

Zelya Energy
Rapport intermédiaire Phase 2
Etat des lieux : bilan électrique et scénarii à l'horizon 2025

Nice, le 29 avril 2009



TABLE DES MATIÈRES

I - Introduction	3
II - Origine et présentation des données utilisées	4
a. Les données régionales disponibles	4
b. Les données départementales disponibles	5
III – Bilan électrique rétrospectif (2003-2008)	5
a. Présentation du bilan électrique de la Bretagne	5
b. Reconstitution du bilan électrique du Finistère	6
c. Structure et sollicitations du réseau électrique en Bretagne	7
d. Analyse des pics de consommation en Bretagne	10
IV – Scenarii prévisionnels (2015-2025)	13
a. Contexte.....	14
Les objectifs de la politique énergétique de la Bretagne	14
Principaux projets nationaux visant au renforcement des capacités du réseau	14
Principaux projets nationaux visant à l’accroissement des capacités de production.....	14
b. Hypothèses relatives à l’évolution de la consommation d’électricité	15
c. Liste des projets identifiés de nouvelles installations de production au Finistère.....	18
d. Explication des hypothèses de chaque scénario.....	18
V – Résultats et conclusions	20
a. Résultats sur la couverture des pics de consommation (approche conjoncturelle).....	20
a. Résultats sur la couverture du déficit électrique annuel (approche structurelle).....	21
Combinaison et solution technique optimale	23
ANNEXE 1 : Bilan rétrospectif de la Bretagne (2003-2008)	26
ANNEXE 2 : Bilan rétrospectif du Finistère (2003-2008)	27
ANNEXE 3 : Spécification des hypothèses des scénarios	28
ANNEXE 4 : Scénarios prévisionnels du Finistère (2015, 2020, 2025) avec filières éoliennes	29
ANNEXE 5 : Scénarios prévisionnels du Finistère (2015, 2020, 2025) sans filières éoliennes	30

I - Introduction

Afin de déterminer quantitativement l'ampleur des besoins électriques futurs de la Bretagne et du Finistère qui pourrait être couverte de manière raisonnable, crédible et cohérente par les solutions techniques qui seront proposées lors de la phase 3, puis industrielles, qui seront étudiées en phase 4, la phase 2 consiste à dresser un bilan d'équilibre macro-énergétique de type offre-demande sous scénarii à l'échelle du département et de la région.

Dans un premier temps, un **bilan électrique rétrospectif** sur les 5 dernières années (2003-2008) est effectué pour permettre de :

- quantifier les besoins en consommation finale d'électricité à couvrir au niveau de la région et du département, d'établir la répartition sectorielle et la localisation géographique des consommateurs;
- caractériser les moyens de production appelés et d'acheminement sollicités pour couvrir cette demande, en fournissant un descriptif succinct des infrastructures et réseaux de transport de l'électricité existants (localisation et origine des saturations de capacités), ce qui permet alors de mettre en exergue les points de fragilité du système électrique régional.

Sur cette base, le taux de couverture est quantifié et les modalités de couverture des besoins électriques sont identifiées. Une analyse est enfin effectuée des principaux atouts, faiblesses et goulots d'étranglement rencontrés pour l'ajustement de la demande et de l'offre, en particulier pour l'année 2008.

Dans un deuxième temps, des **scenarii prévisionnels** (scénario minimum, réaliste et maximum) de consommation sur les 15 prochaines années (échéances 2015, 2020 et 2025) sont proposés.

Ces hypothèses sont fondées sur des hypothèses technico-économiques principalement liées à l'évolution de la consommation, du parc de production et de la production électriques.

Ces hypothèses sont argumentées et mises en regard :

- des ambitions et des stratégies énergétiques, économiques et environnementales nationale, régionale et départementale et figurant dans les documents officiels publiés ;
- des programmes de développement des infrastructures d'acheminement de l'électricité et à leurs contraintes éventuelles.

Dans un troisième temps, et afin de tenir compte de la production générée par les nouvelles capacités de production qui seront mises en exploitation sur la durée des scénarios d'évolution des consommations brutes, nous établissons la **liste des projets identifiés** d'investissement dans des capacités de production d'électricité. Plus précisément, cette liste récapitule tous les projets d'investissement dans des centrales de production d'électricité centralisées (raccordées au réseau) identifiés, en mentionnant notamment :

- l'état d'avancement : projet, développement, construction ;
- la date prévisible de mise en exploitation ;
- la probabilité de réussite ;
- la capacité installée future ;
- le productible prévisionnel, compte tenu du nombre annuel d'heures de fonctionnement.

Le tableau des projets identifiés permettra alors de déterminer, à partir des scénarii de consommation d'électricité et dès la phase 3, les besoins réels à couvrir, nets des capacités supplémentaires résultant des projets identifiés (puisqu'ils contribueront déjà à la réduction de la dépendance électrique du Finistère).

Les scénarii obtenus, organisés autour d'un scénario de référence, font ressortir quantitativement :

- les **besoins nets**, futurs moyens de production identifiés pris en compte, en électricité à chaque échéance, le taux de couverture associé, et les éventuels goulots d'étranglements sur le réseau d'acheminement de l'électricité;
- les **principales variables exogènes** (i.e. non énergétiques) de l'équilibre électrique régional et départemental de moyen terme.

II - Origine et présentation des données utilisées

A notre connaissance, le bilan électrique du Finistère n'a jamais été publié. Et pour cause : les données relatives au département, à l'exception de celles relatives à certains actifs de production, sont rares voire inexistantes. En particulier, pour la consommation et la production d'électricité, il faut se contenter de données régionales pour l'ensemble de la Bretagne, administrative ou historique.

Les données utilisées dans ce rapport intermédiaire proviennent des publications officielles des organismes privés ou publics du secteur : médiathèque du gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE), base Pégase de l'Observatoire de l'Energie du ministère en charge de l'Energie, état des lieux des parcs éoliens de la Direction Départementale de l'Équipement et de l'Agriculture, arrêtés préfectoraux de la DRIRE, etc.

a. Les données régionales disponibles

Les données de la base Pégase de l'Observatoire de l'Energie présentent l'avantage d'être établies depuis de nombreuses années par la compilation officielle et nationale de données diverses provenant des opérateurs, après vérification et harmonisation. Concrètement, elles se présentent sous la forme de données régionales et annuelles de la consommation finale (en GWh/an) en électricité selon quatre secteurs (industrie, résidentiel et tertiaire, agriculture et transport), de la production (en GWh/an) selon les modes de production (électricité primaire : nucléaire, hydraulique, éolienne, solaire photovoltaïque ; électricité thermique : cogénération et hors cogénération), ainsi que de la capacité électrique installée (en MW).

Toutefois, Zelya Energy a dû pallier un certain nombre de limites de la base de données Pégase pour l'établissement de la balance électrique de la Bretagne. Tout d'abord, les données pour 2003, 2007 et 2008 étant manquantes, il a fallu rechercher des données pour ces trois années. Ensuite, il a fallu corriger les données concernant la capacité électrique installée totale, grâce à la reconstitution du parc de production (liste des centrales et installations) à partir des inventaires réalisés et actualisés localement par la DRIRE, la DDEA ou l'ADEME et spécifiant la liste exacte des actifs de production avec leurs caractéristiques (capacité de production en MW).

b. Les données départementales disponibles

La base de données de Pégase s'est révélée inutilisable, en l'état, pour une analyse spécifique de la consommation finale d'électricité du Finistère, en raison de l'agrégation des données au niveau régional. Outre l'ADEME, RTE ou des articles de presse qui font parfois référence à des statistiques départementales sur la consommation finale d'électricité sous forme de graphiques (et sans mentionner leurs sources), les données – et a fortiori les séries de données – départementales sont extrêmement rares.

Zelya Energy a dû s'appuyer sur les documents du Conseil Général du Finistère ou des rapports publiés par la DGEMP (ancienne DGEC), pour reconstituer la consommation finale d'électricité du Finistère.

Force est de reconnaître que les estimations fournies, tant pour la reconstitution du bilan rétrospectif (2003-2008) que pour les scénarii, s'en trouvent fragiliser. Ces estimations pourront être ultérieurement ajustées en fonction des données que RTE, l'ADEME ou l'Observatoire de l'Energie auront bien voulu apporter à Zelya Energy.

Pour déterminer la production annuelle de production d'électricité au Finistère, Zelya Energy a reconstitué la structure du parc de production du Finistère à partir de sa base de données, et s'est appuyé sur des données relatives à l'utilisation de chaque mode de production. Les durées annuelles réelles de fonctionnement de chaque mode de production au Finistère ont été supposées égales à celles calculées pour la Bretagne. La reconstitution a été ainsi possible pour l'hydraulique, les centrales thermiques classiques et l'éolien. En revanche, cette reconstitution n'a pas été possible pour les autres installations thermiques (en particulier la cogénération).

III – Bilan électrique rétrospectif (2003-2008)

a. Présentation du bilan électrique de la Bretagne

Le bilan électrique sur la période 2003-2008 pour la région de Bretagne est reproduit en annexe 1. Nous résumons ici les principaux résultats obtenus.

La capacité totale du parc électrique du Finistère a évolué de 485,5 MW en 2003 à 585,0 MW en 2007, principalement du fait de nouveaux parcs éoliens mis en exploitation (dont la capacité a été multipliée par un facteur de plus de 10, passant de 19,5 MW en 2003 à 287,4 MW en 2007), mais également en raison d'une augmentation de la capacité des centrales thermiques hors cogénération (qui est passée de 596 MW en 2003 à 619 MW en 2007).

La balance électrique de la Bretagne fait apparaître une consommation d'électricité en augmentation annuelle moyenne de 3,6% sur la période, principalement due à celle du résidentiel et du tertiaire, compte tenu de la croissance démographique et de l'activité économique. Cette évolution à la hausse des besoins en électricité n'a pas été couverte par la production d'électricité proprement départementale, bien que cette dernière ait augmenté en moyenne de 5,7%. Cette augmentation provient non seulement d'un effet capacité (augmentation de la capacité installée éolienne), mais également de la plus grande sollicitation des moyens de production : la durée réelle de fonctionnement a augmenté pour les éoliennes (passant de 1359 h/an en 2003 à 1562 h/an en 2007), des centrales hydraulique (2119 h/an en 2007, contre 2061 h/an en 2003) et surtout thermique en cogénération (3302 h/an en 2004 puis 4178 h/an en 2007).

