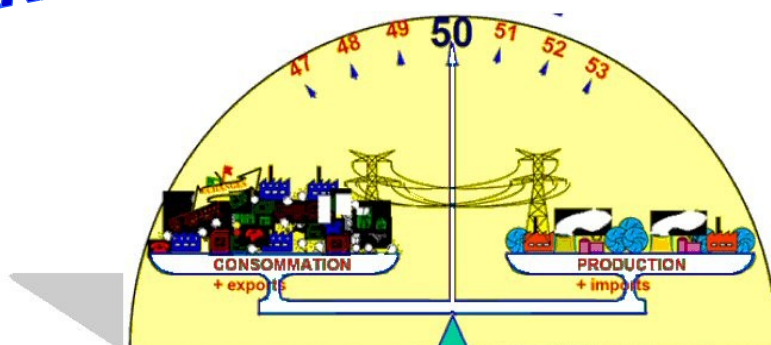




IED



# RESUME DE L'ETUDE-EXPERTISE SUR L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ELECTRICITE EN FRANCE METROPOLITAINE JUSQU'EN 2030



**Demandeur :** CCE EDF SA

**Etude réalisée :** en 2010. Ainsi, l'étude ne prend pas en compte les conséquences du dramatique accident survenu à la centrale japonaise de Fukushima le 11 mars 2011.

**Cabinet d'expertise :** Institut Energie et Développement (IED)

**Experts :** A. Gouriou – M.L Grémy – A. Lescop – J.C Lucas – A. Martin – J. Patel – F. Poizat – B. Salles

**Objet de l'étude :** le 10 décembre 2009, le CCE EDF SA a confié à IED une étude relative à l'évolution de la production et de la consommation d'électricité en France métropolitaine à l'horizon 2030, analyse prenant en compte la réglementation en vigueur, les moyens de production actuels et futurs, les capacités du réseau, l'import-export et le contexte européen.

**Déroulement de l'étude :** analyse de textes législatifs et réglementaires, de documents de la CRE<sup>(1)</sup>, interviews ou contacts avec des responsables du RTE<sup>(2)</sup> de la DOAAT<sup>(3)</sup> et de la DelReg<sup>(4)</sup>, du Groupe EDF, des RTE Sud-Est et Ouest, de syndicalistes des RTE, de représentants du Conseil Régional de Bretagne, de l'Association "Sauvons le climat".

**Présentation du rapport d'expertise :** le 9 juin 2011 en CCE EDF SA.

## SOMMAIRE

<b>L'étude-expertise</b>	<b>p1</b>
<b>Le contexte</b>	<b>p2</b>
<b>Le scénario de consommation et les moyens de production</b>	<b>p3</b>
<b>L'équilibre en énergie</b>	<b>p4</b>
<b>Le mix énergétique et la situation à la pointe</b>	<b>p5</b>
<b>La situation de la Bretagne et de la Région PACA</b>	<b>p6-7</b>
<b>Le contexte européen</b>	<b>p7-8</b>
<b>Le point de vue du CCE EDF SA</b>	<b>p8</b>

(1) Commission de Régulation de l'Energie

(2) Réseau Transport Electricité

(3) Direction Optimisation amont-aval et trading

(4) Délégation aux Régulations



Sur la base du cahier des charges défini par le CCE, IED a analysé la réglementation et les principaux textes officiels applicables (cf. encadré). L'Institut s'est par ailleurs fixé comme objectifs de satisfaire les besoins en électricité au meilleur coût et dans les meilleures conditions de sécurité, de soutenir une politique de maîtrise de la demande d'électricité, de ne pas recourir aux effacements ni aux délestages ni à tout système d'arbitrage par l'argent et de limiter les émissions de CO<sub>2</sub>.

## La réglementation en vigueur

Le protocole de Kyoto de 2005.

La loi de programmation fixant les objectifs de la politique énergétique de 2005 (POPE).

La Directive européenne Climat-Energie de 2009.

Le Grenelle de l'Environnement de 2009.

La Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI).

La loi sur la Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité (NOME) de 2010.

Et différents scénarios et rapports de la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières, du Commissariat Général au Développement Durable, du RTE, d'ENTSO (European Network of Transmission Systems Operators), des parlementaires français Poignant-Sido sur la maîtrise de la pointe électrique.

