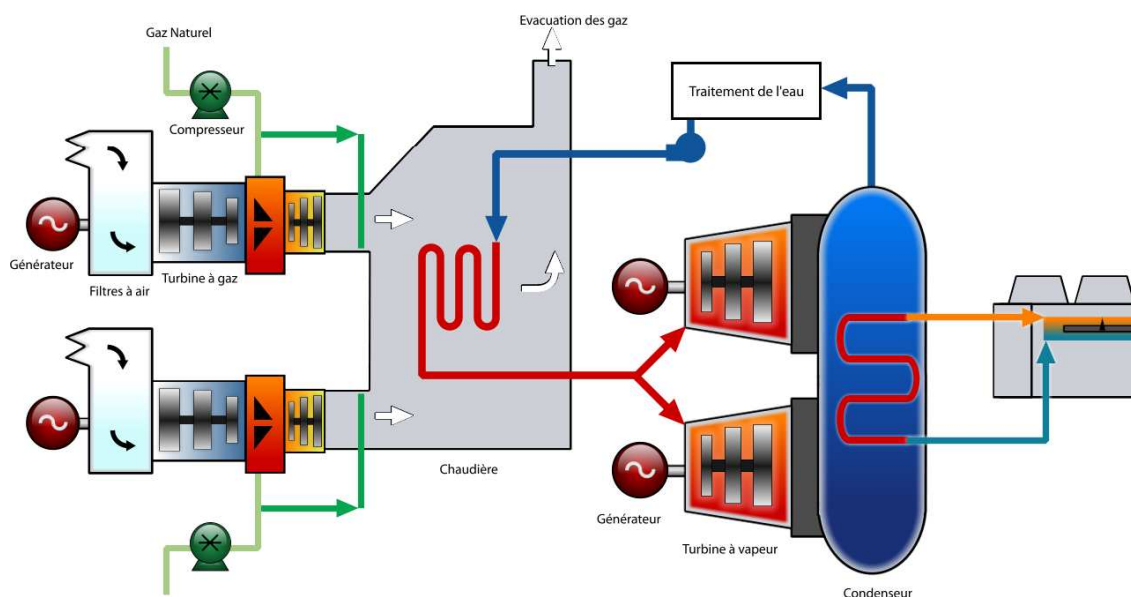


Schéma de fonctionnement d'une centrale thermique à cycle combiné au gaz (deux tranches)

En France, les centrales à cycle combiné au gaz sont très récentes et font l'objet d'un intérêt croissant depuis quelques années. La première centrale de ce type en France, la centrale DK6 (790 MW), est exploitée par Gaz de France Suez - Arcelor et entrée en exploitation en mars 2005 près de Dunkerque. D'autres projets sont en cours de construction ou en phase de développement.

b. Conformité avec les objectifs visés

La mise en œuvre d'une centrale thermique à cycle combiné au gaz n'exclut ni la mise en œuvre parallèle d'autres options industrielles au sein d'un bouquet de solutions techniques, ni la contribution future des sources renouvelables marines dès qu'elles atteindront leur stade industriel.

Toutefois, une CCCG est susceptible de répondre simultanément aux critères précédemment utilisés.

Critère 1 – le potentiel naturel du Finistère

Une CCCG n'impose pas de richesse naturelle particulière, le gaz naturel pouvant être acheminé par le réseau public de transport. Dans le cas du Finistère, et bien que le département se situe en bout de ligne du réseau gazier, l'approvisionnement pourrait être réalisé à partir de la zone d'équilibrage nord du réseau gazier, ou de l'un des terminaux méthaniers existants (Montoir de Bretagne) ou attendus (Dunkerque, Antifer, Verdon).

→ **Le Finistère permet un approvisionnement en gaz naturel, nécessaire pour le fonctionnement d'une CCCG.**

Critère 2 – la capacité installée

Une CCCG à une turbine à combustion et une génératrice a typiquement une capacité de production de l'ordre de 400 MW environ (= une tranche). Néanmoins, cette capacité peut être portée, sans difficulté particulière, au double (800 MW) dans le cas de deux tranches (deux turbines à combustion et deux génératrices).

→ **Une CCCG d'une capacité de 400 MW ou de 800 MW réduit de manière significative tant la demande de pointe (conjoncturelle) que le déficit annuel (structurel).**

Critère 3 – le type de capacité installée

Une CCCG peut fonctionner de l'ordre de 3000 h/an et jusqu'à 6000 h/an, avec une grande modulation de la production, sous contrôle. En d'autres termes, le temps de mise en route ou de montée à pleine

puissance est contrôlable et variable (selon la technologie de refroidissement), mais dans tous les cas très rapide de l'ordre de quelques minutes ou heures.

→ **La flexibilité de la production d'une CCCG est adaptée à la couverture des pics de consommation hivernaux.**

Critère 4 – la mise en œuvre à moyen terme (horizon 2015)

La technologie est éprouvée (Siemens, Alstom, GE Energy, etc.) et le cadre réglementaire existe ou est en cours d'amélioration (règle de raccordement aux réseaux). Les prochaines CCCG en France sont attendues à l'horizon 2009-2011, avec un cycle de développement d'une durée typique de 3-5 ans.