En conséquence, le taux de couverture de la consommation bretonne a légèrement augmenté de 6,1% en 2003 à 7,3% en 2007, ce qui reste faible. En d'autres termes, l'importation d'électricité hors de la région représente encore 92,7% de la consommation annuelle en 2007.

b. Reconstitution du bilan électrique du Finistère

En l'absence de données départementales, Zelya Energy s'est appuyé sur la **consommation finale départementale en électricité** indiquée par le Conseil Général du Finistère pour l'année 2006 (5 388 GWh) et sur son évolution de 2005 à 2006 (+2,5%), lorsque pour la Bretagne, la consommation finale d'électricité était de 18 942 GWh, après une augmentation de 1,8%, selon l'Observatoire de l'Energie. La consommation finale d'électricité dans le département représentait donc 28,4% de la consommation finale d'électricité de la région en 2006. Par ailleurs, la consommation finale départementale d'électricité a augmenté à un rythme annuel moyen de 2,5% sur la période 1995-2006.

Zelya Energy a ensuite reconstitué le **parc départemental de production d'électricité**. Sur la période considérée. Celui-ci est *principalement* constitué :

- des deux seules centrales thermiques à flamme (TAC) de Bretagne : Brennilis (295 MW installés : 2 turbines de 85 MW et 1 turbine de 125 MW) et Dirinon (170 MW : 2 turbines de 85 MW) ;
- de la centrale hydraulique de Saint-Herbot (7 MW), qui est l'une des 7 installations hydrauliques principales de la région (hors micro-hydraulique) ;

- de parcs éoliens, dont le nombre cumulé (4 en 2003, 9 en 2004, 13 en 2005, 14 en 2006, 20 en 2007 et 22 en 2008) et la capacité totale (13,5 MW en 2003, 33,5 MW en 2004, 58,0 MW en 2005, 60,6 MW en 2006, 111,0 MW en 2007 et 131,0 MW en 2008) ont progressivement, rapidement et considérablement augmenté sur la période 2003-2008.

Si la capacité de production nucléaire est nulle et photovoltaïque quasi-nulle, il n'a pas été possible de reconstituer le reste du parc de production thermique (dont cogénération et biomasse). La capacité totale du parc électrique du Finistère (hors centrales thermiques non reconstituées) a donc évolué de 485,5 MW en 2003 à 585,0 MW en 2007, uniquement du fait de nouveaux parcs éoliens mis en exploitation (dont la capacité a été multipliée par 10, de 13,5 MW en 2003 à 113 MW en 2007).

Pour déterminer la **production annuelle départementale d'électricité** générée par ces installations, et à défaut de disposer de clés de répartition à appliquer aux données régionales publiées par l'Observatoire de l'Energie, Zelya Energy a dû faire des hypothèses sur la durée réelle de fonctionnement des actifs de production précités.

Le bilan électrique sur la période 2003-2008 pour le département du Finistère est reproduit en annexe 2. Nous résumons ici les principaux résultats obtenus.

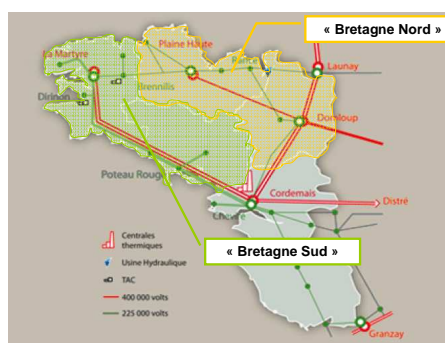
La balance électrique du Finistère est construite sur une croissance annuelle moyenne de la consommation d'électricité de 2,5%. Cette évolution à la hausse des besoins en électricité n'a pas été suivie par la production d'électricité proprement départementale, qui n'augmente que de 15,0% sur la période. Cette augmentation provient principalement de l'augmentation de la capacité installée éolienne. Elle pourrait toutefois s'être accompagnée d'un recours plus intensif aux centrales thermiques, dont celles de Brennilis, qui aurait fonctionné 180 h/an en 2003, 140 h/an en 2004, 61 h/an en 2005 et près de 200 h/an en 2006.

En conséquence, le taux de couverture de la consommation finistérienne s'établit à un faible pourcentage de moins de 4%. En d'autres termes, l'importation d'électricité hors du département représente 96% de la consommation annuelle, en moyenne, du Finistère.

c. Structure et sollicitations du réseau électrique en Bretagne

La carte ci-contre montre la configuration du réseau de transport électrique opéré par RTE en Bretagne historique.

Schéma du réseau de transport électrique en Bretagne



Le réseau de transport électrique alimentant la zone « *Bretagne électrique* » (terme de RTE désignant la Bretagne historique, qui inclue le Finistère, les Côtes d'Armor, l'Ille et Vilaine, le Morbihan et la Loire-Atlantique) est structuré en antenne autour de l'arc Launay-Cordemais, qui est une ligne HT de 400 kV à 3 circuits, reliant les postes de Launay et Cordemais.

En Bretagne administrative (incluant le Finistère, les Côtes d'Armor, l'Ille et Vilaine et le Morbihan), l'acheminement de l'électricité est réalisé à partir de cet arc, d'est en ouest, et selon deux axes :

- en « Bretagne nord » (en orange : Ille et Vilaine et Côtes d'Armor) : par une ligne HT de 400 kV (1 circuit) reliant le poste de Domloup au poste de Plaine Haute et par une ligne HT de 225 kV (2 circuits) reliant le poste de Launay ou de Domloup au poste de La Martyre ;
- en « Bretagne sud » (en vert : Morbihan et Finistère), par une ligne HT de 400 kV (1 circuit) et une ligne HT de 225 kV (5 circuits) reliant le poste de Cordemais au poste de La Martyre.

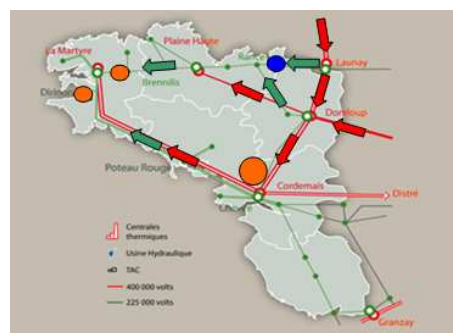
La reconstitution des flux réels sur un réseau électrique n'est pas un exercice facile, car il est réalisé de manière instantanée et spontanée. En d'autres termes, l'électron choisit le plus court chemin électrique, qui n'est pas nécessairement le chemin géographique le plus court. En pratique, l'approvisionnement électrique de la Bretagne administrative dépend du plan de production établi en temps réel par RTE en fonction des sollicitations du réseau.

De manière certaine, 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 :

- la centrale thermique de Cordemais (Loire-Atlantique, 2 groupes de 580 MW au charbon et 2 groupes de 650 MW au fioul, soit 2 460 MW au total). L'électricité produite est acheminée vers la « Bretagne sud » à 60% par les lignes 225 KV et à 40% par les lignes 440 kV.

- les centrales nucléaires de Chinon (Indre-et-Loire, 4 tranches de 900 MW chacune soit 3 600 MW au total), voire de Civaux (Vienne, 2 tranches de 1 500 MW chacune soit 3 000 MW au total) qui permettent d'alimenter la « Bretagne sud » à partir de Cordemais.

- la centrale nucléaire de Flamanville (Manche, 2 tranches de 1 300 MW chacune soit 2 600 MW au total) qui permet d'alimenter la « Bretagne nord » à partir de Launay.



Schématisme des flux électriques en Bretagne

L'alimentation des deux régions électriques bretonnes est donc 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. Ainsi, en régime habituel, plus de 90% de l'électricité consommée par le Finistère est produite puis acheminée depuis la Bretagne sud.

Toutefois, les régions « Bretagne nord » et « Bretagne sud » sont susceptibles d'être interconnectées de manière résiduelle dans deux configurations, grâce à la ligne HT 225 kV reliant les postes de La Martyre (Finistère) et Plaine Haute (Côtes d'Armor). A l'origine, cette ligne a été créée pour soulager, en cas de besoins, l'acheminement de l'électricité par la ligne HT 400 kV qu'elle double, entre les postes de Launay et Plaine Haute. Pour autant, cette ligne permet accessoirement le passage de flux résiduels entre la « Bretagne nord » et la « Bretagne sud », dans les deux sens. C'est seulement lorsque la centrale thermique de Brennilis, localisée en Finistère est par exemple arrêtée pour maintenance, que la ligne est « coupée » et que les régions sont effectivement indépendantes.

L'interconnexion électrique des deux régions a lieu dans deux configurations :

- 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 se fait dans le sens La Martyre (Finistère) vers La Plaine Haute (Côtes d'Armor), grâce à l'électricité produite par la centrale thermique de Brennilis (Finistère) ou, plus rarement en raison de la distance à parcourir pour les électrons, par les centrales alimentant la région Bretagne sud (depuis la Loire Atlantique) ;
- en cas de besoins, le Finistère est approvisionné à 10% depuis la zone Bretagne nord grâce à d'électricité produite par les centrales localisées en Bretagne nord ou l'alimentant, et acheminée dans le sens Plaine Haute (Côtes d'Armor) vers La Martyre (Finistère).

Si une centrale thermique avait été implantée à Ploufragan, elle aurait donc probablement permis : 1) de diminuer indirectement la sollicitation de la ligne HT 225 kV dans le sens La Martyre vers Plaine Haute ; et 2) d'augmenter l'alimentation éventuelle du Finistère à partir des Côtes d'Armor, grâce à une plus forte sollicitation de la ligne HT 225 kV dans le sens Plaine Haute vers La Martyre.

Inversement, si l'implantation de cette centrale thermique avait été envisagée en Finistère, elle aurait permis : 1) d'augmenter indirectement la sollicitation de la ligne HT 225 kV dans le sens La Martyre vers Plaine Haute ; et 2) de diminuer l'alimentation éventuelle du Finistère à partir des Côtes d'Armor, grâce à une plus faible sollicitation de la ligne HT 225 kV dans le sens Plaine Haute vers La Martyre.

Le schéma ci-contre met en évidence l’approvisionnement nord et sud de la Bretagne. Le réseau de transport électrique HT (ligne 400 kV et 225 kV) fait donc à deux types de sollicitations compromettant sa sécurité et sa stabilité.