Dans le cadre ainsi défini, les préconisations d'IED sont les suivantes :

- ❑ augmenter la part de l'électricité "décarbonée" dans le mix énergétique ;
- ❑ maintenir une croissance soutenue de la demande électrique en cohérence avec une politique globale de maîtrise de l'énergie ;
- ❑ limiter au strict nécessaire le recours aux énergies fossiles pour la production d'électricité jusqu'à l'acceptabilité économique des techniques de captage/stockage du CO<sub>2</sub>.

Pour analyser l'évolution de la consommation, IED a étudié plusieurs scénarios : celui du RTE, réalisé au titre des missions qui lui sont confiées par la loi et sur lequel s'appuient les pouvoirs publics, celui de l'ENTSO qui compile des informations transmises par les gestionnaires de réseaux de transport européens, celui dit "Negatep" réalisé par l'association "Sauvons le climat" (\*).

Ce dernier scénario global tient compte de tous les secteurs générant du CO<sub>2</sub> (industrie, résidentiel, tertiaire, agriculture et transports) à partir des différentes sources d'énergie (combustibles solides, pétrole, gaz, électricité, énergies renouvelables thermiques) qu'ils consomment. En outre, il respecte les termes des accords de Kyoto.

(\* ) L'association loi 1901 « Sauvons le climat » a publié un manifeste en 2010 qui définit ses orientations et qui est accessible sur Internet.



## LE SCENARIO DE CONSOMMATION



Aujourd'hui, l'énergie fossile représente 2/3 de l'énergie finale. Le scénario Negatep 2010 vise à diviser par quatre les rejets globaux de CO<sub>2</sub> d'ici à 2050, ce qui revient presque à diviser par quatre la consommation de combustibles fossiles. Il conduit d'ici à 2050 à :

- ❑ pratiquement supprimer le pétrole et le gaz dans le résidentiel et le tertiaire (meilleure isolation, utilisation des énergies renouvelables chaleur) ;
- ❑ réduire très fortement le pétrole pour les transports (véhicules hybrides ou électriques, biocarburants) ;
- ❑ limiter les combustibles fossiles dans l'industrie par la modification des procédés ;
- ❑ augmenter fortement la part de l'électricité dans le mix énergétique, maintenir la part de l'énergie nucléaire dans la production d'électricité, limiter la part des électricités intermittentes au niveau que le réseau peut supporter sans augmenter les capacités des centrales thermiques à gaz.

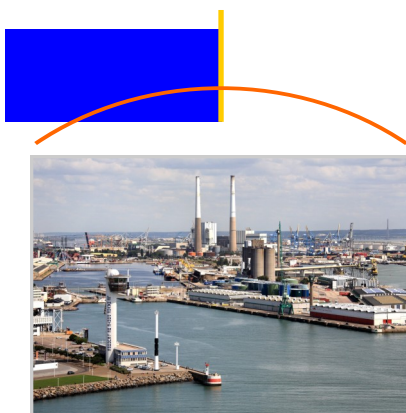
IED a retenu un scénario qui, dans le domaine de l'électricité, est en cohérence avec les objectifs de consommation du scénario Negatep, appelé IED-Negatep et a examiné le scénario proposé par l'ENTSO qui ne respecte pas les accords de Kyoto.

Ainsi, les taux de croissance annuels moyens de la consommation d'électricité du scénario IED-Negatep sont de 1,3 % d'ici à 2020 et de 2,1 % de 2020 à 2030. Ils se situent sur une trajectoire permettant d'atteindre les objectifs 2050 définis ci-dessus. Le scénario IED-ENTSO donne des taux de croissance allant de 1,26 % à 1,44 % d'ici à 2016 et 1,7 % au-delà. Il est à noter que ces taux de croissance sont supérieurs à ceux pris en compte par le scénario RTE.

## LES MOYENS DE PRODUCTION

Pour le parc thermique, compte tenu de la réglementation et des intentions connues ou supposées des producteurs au moment de l'étude, il a été considéré que :

- ❑ les tranches charbon EDF et SNET 600 MW seront arrêtées en 2025 ;
- ❑ les tranches fioul 600-700 MW utiliseraient la dérogation 17 500 h du 1/1/2016 au 31/12/2023 ;
- ❑ les tranches LFC (Lit Fluidisé Circulant) de la SNET utiliseraient la même dérogation ;
- ❑ les tranches 250 MW EDF et SNET fermeraient en 2015.