→ **Il est tout à fait possible de mettre en œuvre une CCCG en Finistère à l'horizon 2015.**

c. Avantages et inconvénients

Les avantages et inconvénients d'une CCCG ont été présentés succinctement lors de la phase 3 et nous apportons ici des précisions concernant deux « inconvénients » inhérents et spécifiques aux CCCG.

L'évolution du prix du gaz peut-il grever la rentabilité d'une CCCG ? Le prix du gaz sur les marchés de gros de court terme varie amplement, en corrélation étroite avec celui des produits pétroliers. Néanmoins, les exploitants de centrales thermiques à gaz ont l'idée de s'assurer à l'avance contre la volatilité et le niveau des prix du gaz en contractant des contrats d'approvisionnement avec des producteurs de gaz. Les nombreux projets lancés en France et l'aboutissement de nombreux d'entre eux montrent que même pour des groupes de taille moyenne à l'échelle européenne (Poweo, Direct Energie), le coût et la volatilité de l'approvisionnement, qui a été quantifié dans leur modèle financier, n'est pas un problème insurmontable.

La variation de la production ne conduit-elle pas à déstabiliser le réseau de gaz ? L'implantation d'une centrale de production flexible à partir de gaz implique que le réseau lui-même doit pouvoir supporter une variation des flux de gaz quotidiennement. Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau recommandent généralement d'implanter de telles centrales à proximité des installations de stockage. Néanmoins, les études de faisabilité qu'ils remettent à tout requérant permettent d'anticiper en amont les éventuelles contraintes liées aux réseaux et les renforcements éventuellement nécessaires. Il n'en reste pas moins que le réseau de GRTgaz est l'un des plus étendu d'Europe, qu'il a l'obligation d'investir dans les infrastructures et qu'il est à l'origine des concertations avec les producteurs et le régulateur pour faciliter les raccordements des futures centrales.

d. Contraintes absolues et relatives pour l'identification du site

Lors de la phase de (pré-)faisabilité d'un projet de type « centrale thermique à cycle combiné au gaz », le développeur met généralement en œuvre la méthode de géo-localisation pour identifier le meilleur site d'implantation. Cette méthode consiste, sur la base de critères prédéfinis (additifs ou exclusifs), également appelés « contraintes absolues » et « contraintes relatives », à identifier progressivement le site « optimal » respectant simultanément l'ensemble des critères.

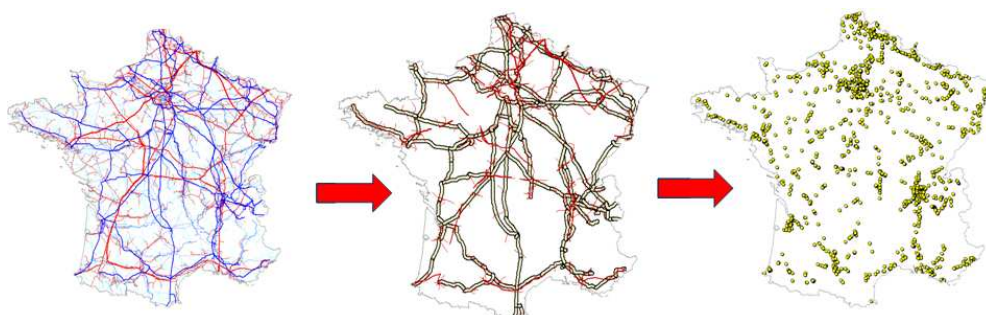


Illustration : le processus de géo-localisation consiste visuellement à superposer la carte des contraintes absolues et relatives (ici, les réseaux de gaz et d'électricité). Un site optimal résiste à chaque superposition (points verts, situés à proximité des réseaux de gaz et d'électricité).

Les contraintes absolues ou relatives incluent celles résultant soit des spécifications techniques et technologiques des constructeurs (conditions de fonctionnement des équipements), soit des réglementations juridiques (environnementales, urbanistiques, foncières), soit encore des exigences économiques (coûts du raccordement aux réseaux, coût de la construction) ou sociales (acceptabilité locale de la population et des élus, accord du propriétaire du terrain et du voisinage immédiat).

A défaut de procéder à une telle analyse de géo-localisation complète, on présente ici la liste des contraintes absolues et relatives spécifiques de l'implantation d'une centrale au gaz à cycle combiné, qui permettent d'identifier les zones à examiner plus attentivement lors d'une véritable analyse de géo-localisation à l'échelle des parcelles.

Liste des contraintes absolues et relatives

Les contraintes absolues (= d'exclusion) sont rédhibitoires et préjudiciables au projet en tant que tel, tandis que les contraintes relatives peuvent être soulevées par d'autres options que les options habituelles, et affectent seulement la préférence pour le site concerné.

