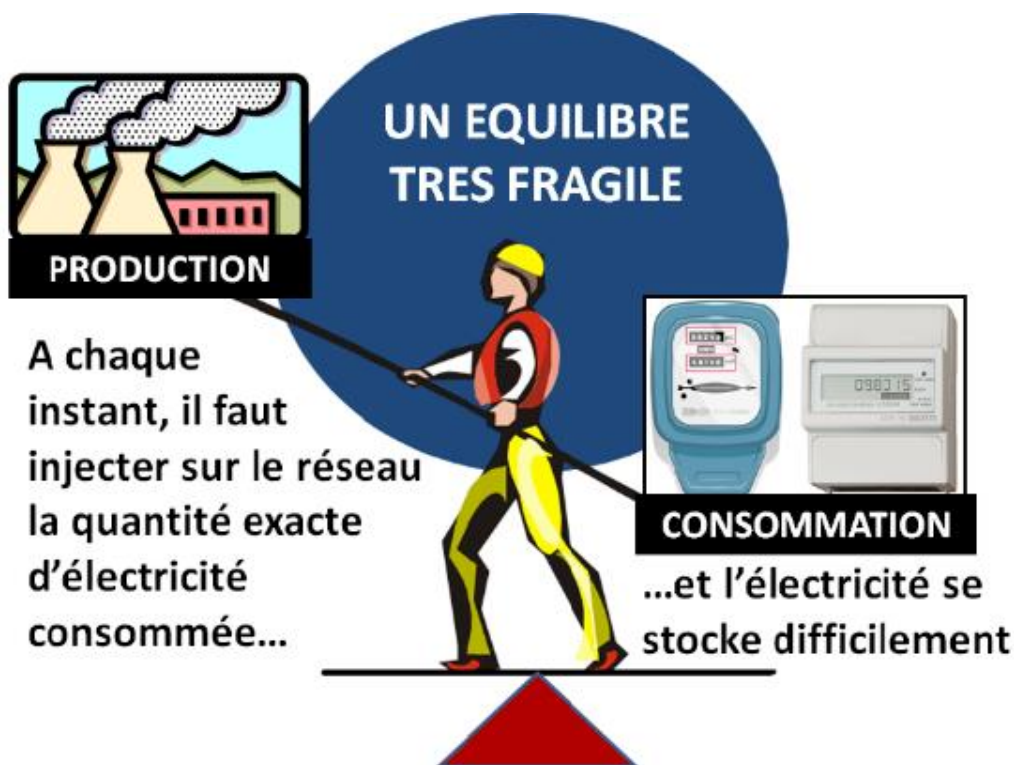


ETUDE SUR L'EQUILIBRE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE SUR LE RESEAU D'ELECTRICITE



Rédacteurs :

FICHEUX Françoise
BERNARD Jean- Marie
DELBECQ Jean-Michel
ZANOLIN Ludovic

Ont contribué :

BARRA Jean
FABRE Claude
GAL Denis
LALAIER Roger
LESCOP André
LUCAS Jean-Claude
PATEL Jacques
SALLES Bernard
SUREAU Henri

Logistique : RAHMOUNI Karima

15, rue Kléber
93512 Montreuil cedex
☎ 01 48 51 17 00

Courriel : ied.montreuil@wanadoo.fr

SOMMAIRE

SYNTHESE	5
Les constats	5
Prévisions de consommation	5
La mise en place du marché de l'électricité	5
Les subventions aux énergies renouvelables	5
Les politiques gouvernementales	6
Pistes et recommandations	8
Chapitre 1 - Consommation	9
1.1 Préambule	9
1.2 Définitions des consommations énergétiques étudiées	9
1.2.1 Consommation finale énergétique	9
1.2.2 Consommation d'énergie primaire	9
1.2.3 Consommation énergétique corrigée	10
1.2.4 Consommation électrique brute	10
1.2.5 Consommation électrique nette	10
1.2.6 Consommation électrique corrigée	10
1.2.7 Températures de référence	10
1.3 Objectifs officiels de la France	10
1.4 Evolution des consommations d'énergie (corrigées du climat) de 2001 à 2015	11
1.4.1 Energie primaire	11
1.4.2 Energie finale	11
1.4.3 Énergie électrique	11
1.4.4 Évolution des consommations d'énergie (corrigées du climat) de 2001 à 2015	12
1.4.5 Analyse IED sur l'évolution des consommations énergétiques de 2001 à 2015-16	13
1.5 Prévisions de l'évolution des consommations en énergie électrique jusqu'en 2030	14
1.5.1. Bilan prévisionnel RTE 2016 de référence pour 2021	14
1.5.2 L'étude UFE	15
1.5.3 Le scénario nW	16
1.5.4 Tableau récapitulatif des prévisions RTE, UFE et nW	17
1.5.5 Positions d'IED	17
1.6 Analyse en puissance appelée sur le réseau	19
Chapitre 2 - Le marché de l'électricité	22
2.1 Avant et après l'ouverture du marché	22
2.2 Les nouveaux acteurs du marché	24
2.2.1 Le régulateur du marché : La Commission de Régulation de l'Energie	24
2.2.2 Les fournisseurs	24
2.2.3 Les responsables de périmètre d'équilibre	25
2.2.4 Les Responsables de Périmètres de Certification (RPC)	26
2.2.5 Les opérateurs d'effacement	26

2.3 Les bourses de l'électricité	27
2.3.1 Le marché à terme	27
2.3.2 Le marché spot	28
2.3.3 L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH)	29
2.3.4 L'acquisition de capacités d'interconnexion	31
2.3.5 Le marché des garanties de capacité	32
2.3.6 Les certificats d'origine garantie	34
2.3.7 Les Certificats d'Economie d'Energie	35

Chapitre 3 - Aspects financiers du marché de l'électricité **36**

3.1 Le marché « J-1 »	36
3.1.1 Pourquoi s'intéresser au prix de marché « J-1 » ?	36
3.1.2 Le fonctionnement du marché spot « J-1 »	36
3.1.3 La formation du prix sur le marché spot « J-1 »	37
3.1.4 L'influence de l'introduction de produits subventionnés sur le prix du marché « J-1 »	38
3.1.5 Les prix négatifs	39
3.2 Les effets de l'injection d'électricité renouvelable intermittente subventionnée	40
3.2.1 Le surcoût payé par les consommateurs	40
3.2.2 Les pertes pour les producteurs	41
3.2.3 Conclusion	42
3.3 Les manques à gagner liés à l'ARENH	43
3.4 L'évolution des tarifs réglementés de vente	46
3.5 Les responsabilités de l'Etat actionnaire dans la gestion d'EDF	47
3.6 Conclusion	48

Chapitre 4 - Le passage de l'hiver 2016-2017 **49**

4.1 A l'occasion d'une simple vague de froid ordinaire, « On est passé à un cheveu de l'interruptibilité »	49
4.1.1 Une vague de froid ordinaire ...	49
4.1.2 « On est passé à un cheveu de l'interruptibilité » ...	53
4.2 Zoom sur la situation du 25 janvier à 19h00	54
4.3 Comment en est-on arrivé là ? La situation va-t-elle se reproduire voire empirer?	56
4.4 Analyse de la situation par la Ministre de l'Energie	59
4.5 Conclusions de l'analyse du passage de l'hiver 2016-2017	60

Chapitre 5 - Le parc de production français **61**

5.1 Tous les gigawatts installés sont-ils équivalents ?	61
5.1.1 Adaptabilité de la production à la demande	62
5.1.2 Capacité de production	66
5.1.3 Emissions de CO2	67
5.1.4 Coûts	68

5.2 La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)	70
5.2.1 Un décret curieux et juridiquement très contestable	70
5.2.2 La baisse souhaitée de la consommation d'énergie primaire	70
5.2.3 Les objectifs concernant l'évolution du parc de production	71
5.2.4 Analyse	73
5.2.5 Conclusion	75

Chapitre 6 - L'équilibre offre et demande en Europe de l'ouest **76**

6.1 Evolution de la production d'électricité en Europe	76
6.2. L'évolution de l'équilibre Offre-Demande à l'échelle européenne	81
6.2.1 Définitions	81
6.2.2 Analyse des études ENTSO-E	82
6.2.3 Les interconnexions du système électrique français avec le système européen	83

Annexe 1 Cadre officiel de définition et de suivi des objectifs d'efficacité énergétique	86
Annexe 2 Examen des facteurs d'évolution de la consommation dans le résidentiel de 2011 à 2015	88
Annexe 3 Le bilan prévisionnel 2016 de RTE (volet consommation)	90
Annexe 4 Présentation sommaire de l'étude UFE (pour l'échéance 2030)	93
Annexe 5 Scénario 2017 de négaWatt (nW 2017)	95
Annexe 6 Calcul des coûts complets de production (LCOE pour Levelised Cost of Electricity)	97
Annexe 7 Evolution du mix énergétique par pays	101
Annexe 8 Sources documentaires	121

SYNTHESE

La présente étude porte sur l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau électrique français interconnecté avec les réseaux des pays voisins sur la période 2017-2021. Conformément au cahier des charges du Comité Central d'Entreprise d'EDF-SA, elle ne s'est pas bornée à constater les risques de dégradation de la sécurité d'approvisionnement, elle a aussi porté sur l'analyse des causes, et plus particulièrement, sur l'influence de la libéralisation du marché, des politiques de développement des énergies renouvelables intermittentes et de la gestion de l'entreprise EDF-SA par l'Etat français.

Les constats

Prévisions de consommation

Concernant la consommation intérieure en énergie, contrairement au RTE qui prévoit sur la période 2016-2021, une diminution de 479 à 471TWh, essentiellement portée par l'efficacité énergétique, IED estime que l'évolution la plus probable sera une augmentation modérée (soit 490TWh en 2021). IED base son analyse sur le respect des engagements de la COP21 (en particulier, sur le transfert d'usage d'énergies fossiles à l'électricité) et sur une reprise des activités industrielles sur le territoire.

Concernant la consommation en puissance, IED estime que sa croissance devrait être plus importante que la croissance en énergie et que **la capacité de production en pointe du parc français complétée par les importations possibles ne garantit pas la sécurité d'approvisionnement de la France lors d'un hiver un peu rigoureux.**

La mise en place du marché de l'électricité

L'ouverture du marché de l'électricité en Europe s'est traduite en France par le démantèlement d'une structure d'approvisionnement publique et intégrée qui permettait de fournir une électricité très faiblement carbonée à un des prix les plus bas d'Europe. Au nom de la concurrence, censée optimiser le système et réduire les coûts, des intermédiaires ont été introduits, fournisseurs alternatifs, traders, agrégateurs et autres acteurs financiers, au détriment de ceux qui produisent, transportent et distribuent l'électricité.

Les **spécificités de l'électricité**, et plus particulièrement la nécessité d'assurer à tout instant l'équilibre entre l'offre et la demande et l'incapacité actuelle de stocker de façon industrielle et efficace un volume adéquat d'énergie, **ont conduit à édifier un système extrêmement complexe et coûteux** qui ne semble pas encore stabilisé.

Les subventions aux énergies renouvelables

De plus, en parallèle avec le démantèlement du service public intégré, la politique de subventionnement des énergies renouvelables menée par les différents gouvernements a complètement faussé le fonctionnement du marché. En particulier, les énergies intermittentes, éolien et photovoltaïque, sont introduites en bourse, sur le marché spot, à prix quasiment nul puisque financées par les consommateurs (à leur insu). Il s'agit là d'une atteinte caractérisée à la libre concurrence prônée par la Commission Européenne, mais ce subventionnement est béni par cette même Commission. Comprenez qui pourra... Les conséquences touchent essentiellement les consommateurs qui voient la ligne CSPE constamment s'alourdir sur leur facture et les producteurs d'électricité pilotable qui vendent moins et moins cher (assez souvent à un prix inférieur à leurs coûts de production).

Les politiques gouvernementales

Le gouvernement français promulgue en 2010 une loi obligeant le producteur EDF à vendre à prix réduit¹ aux fournisseurs alternatifs un quart de sa production nucléaire dans le but affiché de les favoriser, avec la bénédiction (et même l'incitation, voire le diktat) de la Commission Européenne.

D'autres attaques sont menées contre EDF-SA, entreprise privée à fonds majoritairement publics :

- L'Etat actionnaire fait porter par l'entreprise le coût de sa politique de développement des renouvelables en ne compensant pas totalement le coût des obligations d'achat qui lui ont été imposées.
- Il s'attribue des dividendes non compatibles avec la situation financière de l'entreprise.
- Il engage l'entreprise dans un pari risqué (Hinkley Point).
- Il contraint l'entreprise à venir au secours d'entreprises qui ont failli (AREVA) et/ou défailli (Photowatt).
- Il fait voter la privatisation des concessions hydrauliques.
- Il décide de détruire des actifs rentables en fermant la centrale de Fessenheim (voire d'autres réacteurs) sans justification liée à la sûreté de l'installation ou à la sécurité des personnes.

Conséquences sur la sécurité d'approvisionnement

D'un dispositif dont le but était d'assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité tout en optimisant son coût, nous sommes passés à une organisation basée sur la recherche du strict profit financier dans un contexte de chasse aux subventions. En effet, la production d'électricité n'est plus une activité financièrement rentable, sauf quand elle est lourdement subventionnée. Elle demande de lourds investissements sur de longues années (de 20 à 60 ans), alors que les prix moyens du marché de gros sont actuellement souvent inférieurs aux coûts de production. **La conséquence immédiate est la fermeture ou la mise sous cocon des installations pour lesquelles les coûts de production sont les plus élevés et donc la baisse de la puissance garantie au moment des pointes.**

Le gouvernement qui a la responsabilité de la sécurité d'approvisionnement doit de par la loi définir la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui constitue la feuille de route du système électrique pour les années à venir. La PPE définie en 2016 est basée :

- d'une part sur l'intensification du développement de l'éolien et du photovoltaïque, qui sont des énergies intermittentes non pilotables dont la contribution à l'approvisionnement en période de pointe n'est pas garantie,
- d'autre part, sur la réduction de la part du nucléaire, pilotable et décarboné, dans le mix énergétique.

Elle ne préconise pas le développement, ni même le maintien de moyens de production de pointe, pourtant indispensables pour assurer le maintien continu de l'équilibre entre l'offre et la demande. **En d'autres termes, au lieu de prendre des mesures tendant à améliorer la sécurité d'approvisionnement, la PPE augmente le risque de défaillance.**

Enfin, l'objectif visé par cette PPE est irréaliste. Il n'est pas possible de réduire de 25% la production nucléaire et, en même temps, de diminuer la dépendance vis-à-vis des pays frontaliers et de réduire les émissions de gaz à effet de serre.

¹ Prix dit ARENH (Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique).

La dégradation de la sécurité d'approvisionnement a pu être mesurée en janvier 2017. En prévision d'une vague de froid annoncée moitié moins sévère que la vague de froid décennale de février 2012, les pouvoirs publics et RTE ont sensibilisé le public à la perspective de coupures d'électricité. Une telle situation est totalement anormale, au regard des exigences élémentaires de service public, mais même au regard du critère officiel de sécurité d'approvisionnement dont IED a exposé par ailleurs les insuffisances. Si des coupures ont été évitées, c'est parce que la vague de froid a été beaucoup moins sévère que prévu et s'est transformée en vague de froid ordinaire, pour laquelle il a fallu cependant mobiliser la totalité du parc de production national et faire appel au secours par les pays frontaliers, à hauteur de la moitié de la capacité d'interconnexion.

L'apport des pays frontaliers

Les interconnexions sont un élément nécessaire à la sécurité d'approvisionnement car elles permettent d'optimiser l'utilisation des moyens de production en profitant des décalages des pointes de consommation dans les différents pays.

Néanmoins, les possibilités de secours en situation de pointe extrême sont limitées, en premier lieu, par le dimensionnement des interconnexions, mais aussi par la diminution des moyens de pointe garantis et par la fréquente similitude des conditions de vent et d'ensoleillement dans la zone concernée (France et pays interconnectés). Or l'analyse des évolutions prévues montre que, dans l'ensemble des pays concernés, la politique est au développement massif des énergies renouvelables intermittentes et à la fermeture de moyens de production de pointe, non rentables dans les conditions actuelles et souvent émetteurs de CO₂. Outre les problèmes de gestion de réseau liés à un pourcentage élevé² d'électricité non pilotable dans le mix électrique, les situations de défaillance, soit par pénurie, soit par surproduction des moyens non pilotables vont être de plus en plus fréquentes si des corrections ne sont pas rapidement apportées aux trajectoires annoncées.

² Supérieur à 40%, limite technique calculée par les spécialistes de la gestion de réseau.

Pistes et recommandations

Des changements radicaux sont absolument nécessaires à la fois dans la politique européenne et dans celle du gouvernement français avec, comme objectifs :

- garder la maîtrise du système électrique au niveau national tout en préservant une collaboration active avec les pays frontaliers,
- mettre la préoccupation de la diminution des émissions des gaz à effet de serre au centre de ces politiques,
- maîtriser les coûts pour limiter les augmentations des tarifs,
- combattre la précarité énergétique.

Concernant les énergies renouvelables intermittentes :

- La PPE doit être revue avec des objectifs plus réalistes : conformes aux engagements de la COP21 en matière d'émissions de gaz à effet de serre, économiquement soutenables et prenant en compte leur intégration dans le réseau électrique européen (dont leurs effets sur la gestion de la fréquence).
- Le montant et le mécanisme de financement de leur développement doivent être revus.
- Leur développement doit être étroitement associé et conditionné à celui de moyens capables d'assurer leur backup par de la production pilotable ou du stockage.
- La priorité d'injection doit être supprimée (cas d'éolien excédentaire).

Concernant les moyens de production pilotables :

- Aucun moyen de production pilotable ne doit être fermé sauf raison liée à la sûreté ou aux impacts sanitaires et toute fermeture éventuelle doit être compensée.
- Les moyens pour maintenir et renouveler le parc pilotable doivent être assurés.
- Le dispositif ARENH doit être supprimé.
- Les concessions hydrauliques doivent rester un outil de maintien de l'équilibre offre/demande au service du service public français et donc ne pas être livrées à des intérêts privés essentiellement préoccupés par leur rentabilité financière.

La PPE doit être revue :

- La limitation de la part du nucléaire est un non sens écologique, sanitaire et économique, car le nucléaire n'émet pas de gaz à effet de serre, ni de particules fines et a un coût raisonnable. Il n'y a aucun fondement pour cette limitation.
- Les limitations sur le fonctionnement du parc à combustible fossile français sont un non sens économique. Les contraintes sur ce parc doivent être décidées au niveau européen (taxation du carbone à un niveau adéquat et harmonisation des règles concernant le recours aux combustibles fossiles).

Concernant l'Etat actionnaire :

- Il doit gérer l'entreprise dans le souci de l'intérêt général en préservant ses possibilités de développement.

CHAPITRE 1 - CONSOMMATION

1.1 Préambule

Ce chapitre a pour objet de présenter et de commenter :

- l'évolution des consommations d'énergies primaire, finale et électrique de la France de 2001 à 2015,
- les prévisions d'évolution de ces consommations d'après :
 - le RTE (référence pour l'électricité de la mise en application de la loi L.T.E.C.V. adoptée en août 2015 et de la PPE 2015³),
 - l'UFE (Union Française de l'Electricité),
 - l'Association négaWatt (nW).
- L'évolution de la puissance appelée sur le réseau.

Préalablement sont rappelées les définitions des consommations énergétiques étudiées ainsi que les objectifs officiels d'efficacité énergétique de la France.

1.2 Définitions des consommations énergétiques étudiées

Les définitions sont extraites des bilans énergétiques édités par le Commissariat Général au Développement Durable et, pour l'électricité, des bilans édités par RTE.

1.2.1 Consommation finale énergétique

Elle désigne les livraisons de produits à des consommateurs pour des activités autres que la conversion ou la transformation de combustibles. Elle exclut aussi les énergies utilisées en tant que matière première (dans la pétrochimie ou la fabrication d'engrais par exemple), appelée consommation finale (d'énergie) non énergétique. L'unité de mesure utilisée est le Mtep.

La consommation finale énergétique est ainsi la consommation de toutes les branches de l'économie, à l'exception des quantités consommées par les producteurs et transformateurs d'énergie (exemple : consommation propre d'une raffinerie) et des quantités de produits énergétiques transformés en d'autres produits. Elle est nette des pertes de distribution (exemple : pertes en lignes électriques).

1.2.2 Consommation d'énergie primaire

Consommation finale + pertes + consommation des producteurs et des transformateurs d'énergie (branche énergie). La consommation d'énergie primaire permet de mesurer le taux d'indépendance énergétique national, alors que la consommation d'énergie finale sert à suivre la pénétration des diverses formes d'énergie dans les secteurs utilisateurs de l'économie. L'unité de mesure utilisée est le Mtep (10⁶ ou 1 million de tonnes d'équivalent pétrole).

³ LTECV : Loi relative à la Transition Energétique pour la Croissance Verte n° 2015-992 du 17 août 2015 PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2015.

1.2.3 Consommation énergétique corrigée

Consommation corrigée des effets de température. La consommation observée avant toute correction est en général appelée consommation réelle.

1.2.4 Consommation électrique brute

Consommation d'électricité constatée au périmètre France continentale, Corse comprise, et pertes réseaux incluses.

1.2.5 Consommation électrique nette

Consommation brute moins pertes.

1.2.6 Consommation électrique corrigée

L'unité de mesure utilisée pour les consommations électriques est le TWh (10^{12} Wh ou 1 milliard de kWh).

1.2.7 Températures de référence

Moyennes des chroniques de températures passées, réputées représentatives de la décennie en cours. Sur la base de données Météo France, elles sont calculées par RTE au niveau de la France entière grâce à un panel de 32 stations météorologiques réparties sur le territoire.

1.3 Objectifs officiels de la France

Les principaux objectifs d'efficacité énergétique décidés par les autorités françaises font l'objet, depuis 2008, de plans d'engagements et de rapports de mise en œuvre, en application de directives européennes, dans le cadre présenté en annexe 1. Pour 2020, les objectifs comprennent la réduction des énergies primaire et finale à 236 et 131 Mtep.