Centrale thermique du Havre

Par ailleurs, 11 tranches Cycles Combinés Gaz (CCG) ont été considérées comme mises en service ou engagées entre 2010 et 2013.

La production du parc nucléaire REP est évaluée sur la base d'hypothèses réalistes de disponibilité établies dans une précédente expertise effectuée par IED sur ce sujet, de l'hypothèse de durée de fonctionnement minimale de 50 ans pour toutes les tranches du parc 900 (cf. expertise IED sur la prolongation de la durée de fonctionnement de Bugey) et des mises en service industriel des EPR de Flamanville et de Penly en 2015 et 2017.



Parc éolien de Veulettes-sur-Mer

En ce qui concerne les EnR, les options retenues par IED pour l'éolien sont conformes aux données figurant dans la PPI 2009 et vont au-delà pour le solaire (en prolongement de la bulle photovoltaïque de 2009-2010). Pour la biomasse et la petite hydraulique, les valeurs prises assurent une cohérence entre la situation du parc actuel et les perspectives de développement indiquées dans la PPI. Au-delà de 2020 et jusqu'en



Ferme solaire au sol de Narbonne

2030, les hypothèses prises sont entachées d'incertitudes, le parc de cogénération en forte diminution étant remplacé peu ou prou par la biomasse.

## L'EQUILIBRE EN ENERGIE

Le niveau d'exportation pris en compte a priori est de 52 TWh (du même ordre que le niveau moyen 2006-2008). Jusqu'en 2020, les moyens de production actuels complétés par les CCG en construction et les EPR de Flamanville et de Penly sont suffisants. Toutefois la capacité d'exportation, inférieure à 52 TWh actuellement, se reconstitue après mise en service des CCG et de Flamanville mais se réduit de nouveau après 2015 (-16 TWh) compte tenu de l'arrêt de tranches thermiques ; elle ne revient aux environs de 50 TWh qu'après mise en service de Penly en 2017.

Après 2020 et sur la base d'une exportation de 52 TWh, l'offre est inférieure à la demande :

- ❑ déficit de 40 TWh en 2025, de 93 TWh en 2030 dans le scénario IED-Negatep ;
- ❑ déficit de 27 TWh en 2025 et de 65 TWh en 2030 dans la variante IED-ENTSO.

La France est déjà bien placée en matière d'émissions de CO<sub>2</sub> du fait de son recours très majoritaire au nucléaire et à l'hydraulique, notamment en comparaison de pays comme l'Allemagne, le Danemark ou l'Espagne.