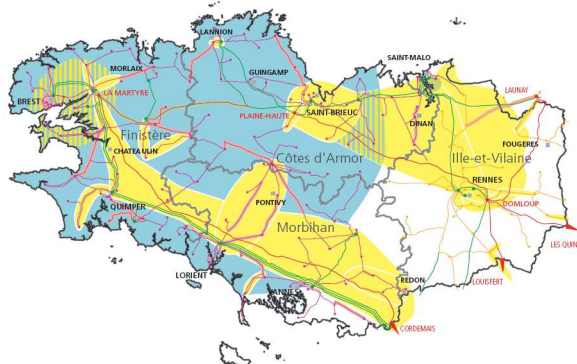


Schéma des fragilités du réseau électrique breton

Ces sollicitations s’inscrivent dans un contexte très particulier : **l’éloignement des sources de production appelée par rapport aux zones de consommation** (les centrales de production d’électricité extérieures sont situées à plus de 300 km de Brest) fait courir un **risque d’effondrement de la tension**, qui peut déboucher sur un « *black out* », lors de pics exceptionnels de consommation.

Les opérateurs des réseaux de distribution (ERDF) et de transport (RTE) d’électricité coordonnent bien entendu tant leur plan de production que leur plan de diminution des sollicitations de leur réseau respectif. En d’autres termes, il ne peut être craint qu’un goulot d’étranglement ait lieu à l’interface électrique entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

d. Analyse des pics de consommation en Bretagne

Depuis de nombreuses années, la Bretagne connaît des pics de consommation d’électricité récurrents en raison de la baisse hivernale de la température, qui augmente la consommation en électricité (chauffage). L’INSEE a estimé, pour la France, qu’une baisse de la température de 1°C entraîne une augmentation de puissance appelée de 2 100 MW, en raison de besoins accrus de chauffage des ménages.

Le tableau suivant récapitule l’ampleur des pics observés pour la zone « Grand Ouest », constituée des régions administratives de Bretagne, Pays de Loire, Poitou Charente et Centre. Bien qu’aucune donnée ne soit publiée pour chacune des régions administratives, le pic de consommation de la Bretagne peut être estimé à 4 000 MW lors du pic du 7 janvier 2009, dont environ le quart, soient 1 000 MW, pour le Finistère.

Date	Ampleur du pic	Croissance en glissement
09/01/03	14 800 MW	N.C.
26/02/05	14 860 MW	+ 0,4%
27/01/06	14 990 MW	+ 0,9%
19/12/07	16 050 MW	+ 7,1%
07/01/09	17 150 MW	+ 3,4%

L'observation de l'historique des pics de consommation reproduit ci-dessus permet de remarquer que le rythme de croissance et la fréquence des pointes de consommation en zone « *Grand Ouest* » ont tendance à augmenter depuis 2 ans, atteignant une capacité de plus de 16 000 MW. Le pic attribué à la Bretagne (de l'ordre de 4 000 MW environ) est très largement supérieur à la capacité des seuls moyens de production situés dans cette région (de l'ordre de 1 171 MW en 2007). De la même façon, **les capacités électriques installées en Finistère (de l'ordre de 600 MW au 1^{er} janvier 2009) ne permettent de couvrir qu'un peu plus de 50% du pic de consommation que l'on peut attribuer à ce département (environ 1 000 MW en 2009).**

Dans son scénario de croissance de la demande, RTE est venu préciser les probabilités de délestage du réseau à l'horizon 2010 :

- un niveau de consommation supérieur à 5 400 MW sur la zone « Grand Ouest » sera atteint entre 60 h/an et 300 h/an ;
- un niveau de consommation supérieur à 6 300 MW sur la zone « Grand Ouest » sera atteint entre 5 h/an et 20 h/an.

Le pic de consommation du 07/01/09 s'est produit comme pour la France entière (pic d'environ 92 500 MW), mais dans un contexte local particulier.

L'explication côté « *demande électrique* » se trouverait dans des besoins accrus de chauffage des secteurs résidentiels et tertiaires, les industriels ayant continué de contribuer à la demande à hauteur de leurs besoins habituels de base, indépendant de la température. La contribution de la demande des secteurs résidentiels et tertiaires, ainsi que la variation des pics de consommation, s'expliquent par le niveau de température, mais également par le poids des installations et équipements de chauffage à partir d'électricité, qui gouverne la sensibilité aux variations de la température. En l'occurrence, les pics de consommation correspondent à des journées très froides, avec des écarts de températures qui auraient été, selon RTE, inférieurs de 5 à 9 degrés Celsius par rapport aux températures normales saisonnières.

Côté « *offre électrique* », les débats et programmes qui ont suivi cet événement ont été orientés dans deux directions. En effet, la couverture d'un pic de consommation d'électricité renvoie à deux notions gouvernant des solutions distinctes, mais compatibles (voir le rapport intermédiaire Phase 1) : le dimensionnement du parc de production local et extérieur qui conditionne le niveau d'injection de puissance, et le dimensionnement du réseau de transport et de distribution qui conditionne le flux maximal transmissible.

L'interprétation par le dimensionnement du parc de production et l'insuffisance momentanée des injections de puissance a dominé à la suite de la survenance de ce pic de consommation. RTE a ainsi expliqué que l'usine marémotrice de la Rance et les centrales thermiques de Brennilis et Dirinon, qui constituent des moyens de production de semi-base ou de pointe, avaient permis de couvrir une partie de cette demande de pointe. Toutefois, les éoliennes bretonnes n'auraient pas pu être

sollicitées, faute de vent suffisant. Ce jour-là, elles n'ont en effet été appelées par le réseau que pour 4 à 10% de leur puissance totale installée. Le pic de consommation de 2009 a donc aussi rappelé que si les éoliennes sont classées parmi les moyens de production de pointe, compte tenu de leur faible durée de fonctionnement (environ 2000-2500 h/an), leur inconvénient majeur est l'intermittence et la non contrôlabilité de l'énergie qu'elles produisent.

Compte tenu de la configuration du réseau de transport en Bretagne, la PPI 2005-2015 a exposé la problématique bretonne en soulignant l'arbitrage nécessaire entre solutions « réseau » et solution « production », selon la zone concernée (Bretagne nord ou Bretagne sud). Ainsi, la PPI 2005-2015 a privilégié une solution « réseau » pour la Bretagne sud et une solution « production » pour la Bretagne nord, sans exclure des moyens de production supplémentaire dans la zone Bretagne sud, mais en excluant à court terme des solutions « réseau » pour la zone Bretagne nord.

Toutefois, il faut bien comprendre qu'une solution envisagée pour la Bretagne nord peut avoir un impact, via le plan de production, sur l'alimentation de la Bretagne sud, et réciproquement (voir ci-dessus, à propos de l'interconnexion par la ligne HT 225 kV du Finistère et des Côtes d'Armor). Notons également qu'il faudrait en toute rigueur envisager des solutions de type « production centralisée », non raccordées aux réseaux, qui n'impacteraient donc pas leur stabilité.

	Solution « réseau »	Solution « production »
Bretagne Nord	<p>Les lignes 440 kV et 225 kV entre Launay et La Martyre s'avéreront insuffisantes peu après 2010 pour pallier le risque «N-1».</p> <p>Les solutions de type « réseau » sont :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le doublement de la ligne 400 kV ; • ou le renforcement du 225 kV. <p>La PPI 2005-2015 les a toutefois écartées.</p>	<p>Le réseau actuel peut accueillir 600 MW supplémentaires dans les Côtes d'Armor qui permettraient de faire face aux besoins au-delà de 2020.</p> <p>L'installation de 150 MW près de Saint-Brieuc.</p> <p>➔ Projet de centrale thermique de 150 MW à Saint-Brieuc (suspendu) permettant de faire face à une augmentation de 15% de la consommation</p> <p>➔ Construction d'un réacteur EPR 3 au sein de la centrale nucléaire de Flamanville (en cours).</p>
Bretagne Sud	<p>Près des 2/3 de la puissance électrique sortant de Cordemais vers l'ouest passent par les lignes 225 kV entre Cordemais et Lorient.</p> <p>Le risque de devoir délester à la suite de la perte fortuite d'une ligne est atteint :</p> <ul style="list-style-type: none"> • pour un niveau de consommation supérieur à 5,4 GW sur la zone, niveau qui devrait être atteint de 60 h/an à 300 h/an en 2010 ; • et pour un niveau de consommation supérieur à 	<p>800 MW de capacités supplémentaires à Brest ou à Lorient relèveraient de près de 30% le niveau de consommation pouvant être desservi en toute sécurité dans la zone sud.</p>

6,3 GW sur la zone, atteint de l'ordre de 5 h/an à 20 h/an en 2010.

injection

- ➔ **projet de construction d'un transformateur 400 kV / 225 kV dans le Morbihan. Permettant de faire face à une augmentation de 15% de la consommation et de repousser à 2015-2020 les contraintes actuelles.**

Le transformateur envisagé dans le Morbihan près de Lorient permet de sécuriser l'alimentation sur les lignes HT 400 kV depuis le poste de Cordemais, en permettant aux lignes HT 225 kV de prendre le relais en cas de besoins et de diminuer ainsi la sollicitation des lignes HT 400 kV.

Un nouveau diagnostic actualisé de la situation bretonne devrait être publié par RTE fin juin 2009.

IV – Scenarii prévisionnels (2015-2025)

Les scenarii prévisionnels sont déclinés en scénario minimum, réalise et maximum, et cohérents avec la stratégie énergétique du département et l'évolution prévisible des renforcements du réseau électrique de transport et de distribution. Ils reposent sur des hypothèses quantitatives concernant l'évolution de la consommation, les capacités de production futurs planifiés ou prévisibles (parc de production), et la production future générée par l'ensemble des moyens de production (productible).

Dans une approche bilancielle, les besoins nets futurs à couvrir diminuent nécessairement avec des facteurs exogènes non pris en compte spécifiquement dans les scénarios:

- le développement des sources de production décentralisées (non raccordées aux réseaux) ;
- la maîtrise et de la réduction de la consommation, notamment pour les besoins de chauffage domestique ;
- la production de chaleur, en substitution de la production électrique de chaleur.