Les plans d'action de la France en matière d'efficacité énergétique dits PNAEE (Plans Nationaux d'Action en matière d'Efficacité Energétique) sont adressés à la Commission européenne. Les résultats de leur mise en œuvre font l'objet de rapports réguliers à la Commission.

Certains engagements de la France ont été repris dans la loi L.T.E.C.V et dans la PPE. Les principaux objectifs de la loi, qualifiés d'ambitieux, sont les suivants pour les échéances 2020, 2030 et 2050 :

- Pour 2020 :
 - Fiscalité carbone : 56 € la tonne de CO₂
- Pour 2030 :
 - Réduction des émissions de GES par rapport à 1990 : 40%.
 - Réduction par rapport à 2012 de 30% des énergies fossiles
 - Réduction de 20% de la consommation énergétique finale par rapport à 2012.
 - Fiscalité carbone : 100€ la tonne de CO₂.
- Pour 2050 :
 - Division par 4 des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.
 - Réduction de 50% de la consommation finale par rapport à 2012.
 - Réduction de 60% de la consommation énergétique des bâtiments tertiaires.

1.4 Evolution des consommations d'énergie (corrigées du climat) de 2001 à 2015

Le tableau ci-après, en 1.4.4, permet de mettre en évidence les points suivants :

1.4.1 Energie primaire

La baisse enregistrée en 5 ans, de 2011 à 2015, a été de 6,4 Mtep (de 259,8 à 253,4). L'objectif du PNAEE 2014 est de 236 Mtep en 2020.

1.4.2 Energie finale

La baisse enregistrée en 5 ans, de 2011 à 2015, a été de 6,4 Mtep (de 155,6 à 149,2). L'objectif du PNAEE 2014 est de 139,6 Mtep en 2016 et de 131 en 2020.

1.4.3 Énergie électrique

Consommation totale (y compris pertes des réseaux)

En constante augmentation de 2001 à 2008 (de 424 TWh à 468,9, soit + 6,4TWh et + 1,58% / an), les consommations se sont stabilisées depuis 2011 autour de 475 TWh (après une baisse en 2009 et une amorce de remontée en 2010).

Consommations sectorielles

L'examen est fait pour le résidentiel-tertiaire, pour l'industrie et le transport, les autres secteurs, énergie, agriculture et divers étant de moindre importance en volume et en potentiel d'évolution.

- Résidentiel-tertiaire
Les évolutions enregistrées depuis 2001 se caractérisent par des augmentations de 248,5 en 2001 à 302 TWh en 2010, au rythme d'une augmentation moyenne de 5 TWh/an, avec une baisse ponctuelle en 2011 à 291,7 TWh, évolutions suivies d'une stabilisation autour de 300 TWh jusqu'en 2015.
- Transports
En 15 ans, la progression de la consommation électrique reste limitée à 2,5 TWh (de 10,5 à 13 TWh) soit + 0,21 Mtep, dans une consommation finale stable autour de 50 Mtep. Elle est pratiquement la même depuis 2008 (avec des fluctuations d'une année sur l'autre).
- Industrie
La décroissance de la consommation électrique est ininterrompue depuis 2001 (hors un léger rebond en 2010 après la forte chute de 2009 liée à la crise de 2008), quoique moins forte que celle de l'énergie finale (17,5 % contre 26).

Seule la consommation électrique dans l'agroalimentaire progresse en 15 ans (+11 %). C'est le papier-carton qui recule le plus (-30 %). Au total, le recul est de 24 TWh, 7 TWh avant 2008, 12 TWh entre 2008 et 2010 et 5 TWh entre 2011 et 2015, avec toutefois un net ralentissement voire une stabilisation depuis 2013.

1.4.4 Évolution des consommations d'énergie (corrigées du climat) de 2001 à 2015

- d'énergie primaire en Mtep -source Observatoire de l'énergie,
- d'énergie finale, totale et par secteur en Mtep -source Observatoire de l'énergie,
- d'électricité brute en TWh - Source RTE,
- d'électricité nette et par secteur en TWh - source Observatoire de l'énergie.

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Énergie primaire	266,9	267,0			276,3	273,2		271,5		270,40	259,80	258,45	261,74	249,57	253,43	
Énergie finale																
Total	158,5	162,1			160,6	161,7		160,0		157,70	155,60	154,39	156,25	150,08	149,22	
Résidentiel												46,04		45,77	45,00	
Tertiaire												22,62		21,92	21,67	
Rés + Tertiaire	66,8	70,4			68,2	70,6		69,4		68,10	68,50	68,66	71,03	67,69	66,67	
Transports	50,4	50,9			50,4	50,9		50,2		50,10	50,02	49,18	48,66	48,84	49,39	
Industrie	38,3	37,7			39,1	37,4		36,2		35,30	32,80	32,13	31,93	28,80	28,40	
Agriculture	3,0	3,2			2,9	2,9		4,3		4,20	4,21	4,42	4,62	4,67	4,45	
Électricité																
Totale (avec pertes)	424,0	432,1	437,1	449,9	448,1	455,5	462,6	468,9	461,5	471,4	476,4	476,7	476,3	473,1	475,5	473,3
Totale (sans perte)	401,4	409,6			424,7	432,0		443,4		443,40	433,30	438,70	446,00	429,20	434,4	
Résidentiel												156,8	157,9	158,5	159,8	
Tertiaire												141,2	139,8	139,4	140,3	
Rés + Tertiaire	248,5	257,9			273,0	280,0		290,5		302,00	291,70	298	297,7	297,9	300,1	
Transports	10,50	10,50			11,67	11,67		12,80		12,80	12,25	12,49	12,60	12,25	13	
Industrie	140,0	137,7			136,5	136,5		133,0		121,0	121,8	118,3	116,7	115,8	115,6	
Tra+Agr+En+Div*	27,5	27,0	29,0	29,0	29,5	29,6	29,0	28,5	28,5	28,5	27,0	30,1	28,0	27,8	27,1	

*Transports + Agriculture + Energie + Divers

1.4.5 Analyse IED sur l'évolution des consommations énergétiques de 2001 à 2015-16

Énergies primaires et finales

Globalement les consommations d'énergie primaire et finale, tout en diminuant depuis 2011, après avoir été stables de 2001 à 2010, restent nettement éloignées en 2015 des objectifs officiels d'efficacité énergétique pour 2020 (respectivement 253 et 149 Mtep en 2015 pour 236 et 131 visés en 2020). En 2015 et concernant l'énergie finale visée en 2011 pour 2016 (cf. le tableau de l'annexe 1), la réduction, par rapport au tendanciel élevé de l'époque (pré-Grenelle), a été réalisée à moins de 50 % (8,5 Mtep sur 18 attendus) et le résultat serait nul si la consommation de l'industrie n'avait pas reculé de 9 Mtep au lieu de 0,4 attendu.

Électricité

Dans le même temps, la consommation d'électricité est restée sensiblement stable depuis 2011, après avoir régulièrement augmenté (de 5 TWh en moyenne par an) de 2001 à 2011. Cette stabilité globale résulte d'une augmentation de quelques TWh dans le résidentiel-tertiaire et de la poursuite de la diminution dans l'industrie, ininterrompue depuis 2001 (autour de -1,5 TWh / an en moyenne). Analyse par secteur ci-après.

Résidentiel-tertiaire

Le détail de l'analyse, en annexe 2, porte uniquement sur le résidentiel, les éléments concernant le tertiaire étant disparates et difficiles à étudier séparément. Toutefois, il peut y être observé que la consommation tertiaire 2015 correspond à la prévision du scénario « Maîtrise de l'énergie renforcée » du Bilan Prévisionnel 2014 du RTE et qu'elle est aussi supérieure aux prévisions du scénario de référence des bilans prévisionnels des années précédentes. Il est par ailleurs à noter que les surfaces du tertiaire sont appelées à progresser à un rythme voisin de celui du résidentiel (1,2 % par an) et que, contrairement au résidentiel, la part du chauffage électrique n'a pas reculé ces dernières années, ce qui pourrait conduire à une augmentation de la consommation électrique dans ce secteur. De l'examen des facteurs d'évolution de la consommation dans le résidentiel en annexe 2, il ressort que l'affaiblissement de l'augmentation de la consommation électrique dans ce secteur peut être attribué :

- à la diminution de la construction de logements neufs par rapport à la période précédente,
- à la diminution spectaculaire de la part du chauffage et de l'ECS (eau chaude sanitaire) électriques dans les constructions neuves depuis l'entrée en vigueur de la RT 2012 et même, par anticipation, depuis 2010,

et de façon moindre,

- aux économies d'énergie dans l'ancien grâce aux rénovations thermiques,
- aux effets de la crise et aux contraintes subies.

Transport

Si l'amélioration de l'efficacité énergétique et la faiblesse de la croissance expliquent la stabilité globale, le fait que la part de consommation électrique évolue peu et reste marginale met en évidence l'absence de politique de transfert d'usage visant à privilégier la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Industrie

Le recul de la consommation électrique dans l'industrie peut être attribué en premier lieu à une réduction de l'intensité énergétique mais surtout au fort recul de l'activité industrielle, notamment dans le papier-carton, la construction automobile, la sidérurgie et la chimie. Ce recul de la consommation électrique est toutefois moins accentué que celui de l'ensemble des énergies et une certaine stabilisation de la consommation électrique s'installe depuis quelques années pendant que l'énergie finale continue de reculer nettement (-1% et -11% respectivement en 2015 par rapport à 2013). L'année 2015 marque quelques reprises (automobile, chimie notamment).

1.5 Prévisions de l'évolution des consommations en énergie électrique jusqu'en 2030

IED se propose de présenter sommairement les prévisions ou scénarios de RTE (annexe 3), de l'UFE (annexe 4) et de l'Association nW (annexe 5) et d'en faire une brève analyse. Les prévisions RTE ont un caractère officiel. L'étude UFE et le scénario nW sont aussi examinés compte tenu de la place qu'ont ces travaux dans les milieux professionnels ou dans la société.

Il est à noter que nous utilisons le terme « prévision », mais que seuls les scénarios du RTE ont réellement un caractère prévisionnel, les autres scénarios présentent une vision du futur souhaitée par leurs auteurs, basée sur une politique rationnelle de diminution des émissions de gaz à effet de serre pour l'étude UFE et sur des convictions politiques pour le scénario négaWatt.

1.5.1. Bilan prévisionnel RTE 2016 de référence pour 2021

Les prévisions RTE quantifiées s'arrêtent à 2021, ce qui réduit leur portée et pose problème vis-à-vis de l'application de la loi qui impose à RTE la réalisation de prévisions à long terme tous les deux ans (les dernières ont été publiées dans le bilan prévisionnel 2014). Il est toutefois à noter que le président de RTE a indiqué à la Commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale que la consommation baisserait plus fortement de 2021 à 2030 (jusqu'à 460, voire 450 TWh) après une baisse de quelques TWh à 471 TWh (soit environ 436 TWh de consommation nette avec l'hypothèse de 8 % de pertes) de 2015 à 2021. Les prévisions RTE ne mettent pas particulièrement en avant l'objectif de diminution de 40 % des émissions de GES en 2030.

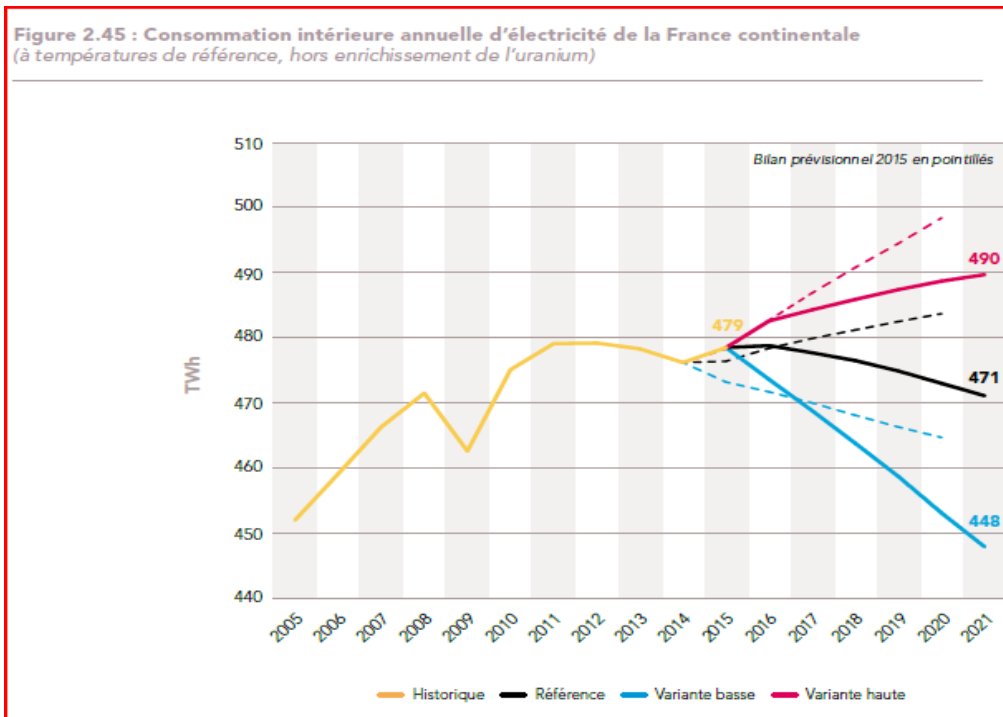


Figure 1.1 : Scénarios 2017 du RTE

Source RTE

L'annexe 3 examine de façon plus détaillée les prévisions et les arguments RTE.

1.5.2 L'étude UFE

L'UFE, qui base ses estimations sur des économies d'énergie finale et des transferts d'usage pour atteindre l'objectif de réduction de 40% des émissions de GES en 2030, estime que la consommation électrique devrait augmenter sensiblement (à 532 TWh dont 484 TWh de consommation nette) suite aux transferts d'usage jugés nécessaires pour diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

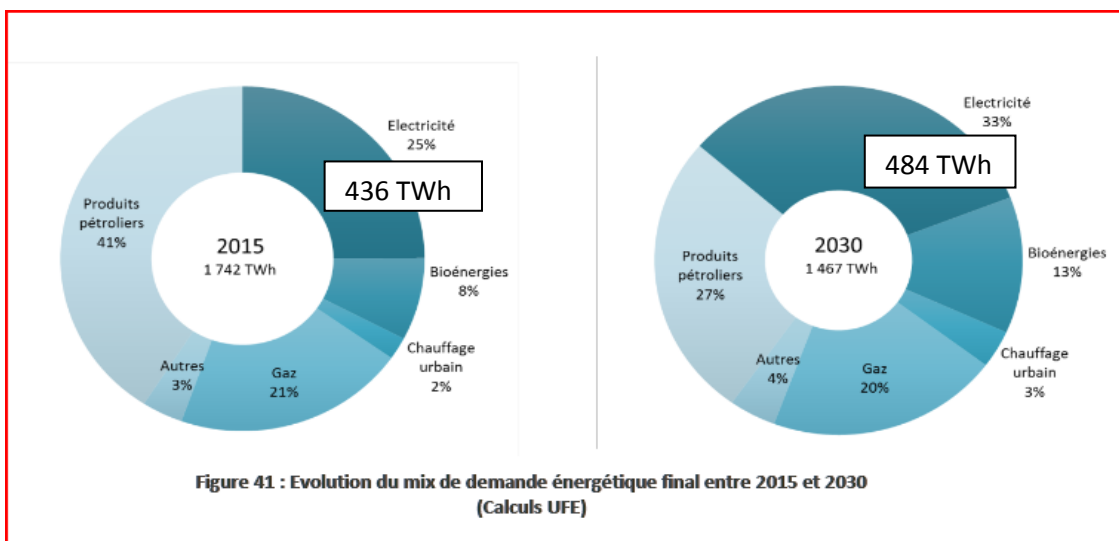


Figure 1.2 : Evolution du mix énergétique suivant l'étude UFE

Source UFE

L'annexe 4 examine de façon plus détaillée cette étude.

1.5.3 Le scénario nW

Le scénario nW est basé sur le triptyque « sobriété + efficacité économique + énergies renouvelables » avec le slogan « Rendre possible ce qui est souhaitable ». Il se caractérise par une réduction drastique des consommations énergétiques et par l'arrêt complet de la production nucléaire en 2035.

Pour la production, il s'appuie essentiellement sur un très fort développement des ENR, sur des ressources telles que le biogaz et sur une technologie nouvelle, la méthanation (élaboration de méthane de synthèse).

Pour la consommation, il repose sur des changements sociétaux peu probables aux échéances considérées. Pour 2030, les courbes nW du scénario 2011 (cf. p 21 du dossier de présentation de ce scénario) donnent approximativement 320 à 330 TWh de consommation électrique nette en 2030 (330 TWh est retenu dans le graphique ci-après faute d'indication dans le scénario 2017).

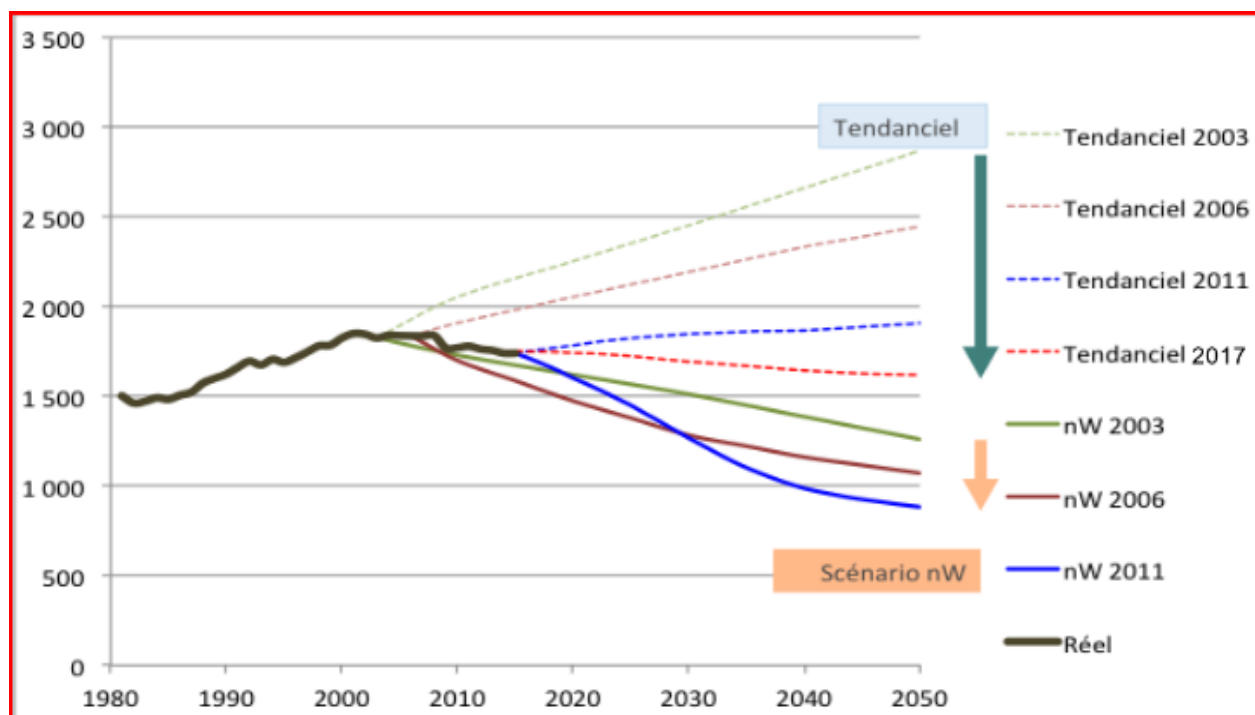


Figure 1.3 : Scénarios négaWatt version 2017

Source négaWatt

L'annexe 5 examine de façon plus détaillée ce scénario.

1.5.4 Tableau récapitulatif des prévisions RTE, UFE et nW

(avec rappel, pour mémoire, du réalisé en 2001, de 2010 à 2015 et en 2016 pour l'électricité, seul bilan 2016 disponible)

Consommations	2001	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2020	2021	2030
Energie primaire en Mtep	266,9	270,4	259,8	258,4	261,7	249,6	253,3		PNAE : 236		
Energie finale en Mtep	158,5	157,7	155,6	154,4	156,2	150,1	149,2	AMS : 139,6	PNAE : 131		UFE : 126
Electricité avec pertes en TWh	424,0	471,4	476	476,7	476,3	473,1	475,5	473,3	RTE : 473,0	RTE : 471 (réf) 490 (haute)	UFE 532
										448 (basse)	
Electricité sans pertes en TWh	401,4	443,4	433,3	438,7	446,0	429,2	434,4		RTE : 437,7		UFE : 484 nW : 330

1.5.5 Positions d'IED

1.5.5.1 Sur l'évolution de la consommation électrique

Les consommations d'électricité dans le futur seront principalement conditionnées par les évolutions des besoins dans le résidentiel-tertiaire, les transports et l'industrie, par le prix de vente de l'électricité⁴ et par les transferts d'usage dont l'électricité peu carbonée produite en France pourrait bénéficier dans le contexte de renforcement de l'efficacité énergétique et de volonté de réduction des émissions de GES.

L'examen des évolutions des consommations jusqu'en 2015 montre un retard important dans les baisses des consommations projetées dans les plans d'action (cf. ci-avant en 1.4.5). Cet examen met aussi en évidence que, ces dernières années, l'évolution de la consommation électrique diffère de celle de l'énergie finale : elle diminue moins que cette dernière dans l'industrie et, dans le résidentiel-tertiaire, elle augmente un peu, malgré les effets de la RT 2012 dans le résidentiel, quand la consommation d'énergie finale diminue très légèrement.

Les éléments ci-après tendent à justifier une prévision d'augmentation de la consommation d'électricité.