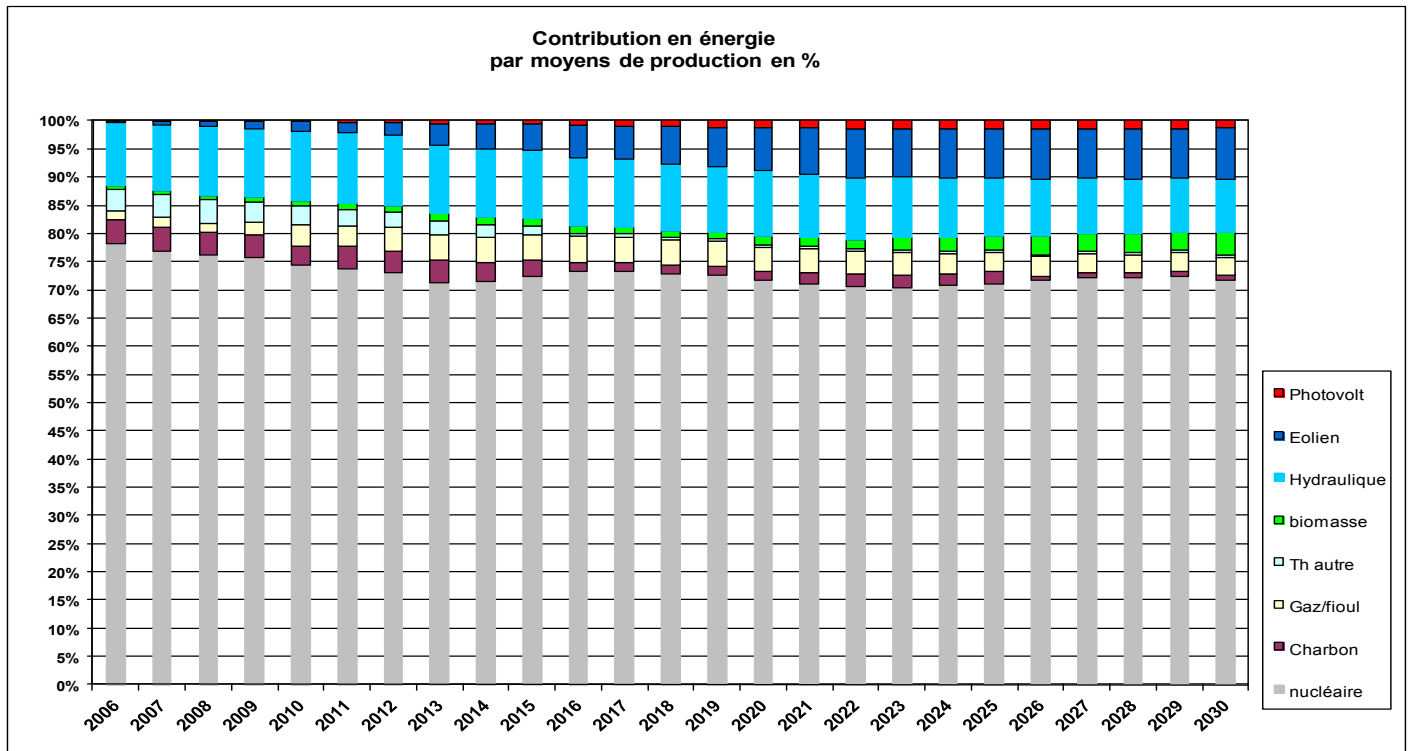
Ces nouveaux moyens permettront d'assurer l'équilibre production-consommation en énergie tout en diminuant l'émission de CO<sub>2</sub> par kWh produit. En 2008, la France produisait 62 g de CO<sub>2</sub>/kWh ; elle n'en produirait plus que 34 en 2020 et 21,3 en 2030.

IED préconise :

- ❑ la construction de 6 à 8 tranches de 1 600 MW (EPR ou équivalent) s'échelonnant entre 2020 et 2030 à raison d'une à deux tranches par an ;
- ❑ la construction de 2 tranches charbon avec captage CO<sub>2</sub> de 800 MW entre 2023 et 2026. A la fin de la décennie, le captage du CO<sub>2</sub> devrait avoir dépassé le stade de prototype et la France doit s'investir dans cette technique conformément aux recommandations de l'Office Parlementaire d'Evaluation des Choix Scientifiques et Technologiques (OPECST) ;
- ❑ la réalisation en EnR (en 2030) de 29 GW d'éolien, 10 GW de photovoltaïque et de 5 GW de biomasse.



Chantier EPR de Flamanville 3



Le nucléaire représentait 78 % de la production en 2002. Après une baisse (71 % en 2013), il devrait remonter à 73 % après Penly, les mises en services proposées par IED maintenant un taux oscillant de 70 à 72 % entre 2020 et 2030.

Dans les EnR, l'hydraulique représentait la quasi-totalité des EnR en 2006 (12 %) ; avec l'éolien, le photovoltaïque, la biomasse, ce taux atteindra 19 % en 2015, 22 % en 2020 et 23 à 24 % entre 2020 et 2030.

## LA SITUATION À LA POINTE

Assurer l'équilibre à la pointe est l'un des problèmes majeurs du système électrique français. Le ratio puissance pointe/puissance moyenne augmente régulièrement du fait tant de la désindustrialisation que de l'appel de consommation des secteurs tertiaire et résidentiel. Avec le parc défini ci-dessus, le déficit de puissance pour passer sûrement la pointe sévère en hiver est de l'ordre de la capacité maximale d'importation (8 GW) jusqu'en 2015. La situation se dégrade rapidement après 2015 pour atteindre un déficit de l'ordre de 30 GW en 2030.

La commission dite « Poignant-Sido » chargée par le gouvernement de proposer des solutions pour diminuer la pointe de consommation a envisagé les effacements volontaires, les coupures et la sélection par l'argent, sans chiffrer l'efficacité de ces différentes mesures. Elle a également remarqué que le marché de l'électricité actuel ne permet pas les investissements nécessaires pour passer la pointe.