En outre, la sensibilité des scénarios dépend bien entendu :

- de l'implantation future d'éoliennes terrestres, filière arrivée à maturité (car elles contribuent à une part déjà non négligeables de l'équilibre finistérien) ;
- du rythme de montée en maturité technologique et industrielle des éoliennes off-shore et des hydroliennes, qui seront des sources de production de base. En ce qui les concerne, tout dépend de la mise en œuvre industrielle des projets, de leur rentabilité et de la stabilisation du régime juridique de leur développement.

a. Contexte

Outre les objectifs officiels de la politique énergétique de la Bretagne, la « *Programmation Pluriannuelle des Investissements* » (PPI) pour la période 2005-2015 a formulé un certain nombre de projets de renforcement du réseau de transport de RTE et d'accroissement des capacités de production pouvant avoir un effet sur l'approvisionnement en base ou en pointe de la Bretagne (voir ci-dessus). La problématique particulière de la Bretagne sera de nouveau examinée dans le cadre de l'exercice de PPI qui sera présenté au Parlement français en 2009.

Les objectifs de la politique énergétique de la Bretagne

Dans son « *Plan Energie pour la Bretagne* », publié en juillet 2007, la région Bretagne a émis ses priorités chiffrées en matière de nouvelles sources de production d'électricité. Ces objectifs sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Mode de production	2015	2020	2025
Eolien on-shore	1000 MW d'ici 2010	NC	NC
Eolien off-shore	500 MW d'ici 2015	1000 MW d'ici 2020	NC
Biomasse	160 MW de production d'électricité par méthanisation		NC

En outre, la région Bretagne a clairement indiqué son soutien aux énergies marines, qui font actuellement l'objet de recherches et de développement quasi-industriels.

Principaux projets nationaux visant au renforcement des capacités du réseau

Dans le cadre de la réduction des risques d'écroulement de la tension en raison des contraintes « réseau » dans la zone Bretagne sud, RTE a préparé la mise en service d'un **nouveau poste électrique de transformation au nord de Lorient** ou Compensateur Statique de Puissance Réactive, CSPR). La création de ce quatrième poste électrique de transformation 400 kV - 225 kV en Bretagne est en cours d'étude. Ce projet est destiné à soulager la ligne 225 kV entre la centrale de Cordemais et le poste électrique de Poteau Rouge situé à proximité de Lorient, afin de faire face à une augmentation de 15% de la consommation appelée, et de repousser à 2013-2014 les contraintes actuelles du réseau en zone Bretagne sud. Les travaux doivent débuter en 2009 sur la commune de Calan (Morbihan) et la mise en service est prévue en 2010.

Principaux projets nationaux visant à l'accroissement des capacités de production

Le premier projet est celui de **moyen de production d'électricité de base extérieur à la Bretagne** : le réacteur EPR prévu en 2012 à Flamanville (EPR 3). Selon RTE, la durée annuelle de fonctionnement de ce réacteur sera supérieure à 5 000 h/an.

Les solutions « réseau » au risque d'écroulement de la tension en Bretagne nord ayant été écartées¹, le second type de projet est celui de **moyens de production d'électricité de semi-base ou de pointe supplémentaires en Bretagne nord** (centrales thermiques, dont cycles combinés à gaz). Le réseau actuel pourrait d'ailleurs accueillir 600 MW de capacités de production supplémentaires dans les Côtes d'Armor, ce qui permettrait de faire face aux besoins au-delà de 2020. Dans ce contexte, en décembre 2006, RTE avait attribué à GDF-SUEZ l'appel d'offre pour la construction d'une centrale thermique (TAC) de production d'électricité à Ploufragan (Côtes d'Armor), près de Saint-Brieuc, en Bretagne Nord. Cette centrale de 200 MW était sensée permettre l'augmentation de la production bretonne, de faire face à une augmentation de 15% de la consommation qui pourrait être couverte, et de repousser ainsi à 2012-2015 les contraintes actuelles du réseau en zone Bretagne nord.

b. Hypothèses relatives à l'évolution de la consommation d'électricité

L'évolution de la consommation future d'électricité finale dépend de deux principaux facteurs : l'évolution de la démographie et de l'activité économique, ainsi que la maîtrise de la consommation en électricité. En principe, dans ce genre d'analyse, il conviendrait de segmenter le plus finement possible la consommation finale d'électricité, puis, pour chaque segment, de modéliser sur un nombre le plus élevé possible d'années les facteurs pertinents susceptibles d'influencer la consommation en électricité. Compte tenu de l'absence de séries longues et détaillées par segments pour le Finistère, Zelya Energy a du poser des hypothèses simplifiées, résumées ci-après.

La **consommation finale d'électricité** est principalement dominée, en Bretagne comme au Finistère, par celle du secteur résidentiel et du tertiaire (43,2%). L'évolution globale de la consommation électrique du Finistère (2,5% sur la période 1995-2006) a été légèrement inférieure à celle de la Bretagne (2,7%), mais supérieure à celle de l'ensemble de la France (2,1%).

Selon l'INSEE, la **population** bretonne devrait continuer de croître durant les prochaines années, mais à un rythme ralenti. La région compterait environ 3,1 habitants en 2006, dont 880 000 habitants au Finistère. La population bretonne devrait croître pour atteindre 3,4 millions d'habitants à l'horizon 2030 (+9,7%). Dans le même temps, le Finistère pourrait voir sa population croître jusqu'à 920 000

¹ La PPI précise par exemple : « Les solutions de type réseau sont le doublement de la ligne 400 kV ou le renforcement du 225 kV. La première solution fournirait une capacité de transport supplémentaire couvrant très largement le besoin même à long terme, ce qui rend sa justification difficile dans l'immédiat. La seconde serait bien dimensionnée pour les années à venir mais pourrait nécessiter de renforcer une longueur de réseau conséquente. »

habitants (+4,5%). Pour la France, la PPI 2005-2015 tablait sur une **croissance économique** de 2,3% par an sur la période de 2001-2030, sur une croissance de la consommation en électricité de 1,5% par an et une baisse de l'intensité énergétique de 1,3% par an sur la période 2000-2030.

Encadré : la maîtrise de la demande électrique (MDE) en Bretagne

Alternative à l'augmentation des capacités de production pour couvrir la demande, la maîtrise de l'énergie désigne ou bien l'amélioration *structurelle* de l'efficacité énergétique des installations de production (ou de consommation) réalisée par une sélection d'équipements produisant plus d'électricité à partir de moins d'énergie primaire (ou consommant moins d'électricité pour le même usage), ou bien la diminution *conjoncturelle* de la consommation d'énergie elle-même, obtenue par la modification des habitudes de consommation des utilisateurs finals (moins de gaspillages). En la matière, la Bretagne est une région française particulièrement à la pointe pour ce qui est tant de la mobilisation de la population que de celle des autorités publiques.

A la suite du pic de consommation de l'hiver 2008-2009, RTE, la préfecture de région, le conseil régional, l'Ademe et ERDF (Electricité réseau distribution France) ont lancé la campagne Ecowatt le 12 novembre 2008. Cette initiative s'adresse aux collectivités locales, artisans, commerçants et particuliers, qui représentent à eux tous 58% de la consommation électrique locale. Leur consommation accentuée en particulier la demande aux moments les plus critiques :

- de la journée, lorsque la température extérieure est bien descendue, ces utilisateurs influent notablement sur le seuil critique en période rouge soit le matin lorsque l'activité reprend et le soir lorsque chacun rentre chez soi, allume le chauffage, les lumières, le four, la télévision, etc ;
- de l'année, lors des pics de consommation annuels hivernaux, en raison du chauffage.

Mis en place pour amoindrir ces pics de consommation, Ecowatt (<http://www.ouest-ecowatt.com>) est un moyen :

- d'information et de sensibilisation, car il publie un curseur indiquant l'état de la situation électrique, en temps réel et pour le lendemain, grâce aux modélisations de RTE concernant le niveau de consommation électrique en fonction des conditions météorologiques.
- d'alerte et d'anticipation, car si ce niveau dépasse les seuils prédéterminés, RTE envoie des messages (emails, SMS, Widget, RSS) aux éco-citoyens volontaires inscrits, afin qu'ils modèrent leur consommation individuelle en éclairage, chauffage électrique et appareils électroménagers.

Quel est l'efficacité d'un tel dispositif ? Bien que toute estimation est délicate en ce domaine, quelques 9 000 personnes se sont inscrites sur le site internet d'EcoWatt et ont bénéficié d'un système d'alertes par mail ou par SMS. 5 alertes « orange » (8, 9 et 11 décembre 2008) et 4 alertes « rouge » (journées du 6 au 9 janvier) ont été lancées. L'Ademe a calculé que sur une consommation appelée de 5 000 MW

en heure de pointe, la mobilisation de 100 000 foyers (soit 1 foyer sur 10 en Bretagne) permettrait de réduire cette consommation de 120 MW, soit environ de 2,5%. Selon RTE, une étude a permis d'estimer que la réduction de la consommation liée à la mise en œuvre des « bons gestes énergie », représente l'équivalent de la consommation d'une ville d'environ 4 000 habitants.

En matière de maîtrise de l'énergie, le Conseil Régional de Bretagne, dans son plan « énergie », vise une baisse annuelle de l'intensité énergétique finale de 2,0% dès 2015 et de 2,5% d'ici à 2030, tandis que RTE, dans son bilan prévisionnel offre – demande (2007), estime un écart moins substantiel, au niveau national, entre le taux de croissance de la consommation (1,5%) totale et le scénario avec fort effet de la MDE (0,7%), à l'horizon 2030. Zelya Energy reprend donc l'hypothèse d'un effet MDE de 0,7% sur l'ensemble de la période.