Concernant le résidentiel, l'étude en annexe 2 met en évidence l'impact limité des dispositifs d'économie d'énergie mis en œuvre jusqu'à maintenant. Leur amplification qui rencontre beaucoup d'obstacles, réduirait le bilan d'énergie finale, mais l'augmentation, tout aussi nécessaire, des constructions neuves et la taxation carbone introduite par la loi L.T.E.C.V. devraient conduire à la remontée de la part du chauffage électrique, et par conséquent, à l'augmentation de la consommation électrique dans ce secteur y compris dans les rénovations thermiques.

⁴ Si les politiques actuelles concernant la production d'électricité tant au niveau européen qu'au niveau français perduraient, elles conduiraient à :

- une augmentation significative du prix de l'électricité et en conséquence une augmentation de la précarité énergétique pour les particuliers et une diminution des activités économiques pour lesquelles le prix bas de l'électricité en France est attractif,
- des restrictions de consommation (baisses de tension, effacements et délestages) dues au manque de moyens de production de pointe.

Concernant les transports, des transferts d'usage devraient intervenir massivement (vers les transports collectifs et les véhicules électriques).

Concernant l'industrie, des relances nécessaires d'activité pour lutter contre le chômage et le déficit de la balance commerciale, et de nouveaux développements seraient aussi sources de nouveaux besoins d'électricité susceptibles d'interrompre le recul continu de consommation depuis 2001 et d'impulser une inflexion durable à la hausse.

1.5.5.2 Sur les scénarios

Les prévisions du RTE correspondent à des calculs basés sur la connaissance de la consommation actuelle et sur des hypothèses d'évolution de différents paramètres socioéconomiques. Les trois scénarios présentés conduisent à des consommations **allant de 490 TWh à 448 TWh en 2021**.

Concernant le développement des véhicules électrique le RTE en prévoit pour 2021 jusqu'à 800 000.

L'absence de prévisions 2030 ne contribue pas à faciliter la lisibilité des considérations retenues dans lesquelles la volonté d'atteindre la réduction des gaz à effet de serre de 40 % en 2030 paraît absente ou tout au moins n'est pas affirmée clairement.

L'IED considère que la diminution des consommations prévues dans le scénario de référence du RTE et plus encore dans le scénario bas correspondrait à une crise économique qui ne peut pas être exclue.

Une mise en œuvre optimisée de la transition énergétique implique un changement radical de politique sur lequel il est difficile de se prononcer en période pré-électorale et qui, de toute façon, mettrait au moins deux années à se mettre en place.

Les estimations de l'UFE correspondent à une mise en œuvre déterminée et rationnelle de la transition énergétique, optimisée par rapport aux coûts et à l'objectif de diminution des émissions de gaz à effet de serre.

En consommation nette, elles correspondent, sur la période 2015-2030, à une augmentation de 479 TWh à 532 TWh en 2030, soit **entre 490 et 494 TWh en 2021** (croissance non linéaire).

L'hypothèse retenue pour le développement des véhicules électriques est de 1 million en 2021 et de 6 millions en 2030. IED considère que, même si tous les éléments de l'étude UFE ne sont pas disponibles et que sa position sur l'industrie est timide (stabilisation de la consommation), les hypothèses et les démarches présentées convergent avec ses propres calculs et analyses. Cette étude se démarque des estimations du RTE en ce qu'elle met au centre des démarches le respect des objectifs de réduction de gaz à effet de serre. Elle montre que la réduction de la consommation globale et les objectifs climatiques passent par l'augmentation de l'usage de l'électricité dès lors qu'elle est largement décarbonée comme c'est actuellement le cas en France (l'étude UFE a pris pour hypothèse le maintien de la structure actuelle de la production électrique avec les caractéristiques CO₂ définies par l'ADEME pour chaque composante de production).

Le scénario nW continue de tabler sur des chutes brutales de consommation, y compris d'électricité, qu'aucun constat depuis le Grenelle de l'Environnement ne peut étayer (d'autant plus qu'il apparaît que les réductions des consommations d'énergies primaire et finale ces dernières années ne proviennent que des chutes dans l'industrie), contrairement à l'affirmation dans la présentation du scénario 2017 selon laquelle « la courbe de consommation rejoint de fait celle tracée par nW dès 2003 », ce que contredit le graphique nW (cf 1.5.3). L'exposé nW feint d'ignorer la réalité qu'un de ses porte-paroles, Olivier Sidler, a pourtant reconnue dans une parution d'octobre 2016. Il y constatait que les multiples incitations à économiser n'avaient que très peu d'effets. Il appelait à généraliser les réglementations, nécessairement contraignantes, « seule voie dont l'efficacité a été prouvée ». Le scénario 2017, dans son point-clé 11, va paradoxalement dans le même

sens, à l'encontre de l'affirmation première. Il y est regretté « le rythme d'application insuffisant » des mesures décidées, ce qui ne l'empêche pas d'accroître le rythme des économies futures par rapport aux précédents scénarios.

D'autre part, la place déterminante donnée à la technologie de la méthanation, qui n'en est qu'au stade de pilotes expérimentaux, n'est pas crédible.

Par ailleurs, IED rappelle que dans son expertise sur « les conséquences d'une sortie éventuelle du nucléaire » de septembre 2012, l'étude du scénario nW 2011 (repris par nW pour l'essentiel de son contenu en 2017 en l'accentuant) a montré qu'il ne pouvait assurer la satisfaction des besoins à tout moment, même dans l'hypothèse où ces besoins sont fortement réduits. IED a aussi montré que ce scénario ne peut être équilibré à la pointe compte tenu de la faiblesse du facteur de pointe auquel il conduit, entre 1,2 et 1,3 pour un besoin estimé à 1,6.

En conclusion IED considère que **le scénario nW n'est pas recevable et que le slogan « Rendre possible ce qui est souhaitable » a tout d'une chimère.**

1.5.5.3 Conclusion sur l'évolution de la consommation en énergie

IED estime que l'évolution souhaitable sinon la plus probable est une augmentation modérée de la consommation (scénario haut du RTE) à 490 TWh en 2021.

1.6 Analyse en puissance appelée sur le réseau

Dans le cadre actuel, il apparaît que, **pour la sécurité d'approvisionnement, il est primordial d'étudier les pointes de puissance appelée, car ce sont elles qui dimensionnent le parc de production et le réseau.** Or, à part dans le bilan prévisionnel du RTE, ce sujet est rarement abordé. Il n'est même pas du tout pris en compte dans la législation qui vise uniquement à diminuer la consommation totale, sans chercher à optimiser sa répartition.

Dans son analyse, le RTE met l'accent sur la thermosensibilité de la consommation électrique française. On ne peut nier qu'en hiver, la consommation électrique est plus importante qu'en été, celles de gaz, de charbon et de fioul également et les réseaux d'approvisionnement de ces énergies sont aussi dimensionnés par cette contrainte. Le chauffage électrique est présenté par le RTE de façon extrêmement négative car il génère entre décembre et février une consommation « en ruban » d'une hauteur moyenne de 20 GW. Or, quand, dans un pays (comme l'Allemagne), l'électricité est produite majoritairement à base de combustibles fossiles extrêmement émetteurs de gaz à effet de serre, il n'y a aucun intérêt à utiliser l'électricité pour le chauffage. Mais, ce n'est pas le cas en France où l'électricité est très décarbonée. **L'importance du chauffage électrique est un atout pour la France dans son combat contre les gaz à effet de serre.** Malheureusement, il est profondément regrettable que cet atout ne soit pas valorisé à sa juste valeur par une taxe carbone fixée au niveau européen à un niveau à la hauteur de l'enjeu pour la planète. On ne peut se réjouir de la relative stabilisation du chauffage électrique, quand cela se fait à l'avantage de combustibles émetteurs de CO₂ et de bois-énergie émetteur de particules.

La dernière réglementation thermique, dite RT2012, impose pour les cinq usages liés au bâti (chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage et auxiliaires tels que les pompes et les ventilateurs) des seuils à respecter en nombre de kWh par m² et par an. Ces seuils sont exprimés en énergie primaire en prenant comme coefficient de conversion entre kWh électrique et kWh d'énergie primaire un facteur 2,58⁵ (gaz, fioul et charbon bénéficiant quant à eux d'un coefficient de conversion de 1).

Cette réglementation est tout à fait contradictoire avec les objectifs de la transition énergétique sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Le chauffage est, avec le transport, un gisement fondamental pour cette réduction. IED considère donc que la politique gouvernementale devrait se rationaliser et cibler une diminution des gaz à effet de serre.

Cette évolution pourrait se faire sans augmenter considérablement la puissance appelée en pointe : la technologie du chauffage électrique à accumulation existe depuis longtemps, il suffirait d'asservir la mise en chauffe aux creux de consommation et aux pics de production intermittente.

La réglementation RT2012 défavorise aussi la production électrique d'eau chaude sanitaire par accumulation au profit du gaz et de chauffe-eaux électriques thermodynamiques ou instantanés qui contribuent à augmenter la consommation en pointe.

Le RTE met bien en évidence l'importance de l'impact en puissance de la charge des véhicules électriques. Si les véhicules sont rechargés de façon naturelle, c'est-à-dire le soir au retour à la maison, l'impact sur la pointe du soir sera très important (supérieur à 1GW pour un parc d'un million de véhicules électriques ou hybrides rechargeables). A contrario, une politique tarifaire adéquate pourrait permettre le lissage de la courbe de consommation et l'utilisation du surplus de la production intermittente.

Sur les autres usages contribuant à la pointe du soir, le RTE met en avant les progrès de l'efficacité énergétique. Mais, d'après les éléments fournis par le RTE pour la période 2013 à 2015, si l'éclairage consomme effectivement moins, la consommation des équipements ménagers et audiovisuels a augmenté. Cela peut s'expliquer par l'intensification des usages, mais aussi par la pénétration très lente des équipements les plus performants qui sont à un prix trop élevé par rapport au gain annoncé.

De plus, la politique tarifaire actuelle n'incite pas les consommateurs à reporter leurs consommations vers les heures creuses. Le tarif heures pleines/heures creuses d'août 2016 a fait baisser le prix du kWh « heures pleines » de 0,1636€ à 0,1560€ et augmenter celui du kWh « heures creuses » de 0,115€ à 0,127€.

Le RTE fournit trois scénarios de prévision de « la pointe à une chance sur dix », c'est-à-dire de la puissance maximale appelée au cours d'une vague de froid décennale (voir figure suivante). Pour mémoire, la puissance atteinte au cours de la vague de froid de 2012 a été de 102,1 GW qui correspond à une vague de froid décennale. Celle atteinte lors de l'hiver 2016-2017, hiver tout à fait « normal », a été de 93,8 GW (pointe du matin du 20 janvier).

Il faut noter que ces prévisions sont effectuées avec l'hypothèse d'une puissance disponible non limitée, c'est-à-dire sans tenir compte des effacements sollicités et de potentiels délestages et baisses de tension non souhaités.

⁵ Ce coefficient est calculé comme une moyenne des coefficients appliqués dans les différents pays européens, sans tenir compte de l'origine de leur production électrique.

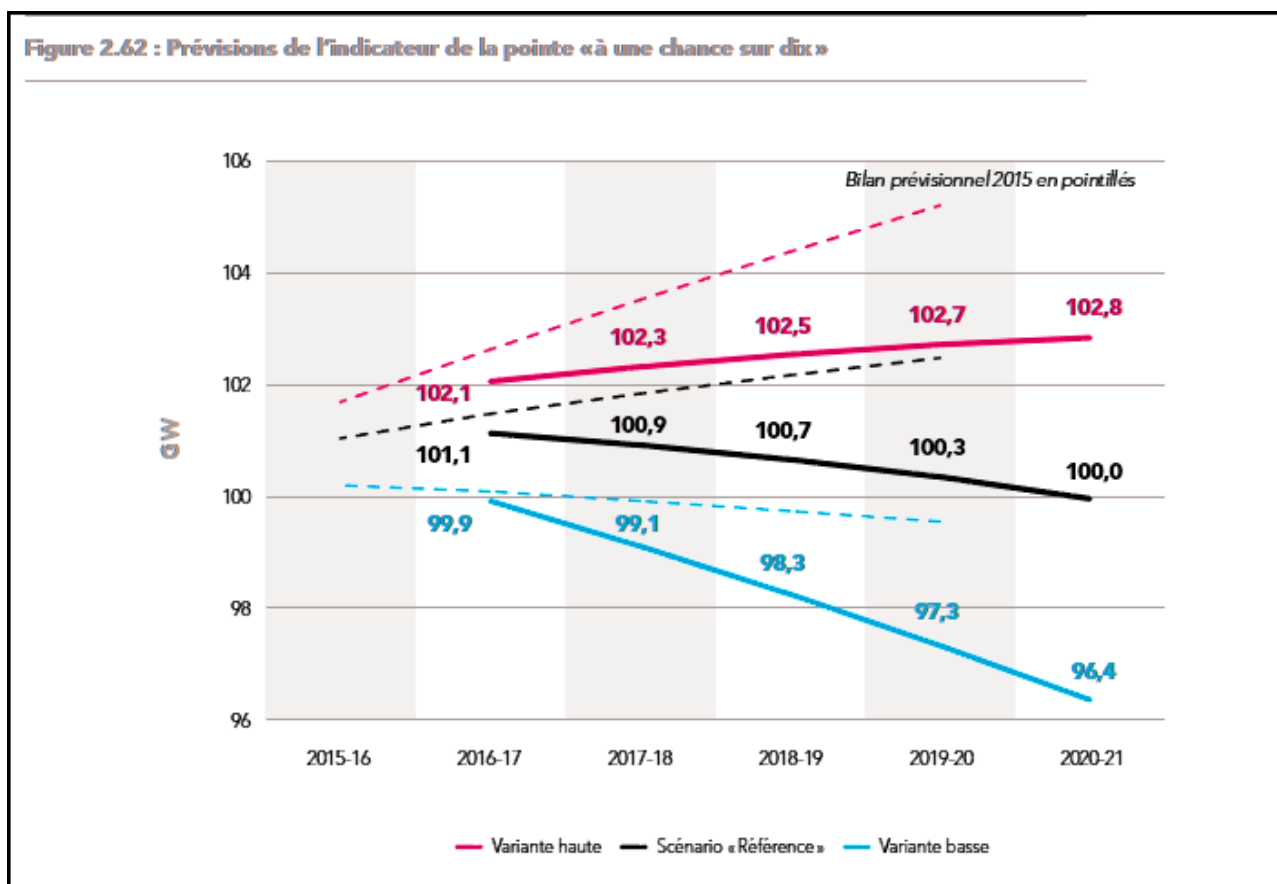


Figure 1.4 : Prévisions RTE de la pointe « à une chance sur dix »

Source : RTE

Conclusion sur l'évolution de la puissance en pointe

IED considère qu'une baisse de la puissance appelée en pointe est très peu probable dans la période 2016-2021, sauf crise économique majeure. **Au contraire, cette puissance appelée devrait croître compte-tenu de l'évolution de la consommation qui se dessine aujourd'hui (plus d'usages aux heures de pointe). Or, ce point est fondamental pour la sécurité d'approvisionnement et le dimensionnement du parc de production.**

Une augmentation légèrement supérieure à la croissance de la consommation en énergie paraît probable (taux moyen annuel autour de 0,25%). Néanmoins, cette prévision dépend beaucoup des politiques gouvernementales qui seront mises en œuvre lors du prochain quinquennat.

CHAPITRE 2 - LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

Ce chapitre présente une description du marché de l'électricité, de ses acteurs et de ses procédures. Il est avant tout une introduction à la deuxième partie qui décrit plus précisément son fonctionnement dans le cadre des politiques actuelles et les conséquences pour la sécurité d'approvisionnement.

2.1 Avant et après l'ouverture du marché

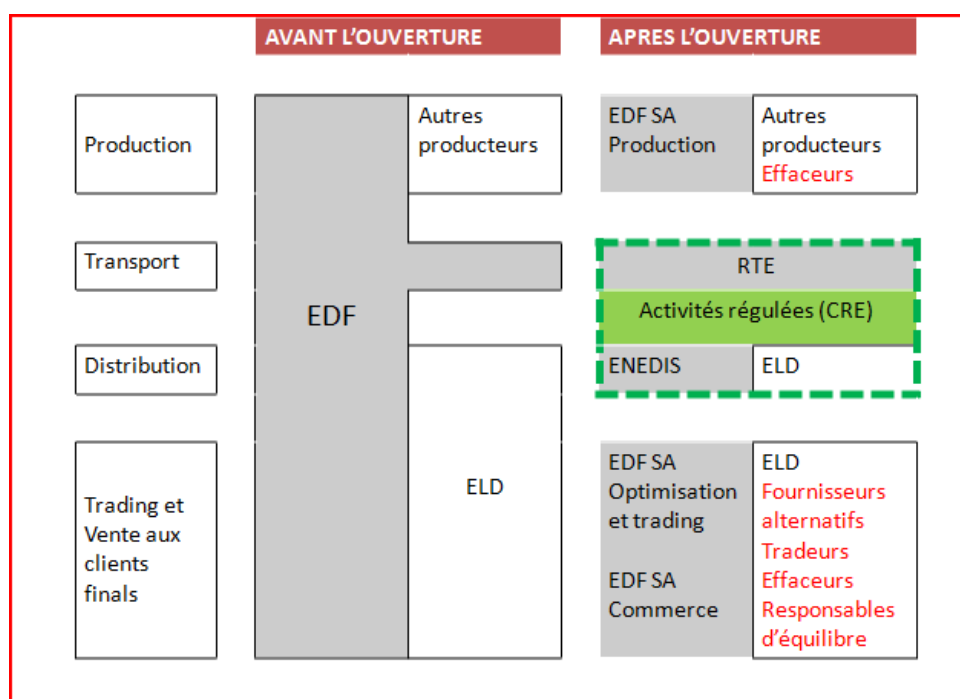


Figure 2.1 L'ouverture du marché

Avant l'ouverture du marché, le secteur de l'électricité était totalement régulé par l'Etat, ce qui économiquement se traduisait par le fait que les différents tarifs de vente étaient fixés par l'Etat en fonction des différents coûts.

EDF, entreprise intégrant tous les types d'activité, avait une importance prépondérante dans le secteur et elle y jouait un rôle centralisateur par son monopole du transport, mais elle n'avait ni le monopole de production, ni celui de la distribution. Des producteurs indépendants comme la Compagnie Nationale du Rhône et les Charbonnages de France coexistaient avec EDF. La distribution était, et est d'ailleurs toujours, réalisée sous forme de délégation de service public (régie ou concession) que ce soit par EDF ou par des opérateurs locaux dits ELD (Entreprises Locales de Distribution).

Un des avantages du système qui avait été mis en place en 1946 était de permettre une optimisation technico-économique de l'ensemble du fonctionnement, de l'achat du combustible à la facturation de l'abonné, et surtout du fonctionnement et du dimensionnement du parc de production. Cette optimisation était même renforcée par le rapprochement d'EDF et de GDF qui avait permis de mutualiser un certain nombre de services.

La Commission Européenne affichait l'objectif d'ouvrir le marché à la concurrence pour, selon elle, conduire à la baisse des prix pour les consommateurs. L'ouverture à la concurrence s'est faite essentiellement en déstructurant l'entreprise intégrée qu'était EDF :

- en coupant les liens entre EDF et GDF,
- en isolant les activités de réseau (transport et distribution)
- en séparant l'activité de distribution proprement dite (amener l'énergie du réseau de transport jusqu'au compteur de l'abonné) de la partie « vente au client final ».

Des coûts importants, mais pour quels gains ?

La séparation entre EDF et GDF a entraîné la disparition de la plupart des services communs (services juridiques, commerciaux, informatiques, ...) et avec eux la perte de tous les gains liés à la synergie entre les entreprises ainsi qu'une diminution des services offerts à leur clientèle (comme la fermeture d'un grand nombre d'agences clientèle).

Cette séparation a aussi imposé la séparation des fichiers clientèles des entreprises et donc la réalisation de nouvelles bases de données.

L'arrivée de fournisseurs alternatifs a imposé une complète modification des procédures commerciales (relève des compteurs, facturation) et la création d'un système complexe d'applications informatiques, au bénéfice des cabinets de consultants, sans parler des coûts de formation du personnel.

Il est difficile de chiffrer précisément les coûts engendrés par ces transformations, mais ils sont de l'ordre de plusieurs milliards d'euros.

Le but de toutes ces coûteuses transformations était de permettre l'apparition d'un nouveau type d'acteur, dit « fournisseur alternatif », c'est-à-dire un commercialisateur autre qu'EDF et les ELD, dits « opérateurs historiques ». Mais quelle valeur ajoutée apporte pour la collectivité ce nouvel acteur ? Une baisse du prix de l'électricité ? De meilleurs services à la clientèle ?

Les consommateurs français résidentiels ne semblent pas convaincus puisque fin septembre 2016, 9 ans après que le marché leur ait été ouvert, seulement 13,2 % d'entre eux (source CRE) avaient choisi un fournisseur alternatif. La situation est différente pour les clients non résidentiels puisque si seulement 17,0% d'entre eux avaient, à la même date, quitté leur fournisseur historique, ces 17,0% représentent 36,4% de la consommation non résidentielle (ce qui s'explique par le fait que parmi ces sites, figurent les sites électro-intensifs). Cette différence a été provoquée par la possibilité pour ces clients de bénéficier de l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique en se déclarant fournisseur alternatif (voir paragraphe 2-3-4), ce qui leur a permis de payer l'électricité à un prix largement inférieur à son coût de production.

2.2 Les nouveaux acteurs du marché

2.2.1 Le régulateur du marché : La Commission de Régulation de l'Énergie

Une nouvelle entité, la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) a été créée dès 2000 pour « veiller au bon fonctionnement du marché du gaz et de l'électricité et arbitrer les différends entre les utilisateurs et les divers exploitants ». Cette entité a le statut d'autorité administrative indépendante et est financée par le budget de l'Etat.