La loi NOME évoque la mise en place d'un marché de capacité (obligation faite à chaque fournisseur de produire les certificats attestant l'existence des moyens de production - ou d'effacement - nécessaires pour couvrir la pointe de consommation de ses clients). Les dispositions pratiques de ce marché restent à établir et seront très difficiles à élaborer de manière équilibrée entre les intérêts des consommateurs et ceux des producteurs.

IED considère que les effacements volontaires sont acceptables mais d'efficacité limitée ; par contre, la sélection par l'argent ou les coupures brutales correspondraient à une régression du service public. Il est nécessaire que l'ensemble des producteurs soient mis à contribution pour satisfaire la demande, par mise en œuvre des objectifs affichés en matière de marché de capacité (loi NOME) ou tout autre moyen si nécessaire.

## Evolution souhaitable du parc pour la pointe

Pour passer la pointe sans suréquipement abusif et avec un niveau d'exportation raisonnable (de l'ordre de 70 TWh, bien que RTE envisage d'aller au delà), il est nécessaire de modifier le parc défini pour l'équilibre en énergie en diminuant la part des moyens à faible contribution en pointe et en augmentant la part de moyens contribuant de manière importante à la pointe, par exemple :

- ❑ la prise en compte des trois EPR supplémentaires figurant dans les conclusions de l'expertise IED sur la prolongation de la durée de fonctionnement de Bugey ;
- ❑ la construction de quelques stations de pompage, même si les contraintes financières ou environnementales limitent le volume de retenue ;
- ❑ la prolongation jusqu'en 2030 des tranches fioul 600/700 MW ;
- ❑ le ralentissement de la progression de l'éolien et du photovoltaïque (dont la contribution à la pointe est négligeable) mais augmentation de la puissance installée en biomasse, sous réserve que ces installations soient dédiées à la semi-base courte et "dispatchable"; dans ce cadre, l'intérêt d'une conversion de centrales 250 MW existantes à la biomasse est à étudier ;
- ❑ la construction de quelques moyens de thermique à flamme (THF) supplémentaires (CCG, charbon avec captage CO<sub>2</sub> et turbines à combustion).

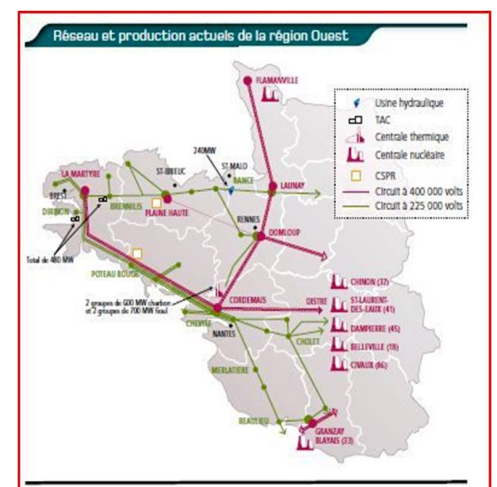
## LA SITUATION DE LA BRETAGNE

La Bretagne connaît un taux de croissance de la consommation d'électricité supérieur à la moyenne nationale. Sa consommation est à 70 % captée par la clientèle domestique, ce qui lui donne une sensibilité accrue aux basses températures hivernales. De plus, du fait de son caractère de péninsule électrique et de la faiblesse de ses moyens de production, elle connaît des chutes de tension qui limitent la puissance transmise.

C'est la raison pour laquelle l'Etat, la Région Bretagne, RTE, l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) et l'ANAH (Agence Nationale pour l'Habitat) ont établi le « Pacte Electrique Breton » signé en décembre 2010 comprenant les engagements suivants :

- ❑ ramener la croissance annuelle de la consommation régionale d'électricité de 2,6 % en 2010 à 1,4 % sur la période 2011-2015 et à 1 % sur la période 2015-2020 ;
- ❑ porter à 3 600 MW la puissance installée d'électricité renouvelable d'ici à 2020 ;
- ❑ sécuriser l'alimentation électrique.