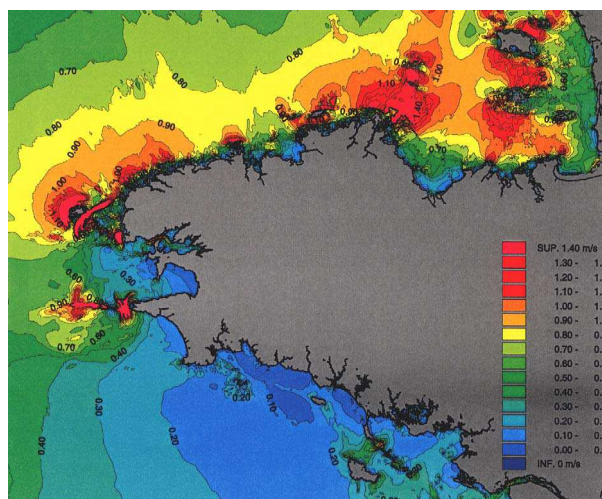
Mode de production / Projet	Descriptif
<p>Hydrolienne / Expérimentation à Bénodet</p> <p>Ce projet d'hydrolienne à axe horizontal, repose sur l'exploitation de l'énergie des <u>courants marins</u>.</p> <p>Ce projet est mené par la société Hydrohelix.</p>	<p>Encore au stade expérimental (prototype Sabella installé sur la commune de Bénodet, Finistère), il pourrait entrer au plus tôt en phase de développement en 2009 et d'exploitation en 2010.</p> <p><i>Caractéristiques</i> : 5 hydroliennes, puissance totale de 1 MW, puissance unitaire de 0,2 MW/hydrolienne, durée annuelle de fonctionnement de 3 000 h/an.</p>
<p>Eolienne terrestre / Parc de Lanrivoaré</p> <p>Ce projet d'éoliennes terrestres est conduit par la Compagnie du Vent (Gaz de France- SUEZ).</p>	<p>Le permis de construire a du être renouvelé et la nouvelle autorisation a été délivrée le 13/11/06. Le chantier devrait débuter en septembre 2008 pour s'achever en mai 2009.</p> <p><i>Caractéristiques</i> : 3 éoliennes, puissance totale de 2,55 MW, puissance unitaire de 0,85 MW/éolienne, durée annuelle de fonctionnement de 2 431 h/an.</p>
<p>Eolienne terrestre / Parc de Plomodiern</p> <p>Ce projet d'éoliennes terrestres est conduit par SBEA Wind System.</p>	<p>Le permis de construire a dû être modifié plusieurs fois et la nouvelle autorisation délivrée le 21/10/08. Le chantier était annoncé pour le début de l'année 2009.</p> <p><i>Caractéristiques</i> : 5 éoliennes, puissance totale de 12,50 MW, puissance unitaire de 2,50 MW/éolienne.</p>
<p>Eolienne terrestre / Parc de Collorec</p> <p>Ce projet d'éoliennes terrestres est conduit par Enel Erelis.</p>	<p>L'autorisation a été accordée le 19/06/06. Le parc est en cours de construction, avec une mise en exploitation en 2009.</p> <p><i>Caractéristiques</i> : 4 éoliennes, puissance totale de 8,00 MW, puissance unitaire de 2,00 MW/éolienne.</p>
<p>Eolienne terrestre / Parc de Locmélar</p> <p>Ce projet d'éoliennes terrestres est conduit par la Compagnie du Vent (Gaz de France-SUEZ).</p>	<p>L'autorisation a été accordée le 11/12/07 pour 7 éoliennes sur les 11 prévues initialement. La mise en exploitation est prévue en 2009.</p> <p><i>Caractéristiques</i> : 7 éoliennes, puissance totale de 5,95 MW, puissance unitaire de 0,85 MW/éolienne, durée annuelle de fonctionnement de 2 783 h/an.</p>

c. Liste des projets identifiés de nouvelles installations de production au Finistère

L'évolution future du parc de production électrique résulte d'hypothèses concernant les nouvelles capacités de production installée, exprimée en MW, le parc déjà existant ayant peu de chance d'être amputé. La capacité électrique installée du parc de production du Finistère est susceptible d'évoluer à court terme (horizon 2015-2020) en raison de **projets identifiés et planifiés** dont la liste est donnée ci-dessous, et qui confirme le potentiel propre du Finistère (vent, mer, eau, biomasse). Ces projets peuvent être à plusieurs stades de développement ou de construction et donc avoir des chances plus ou moins grandes d'aboutir, notamment dans les délais prévisionnels annoncés.

Ce tableau révèle que ces 5 projets, principalement de type éolien terrestre, représentent une **capacité supplémentaire de 30 MW à très courte échéance (2009-2010)**.

Parmi eux, le **projet d'hydroliennes à axe horizontal de la société Hydrohélix** mérite d'être signalé. En effet, c'est l'un des deux projets d'hydroliennes de la région, avec le projet d'hydroliennes à axe vertical d'EDF envisagé et annoncé pour le site de Bréhat (Côtes d'Armor). De surcroît, il met en valeur le potentiel marin du Finistère (carte ci-contre) et est cohérent avec la stratégie énergétique régionale et départementale (fort soutien financier de la part des collectivités locales).



Carte du potentiel marin en Bretagne

Surtout, il annonce la mise en exploitation industrielle d'une nouvelle technologie, le captage de l'énergie des courants marins, dont le nombre d'heure de fonctionnement peut atteindre 3 000 h/an, soit un fonctionnement en semi-base. La prévisibilité du productible rend ce type de production particulièrement prometteur, malgré la faible capacité installée (1 MW pour ce projet).

d. Explication des hypothèses de chaque scénario

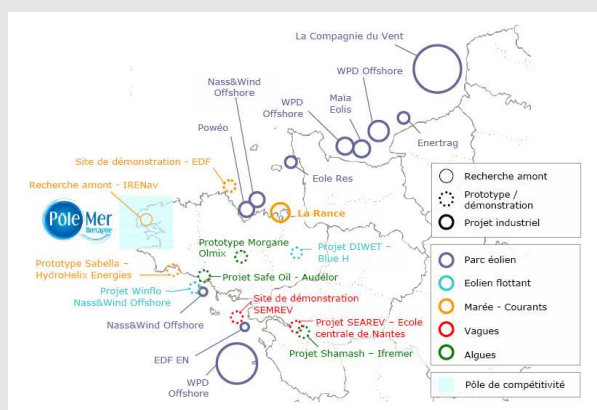
Chaque scénario repose, pour le département du Finistère, sur 3 types d'hypothèses : l'évolution de la consommation finale d'électricité (GWh/an) à partir de son taux de croissance annuel (%), l'évolution du parc de production (MW) et la durée de fonctionnement des installations qui le composent (h/an).

L'évolution future du parc de production électrique existant résulte d'hypothèses concernant la mise en exploitation de nouvelles capacités de production installées des projets connus et identifiés, ainsi que d'hypothèses concernant la mise en exploitation et la capacité future de projets non identifiés mais attendus.

Le développement de nouvelles énergies (éoliennes off-shore, hydroliennes, etc.) devrait sans aucun doute contribuer dans les prochaines décennies à réduire le déficit électrique finistérien. Toutefois, sa contribution devrait être pénalisée dans les toutes prochaines années par le rythme nécessairement lent, mais exponentiel, de maturation industrielle de la filière (phénomène de la « *courbe d'apprentissage* »). Pour cette raison et afin de mettre en évidence la contribution des filières éoliennes (éoliennes on-shore, éoliennes off-shore et hydroliennes), ZELYA ENEGY a procédé à deux jeux de scénarios.

Encadré : le problème de la prise en compte des énergies nouvelles dans les scénarios prospectifs

Les projets non identifiés mais attendus incluent de nouvelles technologies susceptibles de passer de l'état de recherche à la mise en application industrielle. Dans ce cadre, le potentiel spécifique du Finistère (ou de la Bretagne) devrait jouer un rôle évident et significatif dans les prochaines années. Il s'agit principalement des différentes sources d'énergie de la mer, pour lesquelles la région et le département font preuve d'une implication forte en matière de recherche et de développement.



Carte de projets de production à partir d'énergies marines

En la matière, les projets prévisibles ou annoncés d'énergie marine sont mis en évidence par différents rapports : « Les Energies Renouvelables Marines - Synthèse d'une étude à l'horizon 2030 », de l'IFREMER, le « Plan Energie pour la Bretagne » du Conseil Régional, ou les études réalisées par de

nombreux organismes (Ifremer, Ademe, etc.). Le schéma suivant récapitule les projets en recherche-développement des ressources d'énergie marine.

Les tableaux en annexe 3 résument les différentes hypothèses retenues pour le département finistérien, selon que l'on escompte un développement continu de l'éolien terrestre, un développement rapide de l'éolien off-shore et des hydroliennes (scénarios avec filières éoliennes), ou non (scénarios sans filières éoliennes).

V – Résultats et conclusions

a. Résultats sur la couverture des pics de consommation (approche conjoncturelle)

L'analyse des pics passés de consommation en Bretagne a mis en évidence un rythme de croissance et de fréquence des pointes de consommation électrique sur une tendance à la hausse depuis 2 ans, avec plus de 16 000 MW depuis 2007.

Trois interprétations, non exclusives, sont possibles :

- interprétation par la « demande »: les besoins en chauffage (majoritairement électrique) des ménages ;
- interprétation par l'« offre »: l'insuffisance des moyens de production électrique locaux dans les Côtes d'Armor (« Bretagne nord ») ;
- interprétation par le « réseau »: l'insuffisance des capacités de transport électrique dans le Morbihan (« Bretagne sud »).

Quels sont les besoins de capacités de production supplémentaires? Selon RTE, il existe deux solutions pour couvrir les pics de consommation en Bretagne et au Finistère, aux moyens de capacités de production supplémentaires :

- soit dans la zone « Bretagne sud »: 800 MW supplémentaires au Finistère permettrait d'augmenter de 30% le niveau de consommation pouvant être desservi en toute sécurité dans la zone sud ;
- soit dans la zone « Bretagne nord »: 600 MW en Côtes d'Armor (Projet de Ploufragan) permettant de faire face aux risques de délestage jusqu'en 2020.

Par ailleurs, selon nos estimations, la différence entre l'ampleur du pic de consommation en 2009 (1 000 MW) et la capacité installée au 1^{er} janvier 2009 (600 MW) est d'environ 400 MW.