Pour une centrale thermique à cycle combiné, les contraintes absolues sont :

- ✓ une **surface foncière disponible et suffisante** (de l'ordre de 5-15 ha), située en zone non montagneuse, et dont l'usage peut être transféré rapidement à l'exploitation d'une CCCG ;
- ✓ une localisation en **zones appropriées pour les installations classées pur la protection de l'environnement (ICPE)** : zone non protégée au titre du patrimoine architectural et archéologique, de la nature (Natura 2000), de la faune, de la flore, de la pêche, de la chasse, etc. ;
- ✓ une localisation en **zone non inondable et zone non sismique**.

Les contraintes relatives sont :

- ✓ la proximité aux points non congestionnés et non restreints du **réseau de transport HT** (400 kV voire 225 kV) d'électricité (moins de 15 km ou proche d'un poste de transformation) et du **réseau de transport HP** de gaz naturel (moins de 25 km) ;
- ✓ la proximité et l'accès possible et autorisé à une **ressource pouvant servir techniquement et règlementairement au refroidissement** (rivière, mer, air ambiant) ;
- ✓ l'**acceptabilité locale** des élus et de la population, dans un rayon minimal de 3 km.

IV – Recommandations de mise en œuvre opérationnelle

a. Les acteurs énergétiques susceptibles d'être intéressés

On peut recenser une vingtaine de projets annoncés de CCCG en France, à différents stades de « développement » (exploitation, à l'étude, abandonné, en développement, en construction).

En mars 2009, selon le gestionnaire du réseau de transport de gaz, GRTgaz, 12 contrats de raccordement ont été signés par GRTgaz avec des développeurs de centrales thermiques au gaz à cycle combiné en France. 4 centrales devraient être mises en service en 2009, 4 en 2010 et 4 en 2011. La puissance totale des cycles combinés en service à cette échéance devrait être de l'ordre de 6 500 MW.

Les acteurs impliqués dans de tels projets pourraient être utilement approchés par Investir en Finistère. Le département pourrait en effet faire valoir l'attractivité de son territoire auprès des principaux groupes énergétiques européens qui ont eu un projet comparable : EDF, Endesa, Poweo, Gaz de France Suez, SNET (groupe E.ON), Atel, Direct Energie, Alpiq, etc.

b. Calendrier de mise en œuvre pour Investir en Finistère

Les principaux documents cadres de l'électricité en cours d'adoption

L'année 2009 sera riche en documents cadres ayant des conséquences sur la reconnaissance du besoin de moyens de production électrique supplémentaires en Bretagne.

Sont ainsi attendues :

- l'actualisation du **bilan prévisionnel offre-demande électrique** opérée tous les 2 ans. Etablie par RTE, la version 2009 du bilan devrait être publiée fin juin 2009.
- la publication de la **Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI) 2009-2020**, élaborée par RTE tous les 5 ans en concertation avec les acteurs énergétiques (gestionnaires de réseaux, producteurs, administrations et responsables politiques locaux) et votée par le Parlement. Un projet, rendu public en mars 2009, faisait encore état du même projet de centrale thermique de Ploufragan, simplement retardé.
- la présentation du **schéma de développement du réseau public de transport** révisé tous les 2 ans, le dernier datant de 2007. Etablie fin 2008 pour l'année 2009 par RTE, la prochaine version est en cours de validation par le MEDDATT et devrait être présentée aux élus (Conseil régional, Conseils généraux) et au préfet.

Zelya Energy recommande à **Investir en Finistère d'organiser une veille sur les et de participer aux réunions organisées pour la présentation du schéma de développement du réseau public de transport**, en se rapprochant des élus finistériens, notamment aux fins : 1) de comprendre quelles suites RTE donnera à l'échec de la centrale de Ploufragan (Côtes d'Armor) ; 2) de détecter dans quelle mesure le diagnostic de RTE confirme l'intérêt d'une implantation au Finistère d'une centrale thermique ; 3) d'identifier les contraintes actuelles sur le réseau de transport d'électricité, pour l'accueil de moyens de production supplémentaires en Finistère.

La mise en œuvre de la géo-localisation pour attirer les développeurs

La phase d'identification d'un site potentiel pour une CCCG est souvent gérée par le développeur lui-même, qui n'est pour autant pas nécessairement fin connaisseur des spécificités et opportunités locales. Jusqu'à la sécurisation du foncier et des contrats de raccordement, et tant que les nombreuses autorisations administratives requises (principalement ICPE et permis de construire) ne sont pas obtenues, la phase de développement est délicate, car risquée : des coûts doivent être engagés, alors qu'aucune certitude ne peut être posée sur la réussite du projet.

A cet effet, Investir en Finistère a pleinement un rôle à jouer en vue de la promotion de son territoire auprès des développeurs potentiels de CCCG et de facilitation de leurs recherches de sites d'implantation potentiels pour une CCCG.

Zelya Energy recommande donc à Investir en Finistère de sensibiliser et de mobiliser très en amont la population et les élus finistériens et d'identifier, en concertation avec les administrations déconcentrées de l'Etat (DRIRE, DDE, DDAF, DRAC, etc.), les sites (avec les propriétaires au niveau des parcelles) disponibles et les plus propices à l'implantation d'une CCCG, en procédant à une analyse de géo-localisation qui démontre que les contraintes absolues n'existent pas et que les contraintes relatives sont très faibles.