Des organisations équivalentes existent dans tous les pays de l'Union Européenne. Elles sont coordonnées par l'ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). L'ACER est un organisme officiel faisant partie intégrante de l'administration européenne et chargé de l'intégration des différents marchés européens.

Les différents régulateurs participent également à l'activité du CEER (Council of European Energy Regulators) qui fonctionne sous un statut associatif (donc sans responsabilité dans l'élaboration des textes législatifs). Le CEER se considère comme le porte-parole des régulateurs.

Les régulateurs ont donc pour but de faire respecter les règlements de l'Union Européenne dans leurs pays respectifs. L'U. E. les souhaiterait totalement indépendants de leurs gouvernements et déplore que ce ne soit pas le cas dans tous les pays. En France, la CRE voit son pouvoir accru. Ainsi, depuis le 8 décembre 2015, elle a acquis le pouvoir décisionnel sur les tarifs réglementés alors qu'auparavant, elle ne pouvait que faire des propositions au gouvernement qui prenait la décision. Ce pouvoir devrait s'accroître dans les années à venir puisque la Commission Européenne a publié en novembre 2016 de nouvelles directives donnant la prépondérance à l'Europe par rapport aux gouvernements nationaux.

Il est important de souligner que la sécurité d'approvisionnement ne figurant pas dans les objectifs de l'Union Européenne, les régulateurs n'ont aucune responsabilité en cette matière. C'est le gouvernement français qui en porte la totale responsabilité, mais qui a très peu de pouvoir, puisque l'organisation du marché est soumise à la réglementation européenne.

2.2.2 Les fournisseurs

Le fournisseur est l'acteur chargé de la commercialisation de l'énergie auprès des clients finals.

Avant l'ouverture du marché, les activités de distribution et de fourniture n'étaient pas distinguées et elles étaient assurées par EDF et les ELD. Avec la séparation imposée entre les deux activités, le nombre de fournisseurs s'est multiplié. C'était d'ailleurs une des finalités de l'ouverture du marché, si ce n'est la finalité principale : faire apparaître de nouveaux acteurs concurrents d'EDF sur la fonction « fournisseur ».

Pour alimenter ses clients, un fournisseur doit :

- d'abord se procurer de l'énergie. Pour cela, il peut :
 - utiliser sa propre production s'il est aussi producteur,
 - passer un contrat de gré à gré avec un producteur ou par l'intermédiaire d'une plate-forme d'intermédiation,
 - passer par l'**Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH)**,
 - acheter dans une des bourses européennes,
- éventuellement réserver **des capacités d'interconnexion**, s'il veut passer des contrats à terme au-delà des frontières françaises,

- se procurer (à partir du 1er janvier 2017) **les garanties de capacité de production ou d'effacement** correspondant à son périmètre de clientèle,
- éventuellement, se procurer **des certificats d'origine** s'il veut vendre de l'électricité certifiée « verte » à ses clients,
- réaliser des actions d'efficacité énergétique chez des consommateurs ou échanger des **certificats d'économie d'énergie**.

Le fournisseur facture ses clients en utilisant les données de relève de compteur qui lui sont adressées par RTE, ENEDIS ou l'entreprise locale de distribution du secteur.

2.2.3 Les responsables de périmètre d'équilibre

Les fournisseurs doivent injecter à tout instant sur le réseau une quantité d'énergie égale à la quantité soutirée par leur clientèle.

Pour s'en assurer, ou plutôt pour s'assurer, chaque fournisseur doit se définir un responsable d'équilibre, ce qui ne signifie pas que cet acteur doit assurer l'équilibre énergétique. **La notion de « responsable d'équilibre » correspond à un mécanisme financier de compensation.**

Chaque responsable d'équilibre déclare un « périmètre contractuel » (= un ensemble de clients d'un ou de plusieurs fournisseurs). A l'intérieur de chacun de ces périmètres, l'énergie injectée doit être égale à l'énergie soutirée pour chaque pas de 30 mn.

Le responsable d'équilibre doit s'acquitter d'un « règlement », à la hausse ou à la baisse, dont le prix varie en temps réel, des écarts éventuels (« règlement des écarts »).

Le prix des écarts est directement lié au prix des offres d'ajustements sollicitées par RTE sur le mécanisme d'ajustement pour maintenir l'équilibre du système électrique français et au prix du marché spot de la bourse d'électricité EPEX.

Lorsque les consommations ne sont pas relevées par pas de 30 mn, elles sont estimées annuellement **sur la base de profils prédéterminés. Les opérations (et donc les règlements financiers) sont faits dans un délai de l'ordre de deux ans.**

Quatre-vingt responsables d'équilibre sont déclarés, dont :

- des producteurs comme Electrabel, Alpiq, CNR, ENGIE,...
- des ELD comme UEM, GEG, Electricité de Strasbourg, ...
- des distributeurs comme ENEDIS,...
- des traders comme EDF Trading, ENBW Trading, ENEL Trade, Gazprom Trading,...
- des groupes industriels comme Air Liquide, Arcelor Mittal, Arkema, , Dalkia, SNCF,...
- des banques comme Barclays, BNP Paribas, Citigroup, Crédit Agricole, Deutsche Bank, Société générale,...
- des fournisseurs comme Lampiris, EDF, Direct Energie...

2.2.4 Les Responsables de Périmètres de Certification (RPC)

Ces nouveaux acteurs ne sont cités ici que pour mémoire, car ils interviennent dans le dispositif de garantie de capacité qui sera décrit au paragraphe 2-3-6. Leur rôle sera explicité dans ce paragraphe.

2.2.5 Les opérateurs d'effacement

Il existe trois types d'effacement :

- **L'effacement par incitation tarifaire**

Historiquement, EDF proposait des effacements « tarifaires » qui incitaient les abonnés à réduire leur consommation en leur proposant des modulations de tarif suivant les heures (Effacement jours de pointe (EJP), TEMPO, heures pleines/heures creuses). Les tarifs EJP et Tempo ne sont plus proposés à la vente. De plus, les tarifs jaunes (pour des puissances allant de 36 à 250 kVA) qui distinguaient heures pleines et heures creuses ont été supprimés fin 2015, ce qui a provoqué une baisse importante de la puissance d'effacement : après avoir représenté jusqu'à 6 GW en 1997, la puissance effaçable par incitation tarifaire n'est plus évaluée par le RTE qu'à 800 MW pour l'hiver 2016-2017.

- **Les effacements industriels contractualisés**

Le RTE lance périodiquement des appels d'offre pour conclure des contrats d'effacement avec des sites industriels. En octobre 2016, 21 sites, représentant une puissance de 1500 MW, ont été retenus. En cas de difficulté pour l'équilibre du réseau, leur alimentation pourra être interrompue rapidement par le RTE moyennant un dédommagement financier.

- **Les effacements dits NEBEF (Notification d'Echange de Blocs d'Effacement)**

Il existe un autre type d'effacement, l'effacement NEBEF, assez controversé, mais qui a reçu soutiens et subventions de nombreux politiques qui considèrent l'effacement comme une avancée majeure de la transition énergétique. L'idée est de revendre sur le marché les kwh effacés (donc non produits !) et de payer une compensation aux fournisseurs des sites effacés.

Un type particulier d'effacement NEBEF est l'effacement diffus. L'idée est de regrouper des sites résidentiels qui utilisent du chauffage électrique et de jouer sur leur foisonnement, en interrompant leur chauffage sur de courtes périodes. L'idée a été vendue aux résidents concernés comme une économie d'électricité (en omettant l'effet rebond qui l'annulait). Aucune indemnité n'est prévue pour les résidents.

Le 19/1/2017, entre 9h et 9h 30 (pointe à 93,3 GW), le volume d'effacement NEBEF programmé était de 19,8MW, soit une contribution de 0,02 %.

Le RTE annonce dans le bilan 2016 un montant de 6 GWh d'effacement NEBEF de janvier à novembre 2016 inclus, mais il faut noter que ces effacements se produisent quand le prix du marché est supérieur à la compensation à payer au fournisseur concerné, ce qui n'a été le cas aux heures de pointe qu'à partir de fin septembre, quand les prix du marché sont remontés.

On s'est bien éloigné de la conception initiale d'un effacement au profit de l'intérêt commun (diminuer les pointes de la consommation électrique pour réduire les coûts du système électrique). Et la menace n'est pas totalement éloignée. De nouvelles règles sont toujours à l'étude au RTE et à la CRE, règles qui n'aboutissent pas en ce moment, faute de consensus.

Il faut noter que les effaceurs peuvent faire certifier leur capacité d'effacement et participer au marché des garanties de capacité (voir 2-6). La capacité d'effacement certifiée en 2017 est de 1748 MW.

2.3 Les bourses de l'électricité

Le fournisseur qui veut s'approvisionner peut le faire :

- sans passer en bourse, mais par l'intermédiaire d'un tradeur (qui peut faire partie d'une entreprise productrice, ainsi la Division EDF-DOATT est le tradeur d'EDF),
- en bourse sur le **marché à terme** ou sur le **marché spot** (généralement aussi par l'intermédiaire d'un tradeur).

Le tableau suivant donne la répartition des volumes échangés par plate-forme et par échéance :

	2014	2015
Bourse « J-1 » et infra-journalière	7,8%	8,8%
Bourse à terme	3,8%	7,9%
Tradeurs « J-1 »	3,6%	3,7%
Tradeurs à terme	84,8%	79,6%

Source : CRE

Nota : Le total des volumes échangés est beaucoup plus important que celui des volumes produits car les blocs d'énergie peuvent être échangés plusieurs fois avant leur éventuelle livraison physique. Les seules ventes qui se traduisent à coup sûr par des livraisons physiques d'énergie sont celles effectuées en « J-1 » ou en infra journalier.

2.3.1 Le marché à terme

Le marché à terme français est géré par une seule bourse, l'European Energy Exchange (EEX), dont le siège est à Leipzig, en Allemagne. Cette bourse a regroupé la plupart des marchés à terme d'Europe occidentale.

Les produits échangés sont de la base (24 h/jour) ou du « peak » (heures pleines de 9h à 20h) pour des durées d'une semaine, d'un mois, d'un trimestre et d'une année.

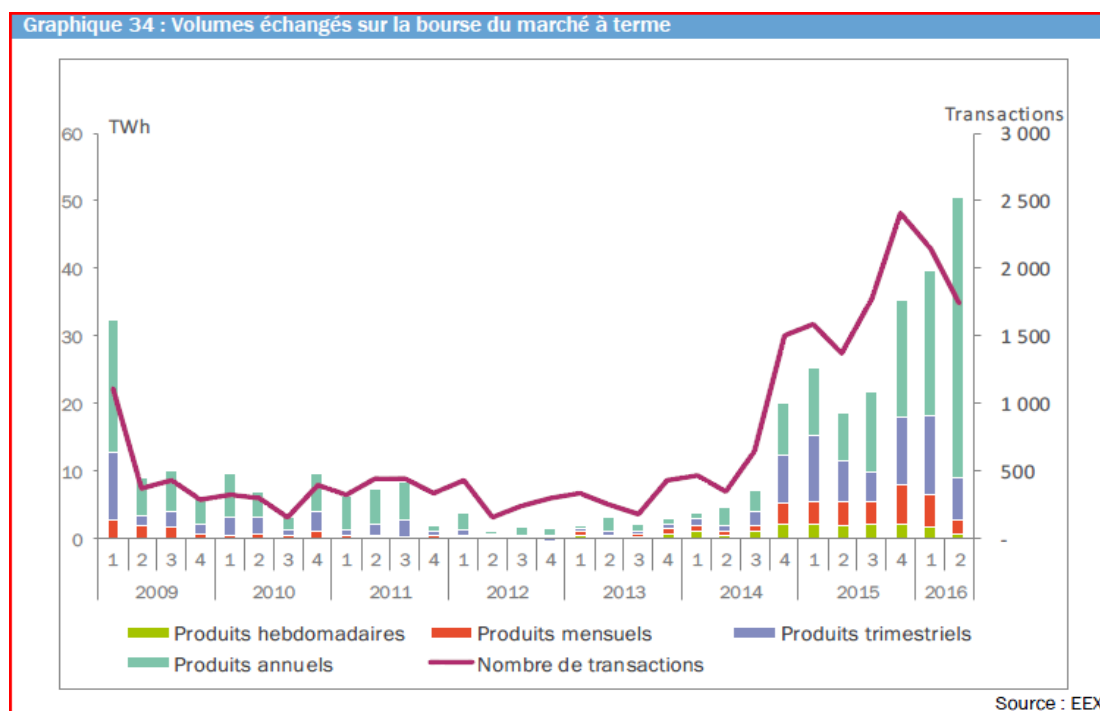


Figure 2.2 Volumes échangés sur le marché à terme

Source : CRE

2.3.2 Le marché spot

Le marché spot français est géré par EPEX Spot, une filiale du groupe EEX.

Deux marchés spots coexistent :

- le marché J-1 ou « day-ahead » (un jour avant),
- le marché intrajournalier ou « intraday ».

Le marché français J-1 est « couplé » avec les marchés allemands, belges, espagnols et italiens, ce qui signifie en pratique que les offres d'achat et de vente traitées par la bourse proviennent de ces différents pays, avec des limitations liées aux capacités d'interconnexion. Théoriquement, s'il n'y avait pas de limitation pour le transport, le prix spot devrait être le même dans tous ces pays. En pratique, en 2015, ce ne fut vrai, par exemple, entre la France et l'Allemagne que pour 26,5 % du temps.

Les produits échangés sont des blocs horaires d'au minimum 0,1 MW

Le marché « J-1 » fonctionne 365 jours par an. Le recueil des ordres de vente ou d'achat commence 45 jours en avance et se termine à 12h le jour d'avant la livraison.

Les ordres de vente et d'achat sont appariés par la bourse et un prix unique par heure est fixé. Toutes les transactions se font au même prix. La procédure de formation des prix sera présentée au chapitre 3.

Le marché intrajournalier est un marché continu 24h sur 24h, 7 jours sur 7, qui commence à 15h le jour précédant celui de la livraison. Les ordres sont à cours limité ou à exécution immédiate au cours du marché.

En 2016, 110,73 TWh ont été vendus sur la bourse « J-1 » et 4,11 TWh sur le marché intrajournalier (à comparer avec la consommation brute de 483 TWh en 2016).

Une centaine d'acteurs participent aux deux marchés spot français (environ 200 aux marchés austro-allemands et environ 70 aux marchés suisses). Ce sont des producteurs (de France comme CNR, ENGIE, UNIPER,... mais aussi d'autres pays comme RWE, Vattenfall, ENDESA, ENBW, ENEL,...), des clients industriels électro-intensifs (Solvay, BP, Total, Shell, Statoil,...), des traders (dont EDF Trading et d'autres entreprises dédiées au trading, mais aussi des financiers comme BNP Paribas, Société Générale,...), des gestionnaires de réseau (RTE et ENEDIS), des fournisseurs (Direct Energie, Lampiris,...) ou des effaceurs.

Nota : cette description correspond à l'état du marché fin 2016. Depuis sa création, le marché a subi de nombreuses évolutions et ce n'est pas fini.... Ainsi, courant 2017, un deuxième opérateur de marché, Nordpool, pourra intervenir en France et la mise en place d'enchères de 30 mn est prévue pour le marché intrajournalier.

2.3.3 L'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH)

Le dispositif ARENH a été créé en 2011 par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité). Il a été créé pour satisfaire la Commission Européenne qui s'impatientait devant la mauvaise volonté que mettaient les consommateurs français à quitter EDF. Le dispositif permet à tous les fournisseurs alternatifs alimentant des consommateurs finals (résidant sur le territoire métropolitain continental) ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes d'avoir accès à l'électricité nucléaire historique à un prix inférieur à celui du marché de gros. Le dispositif s'applique jusqu'en 2025.

A sa création, en 2011, ce dispositif coexiste avec celui des VPP (Virtual Power Plants) imposé à EDF en 2001 par la Commission Européenne, suite à sa prise de participation dans EnBW. EDF mettait en vente sous forme d'enchères une partie de sa production (5400 MW en 2001) afin de faciliter l'accès de ses concurrents, fournisseurs alternatifs, à sa production.

La justification politique qui est donnée pour justifier l'ARENH est de considérer qu'EDF est favorisée par rapport à ses concurrents en ayant accès aux moyens de production nucléaire qui ont été payés par ses abonnés avant l'ouverture du marché et qu'il faut donc rétablir une « juste concurrence ».

La liste des acteurs ayant un accord cadre n'étant plus actuellement disponible sur le site de la CRE, la liste fournie en page suivante date de 2015. En principe, l'énergie achetée dans le cadre de l'ARENH est destinée à des consommateurs finals français, mais on remarque que les fournisseurs qui en profitent ne sont pas tous hexagonaux.

Le volume d'énergie accordé à chaque fournisseur est déterminé en fonction de la consommation prévisionnelle sur son périmètre durant les heures de faible consommation d'électricité sur le territoire métropolitain continental et selon des modalités définies par décret. Le volume total maximal est de 100TWh, soit environ un quart de la production nucléaire. La durée des accords-cadres est d'un an.

Le prix de l'ARENH comprend la garantie de capacité, ce qui représente aussi un manque à gagner pour EDF (voir 3.3).

Liste des accords-cadres signés avec Electricité de France

Conformément à l'article L. 336-5 du code de l'énergie, la CRE publie sur son site la liste des fournisseurs ayant signé un accord-cadre avec Electricité de France :

- ALPIQ Solutions France SAS
- ALTERNA
- Axpo AG
- COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE
- Energie Développement Services du Briançonnais
- Enel France
- Energem
- Energis
- Enovos Luxembourg SA
- ES ENERGIES STRASBOURG
- E.ON Energie
- Gazprom Marketing & Trading Limited
- Gedia Energies & Services
- GEG Source d'Energies
- HUNELEC
- Hydronext
- IBERDROLA GENERACIÓN S.A.U.
- LUCIA
- PLANETE OUI
- PROXELIA SAS
- REGIE INTERCOMMUNALE D'ELECTRICITE ET DE TELESERVICES DE NIEDERBRONN-REICHSHOFFEN
- Régie Municipale d'Electricité La Bresse
- Régie du Syndicat Electrique Intercommunal du Pays Chartrain
- SAS ENALP
- SAS RSEIPC 1
- Sélia
- Séolis
- SICOGEF
- SNCF Energie
- Société Nationale d'Electricité et de Thermique
- Solvay Energy Services
- Total Gas & Power Limited
- UEM
- USINE ELECTRIQUE MUNICIPALE (UEM) DE NEUF-BRISACH
- Usines Municipales d'Erstein
- VATTENFALL EUROPE SALES GmbH
- VIALIS
- VITOL SA

2.3.4 L'acquisition de capacités d'interconnexion

Pour pouvoir commercer de l'électricité d'un pays à un autre, il est parfois nécessaire de disposer d'une « capacité d'interconnexion », c'est-à-dire d'un droit à utiliser les lignes transfrontalières du réseau électrique pour importer ou exporter une certaine puissance pendant une période donnée.

Plusieurs cas se présentent :

- Si la transaction concerne un produit à terme (en bourse, en gré à gré ou par l'intermédiaire d'un tradeur), il est nécessaire, quelle que soit la frontière considérée, de participer à des enchères dites enchères explicites, annuelles ou mensuelles. Des volumes définis de capacité sont proposés et les offres les plus élevées sont retenues.
- Si la transaction concerne les liaisons avec la Grande Bretagne ou la Suisse, que ce soit à terme ou sur le marché spot, elle doit être accompagnée d'une participation à des enchères explicites.
- Si la transaction se fait sur le marché spot (journalier ou intrajournalier) avec un autre pays frontalier, la capacité d'interconnexion est gérée par la bourse (les marchés sont dits « couplés »). On parle alors d'enchères implicites. Dans les faits, les acheteurs et les vendeurs ne savent pas d'où provient et où va physiquement l'énergie qu'ils achètent ou vendent, la bourse détermine le prix en fonction des offres/demandes en énergie et des capacités d'interconnexion disponibles.

La répartition des capacités mises en vente aux différentes échéances résulte d'une procédure complexe. Par exemple, le tableau suivant montre les capacités allouées pour les transactions entre la France, l'Allemagne et la Belgique et réciproquement.

<i>En MW</i>	F -> Belgique	Belgique-> F	F-> Allemagne	Allemagne->F
Capacités proposées aux enchères explicites				
Pour l'année 2017	1450	200	1000	600
Pour Janvier 2017	313	600	350	410
Pour Février 2017	313	275	350	300
Capacités nettes (Calcul RTE)				
Janvier 2017	3150	1300	3000	2850
Février 2017	2600	750	3000	1500

Les capacités de transfert nettes (dites « NTC ») sont les capacités, exprimées en MW, utilisables pour importer/exporter de l'énergie entre deux pays limitrophes A et B. Les NTC entre A et B sont calculées par les gestionnaires de réseau de A et B, elles tiennent compte de la capacité physique des lignes A et B, mais aussi des contraintes éventuelles sur les réseaux intérieurs de A et B.

De plus, les capacités réellement mises à disposition sur les frontières allemandes et belges sont optimisées chaque jour dans le sens du flux dominant (suivant la différence de prix).

Cette politique de répartition des capacités d'interconnexion favorise beaucoup le marché spot par rapport à des contrats d'import-export à long terme.

2.3.5 Le marché des garanties de capacité

Le 7 décembre 2010, la loi NOME a initié la mise en place de l'ARENH, mais elle a également prévu celle des garanties de capacité comme compensation pour les producteurs (et effaceurs) dits « les exploitants de capacité ».

Pour cela, les fournisseurs doivent acquérir chaque année un certain volume de « garanties de capacité » en lien avec la consommation de leurs clients sur la période de pointe. Ils peuvent le faire dans le cadre d'un nouveau marché dit « marché de capacité » décrit dans le schéma ci-après.

Les exploitants de capacité doivent eux faire certifier leurs capacités auprès du RTE, selon la contribution prévisionnelle de leurs installations à la réduction du risque de défaillance lors des pointes de consommation.