Quel type d'énergie primaire mettre en œuvre? Pour couvrir un pic de consommation, il est nécessaire de recourir à une source d'énergie de « pointe », mais « flexible » et « maîtrisable » pour pouvoir répondre rapidement et spécialement les jours de pics de consommation.

a. Résultats sur la couverture du déficit électrique annuel (approche structurelle)

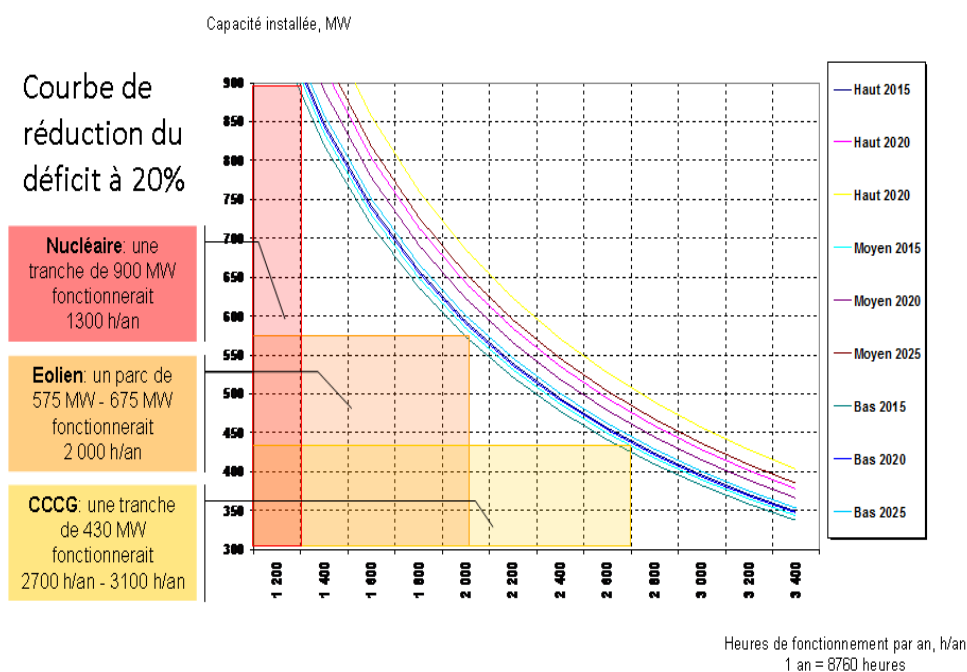
L'annexe 4 et l'annexe 4 fournisse les résultats obtenus selon les scénarios (avec ou sans filières éoliennes). Il s'avère qu'ils ne sont pas fondamentalement modifiés, même avec la prise en compte d'un rythme rapide de montée en puissance des hydroliennes, encore au stade de la recherche et du développement, et de la poursuite à un rythme rapide des implantations d'éoliennes on-shore.

Quels sont les besoins de capacités de production supplémentaires, dans le cas d'un objectif de réduction du déficit de 20% aux horizons 2015, 2020 et 2025 ? La réponse à cette question dépend du type de solution technique envisagée et peut être approchée par une « courbe de réduction du déficit à 20% » qui permet de déterminer :

- soit la capacité à installer, lorsque la durée annuelle de fonctionnement de l'installation est déterminée ;
- soit la durée annuelle de fonctionnement, lorsque la capacité à installer est connue.

Sans filières éoliennes (graphique ci-contre), 20% du déficit pourraient être indifféremment couverts par :

- = 1 tranche nucléaire de 900 MW fonctionnant 1300 h/an : c'est un cas de sous-utilisation d'une tranche qui peut fonctionner jusqu'à 6000 h/an ;
- = 270-290 éoliennes de 2 MW soit 525-575 MW au total fonctionnant 2000 h/an : cela exigerait un nombre important d'éoliennes (près de 3 fois la capacité installée actuelle au Finistère) ;
- = 1 tranche de CCGG de 430 MW fonctionnant 2700-3100 h/an : c'est une durée de fonctionnement habituelle pour un tel type de centrales.



Courbe de réduction du déficit à 20% (sans projets attendus)

Encadré : Lecture de la courbe de réduction du déficit à 20%

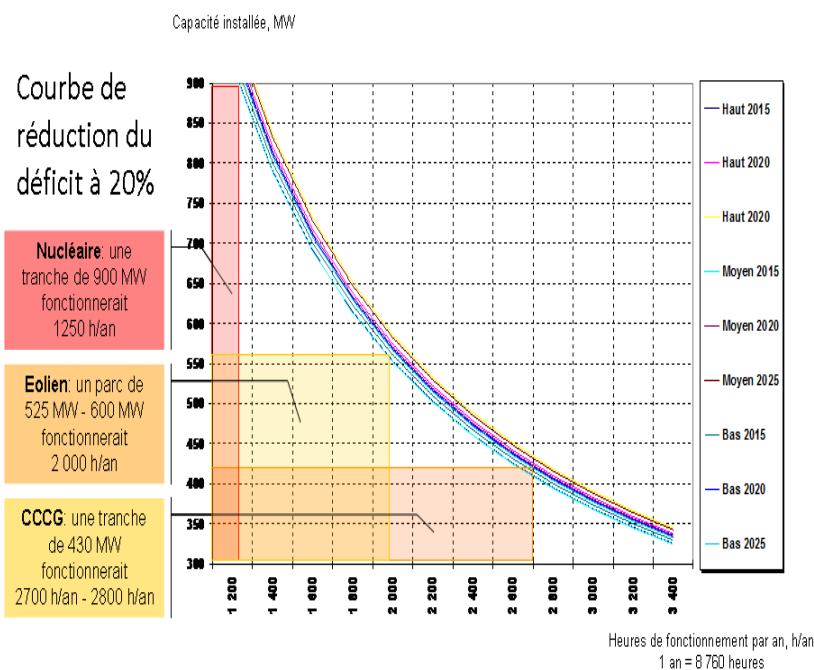
Le concept de **courbe de réduction du déficit** permet de déterminer simplement les différentes possibilités susceptibles de répondre au déficit électrique à couvrir.

Chaque « courbe de réduction du déficit à 20% » représente l'ensemble des points pour lesquels la quantité d'énergie est constante et égale à 20% du déficit du scénario correspondant (« haut 2015 » désigne le scénario haut et l'horizon 2015). En abscisse figure la durée annuelle de fonctionnement, en h/an, qui est la durée théorique de fonctionnement de l'installation. En ordonnée figure la capacité électrique installée, en MW.

Ainsi, lorsque la capacité typique d'un projet est connue (par exemple une tranche nucléaire de 900 MW), il suffit de partir de l'ordonnée 900 MW et de descendre vers l'abscisse pour trouver la durée de fonctionnement de cette tranche (1 300 h/an). De même, lorsque la durée de fonctionnement d'un projet est connue (par exemple un parc éolien fonctionne environ 2000 h/an), il suffit de partir de l'abscisse 2000 h/an et de monter vers l'ordonnée pour trouver la capacité à installer (575 MW).

Avec filières éoliennes (graphique ci-contre), 20% du déficit pourraient être indifféremment couverts par :

- = 1 tranche nucléaire de 900 MW fonctionnant 1250 h/an : c'est un cas de sous-utilisation ;
- = 260-300 éoliennes de 2 MW soit 525-600 MW au total fonctionnant 2000 h/an : cela exigerait un nombre important d'éoliennes (près de 3 fois la capacité installée actuelle au Finistère) ;
- = 1 tranche de CCG de 430 MW fonctionnant 2700-2800 h/an (bon fonctionnement) : c'est une durée de fonctionnement plutôt faible par rapport aux utilisations courantes d'un tel type de centrales.



Courbe de réduction du déficit à 20% (avec projets attendus)

On remarquera que la prise en compte des projets attendus rend les scénarios très proches (les courbes sont presque confondues), puisque le déficit est réduit, quelque soit le scénario.

Quel type d'énergie primaire mettre en œuvre ? A ce stade, l'analyse de la courbe de réduction à 20% du déficit permet de déduire qu'une source d'énergie d'une flexibilité quelconque (de base, de semi-base ou de « pointe ») est susceptible de couvrir la demande excédant celle couverte par les moyens de production existants, projetés ou probables. Toutefois, ce diagnostic sur la nature des capacités de production supplémentaires envisageables pour couvrir le déficit électrique doit être complété d'une analyse des solutions techniques (Phase 3), puis industrielles (phase 4), car plusieurs options sont à priori possibles techniquement (couple du type : capacité de production / heures annuelles de fonctionnement).

Combinaison et solution technique optimale

L'analyse du bilan rétrospectif et des scénarios prospectifs a montré que le Finistère devrait faire face, dans les prochaines années, à deux problèmes distincts de couverture de la demande en électricité :

- dans une perspective d'ajustement conjoncturel de court terme de la consommation (= la couverture des pics hivernaux journaliers de consommation électrique), il a été mis en évidence la nécessité de disposer de **sources de production de pointe, mais dont la production d'électricité 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), il a été montré la nécessité de disposer de **sources de production de taille significative (de base, de semi-base ou de pointe)**.

Cependant, il est possible d'envisager une capacité de production d'électricité supplémentaire permettant simultanément:

- d'être compatibles avec le potentiel du département du Finistère et la stabilité et le développement futur du réseau électrique;
- de couvrir les besoins de consommation de pointe du Finistère et de la Bretagne et de réaliser la couverture des besoins électriques en augmentant l'indépendance énergétique du Finistère ;
- d'être mises en œuvre à court ou moyen terme (horizon 2015).

Quelles en sont les principales caractéristiques?

- taille/localisation: de l'ordre de 800 MW avec raccordement à la zone sud ou 600 MW avec raccordement à la zone nord pour les besoins de pics, mais variable en fonction de la solution technique pour le déficit annuel ;
- type: source d'énergie primaire quelconque pour le bilan annuel (base, semi-base ou pointe), mais de pointe, maîtrisable et flexible pour les pics de consommation hivernaux.

L'indétermination sur le type d'énergie primaire à mettre en œuvre pour couvrir le déficit annuel exige d'analyser plus en détail le type de solutions techniques disponibles, compte tenu de la maturité des technologies actuelles et du potentiel propres du Finistère : c'est l'objectif de la phase 3.

Encadré : la contribution paradoxale de l'énergie éolienne terrestre aux pics et au bilan du Finistère

Les éoliennes terrestres font actuellement l'objet de développements intensifs pour développer la puissance unitaire de chaque turbine. Ainsi, REpower, l'un des fabricants européens, est en train de développer des éoliennes d'une puissance unitaire de 5 voire 6 MW, alors que les éoliennes couramment installées ont une capacité de 2 voire 3 MW. Ces éoliennes géantes sont principalement destinées à installation en mer (éoliennes off-shore), mais certaines d'entre elles devraient équiper des parcs nouveaux ou existants (opération de repowering constituant à remplacer de petites éoliennes par de plus grosses afin d'économiser la surface foncière utilisée), en Allemagne.

Dans ces conditions, alors qu'elles connaissent un développement rapide (20 MW par an en moyenne entre 2003 et 2008 en Finistère) et contribuent à remplir les objectifs français, les éoliennes terrestres actuelles souffrent d'un handicap majeur pour la couverture de la totalité du pic de consommation ou du déficit annuel électrique du Finistère : leur taille est trop faible pour couvrir le pic de consommation ou réduire la dépendance électrique du Finistère.