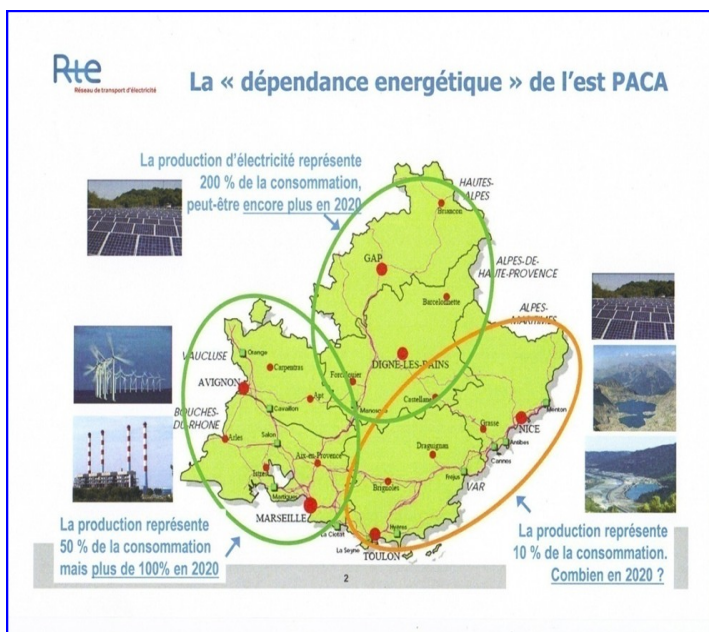
IED a procédé à une analyse rapide de ce pacte, mais il lui est apparu que les propositions faites n'étaient pas de nature à apporter des solutions satisfaisantes à la résolution des problèmes liés à la fragilité de l'alimentation électrique de la Bretagne en particulier pour passer la pointe de la demande en hiver (une expertise IED est en cours).





# LA SITUATION DE LA REGION PACA

La Région de l'Est PACA connaît des difficultés d'alimentation électrique liées au fait que :



- ❑ les départements à l'Ouest de la région (Vaucluse et Bouches du Rhône) ont une production qui leur assure 50 % de leurs besoins actuels avec une perspective d'équilibre vers 2020 ;
- ❑ les départements Est (Alpes-Maritimes et Var) sont fortement dépendants du réseau électrique puisque la production n'y représente que 10 % de la consommation.

Dès la fin des années 1980, il avait été décidé la construction d'une ligne 400 kV reliant les postes de Boutre et Le Broc Carros. La Déclaration d'Utilité Publique ayant été annulée, RTE a engagé des mesures d'urgence dont en particulier un "filet de sécurité" en 225 kV par liaisons souterraines assurant la sécurité jusqu'en 2025.

IED recommande de mener ledit projet de "filet de sécurité" jusqu'à son terme. Il lui paraît par ailleurs indispensable d'aboutir à un bouclage 400 kV entre Boutre et Le Broc Carros, seule solution pérenne de sécurisation électrique de la région Est PACA.

## LE CONTEXTE EUROPEEN

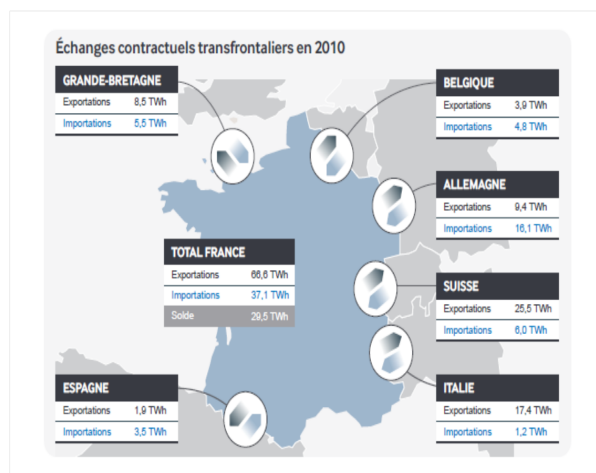
A partir de 1999, les Gestionnaires des Réseaux de Transport Européens se sont progressivement regroupés au sein de l'organisme ENTSO rassemblant outre l'Union Européenne, la Norvège, la Suisse et les Pays des Balkans. Avec les données fournies par l'ENTSO en 2010, on note les éléments suivants :

- ❑ Pour cet ensemble, la consommation s'élève à 3400 TWh en 2010 et on prévoit 4350 TWh en 2025 soit une augmentation de 28 % en 15 ans.
- ❑ Dans le même temps, la puissance installée (tous moyens de production confondus) passe de 872 à 1 254 MW, soit une augmentation de 44 %.