Cela a permis la création d'un nouvel acteur : le responsable de périmètre de certification, personne morale financièrement responsable des écarts en garanties de son périmètre et donc redevable des pénalités éventuelles (environ deux ans plus tard).

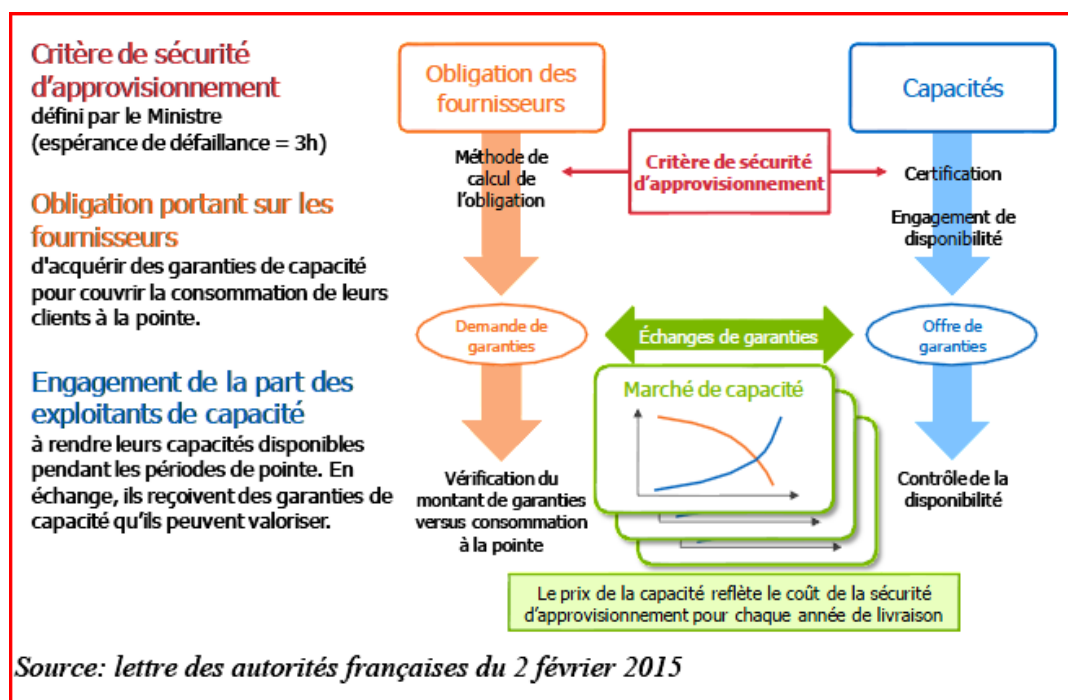


Figure 2.3 Schéma de fonctionnement du mécanisme de capacité

Ce dispositif appelle quelques remarques :

- Alors que la mise à disposition de l'ARENH a commencé le 1^{er} juillet 2011, ce dispositif de soutien aux producteurs ne démarre qu'au 1^{er} janvier 2017.
- Ce dispositif a été créé en compensation de l'ARENH, mais les heureux bénéficiaires de l'ARENH en sont dispensés pour le volume d'ARENH qui leur a été attribué. En effet, l'ARENH est fournie avec la garantie de capacité incluse.
- Dans le schéma précédent il est dit que « le prix de la capacité reflète le coût de la sécurité d'approvisionnement pour chaque année de livraison ». Sachant qu'au 1^{er} janvier 2017, le prix de la capacité était de 10 000€/MW, cette affirmation nous laisse perplexe... D'autant plus qu'à notre connaissance, le critère de défaillance n'a pas été revu depuis 2002.

Le dispositif a été contesté par la Commission Européenne qui a ouvert une procédure en février 2016 sous prétexte que la mesure constituait une aide d'Etat (bien que le financement de l'Etat n'intervienne pas dans le dispositif). Finalement, la Commission a conclu que « *la République française a illégalement mis à exécution un marché de capacité en France, en violation de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE⁶. Cependant, tenant compte des différents remèdes proposés par la France et décrits ci-dessus, la mesure est conforme aux LDAEE.⁷* » .

Que reproche la Commission Européenne au dispositif ? En autres :

- que le mécanisme confère un avantage sélectif aux exploitants de capacité :
« *Pour rappel, la Commission estime que l'avantage est sélectif, puisque le mécanisme prévoit une aide aux exploitants de capacité, et non à d'autres secteurs de l'économie.* »,
- que « l'avantage en termes de rémunération capacitaire, accordé aux opérateurs de capacité français, a le potentiel d'affecter les échanges entre les États membres et de fausser la concurrence. »,
- qu'EDF pourrait facilement manipuler les prix de la capacité en sa faveur.

En conséquence de quoi, la France a promis de mettre en place des remèdes (dont le subventionnement des capacités transfrontalières)...

Cet épisode montre à quel point la France a perdu toute indépendance par rapport à la Commission Européenne et que le gouvernement français, responsable de la sécurité d'approvisionnement, a peu de moyens d'actions (sauf pour subventionner les énergies renouvelables au titre de la protection de l'environnement).

Une première enchère a pu être organisée fin 2016 pour un début le 1^{er} janvier 2017. 226358 y ont été vendues pour un prix de 10 000 €/MW. D'autres enchères sont prévues au cours de l'année.

⁶ Traité sur le Fonctionnement de l'Union Européenne

⁷ Lignes Directrices concernant les Aides d'État à la protection de l'Environnement et à l'Energie pour la période 2014-2020

Le schéma suivant indique la répartition des capacités certifiées entre les différentes filières pour 2017.

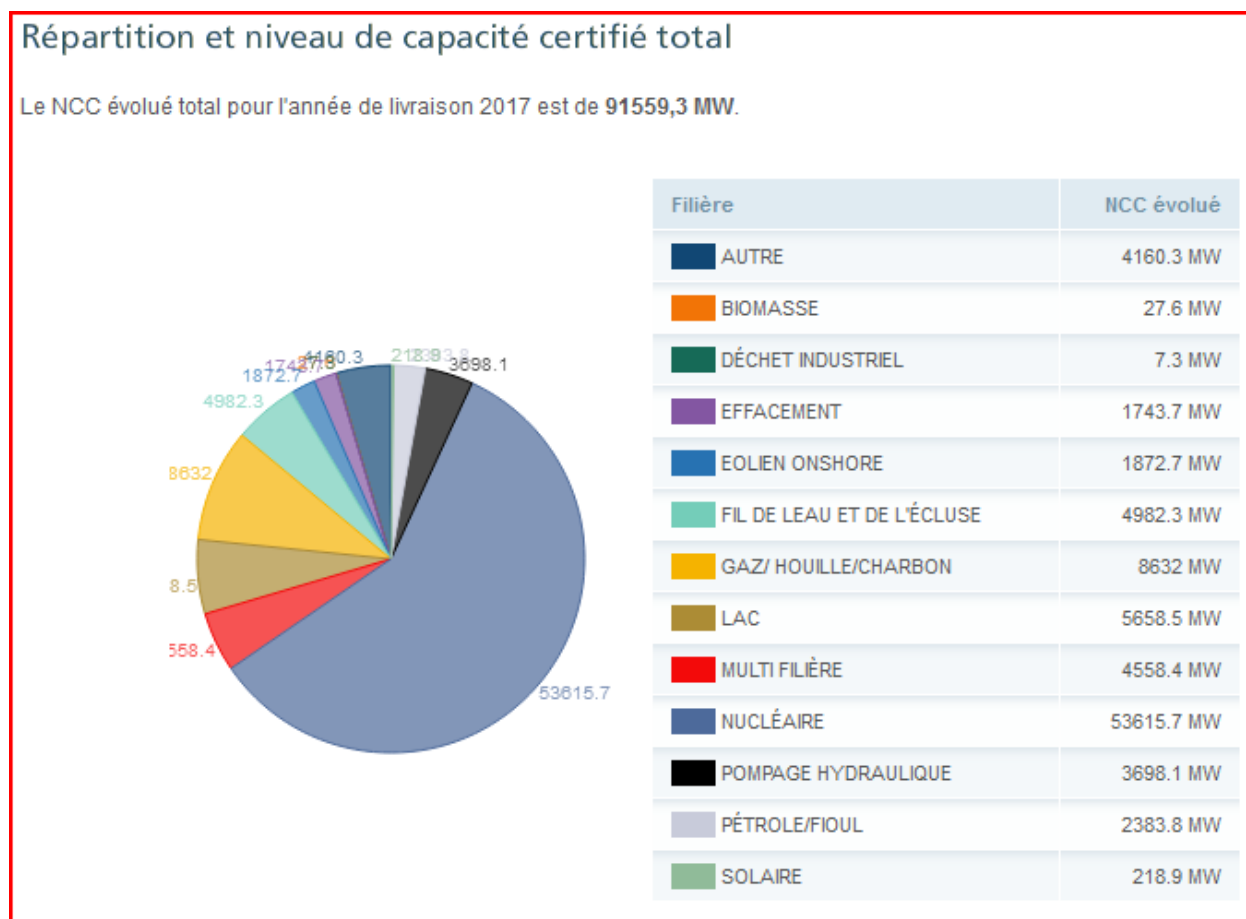


Figure 2.4 Répartition et niveau de capacité certifié total pour 2017

Source CRE

2.3.6 Les certificats d'origine garantie

Certains fournisseurs proposent des offres dites « vertes ». Cela ne signifie pas que les électrons livrés proviendront d'une source renouvelable, ni qu'au moment de leur consommation leur fournisseur a fait injecter sur le réseau la même quantité d'énergie renouvelable. **Cela signifie simplement que le fournisseur s'est procuré des certificats d'origine garantie.**

La bourse Powernext gère un registre national des « émetteurs » (producteurs « verts » ou « acheteurs obligés ») et des fournisseurs. Les producteurs émettent des certificats en fonction de la production des installations qu'ils ont fait certifier. Ces certificats sont transférés aux fournisseurs au sein de la plate-forme électronique mise en place par Powernext. Les prix varient suivant le type de source renouvelable et le volume de production. Ces prix ne sont pas publiés.

EDF est l'acteur majeur de ce marché en tant que producteur et acheteur obligé d'énergie renouvelable.

2.3.7 Les Certificats d'Economie d'Énergie

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) a été créé en 2005 avec l'objectif de « maîtriser la demande énergétique ». Ce dispositif impose aux fournisseurs d'énergie (« les obligés ») de justifier de la réalisation d'opérations d'économie d'énergie qu'ils auraient incitées auprès des consommateurs d'énergie : ménages, collectivités territoriales ou professionnels. La justification prend la forme d'un CEE (Certificat d'Economie d'Énergie).

Ces CEE sont attribués par les services du ministère chargé de l'énergie, aux obligés mais aussi à d'autres personnes morales non obligées réalisant des opérations d'économies d'énergie. Ces actions peuvent être menées dans tous les secteurs d'activité (résidentiel, tertiaire, industriel, agricole, transport, etc.), sur le patrimoine des éligibles ou auprès de tiers qu'ils ont incités à réaliser des économies d'énergie. Les obligés ont également la possibilité d'acheter des CEE à d'autres acteurs ayant mené des actions d'économies d'énergie, en particulier les éligibles non obligés.

Le prix du certificat se situe en novembre 2016 autour de 1,7 €/MWhc (c pour cumulé sur la durée de vie de l'équipement et actualisé à 4 %) pour les CEE classiques, et de 4,7 €/MWhc pour les CEE ciblant les familles en situation de précarité.

Ce mécanisme a depuis longtemps fait l'objet de nombreuses critiques tant par rapport à son coût qui est répercuté sur les factures, que sur sa réelle efficacité de laquelle, à notre connaissance, il n'y a pas eu de bilan contradictoire.

CHAPITRE 3 - ASPECTS FINANCIERS DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

L'objectif de ce chapitre est de :

- montrer comment la sécurité d'approvisionnement de la France est impactée par les dysfonctionnements de l'organisation de marché mise en place et les politiques actuelles,
- mettre en évidence les préjudices subis par les consommateurs français.

3.1 Le marché « J-1 »

3.1.1 Pourquoi s'intéresser au prix de marché « J-1 » ?

Le marché « J-1 » représente moins d'un quart du volume d'électricité consommé en France (voir paragraphe 2-3), néanmoins il est, de loin, l'indicateur le plus utilisé pour caractériser l'évolution des prix de l'électricité, ce qui s'explique par plusieurs raisons :

- Même si prix à terme et prix spot ne coïncident pas, le prix spot influence les tendances d'évolution des prix sur les marchés à terme,
- Le prix spot est utilisé dans le calcul du coût de l'approvisionnement en énergie des tarifs réglementés de vente où il est considéré que l'approvisionnement se fait pour partie au prix de l'ARENH avec un complément au prix du marché spot,
- De plus, il est le seul prix qui donne obligatoirement lieu à une livraison physique d'énergie. Les blocs horaires vendus à terme sont souvent revendus plusieurs fois avant d'être livrés et parfois, ils ne sont même pas produits (en cas de surabondance d'éolien en Europe, par exemple).

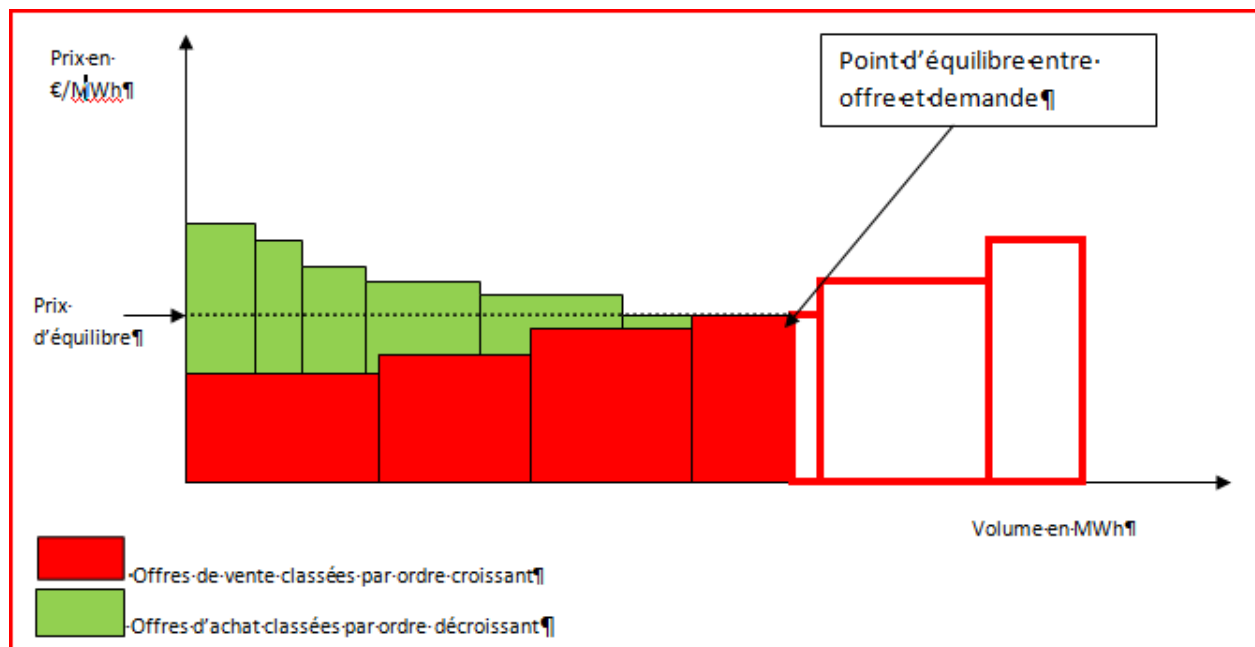
Sauf mention contraire, **le prix spot sera pris comme base de toutes les études de ce chapitre.**

3.1.2 Le fonctionnement du marché spot « J-1 »

La bourse EPEX Spot collecte les ordres pour acheter ou vendre de l'électricité dans des zones de livraison données. Le marché français étant couplé avec les marchés d'Allemagne et du Benelux, les ordres collectés concernent les cinq pays.

Le rôle de la bourse est d'apparier ces ordres. Les transactions produites sont des accords obligeant les parties à acheter ou vendre une quantité d'électricité déterminée pour une zone de livraison donnée au prix du marché. Ce prix ne peut jamais être supérieur au prix d'achat fixé par l'acheteur ni inférieur au prix de vente proposé par le vendeur. Les transactions sont immédiatement transmises à la contrepartie centrale l'« European Commodity Clearing » (ECC), qui devient la contrepartie du vendeur ou de l'acheteur, lesquels ne se connaissent pas. ECC reprend les obligations de l'acheteur vis-à-vis du vendeur (règlement de l'électricité) et celles du vendeur vis-à-vis de l'acheteur (livraison de l'électricité). Elle nomme les échanges d'énergie au Gestionnaire de Réseau de Transport responsable de la zone de livraison, réclame le montant de la transaction à l'acheteur et le remet au vendeur.

3.1.3 La formation du prix sur le marché spot « J-1 »



Pour chaque heure du jour J considéré :

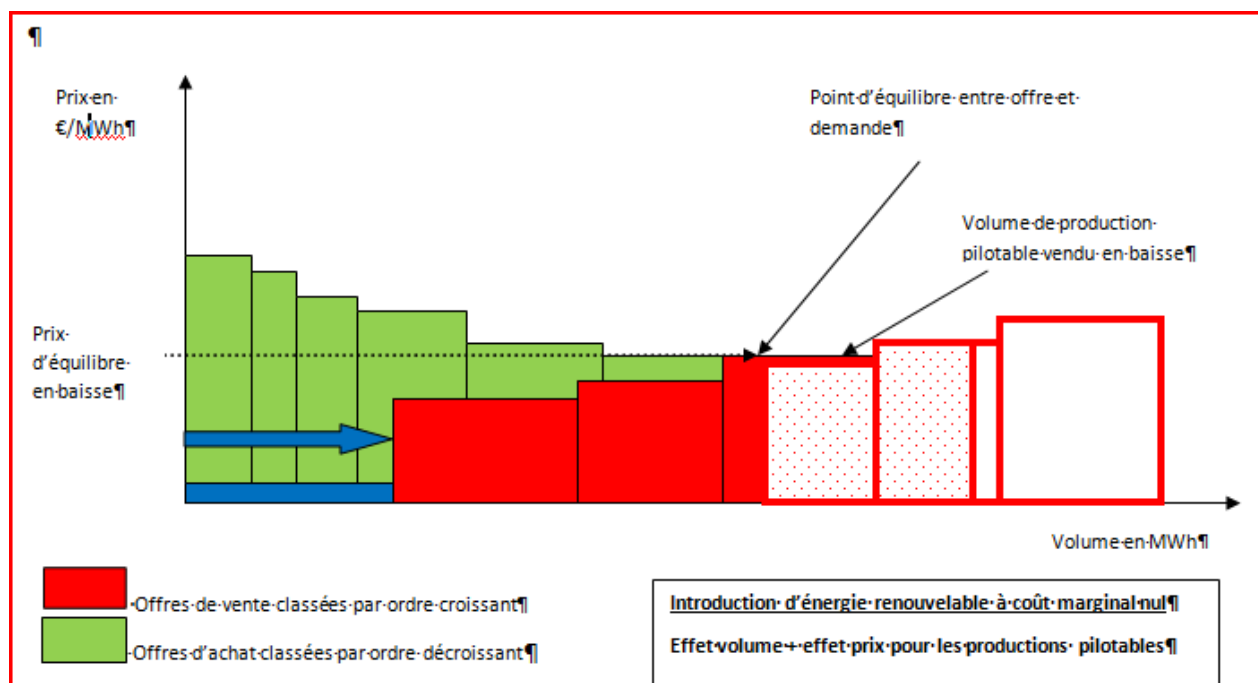
- Les offres de vente sont classées par ordre de prix croissant et celles d'achat par ordre de prix décroissant
- Les offres proviennent de tous les pays dont le marché est couplé avec le marché français (Allemagne, Bénélux, Italie, Espagne) dans la limite des capacités d'interconnexion disponibles.
- Le prix d'équilibre est atteint lorsque le prix de vente correspond au prix d'achat (ce qui, graphiquement, correspond à l'intersection de la courbe des prix d'achat et de celle des prix de vente).
- Toutes les offres de vente d'un prix inférieur ou égal au prix d'équilibre et toutes les offres d'achat d'un prix supérieur ou égal au prix d'équilibre sont réalisées au prix d'équilibre. Les autres ne se font pas.

Les transactions résiduelles peuvent se faire le lendemain sur le marché intrajournalier.

Rémunération des capacités d'interconnexion

Dans le cas d'une transaction entre deux marchés couplés, le prix payé au vendeur est le prix correspondant au marché du pays où se fait l'injection et celui payé par l'acheteur est celui du pays de soutirage. La différence de prix est partagée par les gestionnaires de réseaux des pays concernés. Ce revenu est appelé « revenu (ou rente) de congestion ». La Commission Européenne incite les gestionnaires de réseau à développer les capacités d'interconnexion pour fluidifier le marché, **mais se pose la question de la rentabilité de ces investissements et du financement de la maintenance de ces lignes** dont la construction conduirait à une diminution, voire disparition du revenu de congestion. Leurs coûts seraient probablement portés par le TURPE, mais les consommateurs français seront-ils gagnants ?

3.1.4 L'influence de l'introduction de produits subventionnés sur le prix du marché « J-1 »



Pour favoriser le développement des énergies renouvelables, EDF et les ELD (Entreprises Locales de Distribution) sont, par la loi, obligés de les racheter à un prix très avantageux pour leurs producteurs (si ceux-ci en font la demande, mais très peu s'en abstiennent). Cette dépense étant ensuite compensée par les consommateurs dans le cadre de la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité), cette énergie arrive sur le marché à un coût marginal très bas et se place donc en amont de toutes les autres offres de vente classées par prix croissant.

Deux effets conjugués se produisent alors :

- une baisse du prix d'équilibre, c'est-à-dire du prix du marché,
- une diminution du volume des ventes des producteurs non subventionnés.