De surcroît, l'énergie électrique produite par une éolienne terrestre est certes de pointe, mais non flexible : l'énergie primaire (le vent) est peu prévisible et disponible uniquement en fonction de conditions naturelles (production intermittente), tandis que l'énergie électrique secondaire est non maîtrisable (l'exploitant ne peut pas décider quand il peut produire). Certes, un des axes privilégiés de la R&D consiste à étudier des moyens de stocker l'énergie produite pour différer la production, mais il n'est pas possible de prévoir aujourd'hui le moment où les solutions qui seront trouvées parviendront à un stade industriel permettant d'équiper les installations actuelles et futures.

Certes, l'intermittence s'efface à l'échelle de la France (ou du réseau électrique pris dans son ensemble) et dans une approche de pic de consommation, par l'effet appelé « foisonnement ». En effet, en France, il existe 4 régimes de vents différents : lorsque le vent est faible à un endroit, il est

plus fort à un autre. RTE, dans le bilan prévisionnel offre – demande (2007) notait ainsi que « *la décorrélation des vitesses du vent est quasi-totale entre la zone Méditerranée et la zone Manche ; de plus, à l'intérieur de cette dernière, la corrélation entre Nord – Picardie d'un côté et Bretagne de l'autre est faible. Un parc éolien développé de manière géographiquement équilibrée entre ces zones autorise la compensation des variations régionales, et permet une plus grande régularité de la production nationale* ». Lors d'un pic de consommation, les éoliennes contribuent de manière significative, car la faible production de certaines n'empêche pas à d'autres de couvrir une part significative de la consommation. En d'autres termes, les éoliennes terrestres sont moins intermittentes, lorsqu'elles sont considérées globalement et non individuellement.

Toutefois, en Bretagne administrative, il n'existe qu'un seul régime de vent et l'effet de foisonnement n'existe pas en cas de pic de consommation. Dans ces conditions, la contribution des éoliennes aux pics de consommation et aux bilans annuels du Finistère, en dehors du problème d'insuffisance de leur puissance unitaire, est paradoxale.

Moyen de production de pointe, **les éoliennes terrestres, par leur intermittence :**

- **ne leur permet pas de répondre aux pics de consommation**, qui se produisent en hiver. En cette saison et en Bretagne, lorsqu'il fait froid, le vent est moins rapide et les éoliennes ne produisent pas toutes en même temps et à leur maximum.
- **leur permet de contribuer de manière significative à la production annuelle d'électricité.**

Dans une approche combinée, où la solution recherchée réduit significativement les besoins de couverture des pics de consommation et de déficit électrique annuel, les éoliennes terrestres sont donc pénalisées par leur intermittence, parce que celle-ci ne leur permet pas de répondre aux pics de consommation.

Remarquons enfin que les éoliennes off-shore devraient se distinguer des éoliennes on-shore sur plusieurs points : leur taille devrait être plus grande (5-6 MW de puissance unitaire), leur intermittence moindre (le vent en mer est plus prévisible) et leur durée de fonctionnement plus élevée (3000 h/an en semi-base, au lieu de 2000 h/an en pointe).

ANNEXE 1 : Bilan rétrospectif de la Bretagne (2003-2008)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE (BRETAGNE)						
Consommation électricité tous secteurs (GWh)	16 415	17 121	17 943	18 612	18 942	19 600
Taux de croissance annuel (%)	n.d.	4,3%	4,8%	3,7%	1,8%	3,5%
Industrie (GWh)	4 033	n.d.	4 512	4 687	4 644	n.d.
Résidentiel et tertiaire (GWh)	11 713	n.d.	12 922	13 132	13 462	n.d.
<i>dont résidentiel : basse tension (usages domestiques et agricoles) (GWh)</i>	7 512	n.d.	8 081	8 113	8 317	n.d.
<i>dont tertiaire : haute et basse tension (GWh)</i>	4 527	n.d.	4 842	5 019	5 145	n.d.
<i>dont tertiaire : basse tension (GWh)</i>	1 510	n.d.	1 627	1 706	1 711	n.d.
<i>dont tertiaire : haute tension (GWh)</i>	3 017	n.d.	3 214	3 313	3 434	n.d.
<i>dont services publics et éclairages publics : basse tension (GWh)</i>	263	n.d.	220	237	219	n.d.
Agriculture (GWh)	515	n.d.	620	621	649	n.d.
Transport (GWh)	154	n.d.	172	173	186	n.d.
PRODUCTION D'ELECTRICITE (BRETAGNE)						
Production nette totale (GWh)	1 011	1 039	1 015	1 031	1 268	1 439
Taux de croissance annuel (%)	n.d.	2,8%	-2,3%	1,6%	23,0%	13,5%
Production d'électricité primaire (GWh)	630	599,5	613	659	837	1038
Production d'électricité nucléaire (GWh)	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité hydraulique (GWh)	604	573	572	573	573	589
Production d'électricité éolienne (GWh)	26	26,5	41	86	264	449
Production d'électricité solaire photovoltaïque (GWh)	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité thermique (classique et nucléaire) (GWh)	381	397,2	402	372	431	401
Production d'électricité thermique hors cogénération (GWh)	123	119	118	94	141	25
Production d'électricité thermique en cogénération (GWh)	258	278	284	278	290	376
BALANCE ELECTRIQUE DE BRETAGNE (BRETAGNE)						
Balance électrique (GWh)	-15 404	-16 082	-16 928	-17 581	-17 674	-18 161
Taux de couverture de la consommation (%)	6,2%	6,1%	5,7%	5,5%	6,7%	7,3%
PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE (BRETAGNE)						
Capacité de production d'électricité totale (MW)	991	1 000	1 000	1 045	1 171	1 171
Puissance installée nucléaire (MW)	0	0	0	0	0	0
Puissance installée hydraulique (MW)	278	278	278	278	278	278
Puissance installée éolienne (MW)	14	20	41	89	158	287
Puissance installée solaire photovoltaïque (MW)	0	0	0	0	0	0
Puissance installée thermique hors cogénération (MW)	619	596	596	604	619	619
Puissance installée thermique en cogénération (MW)	80	86	86	86	90	90
Durée annuelle de fonctionnement (h/an)						
Durée annuelle de fonctionnement éolien (h/an)	460	1 359	993	963	1 674	1 562
Durée annuelle de fonctionnement hydraulique (h/an)	1 857	2 061	2 058	2 061	2 061	2 119
Durée annuelle de fonctionnement thermique hors cogénération (h/an)	199	200	198	156	228	200
Durée annuelle de fonctionnement thermique en cogénération (h/an)	3 225	3 233	3 302	3 233	3 222	4 178

ANNEXE 2 : Bilan rétrospectif du Finistère (2003-2008)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007
CONSOMMATION FINALE D'ELECTRICITE (FINISTERE)						
Consommation électricité tous secteurs (GWh)	4 104	4 280	4 486	4 653	4 736	4 900
Taux de croissance annuel (%)	n.d.	4,3%	4,8%	3,7%	1,8%	3,5%
Part dans la consommation bretonne (%)	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%	25,0%
Industrie (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Résidentiel et tertiaire (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont résidentiel : basse tension (usages domestiques et agricoles) (GWh)</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<i>dont tertiaire : haute et basse tension (GWh)</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<i>dont tertiaire : basse tension (GWh)</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<i>dont tertiaire : haute tension (GWh)</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
<i>dont services publics et éclairages publics : basse tension (GWh)</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>
Agriculture (GWh)		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Transport (GWh)		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
PRODUCTION D'ELECTRICITE (FINISTERE)						
Production nette totale (GWh)	117	130	156	176	213	293
Taux de croissance annuel (%)	n.d.	11,6%	19,5%	13,0%	21,3%	37,3%
Production d'électricité primaire (GWh)	19	33	59	99	103	196
Production d'électricité nucléaire (GWh)	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité hydraulique (GWh)	13	14	14	14	14	15
Production d'électricité éolienne (GWh)	6	18	45	85	89	181
Production d'électricité solaire photovoltaïque (GWh)	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité thermique (classique et nucléaire) (GWh)	97,5	98	97	77	110	98
Production d'électricité thermique hors cogénération (GWh)	93	93	92	72	106	93
Production d'électricité thermique en cogénération (GWh)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
BALANCE ELECTRIQUE (FINISTERE)						
Balance électrique (GWh)	-3 987	-4 150	-4 330	-4 477	-4 522	-4 607
Taux de couverture de la consommation (%)	2,8%	3,0%	3,5%	3,8%	4,5%	6,0%
PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE (FINISTERE)						
Capacité de production d'électricité totale (MW)	501	501	519	543	546	600
Puissance installée nucléaire (MW)	0	0	0	0	0	0
Puissance installée hydraulique (MW)	7	7	7	7	7	7
Puissance installée éolienne (MW)	14	14	32	56	59	113
Puissance installée solaire photovoltaïque (MW)	0	0	0	0	0	0
Puissance installée thermique hors cogénération (MW)	465	465	465	465	465	465
Puissance installée thermique en cogénération (MW)	15	15	15	15	15	15
Durée annuelle de fonctionnement (h/an)						
Durée annuelle de fonctionnement éolien (h/an)	460	1 359	1 400	1 500	1 500	1 600
Durée annuelle de fonctionnement hydraulique (h/an)	1 857	2 061	2 058	2 061	2 061	2 119
Durée annuelle de fonctionnement thermique hors cogénération (h/an)	199	200	198	156	228	200
Durée annuelle de fonctionnement thermique en cogénération (h/an)	300	300	300	300	300	300

ANNEXE 3 : Spécification des hypothèses des scénarios

Scénarios **avec** filières éoliennes (MDE = 0,7%) :

Finistère	Scénario haut	Scénario moyen	Scénario bas
Consommation	Augmentation de la consommation finale en électricité de +2,6%, 2,3% puis 2,0%.	Augmentation de la consommation finale en électricité de +2,3%, 2,0% puis 1,7%.	Augmentation de la consommation finale en électricité de +1,8%, 1,5% puis 1,2%.
Parc de production	<p>Mise en exploitation des projets de parcs éoliens on-shore identifiés dès 2015</p> <p>Croissance du parc éolien on-shore sur à un rythme légèrement supérieur jusqu'en 2025 (25 MW/an)</p> <p>Mise en exploitation des premières hydroliennes d'Hydrohélix dès 2015</p> <p>Accroissement exponentiel de nouvelles capacités d'hydroliennes jusqu'en 2025 : 12 MW/an, puis 24 MW/an puis 72 MW/an</p> <p>Mise en exploitation des premières éoliennes off-shore après 2015 et jusqu'en 2025 sur un rythme de 20 MW/an puis 40 MW/an.</p>	<p>Mise en exploitation des projets de parcs éoliens on-shore identifiés dès 2015</p> <p>Croissance du parc éolien on-shore sur un rythme identique jusqu'en 2025 (20 MW/an)</p> <p>Mise en exploitation des premières hydroliennes d'Hydrohélix vers 2020</p> <p>Accroissement exponentiel de nouvelles capacités d'hydroliennes jusqu'en 2025 : 12 MW/an puis 36 MW/an.</p> <p>Mise en exploitation des premières éoliennes off-shore après 2020, sur un rythme de 20 MW/an</p>	<p>Mise en exploitation des projets de parcs éoliens on-shore identifiés vers 2020</p> <p>Croissance du parc éolien on-shore sur un rythme très ralenti jusqu'en 2025 (10 MW/an)</p> <p>Mise en exploitation des premières hydroliennes d'Hydrohélix vers 2020</p> <p>Accroissement lent de nouvelles capacités d'hydroliennes jusqu'en 2025 : 20 MW/an</p> <p>Mise en exploitation des premières éoliennes off-shore vers 2025, sur un rythme de 10 MW/an</p>
Durée de fonctionnement	Durée de fonctionnement plus élevée des centrales thermiques (TAC) existantes de l'ordre de 400-500 h/an.	Durée de fonctionnement élevée des centrales thermiques (TAC) existantes de l'ordre de 300 h/an dès 2015.	Durée de fonctionnement inchangée des centrales thermiques (TAC) existantes de l'ordre de 200 h/an.