Cette évolution de la puissance installée bien supérieure à l'évolution de l'énergie consommée s'explique très simplement par l'extraordinaire développement des énergies éolienne et photovoltaïque dont on connaît les « faibles » facteurs de charge (de l'ordre de 20 à 22 % pour l'éolien et de 10 % pour le photovoltaïque). Ces énergies renouvelables passent de 95 GW en 2010 à 320 GW en 2025, soit une augmentation de 335 % en 15 ans.

Alors que le réseau électrique européen représente aujourd'hui 300 000 km en Très Haute Tension (THT), pour faire face à la gestion des nouveaux moyens de production et à la montée en puissance des échanges inter-frontaliers, on prévoit d'installer 32 500 km de nouvelles lignes dont 9 600 en courant continu conduisant à un investissement compris entre 23 et 28 milliards d'euros.

## La capacité d'échange France-Etranger



Les capacités d'échange France-Etranger dans les conditions les plus favorables atteignent à l'exportation 15 000 MW en hiver et 14 000 MW en été. Mais les capacités d'importation sont réduites à 8 000 ou 9 000 MW en hiver en raison des engorgements des lignes THT du territoire français et/ou étrangers.

En 2008, le solde d'exportation d'électricité d'EDF est positif avec tous ses pays partenaires (Grande-Bretagne, Belgique, etc.) pour un total de 49,2 TWh, à l'exception de l'Allemagne (EDF a importé 12 TWh en 2008).

RTE a passé la pointe en 2009 et en 2010 grâce aux importations et la pérennité d'une telle situation n'est pas acquise. Avec l'arrêt des

sept tranches nucléaires allemandes, la situation de l'hiver 2011 (et les suivants) risque d'être tendue surtout si l'hiver est particulièrement rigoureux. Un groupe de travail ministériel travaille sur le sujet.

## LE POINT DE VUE DU CCE EDF SA (séance du 9 juin 2011)

L'expertise confirme que la maîtrise publique des moyens de production d'électricité est nécessaire. Des décisions politiques nationales doivent être prises à très court terme au niveau mondial. De telles décisions relèvent des Etats et non pas d'entreprises dont la stratégie est fondée essentiellement sur l'intérêt de ses actionnaires et non celui du développement humain, industriel en respectant l'environnement.

Cette étude présente un scénario probable d'investissements productifs nécessaires, notamment nucléaires, jusqu'en 2030, répondant aux enjeux énergétiques et environnementaux. Elle souligne l'importance d'une programmation des investissements suffisamment pluriannuelle dans notre pays et en Europe et montre l'urgence des décisions sur les moyens de pointe et dans les régions Bretagne et PACA.

A contrario d'une telle ambition, des scénarios de sortie du nucléaire sont évoqués - voire décidés - par des responsables politiques. Pour permettre que les décisions soient prises en connaissance de cause et pour assurer la connaissance de tous les acteurs : politiques, directions, personnel, citoyens, les représentants du personnel décident de lancer une expertise sur les conséquences industrielles, environnementales, économiques, sociales et sociétales des scénarios éventuels d'un abandon du parc nucléaire français. Ils créent une commission temporaire composée de 7 membres respectant la représentativité du CCE EDF SA. La résolution est votée par 9 membres sur 10.

<p>Brochure réalisée par</p> <p><b>INSTITUT ENERGIE ET DEVELOPPEMENT (IED)</b></p> <p>12-16, rue de Vincennes 93512 MONTREUIL Cedex</p> <p>☎ 01 48 51 17 00 / FAX 01 48 59 81 15</p> <p>ied.montreuil@wanadoo.fr</p> <p>Photographie : Médiathèque EDF, RTE</p> <p><b>Septembre 2011</b></p>	<p>Pour toute demande d'exemplaire ou de l'étude complète vous pouvez vous adresser</p> <p>au Secrétariat du CCE EDF SA</p> <p>45, rue Kléber</p> <p>92300 LEVALLOIS PERRET</p> <p>☎ 01 82 24 85 27</p> <p>www.cceedfsa.fr</p>
--	--