Ces deux effets pénalisent fortement ces producteurs non subventionnés. De nombreuses centrales thermiques ont été fermées ou vont l'être prochainement dans différents pays d'Europe Occidentale, parce que devenues non rentables. Or, ces centrales sont absolument nécessaires dans les périodes de pointe de consommation alors que la production éolienne est aléatoire. **Ce subventionnement des énergies renouvelables met gravement en péril la sécurité d'approvisionnement en période de forte consommation.**

3.1.5 Les prix négatifs

Les prix deviennent négatifs lorsque la production des éoliennes (que de par la loi, on ne peut pas arrêter, ni même moduler) devient trop importante par rapport à la consommation. Dans cette circonstance, la bourse autorise des offres à prix négatif (c'est-à-dire que ce sont les producteurs non subventionnés qui payent le consommateur pour qu'il consomme !).

Cela devrait conduire les producteurs à arrêter de produire mais, rationnellement, ils comparent les coûts engendrés par l'arrêt et le redémarrage de leurs centrales avec le coût de revente de leur énergie à des prix négatifs. Et, souvent, il revient moins cher de garder une centrale ouverte que de la fermer et de la redémarrer quelques heures plus tard.

Les prix négatifs sont rares en France, mais n'ont rien d'inhabituel en Allemagne et en Espagne qui ont développé l'éolien.

La Commission Européenne, les gouvernements et les régulateurs d'Europe Occidentale, les organisateurs des différents marchés ne reconnaissent pas le préjudice que subissent les producteurs non subventionnés et finalement, les consommateurs.

La communication que fait la bourse EPEX Spot sur les prix négatifs en est un bon exemple :

Les prix négatifs vus de la Bourse EPEX SPOT

Les prix négatifs ne sont-ils pas fatals aux producteurs ?

Non. Les prix négatifs sont un signal, un indicateur pour les membres de marché. Si les producteurs décident de maintenir leur production, c'est qu'ils ont calculé que c'est le mieux et le plus rentable compte tenu des coûts de fermeture et de réouverture de leurs centrales. De plus, les prix négatifs incitent les producteurs à développer des moyens de production plus flexibles capables de réagir plus efficacement aux fluctuations de la production d'énergie, afin d'augmenter la sécurité d'approvisionnement et d'éviter la survenue de prix négatifs.

Les prix négatifs sont-ils un avantage pour les consommateurs finaux ?

Les prix des marchés de gros sont le miroir des fondamentaux de marché et de l'évolution de l'offre et de la demande. Les bourses de l'électricité telles qu'EPEX SPOT fournissent un signal de prix transparent et sûr aux acteurs des marchés de gros. Pour savoir si les prix de gros négatifs influencent les prix pour le consommateur final, vous pouvez contacter les fournisseurs d'électricité.

Y'a-t-il un moyen de réduire ou d'empêcher qu'il ait des prix négatifs ?

La liquidité, basée sur une offre et une demande élargies, est la clé pour réduire la survenue de prix négatifs. C'est là qu'entrent en jeu les solutions de négociation transfrontalière. Sur le marché Day-Ahead, le couplage de marché offre une solution : utiliser de manière optimale les capacités transfrontalières entre deux marchés ou plus. Grâce au couplage de marché en Nord Ouest Europe (NWE - North-Western Europe), entre la France, l'Allemagne, le Benelux, la Grande-Bretagne et les pays nordiques et baltes, les prix négatifs ont été, soit absorbés, soit évités. Par exemple, en cas de prix bas ou négatifs en Allemagne, la France, la Suède, le Danemark et le Benelux importeront de l'électricité jusqu'à ce que la capacité transfrontalière soit complètement utilisée ou que les prix convergent.

Source : Epexspot

3.2 Les effets de l'injection d'électricité renouvelable intermittente subventionnée

3.2.1 Le surcoût payé par les consommateurs

Ce surcoût est facile à identifier car il correspond à la différence entre le tarif de l'obligation d'achat et le prix du marché spot, c'est-à-dire à la compensation qui est due à EDF et aux ELD à ce titre et qui est incluse dans la CSPE.

Le cumul des compensations uniquement pour l'obligation d'achat du photovoltaïque et de l'éolien en France continentale⁸ se monte à 14,1 Md€ courants sur la période 2003-2015.

Les conditions tarifaires que même la CRE juge excessives, évoluent, mais les contrats passés avec les producteurs de renouvelables ayant des durées de 15 à 20 ans, les montants vont mécaniquement augmenter jusqu'à ce que les contrats des installations existantes viennent à échéance.

La CRE a estimé les charges prévisionnelles totales pour 2017 à 8,005 Md€ dont 71% soit 5,68 Md€ concernent les subventions aux énergies renouvelables.

Avec l'hypothèse d'une augmentation annuelle de 400 MW de photovoltaïque et de 1000 MW d'éolien terrestre, la CRE a calculé en 2014 un montant cumulé de 32 Md€ pour le photovoltaïque et de 2,7 Md€ pour l'éolien terrestre sur la période 2014-2015. En ce qui concerne l'éolien en mer, la CRE a seulement chiffré le coût global pour la CSPE des deux projets en cours représentant 3000 MW à 38Md€.

Avec ces hypothèses, le montant serait de 75,7 Md€ pour la période 2014-2025.

Or la politique actuelle (telle que décrite dans la PPE 2016) est beaucoup plus ambitieuse que les hypothèses de la CRE. Par exemple, pour le photovoltaïque l'objectif est d'atteindre en 2030 24,1 GW, pour cela, il faudrait installer tous les ans 1200 MW et non 400 (sans tenir compte de l'obsolescence du parc et de son renouvellement).

Il est important de noter que :

- tous les consommateurs ne sont pas égaux devant la CSPE : fixée au 1^{er} janvier 2016 à 22,50€/MWh y compris pour les bénéficiaires du tarif de première nécessité, les consommateurs électro-intensifs bénéficient de tarifs compris entre 0,5€/MWh et 7,5€/MWh,
- la CSPE ne permet pas de compenser complètement EDF. Fin 2015, le déficit de compensation était de 9,70 Md€ (dûs à EDF par l'Etat),
- fin décembre 2015, le mode de financement de la CSPE a été modifié. Elle ne sera désormais plus uniquement prélevée sur l'électricité.

⁸ L'analyse ne prend en compte que l'éolien et le photovoltaïque produits en France continentale. L'éolien et le photovoltaïque produits dans les zones non interconnectées se substituent à une production basée sur des combustibles fossiles et leur utilité n'est pas contestable.

3.2.2 Les pertes pour les producteurs

Il a été montré que l'injection d'énergie à coût marginal nul avait deux conséquences pour les producteurs d'énergie conventionnelle (thermique, nucléaire et hydraulique) : un effet « volume » et un effet « prix ». Ces effets, bien visibles, sont néanmoins difficiles à quantifier.

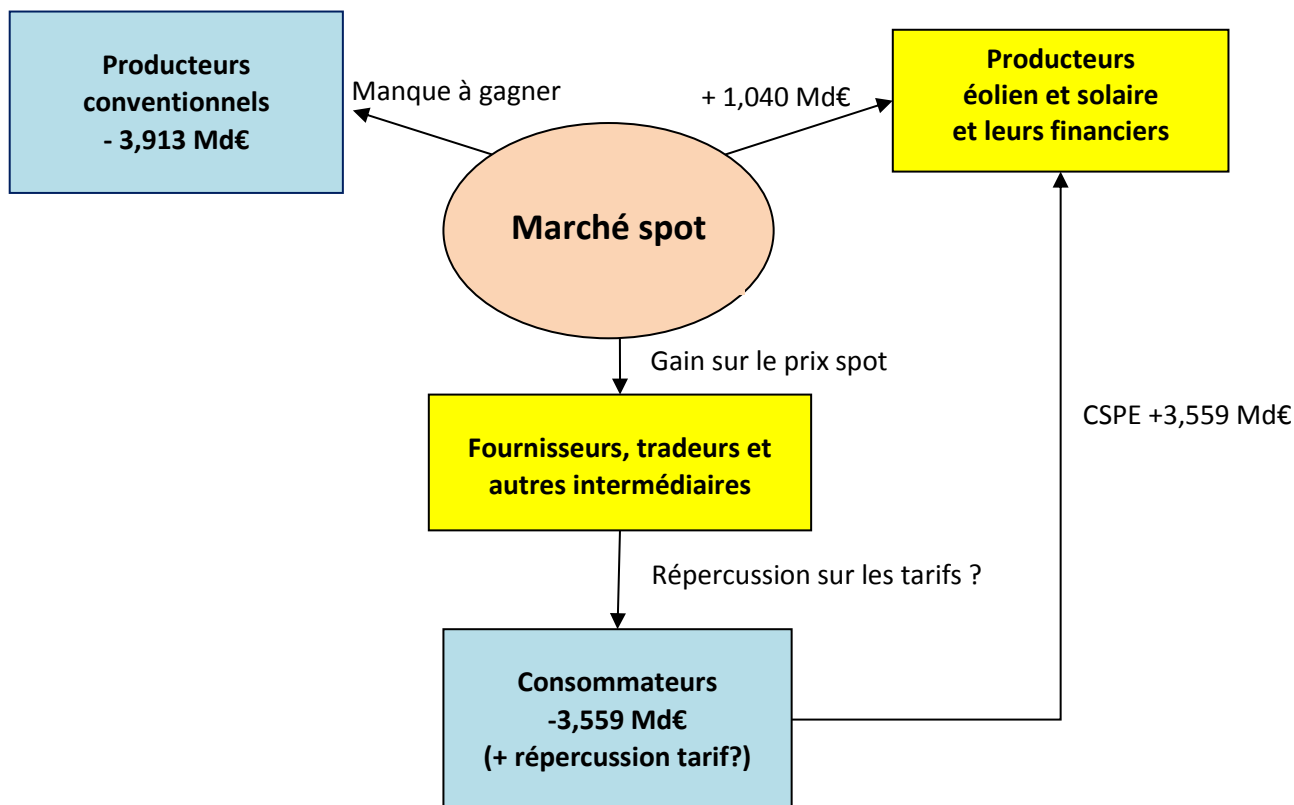
Une étude menée par deux chercheurs du CREDEN (Centre de recherche en Economie et Droit de l'Énergie) de l'Université de Montpellier, Jacques Percebois et Stanislas Pommeret, ont réalisé l'étude pour l'année 2015 en utilisant les données du RTE et de la bourse EPEX Spot. En utilisant des méthodes statistiques, ces chercheurs ont modélisé le prix spot et mis en évidence l'impact de la consommation et des énergies intermittentes injectées (éolien ou photovoltaïque).

Les résultats font apparaître que l'élément déterminant dans la formation du prix spot est le niveau de consommation, mais aussi que l'injection d'une quantité, même faible, d'énergie intermittente fait chuter de façon sensible le prix spot.

Ce modèle a été permis de déterminer les « manques à gagner » des producteurs conventionnels :

Pertes en Md€		Dont solaire	Dont éolien
Pertes liées au volume	1,209 ± 0,004	0,346 ± 0,001	0,863 ± 0,003
Pertes liées au prix	2,704 ± 0,062	1,077 ± 0,024	1,627 ± 0,024
Total	3,913 ± 0,066	1,423 ± 0,025	2,490 ± 0,060

Le schéma suivant illustre les résultats de l'étude :



Les grands gagnants de ce fonctionnement sont, bien sûr, les producteurs d'éolien et de solaire. Néanmoins, dans de nombreux cas, en particulier pour le photovoltaïque résidentiel, les gains reviennent essentiellement aux banques qui ont proposé des prêts adéquats aux producteurs.

Sont gagnants également les intermédiaires (fournisseurs et tradeurs derrière lesquels se trouvent des financiers) qui ont profité de l'effet d'aubaine. Une partie de ces gains des fournisseurs a sans doute été répercutée sur leurs tarifs, donc a profité aux consommateurs. Elle est difficile à chiffrer précisément, mais lors de la communication des comptes 2015, Direct Energie a communiqué sur une: « *progression de 23,4% de la marge brute qui s'établit à 148,5 M€ sous l'effet d'une stratégie d'approvisionnement qui a été adaptée pour profiter de la baisse des prix du marché de gros* ».

Sont perdants, bien sûr, les consommateurs astreints au paiement de la CSPE.

Mais les grands perdants sont les producteurs conventionnels qui sont obligés de vendre à un prix qui ne leur permet pas d'assurer la maintenance et le renouvellement du parc de production. D'où les difficultés qui seront détaillées au chapitre 5.

L'étude de J. Percebois et S. Pommer et est disponible sur le site du CREDEN.

Pour compléter cette analyse, il est nécessaire d'évaluer les « manques à gagner » des producteurs sur toute la période 2003-2015. Sauf à refaire l'étude menée par le CREDEN sur chaque année, il est difficile de donner une estimation précise. De plus, d'autres facteurs de « manque à gagner » comme la mise en œuvre du dispositif ARENH sont intervenus. Toutefois, le montant annuel de la composante « obligation d'achat de l'éolien et du solaire en France continentale » semble un bon indicateur pour ces pertes que l'on peut estimer supérieures à 15 Md€ pour la période 2003-2015.

Nota : les grandes entreprises de production électrique comme EDF et Engie ont investi dans la production de renouvelables intermittentes. EDF Energies Nouvelles est la filiale à 100% d'EDF qui regroupe ces activités. En 2016, son EBITDA (résultat avant frais financiers, impôts, dépréciations et amortissements) a été de 918 M€ et le résultat net de 306 M€, mais ces chiffres ne concernent pas que les activités en France et donc ne peuvent pas être rapprochés des pertes.

3.2.3 Conclusion

Les subventions accordées aux énergies intermittentes en France continentale ont coûté à la communauté **de l'ordre de 30 Md€ pour la période 2003-2015**, entre les subventions versées aux producteurs d'ENR et les pertes des producteurs conventionnels qu'il faudra bien compenser pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Fin 2015, le parc français disposait 10 GW d'éolien et de 6 GW de photovoltaïque qui ont produit 5,3% de la production française. La Programmation Pluriannuelle d'Energie a fixé l'objectif (peu vraisemblable) d'augmenter de 50% le rythme de développement des énergies renouvelables, ce qui conduirait à 36,6 GW d'éolien (dont 9 GWh en offshore) et 24,1 GW de photovoltaïque avant 2030.

Dans les conditions actuelles de fonctionnement, et même si le coût des renouvelables et leur subventionnement baissent, ce développement se ferait au détriment du parc de production conventionnelle. Or, sauf à développer un stockage permettant de compenser les périodes où les énergies intermittentes sont insuffisantes, il faut assurer l'équilibre offre/demande en tout instant, même les soirs sans vent, ce qui ne peut être fait que par des moyens pilotables dont une partie en moyens de pointe (hydraulique de lac et thermique). Il serait donc nécessaire d'ajouter au coût des renouvelables, celui de leur backup.

De plus, si le développement de l'éolien et du photovoltaïque est justifié dans les pays où la production électrique se fait essentiellement à partir d'énergies fossiles, en France où la production d'électricité est largement décarbonée grâce au nucléaire (qui n'émet ni gaz à effet de serre, ni particules fines), cela conduit plutôt à augmenter la consommation d'énergies fossiles (en particulier, du gaz) pour pallier l'intermittence des renouvelables.

3.3 Les manques à gagner liés à l'ARENH

Le prix de l'ARENH est fixé par décret tous les trois ans. Il a été fixé à 40€/MWh à partir du 1^{er} juillet 2011 et à 42€/MWh à partir du 1^{er} janvier 2012. Ce prix n'a pas été modifié en 2014.

Le prix est censé tenir compte de l'addition :

- 1/ D'une rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;
- 2/ Des coûts d'exploitation ;
- 3/ Des coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;
- 4/ Des coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées dans la loi de programme relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs. »

NB : le coût « post Fukushima » n'est pas compris, car non estimé à la date où a été fixé le prix.

Donc, en principe, le prix devrait correspondre au coût de production d'un parc en grande partie amorti, sans prendre en compte son renouvellement. Ce qui n'est pas le cas comme le montre les calculs de la Cour des Comptes dans le tableau ci-dessous :

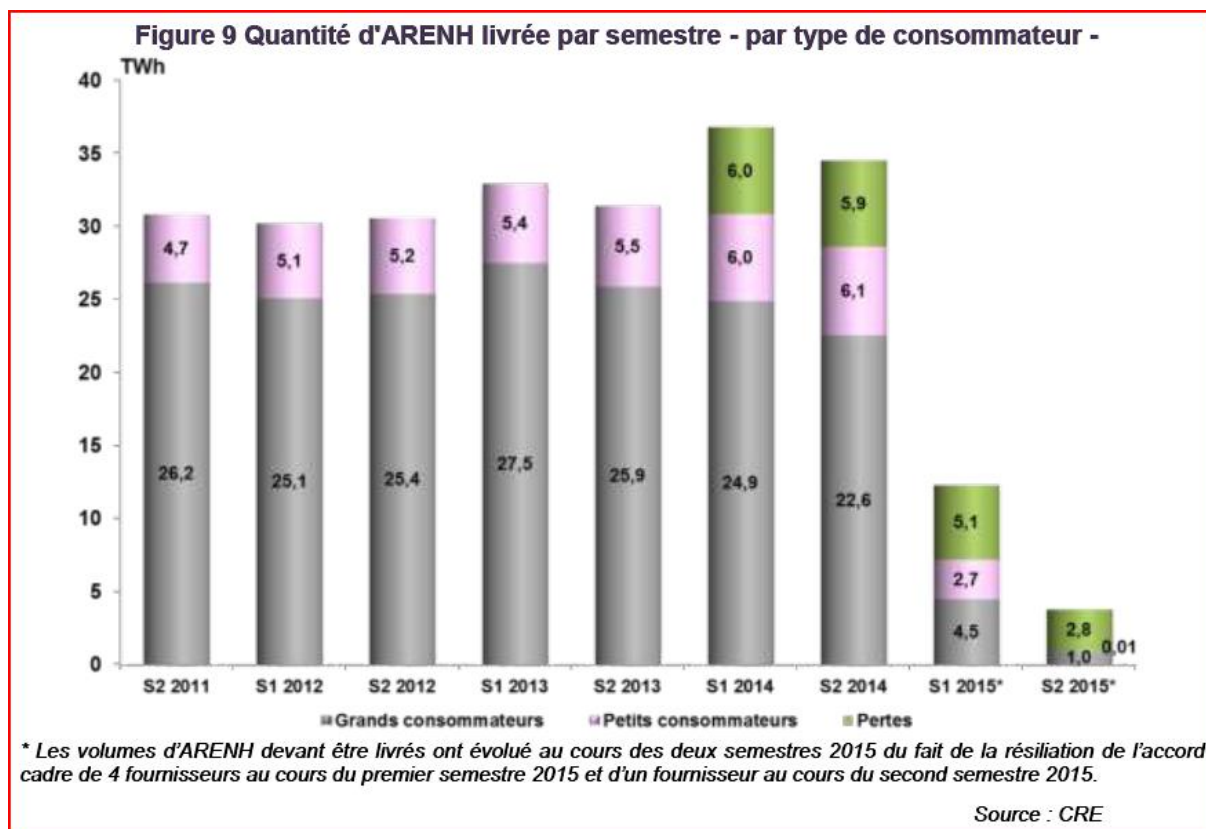
Tableau A : comparaison des coûts de production d'EDF 2010-2013

En M€ courants	2010	2013	2013/2010
Dépenses d'exploitation	9 017	10 003	+ 10,9 %
Investissements sur le parc existant	1 747	3 804	+ 117,7 %
Provision pour gestion des déchets et du combustible usé	1 133	1 301	+ 14,8 %
Provision pour démantèlement	461	520	+ 12,8 %
Loyer économique	7 880	8 501	+ 7,9 %
Total	20 238	24 129	+ 19,2 %
Production en TWh	407,9	403,7	- 1 %
Coût en €/MWh	49,6	59,8	+ 20,6 %

Source : Cour des comptes et EDF

En réalité, le prix ARENH est essentiellement le résultat d'une négociation : il s'agissait de fixer un prix suffisamment attractif pour les fournisseurs alternatifs.

Ceux-ci réclamaient un prix autour de 33€/MWh, mais ils se sont précipités pour en acheter à 42€/MWh. En effet, d'après les chiffres de la CRE (Observatoire du marché de détail du 4^e trimestre 2012), la part des fournisseurs alternatifs représentait 16% du marché de détail (423TWh), soit 67,7TWh et 60,8 TWh ont été livrés en 2012 dans le cadre de l'ARENH.



En 2016, aucun volume n'a été demandé car les prix du marché spot étaient inférieurs au prix de l'ARENH. Au 1^{er} janvier 2017, il a été demandé 82,2 TWh, (dont 0,70 TWh pour les pertes), ce qui représente 9,38 GW de base et, de plus, des demandes complémentaires pourraient être faites au 1^{er} juillet (jusqu'à 100 TWh).

Ce graphique montre que le dispositif ARENH a essentiellement profité aux grands consommateurs. En parallèle, les fournisseurs historiques (essentiellement EDF) ont perdu 15% de parts du marché des grands sites non résidentiels en 2011 (soit 27 TWh).

Evaluation du manque à gagner d'EDF lié à la différence de prix entre ARENH et marché

L'évaluation se base sur l'hypothèse que, si l'ARENH n'avait pas été décrété, EDF aurait vendu l'énergie sur le marché à terme Y+1. La stratégie d'achat choisie a été des ventes tous les trimestres un an avant la livraison, sauf à la mise en place du dispositif. EDF-DOATT met certainement en œuvre des stratégies plus performantes que celle d'IED et **le manque à gagner réel est sans doute plus important que notre approximation qui se monte à 1,7 milliard de fin 2010 à fin 2014.**

On notera que ce manque à gagner aurait été beaucoup plus important si les prix étaient restés au niveau de 2010 (entre 50 et 55 €/MWh), mais aussi qu'il s'ajoute au manque à gagner lié à « l'effet prix » du subventionnement du renouvelable intermittent

Perte ou manque à gagner d'EDF liés à une faille du dispositif

Le dispositif ARENH a été conçu comme une alternative au marché de gros pour que les fournisseurs autres qu'EDF alimentent leurs clients finals. Cela a été respecté de 2011 à 2014, puis, pour 2015 et 2016, ces fournisseurs se sont tournés vers le marché de gros, plus avantageux.