Scénarios **sans** filières éoliennes (MDE = 0,7%) :

Finistère	Scénario haut	Scénario moyen	Scénario bas
Consommation	Augmentation de la consommation finale en électricité de +2,6%, 2,3% puis 2,0%.	Augmentation de la consommation finale en électricité de +2,3%, 2,0% puis 1,7%.	Augmentation de la consommation finale en électricité de +1,8%, 1,5% puis 1,2%.
Parc de production	<p>Mise en exploitation des projets de parcs éoliens on-shore identifiés dès 2015</p> <p>Mise en exploitation des premières hydroliennes d'Hydrohélix dès 2015</p>	<p>Mise en exploitation des projets de parcs éoliens on-shore identifiés dès 2015</p> <p>Mise en exploitation des premières hydroliennes d'Hydrohélix vers 2020</p>	<p>Mise en exploitation des projets de parcs éoliens on-shore identifiés vers 2020</p> <p>Mise en exploitation des premières hydroliennes d'Hydrohélix vers 2020</p>
Durée de fonctionnement	Durée de fonctionnement plus élevée des centrales thermiques (TAC) existantes de l'ordre de 400-500 h/an.	Durée de fonctionnement élevée des centrales thermiques (TAC) existantes de l'ordre de 300 h/an dès 2015.	Durée de fonctionnement inchangée des centrales thermiques (TAC) existantes de l'ordre de 200 h/an.

ANNEXE 4 : Scénarios prévisionnels du Finistère (2015, 2020, 2025) avec filières éoliennes

	SCENARIO HAUT			SCENARIO MOYEN			SCENARIO BAS		
	2015	2020	2025	2015	2020	2025	2015	2020	2025
CONSUMMATION FINALE D'ELECTRICITE (FINISTERE)									
Consommation électricité tous secteurs (GWh)	6 464	6 998	7 465	6 313	6 734	7 078	6 069	6 316	6 475
Taux de croissance annuel (%)	2,6%	2,3%	2,0%	2,3%	2,0%	1,7%	1,8%	1,5%	1,2%
Maîtrise de la Demande Electrique (MDE, %)	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Industrie (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Résidentiel et tertiaire (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont résidentiel : basse tension (usages domestiques et agricoles) (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont tertiaire : haute et basse tension (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont tertiaire : basse tension (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont tertiaire : haute tension (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont services publics et éclairages publics : basse tension (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Agriculture (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Transport (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
PRODUCTION D'ELECTRICITE (FINISTERE)									
Production nette totale (GWh)	933	1 256	1 603	791	1 030	1 253	463	635	812
Taux de croissance annuel (%)	43,0%	6,9%	5,5%	34,6%	6,1%	4,3%	15,0%	7,4%	5,6%
Production d'électricité primaire (GWh)	747	1 046	1 370	651	867	1 067	370	519	673
Production d'électricité nucléaire (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité hydraulique (GWh)	17	17	17	17	17	17	15	17	17
Production d'électricité éolienne (GWh)	731	1 030	1 354	635	851	1 051	355	502	656
Production d'électricité solaire photovoltaïque (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité hydrolienne (GWh)	180	540	1 620	0	180	720	0	0	300
Production d'électricité éolienne off-shore (GWh)	480	780	1 380	0	300	600	0	0	150
Production d'électricité d'électricité thermique (classique et nucléaire) (GWh)	186	209	233	140	163	186	93	116	140
Production d'électricité thermique hors cogénération (GWh)	186	209	233	140	163	186	93	116	140
Production d'électricité thermique en cogénération (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BALANCE ELECTRIQUE (FINISTERE)									
Balance électrique (GWh)	-5 531	-5 742	-5 862	-5 522	-5 704	-5 825	-5 606	-5 681	-5 663
Taux de couverture de la consommation (%)	14,4%	17,9%	21,5%	12,5%	15,3%	17,7%	7,6%	10,1%	12,5%
PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE (FINISTERE)									
Capacité de production d'électricité totale (MW)	1 058	1 403	2 088	790	958	1 238	694	768	968
Puissance installée nucléaire (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance installée hydraulique (MW)	8	8	8	8	8	8	7	8	8
Puissance installée éolienne (MW)	365	490	615	317	425	525	222	295	345
<i>dont : projets d'éoliennes terrestres identifiés</i>	165	165	165	157	165	165	142	165	165
<i>dont : nouvelles éoliennes terrestres</i>	200	325	450	160	260	360	80	130	180
Puissance installée solaire photovoltaïque (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance installée thermique hors cogénération (MW)	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Puissance installée thermique en cogénération (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance installée hydroliennes (MW)	60	180	540	0	60	240	0	0	100
Puissance installée éolienne off-shore (MW)	160	260	460	0	100	200	0	0	50
Durée annuelle de fonctionnement (h/an)									
Durée annuelle de fonctionnement éolien (h/an)	2 000	2 100	2 200	2 000	2 000	2 000	1 600	1 700	1 900
Durée annuelle de fonctionnement hydraulique (h/an)	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
Durée annuelle de fonctionnement thermique hors cogénération (h/an)	400	450	500	300	350	400	200	250	300
Durée annuelle de fonctionnement thermique en cogénération (h/an)	15	15	15	15	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Durée annuelle de fonctionnement hydrolienne (h/an)	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Durée annuelle de fonctionnement éolienne off-shore (h/an)	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

ANNEXE 5 : Scénarios prévisionnels du Finistère (2015, 2020, 2025) sans filières éoliennes

	SCENARIO HAUT			SCENARIO MOYEN			SCENARIO BAS		
	2015	2020	2025	2015	2020	2025	2015	2020	2025
CONSUMMATION FINALE D'ELECTRICITE (FINISTERE)									
Consommation électricité tous secteurs (GWh)	6 464	6 998	7 465	6 313	6 734	7 078	6 069	6 316	6 475
Taux de croissance annuel (%)	2,6%	2,3%	2,0%	2,3%	2,0%	1,7%	1,8%	1,5%	1,2%
Maîtrise de la Demande Electrique (MDE, %)	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Industrie (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Résidentiel et tertiaire (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont résidentiel : basse tension (usages domestiques et agricoles) (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont tertiaire : haute et basse tension (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont tertiaire : basse tension (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont tertiaire : haute tension (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
<i>dont services publics et éclairages publics : basse tension (GWh)</i>	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Agriculture (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Transport (GWh)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
PRODUCTION D'ELECTRICITE (FINISTERE)									
Production nette totale (GWh)	533	573	613	471	510	533	335	414	470
Taux de croissance annuel (%)	19,2%	1,5%	1,4%	15,5%	1,7%	0,9%	7,4%	4,7%	2,7%
Production d'électricité primaire (GWh)	347	364	380	331	347	347	242	298	331
Production d'électricité nucléaire (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité hydraulique (GWh)	17	17	17	17	17	17	15	17	17
Production d'électricité éolienne (GWh)	331	347	364	315	331	331	227	281	314
Production d'électricité solaire photovoltaïque (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité hydrolienne (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité éolienne off-shore (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Production d'électricité d'électricité thermique (classique et nucléaire) (GWh)	186	209	233	140	163	186	93	116	140
Production d'électricité thermique hors cogénération (GWh)	186	209	233	140	163	186	93	116	140
Production d'électricité thermique en cogénération (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
BALANCE ELECTRIQUE (FINISTERE)									
Balance électrique (GWh)	-5 931	-6 425	-6 852	-5 842	-6 224	-6 545	-5 734	-5 902	-6 005
Taux de couverture de la consommation (%)	8,3%	8,2%	8,2%	7,5%	7,6%	7,5%	5,5%	6,6%	7,3%
PARC DE PRODUCTION D'ELECTRICITE (FINISTERE)									
Capacité de production d'électricité totale (MW)	638	638	638	630	638	638	614	638	638
Puissance installée nucléaire (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance installée hydraulique (MW)	8	8	8	8	8	8	7	8	8
Puissance installée éolienne (MW)	165	165	165	157	165	165	142	165	165
<i>dont : projets d'éoliennes terrestres identifiés</i>	165	165	165	157	165	165	142	165	165
<i>dont : nouvelles éoliennes terrestres</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance installée solaire photovoltaïque (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance installée thermique hors cogénération (MW)	465	465	465	465	465	465	465	465	465
Puissance installée thermique en cogénération (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance installée hydroliennes (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Puissance installée éolienne off-shore (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Durée annuelle de fonctionnement (h/an)									
Durée annuelle de fonctionnement éolien (h/an)	2 000	2 100	2 200	2 000	2 000	2 000	1 600	1 700	1 900
Durée annuelle de fonctionnement hydraulique (h/an)	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100	2 100
Durée annuelle de fonctionnement thermique hors cogénération (h/an)	400	450	500	300	350	400	200	250	300
Durée annuelle de fonctionnement thermique en cogénération (h/an)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Durée annuelle de fonctionnement hydrolienne (h/an)	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Durée annuelle de fonctionnement éolienne off-shore (h/an)	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000