Evolution du prix à terme « Y+1 » courant 2016

(Source Bourse EEX)

La situation a brutalement changé à l'automne 2016, suite à des indisponibilités non prévues dans le parc nucléaire. Le prix du « Y+1 » est remonté, dépassant le prix ARENH dès mi-octobre. A cette époque, les fournisseurs avaient déjà fait sur le marché de gros les achats permettant de couvrir la consommation de leurs clients, et ce probablement au printemps à un prix compris entre 25 et 30 €/MWh. Ils ont néanmoins exercé leurs droits à l'ARENH à hauteur de 82 TWh pour revendre sur le marché de gros l'énergie et les garanties de capacités associées, ce que les législateurs n'avaient pas anticipé.

A ce moment-là, les fournisseurs disposaient de la possibilité :

- soit de résilier leur accord-cadre avec un préavis de seulement 60 jours et donc d'arrêter les livraisons dès avril, ce qui permettait de revendre l'énergie acquise au coût de 42€ pendant ce premier trimestre où les coûts du marché sont particulièrement élevés,
- soit de s'inscrire au guichet de mai en ramenant sa livraison à zéro pour le 2^e semestre, ce qui permettait de vendre sur le marché de gros pendant uniquement le 1^{er} semestre avec un risque très limité de baisse des prix au-delà de 42€,
- soit de maintenir la livraison toute l'année et de revendre l'énergie excédentaire sur le marché de gros. Là encore, le risque de perte financière pour le fournisseur est faible, surtout si l'énergie a été achetée à bas prix.

Un décret a limité la possibilité d'arbitrer tardivement entre l'ARENH et l'achat sur le marché de gros. Mais, ces modifications ne suppriment pas tous les risques pour EDF qui est obligée soit de racheter sur le marché de gros au prix fort, soit de moins vendre.

Faute de données, il n'est pas possible pour IED d'évaluer précisément les pertes financières liées à ces spéculations, mais elles peuvent être estimées de l'ordre d'une centaine de millions d'euros.

Evaluation du manque à gagner lié aux garanties de capacité

L'énergie « ARENH » est fournie avec les garanties de capacité inclus, ce qui constitue un manque à gagner considérable :

Considérant qu'au 1^{er} janvier, 82,2 TWh ont été demandés, cela correspond à une puissance de 9,38 GW tout au long de l'année 2017. **Si le prix de la garantie de capacité reste à 10 000€/MW, le manque à gagner pour EDF, seul producteur nucléaire, est de 93,8 M€ pour la seule année 2017.**

3.4 L'évolution des tarifs réglementés de vente

Nota : L'analyse de ces tarifs n'entre pas dans le cadre de l'étude, mais il parait important de rappeler leur évolution depuis l'ouverture du marché aux particuliers. Si une baisse est survenue en 2016, une nouvelle augmentation surviendra le 1^{er} août 2017 (après les élections).

Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
16 août 2008	+2,0 %		+6,0 %	+8 %
15 août 2009*	+1,9 %		+4,0 %	+5 %
15 août 2010*	+3,0 %	+4,0 %	+4,5 %	+5,5 %
1 ^{er} juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1 ^{er} août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1 ^{er} novembre 2014*	+2,5 %	-0,7 %	+2,5 %	+3,7 %
1 ^{er} août 2015	+2,5 %	+0,0 %	+0,9 %	+4,0 %
1 ^{er} août 2016*	-0,5 %	-1,5 %		

**Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure*

Source : CRE

3.5 Les responsabilités de l'Etat actionnaire dans la gestion d'EDF

L'Etat français est l'actionnaire largement majoritaire d'EDF en détenant 84,94% des actions. EDF est donc une entreprise de statut privé, mais publique dans les faits puisque totalement gérée par l'Etat.

L'Etat a pour devoir de défendre les intérêts patrimoniaux de la Nation et de veiller à l'intérêt de l'entreprise dont il est responsable de la gestion. Ces devoirs sont d'autant plus importants qu'EDF remplit une mission de service public.

L'Etat a mis en place l'ARENH au détriment d'EDF

Il aurait été tout à fait impossible pour l'Etat d'imposer à une entreprise privée de vendre un cinquième de sa production à un prix inférieur au coût de revient. De plus, l'Etat n'a pas accepté de suspendre le dispositif, comme la loi l'y autorisait, alors que des opérations spéculatives étaient constatées.

L'Etat fait porter par EDF le coût de sa politique de développement de renouvelables

Il aurait été tout aussi impossible à l'Etat d'imposer à une entreprise privée d'acheter de l'énergie à des concurrents à un prix totalement excessif et alors que cet achat lui fait subir un énorme manque à gagner.

De plus, en refusant de reporter l'intégralité de la compensation de la CSPE sur la facturation aux consommateurs, l'Etat a utilisé EDF pour cacher une dette (de 5,87 Md€ fin 2015) qui aurait dû normalement être portée au budget de l'Etat. **Il a ainsi empêché que les consommateurs prennent conscience du coût réel de la politique engagée.**

L'Etat a bridé les tarifs réglementés au détriment d'EDF

En 2013 et 2014, l'Etat a refusé de respecter les règles de fixation des tarifs d'électricité en minimisant les hausses pour des raisons politiques. Les gels ou les plafonnements des tarifs, ayant tous donné lieu à des avis défavorables de la CRE, ont ensuite été l'objet de recours qui ont conduit à l'annulation et à la suspension des arrêtés ministériels en cause. **Des hausses rétroactives ont ensuite été incluses dans les tarifs réglementés, ce qui les pénalise par rapport aux offres des concurrents d'EDF.** Pour ne pas fausser la concurrence, ces pertes auraient dû être incluses dans la CSPE afin d'être réparties sur l'ensemble des consommateurs.

L'Etat fixe des montants de dividendes qui ne correspondent pas à la situation financière de l'entreprise

L'Etat est le principal bénéficiaire des dividendes d'EDF. **Sur la période 2010-2015, l'Etat a touché 11,3 Md€ alors que sur la même période la valeur boursière de l'entreprise baissait de 54% en passant de 47,9 Md€ à 22,1 Md€ (moins de 20 Md€ début 2017).**

L'Etat ne tient pas compte des besoins de financement à moyen terme de l'entreprise. En 2014, après paiement d'un dividende de 2,6 Md€, le *cash-flow* libre d'EDF était négatif à hauteur de 4 Md€, ce qui signifie que l'entreprise a été contrainte de s'endetter pour payer ce dividende (Source : Rapport de la Cour des Comptes sur l'Etat actionnaire, janvier 2017).

Pour 2016, comme il l'a fait en 2015, l'Etat doit percevoir ses dividendes en actions nouvelles (et non en cash), ce qui évite d'alourdir la dette financière d'EDF, mais 1 euro par action valant moins de 10€ sur le marché boursier, **soit une rémunération de 10% par an**, cela correspond à une rémunération abusive.

L'Etat fait prendre à EDF des paris risqués contre l'avis du CCE et du Directeur Financier

Qui assume le risque du projet Hinkley Point (évalué de 20 à 30 milliards d'euros) ? L'Etat, les membres du gouvernement ou l'entreprise EDF et ses salariés ?

L'Etat utilise également sa position d'actionnaire pour imposer la fermeture de la centrale de Fessenheim avec un dédommagement ne correspondant absolument pas au préjudice subi et alors que de l'avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, la centrale est apte à fonctionner en toute sûreté.

L'Etat français envisage de privatiser les concessions hydrauliques

C'est en tous cas ce qui a été inscrit dans la loi sur la transition énergétique. La Commission européenne le demande, mais est-ce une raison suffisante pour brader le patrimoine hydraulique qui a été financé par les citoyens français. De plus, étant donné l'importance de l'hydraulique « lac » pour les passages des pointes de consommation, une utilisation liée au profit financier immédiat poserait des problèmes très graves pour la sécurité d'approvisionnement.

3.6 Conclusion

Dès la décision de la Commission Européenne d'ouvrir le marché de l'électricité, de nombreuses voix se sont exprimées pour mettre en évidence les particularités de l'électricité qui ne permettaient pas de lui appliquer les règles habituelles des marchés, à savoir :

- l'électricité étant un bien de première nécessité, l'adaptation de sa consommation par l'intermédiaire du signal prix est plus difficile que pour d'autres produits,
- les capacités de stockage et de transport de l'électricité sont très limitées,
- les projets de construction de moyens de production ou de transport permettant de répondre au mieux aux besoins nécessitent à la fois du temps pour leur réalisation, de lourds investissements et de longues périodes d'amortissement. Les investisseurs potentiels ont donc besoin de garanties sur de longues durées,
- l'électricité est devenue un élément indispensable à la vie sociale et à l'activité économique de notre pays. Des pénuries se traduisant par des délestages tournants provoqueraient un grand mécontentement de la population, des risques vitaux pour certains et une baisse importante de l'activité économique.

La Commission Européenne et les gouvernements successifs de la France depuis l'an 2000 n'ont pas tenu compte de ces réalités :

- ils ont démantelé le système électrique français sous prétexte de faire baisser les prix, ce qui a permis à des intérêts purement financiers (fournisseurs alternatifs, traders et autres) de profiter de ce qui était le bien commun des citoyens,
- ils ont mis en place un dispositif lourd, au fonctionnement coûteux, se complexifiant sans cesse pour pallier les problèmes constatés,
- ils ont mené des politiques de développement d'énergies intermittentes très fortement subventionnées sous prétexte de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, alors que la production française d'électricité était déjà largement décarbonée et que l'effort aurait dû porter sur la consommation d'énergies fossiles,

Le constat aujourd'hui est que le prix de l'électricité a augmenté pour les consommateurs en grande partie pour financer le développement de l'éolien et du solaire, mais que la baisse du prix du marché de gros ne permet pas d'assurer aux producteurs non intermittents une rémunération leur permettant d'assurer convenablement la maintenance et le renouvellement du parc de production. De plus, la politique des gouvernements successifs vis-à-vis d'EDF a mis l'entreprise dans une situation financière extrêmement difficile.

CHAPITRE 4 - LE PASSAGE DE L'HIVER 2016-2017

L'objectif de ce chapitre est de mettre en évidence sur un exemple réel les difficultés rencontrées aujourd'hui par le parc de production français.

4.1 A l'occasion d'une simple vague de froid ordinaire, « On est passé à un cheveu de l'interruptibilité »

4.1.1 Une vague de froid ordinaire ...

L'hiver 2016-2017 a connu un épisode de froid lors des 2 semaines des lundis 16 et 23 janvier. Durant ces deux semaines, les médias ont fait leurs titres sur la « vague de froid ». Mais s'agissait-il réellement d'une vague de froid et, si oui, de quelle nature : ordinaire, sévère ou exceptionnelle ?

Une première façon de se faire une idée sur cette question est de regarder ce que donne l'examen de la consommation d'électricité pendant cette période.

Comme RTE nous a appris que la thermo-sensibilité en France était de l'ordre de 2400 MW par degré Celsius, on peut tenter de se référer à la consommation électrique (figure 1) comme « indicateur de température moyenne en France » lors de ces deux semaines.

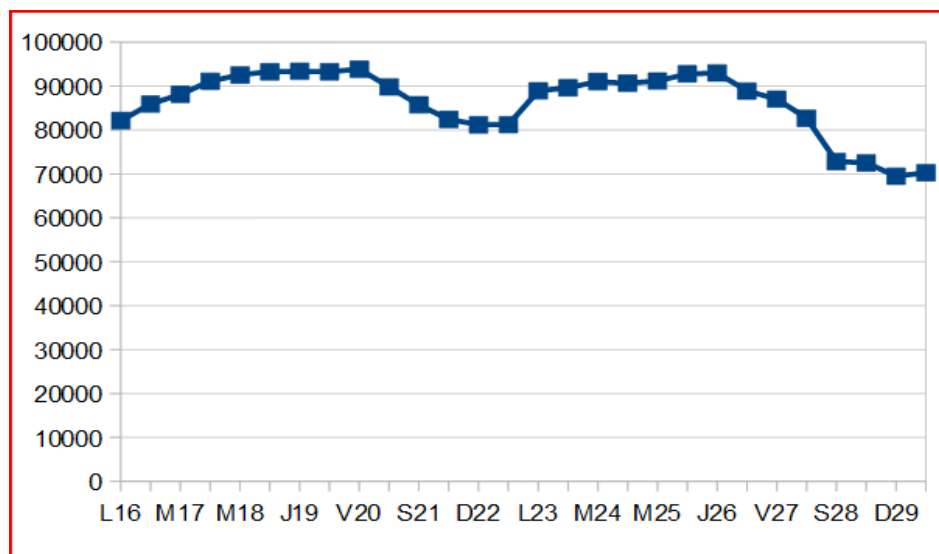


Figure 4 1: Pointes de consommation en MW du 16 au 29 janvier 2017

(2 pointes par jour : pointe du matin, pointe du soir)

L'examen de la figure 1, en mettant la barre vers 90 GW et en incluant le weekend des 21 et 22 janvier, nous indique que la vague de froid aurait duré de l'ordre de 10 jours (du 17 au 26 janvier).

On peut également comparer, sur la base de cet indicateur, la vague de froid de janvier 2017 avec celle de février 2012, l'écart de 5 ans entre ces deux dates étant suffisamment court pour que les modes de consommation d'électricité n'aient pas fondamentalement changé entre temps.

En 2017, la consommation maximale a été atteinte le vendredi 20 janvier à 9h15 avec 93,9 GW, alors qu'en 2012, la consommation maximale a été atteinte le mercredi 8 février à 19h00 avec 102,1 GW ; la différence de 8,2 GW divisée par les 2,4 GW par degré de thermo-sensibilité nous indiquerait donc, avec toutes les approximations de cette méthode de comparaison, que la vague de froid de janvier 2017 aurait été moins froide d'environ 3,4°C que celle de février 2012.

Or 3,4°C de température moyenne c'est loin d'être négligeable. Si on se réfère au graphique des vagues de froid établi par Météo France (voir figure 2), on s'aperçoit que 3,4°C « plus chaud » par rapport à la vague de froid de 2012 nous donne une température minimale de l'indicateur thermique à la limite des -2°C, température à partir de laquelle Météo France considère qu'un épisode de froid est digne de rentrer au palmarès des vagues de froid. On serait donc à la limite de ce que Météo France considère comme étant une vague de froid.

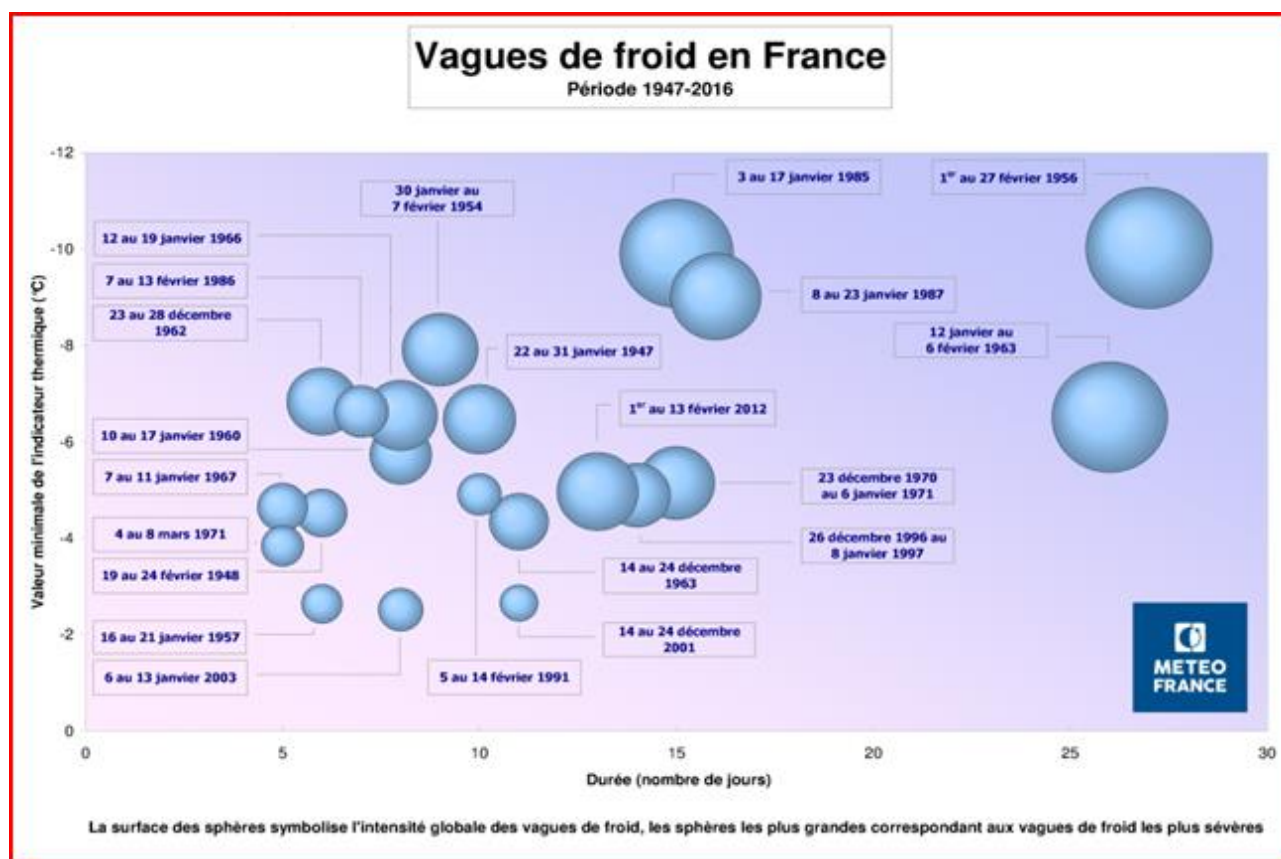


Figure 4 2 : Vagues de Froid en France

Source : Météo France

Mais la consommation électrique du pays n'est pas le vrai critère pour caractériser une vague de froid. C'est bien la température mesurée par les stations de Météo France qui fait référence.

A ce sujet, le cabinet SIA-Partners a réalisé et publié une étude qui, en partant des données de Météo France, a caractérisé la vague de froid de janvier 2017 et l'a comparée à celle de février 2012.

La figure 4.3 fournit la comparaison des températures entre ces deux vagues de froid et la figure 4.4 montre comment SIA-Partners a positionné la vague de froid de janvier 2017 sur le graphique de Météo France déjà vu précédemment à la figure 4.2.

On notera la convergence remarquable dans le cas présent des résultats obtenus par ces deux méthodes, en partant soit des consommations d'électricité, soit directement des températures.

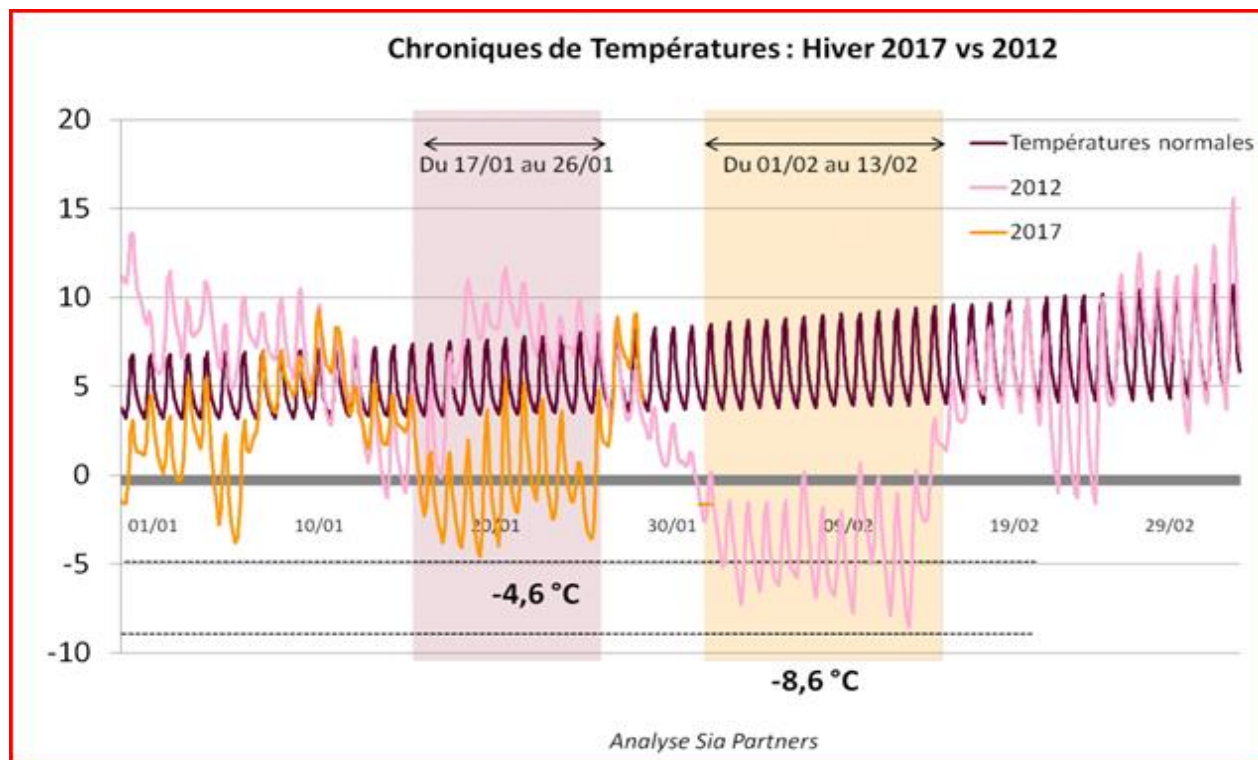


Figure 4.3 : Comparaison des températures pendant les vagues de froid de janvier 2017 et février 2012

Source : SIA Partners

On notera également sur la [figure 4.4](#) qui comprend un axe « durée de la vague de froid » et un axe « température », que vis à vis de l'axe des températures, l'analyse Sia Partners a positionné janvier 2017 comme étant la vague de froid avec la température la plus clémente de l'ensemble des vagues de froid répertoriées par Météo France.

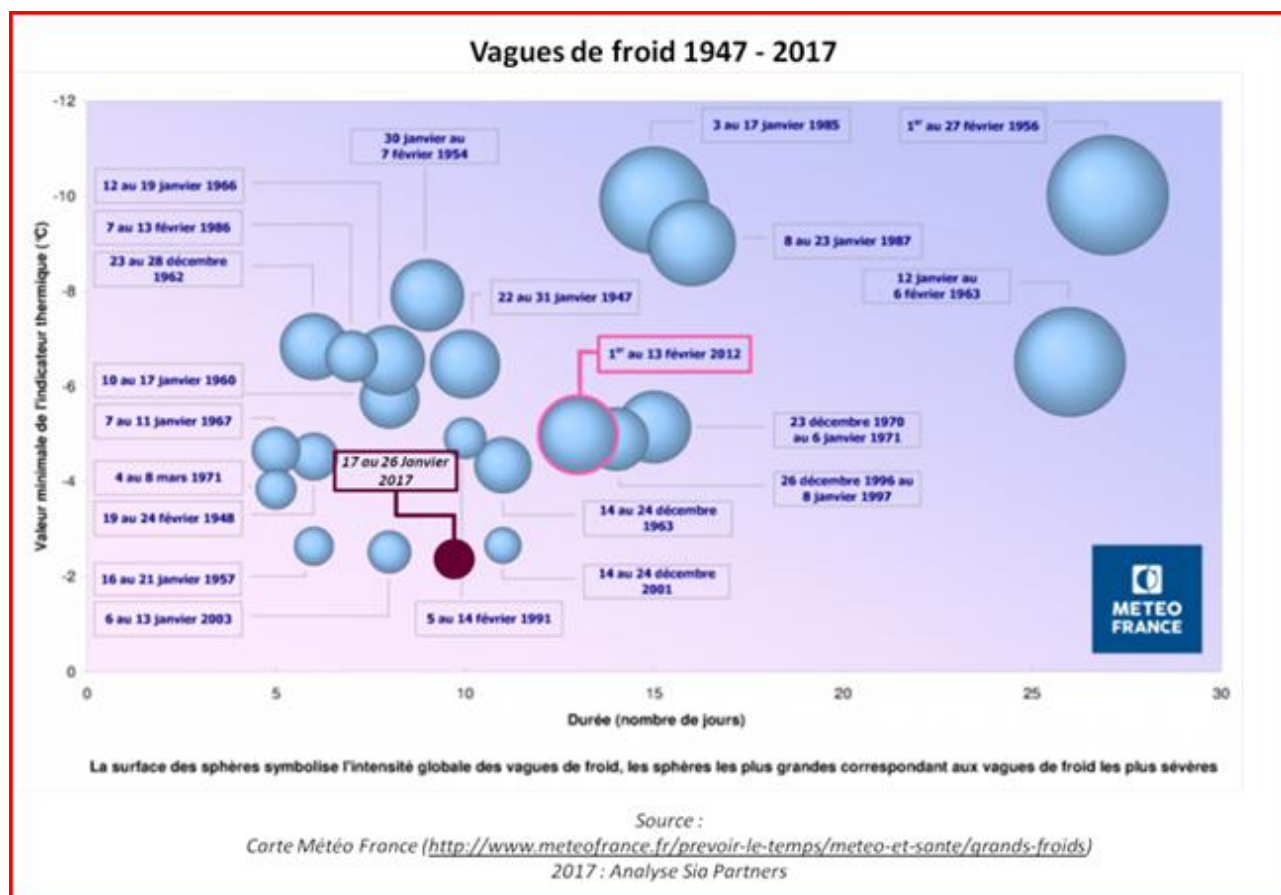


Figure 4.4 : Positionnement de la vague de froid de janvier 2017

(Analyse Sia Partners sur le graphe des vagues de froid de Météo France)

On verra si Météo France, dans ses futures publications retient telle quelle l'analyse de Sia Partners, mais de toute façon il s'agit bien, non pas d'une vague de froid sévère ou exceptionnelle mais, selon la classification qui sera retenue in fine par Météo France, d'une vague de froid ordinaire voire d'un simple épisode de froid ordinaire.

4.1.2 « On est passé à un cheveu de l'interruptibilité » ...

Nous lisons dans ENERPRESSE (n° 11750 du vendredi 27 janvier 2017) :

Mercredi 25 janvier à 19h00, « nous sommes passés à un cheveu d'enclencher la mesure d'interruptibilité », a indiqué mercredi soir François Brottes, président du directoire de RTE, à l'occasion de la présentation de ses vœux. Le système n'avait à ce moment précis que 1 000 MW de marge. Si une ou plusieurs grosses unités de production étaient tombées en panne, l'ordre d'interruptibilité pour couper en 1 seconde la consommation d'électricité de gros industriels aurait été envoyé. « Notre entreprise n'avait jamais connu une situation aussi tendue sur le périmètre de l'équilibre offre-demande parce que nous n'avons jamais connu une offre aussi faible », a expliqué François Brottes. Et la journée de mercredi 25 janvier a été la pire, jusqu'ici, de ces deux dernières semaines. RTE a dû faire face à la situation la plus tendue qu'on ait connue depuis deux semaines », a ajouté le président du directoire de RTE.

Le caractère délicat de la situation en cas de vague de froid lors de l'hiver 2016-2017 avait déjà été confirmé par François Brottes quelques mois avant, lors de son audition du 16 novembre 2016 devant la Commission des affaires économiques de l'Assemblée Nationale.

Celui-ci avait en effet indiqué qu'en cas de vague de froid sévère ou extrême (température inférieure respectivement à 3° ou à 10° par rapport à la moyenne des températures des trente dernières années), des mesures exceptionnelles pourraient être prises à savoir :

- mobilisation citoyenne (via EcoWatt et via une application sur le site RTE Eco2mix),
- interruptibilité d'industriels⁹. A cette fin une enveloppe de 100 M€ existe,
- baisse de la tension sur le réseau de distribution de 5%, ce qui permettrait une baisse de la consommation pouvant aller jusqu'à 4 000 MW,
- délestages tournants pour des durées jusqu'à 2 heures pour des îlots prévus à l'avance.

⁹ concernant l'effacement industriel, F. Brottes a, à un autre moment de l'audition, indiqué qu'il représentait 3150 MW dont 1500 MW d'interruptibilité activable en quelques secondes (accord avec 21 industriels).

4.2 Zoom sur la situation du 25 janvier à 19h00

1. Lors de la pointe du soir du 25 janvier, la consommation est de 92 745 MW. Elle est toutefois inférieure d'environ 1 GW à la pointe maximale de cette vague de froid de janvier 2017 qui a eu lieu le 20 janvier à 9h15 avec 93 864 MW.
2. La consommation est couverte (cf. figure 4.5) par ordre décroissant par :
 - le nucléaire (60,7%),
 - le thermique à flamme (17,2%),
 - l'hydraulique (13,3%),
 - l'importation (6,4%),
 - l'éolien + solaire (1,6%),
 - la bioénergie (0,8%).

	Parc Installé MW	Dispo. MW	Prod. MW	Facteur de charge (Prod/Parc installé)	Marge (Dispo-Prod) GW	Facteur de charge (Prod/Dispo)
Nucléaire	63 130	56 565	56 292	89,2 %		99,5 %
Charbon	2 997	2 907	2 828	94,4 %		97,3 %
Fioul	7 137	6 267	4 242	59,4 %	2	67,7 %
Gaz	11 712	11 222	8 921	76,2 %	2	79,5 %
Hydraulique	25 482	24 414	12 344	48,4 %		50,6 %
Eolien	11 670	11 670	1 455	12,5 %		12,5 %
Solaire	6 772	6 772	0	0 %		0 %
Bioénergies	1 918	1 918	768	40,0 %		40,0 %
Total Prod.			86 850			
Import			5 895			
Conso.			92 745			

Figure 4.5 : Analyse de l'état du parc¹⁰ et de la production résultante le 25 janvier 2017 à 19h

¹⁰ Disponible : il s'agit du parc installé (source RTE), duquel on a retranché les indisponibilités déclarées à RTE par les producteurs (source Portail RTE). Les indisponibilités peuvent être totales ou partielles, dans ce dernier cas le producteur indique à RTE la puissance disponible de l'unité de production. On notera que pour l'éolien et le solaire, a priori les producteurs ne signalent pas à RTE les pannes temporaires de leurs unités de production, et d'autre part ce qui fait surtout la disponibilité c'est surtout la présence ou non de vent ou de lumière.

3. Des indisponibilités dans le nucléaire (5 réacteurs sont en indisponibilité totale : Civaux 2, Fessenheim 2, Gravelines 5, Bugey 5, Paluel 2 et 5 autres réacteurs sont en indisponibilité partielle: Dampierre 3, Cattenom 2, Chooz 1, Gravelines 6, Paluel 3) conduisent à un facteur de charge de 89,2% (à comparer avec la disponibilité moyenne de décembre à mi-février des dix dernières années qui a été de 91%).
4. La production éolienne est faible. Le facteur de charge est de 12,9% à comparer au facteur de charge moyen qui a été de 21,7% en 2016 (*soit 59% du facteur de charge moyen*).
5. Les importations sont de 5,9 GW, soit inférieures d'environ 2 GW aux maxima réalisés dans le passé, mais pouvait-on faire plus ?
Si les interconnexions avec la zone « Belgique/Allemagne » ne semblaient pas saturées, la Belgique et la Suisse étaient elles-mêmes globalement importatrices comme la France.
L'Allemagne était légèrement exportatrice de 2,4 GW, mais il y avait très peu de vent en Allemagne donc pas forcément de production supplémentaire disponible pour l'exportation (à 19h00, la production éolienne était de 3,53 GW soit un facteur de charge de 7,1% encore plus faible qu'en France. Quant à la production solaire elle était nulle en Allemagne comme en France.)
6. L'hydraulique a produit 2 GW de moins lors de la pointe du soir du 25 janvier que lors de la pointe du 20 janvier. Nous sommes le 25 janvier en fin de vague de froid, les barrages ont été beaucoup sollicités. Il y a peut-être aussi une diminution du fil de l'eau car il n'y a pas eu de pluie pendant les 2 semaines précédentes de temps froid et sec.
7. Nous trouvons avec le fioul et le gaz une marge résiduelle de 4 GW (voir figure 5), alors que François Brottes parle de 1 GW. On peut penser que le Président de RTE a des informations plus précises, en particulier les réserves tournantes doivent expliquer au moins une partie de cet écart. Mais de toute façon, à 1 ou 4 GW de marge, on est dans une situation tendue car ces marges représentent respectivement moins de 1 ou 2 degrés de thermo-sensibilité.

4.3 Comment en est-on arrivé là ? La situation va-t-elle se reproduire voire empirer ?

Il est légitime de s'interroger sur le fait qu'un simple épisode de froid, qui mérite à peine son statut de vague de froid, mette en péril le système électrique en le poussant à ses limites.

Après tout, il y a tout juste 5 ans, en février 2012, le système électrique avait réussi à passer une vague de froid de type « vague de froid décennale » avec une pointe de consommation supérieure de 8,2 GW à celle du 25 janvier 2017.

Les causes de cette fragilité sont-elles structurelles donc susceptibles de reproduire sur la durée les mêmes problèmes, ou conjoncturelles par exemple liées à une coïncidence d'événements tels qu'une accumulation de pannes fortuites et sans cause commune donc avec une probabilité faible que cela se reproduise dans le futur ?

Une diminution du parc installé de moyens de productions pilotables

Si on se reporte au tableau de la [figure 4.6](#), on constate que le parc installé de production pilotable (Nucléaire + Charbon + Fioul + Gaz) a baissé de 6 GW entre la vague de froid de février 2012 et celle de janvier 2017.

Ces 6 GW de baisse sont censés avoir été compensés par la hausse du renouvelable qui a été de +9,5 GW. Mais évidemment les +4,5 GW de photovoltaïque ne servent strictement à rien pour passer les pointes du soir en hiver puisqu'il fait nuit, et les +5 GW d'éolien ne peuvent aider que s'il y a suffisamment de vent, ce qui comme on l'a vu précédemment n'a pas été le cas en France le 25 janvier et encore moins en Allemagne. On rappelle que la production totale du parc éolien, parc déjà installé en février 2012, plus les 5 GW installés depuis cette date, n'a été que de 1 455 MW (cf. [figure 4.5](#)).

Installés	31/12/2011	31/12/2016	deltas significatifs/fin 2011
Nucléaire	63 130	63 130	
Charbon	7 940	2 997	- 4 900
Fioul	10 360	7 137	- 3 200
Gaz	9 490	11 712	+ 2 200
Hydraulique	25 400	25 482	
Éolien	6 640	11 670	+ 5 000
Photovoltaïque	2 230	6 772	+ 4 500
Autres ENR	1 270	1 918	+ 600
TOTAL	126 460	130 818	+ 4 200

Pilotable Nuc+Charbon+Fioul+Gaz : - 6 GW entre fin 2011 et fin 2016
Intermittent Eolien+Photovoltaïque : + 9,5 GW entre fin 2011 et fin 2016
(Source : Bilans annuels RTE de 2011 et 2016)

Figure 4.6 : Comparaison de l'état du parc de production fin 2011 et fin 2016

Depuis l'ouverture du marché de l'électricité, il n'y a plus comme avant, une entreprise publique (EDF) dont une des missions était de planifier les moyens de production nécessaires à la satisfaction des besoins du pays en matière d'électricité.

Si aujourd'hui RTE est en charge de l'équilibre offre/demande au jour le jour en utilisant comme outils la réserve tertiaire (marché d'ajustement), l'appel à l'effacement et en dernier recours les délestages, personne n'est réellement en charge d'assurer l'équilibre offre/demande sur le long terme.

Les pouvoirs publics européens et français fixent des règles de fonctionnement du système électrique et du marché de l'électricité (*à ce stade on peut penser que les pouvoirs publics français tiennent compte des bilans prévisionnels que RTE est tenu de leur donner*), mais une fois cela fait, c'est « la main invisible » du marché qui est censée faire en sorte qu'en face de la demande de consommation il y ait une offre de production adéquate, les signaux prix donnés par le marché étant censés susciter les investissements nécessaires et suffisants.

Dans un fonctionnement de marché, il n'est pas inhabituel que des unités de production non rentables ferment. En même temps d'autres unités de production a priori plus performantes et donc rentables apparaissent.

Un des problèmes actuels du marché de l'électricité est que la rentabilité n'est plus liée à la performance technique ou économique, mais à l'aptitude à capter le maximum de subventions.

Comme il a été exposé au chapitre 3, en 2015 les énergies intermittentes ont été subventionnées à plus de 75% via la CSPE, puisque sur les 4,599 Milliards d'Euros annuels qu'ont touchés les producteurs d'énergie intermittente, 3,559 Mds€ viennent de la CSPE soit 77% et seulement 1,040 Mds€ de la revente sur le marché spot de l'électricité produite.

Comme de plus les énergies intermittentes bénéficient d'une priorité d'injection, le CREDEN¹¹ a montré que cela infligeait une double peine aux moyens pilotables qui ne sont pas subventionnés, pour simplifier :

- lorsqu'il y a du vent (et/ou du soleil), il y a afflux sur le réseau électrique et aussi sur le marché spot d'une quantité d'électricité qui de toute façon doit être écoulee indépendamment de la demande et du prix de vente. Ce dernier peut devenir très bas, voire négatif, cela n'a pas d'importance pour le producteur qui, de toute façon, sera payé à un prix fixé par contrat pour une durée de 20 ans. Le seul impact sera sur le montant de la CSPE : plus le prix sur le marché spot est bas, plus le montant à compenser par la CSPE augmente,
- les producteurs conventionnels vendent moins du fait de la priorité d'injection des énergies intermittentes (premier effet négatif sur leur rentabilité),
- les producteurs conventionnels qui possèdent les moyens pilotables vendent à un prix moins élevé du fait de l'afflux sur le marché de gros des énergies intermittentes (deuxième effet négatif sur leur rentabilité).

On a là un des mécanismes qui rend bon nombre d'unités de production traditionnelles non rentables et qui explique la diminution du parc de moyens de production pilotables et il s'agit de causes structurelles qui vont persister tant que la réglementation n'évoluera pas.

¹¹ Rappel : Le CREDEN est le Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie de l'Université de Montpellier.

Les pouvoirs publics ont perçu le danger de la situation et les risques de délestage voire de black out qui peuvent en résulter. La première mesure qui a été décidée en 2010 et mise en place à partir du 1er janvier 2017 est une nouvelle subvention¹² dont pourront bénéficier cette fois-ci toutes les unités de production (y compris nucléaires, fioul, charbon, gaz, hydraulique, etc.) : **la rémunération des garanties de capacités**.

Le mécanisme étant nouveau, on ne peut encore dire s'il va arrêter de nouvelles fermetures de moyens pilotables de production (cela semble assez vraisemblable) et être suffisant pour susciter des investissements pour créer de nouvelles unités de production (cela semble beaucoup moins sûr).

De toute façon, même en supposant que le mécanisme de capacité soit suffisant pour inciter à de nouveaux investissements dans des moyens pilotables, ce qui est loin d'être acquis, il faudra plusieurs années avant d'aboutir et donc il faudra passer plusieurs hivers avec un parc thermique installé d'ores et déjà diminué.

Une disponibilité relativement faible du parc nucléaire

Le facteur de charge du nucléaire lors de la pointe du 25 janvier 2017 a été de 89,2 %.

A titre de comparaison, lors de la pointe du 8 février 2012, où la disponibilité du nucléaire était considérée comme bonne voire très bonne, le facteur de charge était de 93,7 % (ces 4,7 % de différence de facteur de charge représentent une différence de production de 2,9 GW).

On peut tenter de se rassurer en se disant que, par exemple, l'ASN ne va pas demander chaque hiver des contrôles nécessitant des arrêts de tranches, mais en même temps on voit bien que le Grand Carénage va amener à allonger les arrêts de tranches et introduire des risques d'aléas sur la durée des arrêts (cf. les difficultés rencontrées sur les remplacements des générateurs de vapeur).

Compte tenu de ce qui précède, on peut estimer que pour les hivers à venir des facteurs de charge de l'ordre de 90 % sont au moins sinon plus probables que des facteurs de charge proches de 95%.

Une disponibilité faible de l'éolien

Jusqu'à présent, on considérait pour l'équilibre offre/demande que l'aléa météorologique était lié à la température, puisque la thermo-sensibilité chiffrée par RTE est de l'ordre de 2 400 MW/°C. Il faut désormais intégrer les conditions de vent. En effet entre le min (resp. 21 MW en 2015 et 34 MW en 2016) et le max (resp. 8 331 MW en 2015 et 8632 MW en 2016 *Source Eco2mix*) de production éolienne, on a l'équivalent de $(8331-21)/2400=3,5^{\circ}\text{C}$ de thermo-sensibilité en 2015 et $(8632-34)/2400=3,6^{\circ}\text{C}$ en 2016.

Ces équivalents en écart de température ne sont pas négligeables (cf. ci-avant l'intervention de F. Brottes devant la Commission des affaires économiques où il avait rappelé qu'une **vague de froid sévère** ou extrême correspondait à des **températures inférieures respectivement à 3°C ou 10°C par rapport à la moyenne des températures des 30 dernières années**). Ils vont aller en augmentant au fur et à mesure que le parc éolien se développe.

Comme on l'a vu précédemment, le facteur de charge de l'éolien a été faible (12,5%) le 25 janvier à 19h00 et encore plus faible (7,1%) en Allemagne.

Cette situation (pas ou peu de vent) n'a rien d'exceptionnel en cas de vague de froid. Elle correspond à un anticyclone stationnaire qui maintient pendant un certain temps une masse d'air froid sur l'Europe.

¹² Nota : pour ceux qui douteraient que le mécanisme de capacités est une subvention, il faut savoir que les analystes de la Commission européenne l'ont classé dans la catégorie « aides d'état ». En effet le coût des capacités est destiné à être répercuté sur les consommateurs, comme la CSPE d'ailleurs. Le fait que le financement de ces dispositifs, qui ont été décidés et sont imposés par les pouvoirs publics pour promouvoir une politique, se fasse par un impôt, une taxe, la CSPE ou le mécanisme de capacités ne change rien, à la fin ce sont les mêmes qui paient. L'intérêt pour le gouvernement de passer par exemple par la CSPE plutôt que par un impôt ou une taxe, est qu'il n'y a pas à discuter chaque année devant le parlement de son augmentation à l'occasion de la présentation du budget. Idem pour le mécanisme de capacités.

Une disponibilité nulle du solaire

On est là dans le « structurel dur ». Aucune chance que lors des pointes du soir des prochains hivers la situation change même si d'ici là le parc photovoltaïque est multiplié par 2 ou 10. Quand il fait nuit, la production est de 0 kwh.

Qu'en déduire pour les hivers à venir en cas de vague de froid ?

La phrase de François Brottes sur « nous n'avons jamais connu une offre aussi faible » se révèle malheureusement exacte. Qu'en déduire pour les années à venir ?

Avec l'hypothèse que le marché de capacités qui est effectif à partir du 1er janvier 2017 suffira pour stopper la fermeture de moyens pilotables, on peut tenter de conclure de ce qui précède que :

- une vague de froid de type janvier 2017 devrait passer sans besoin de délestage,
- une vague de froid de type février 2012 pourrait à la limite et avec de la chance (disponibilité du nucléaire un peu supérieure à celle de janvier 2017 + éolien 2 à 3 fois supérieur à celui du 25 janvier 2017 en France et en Allemagne pour pouvoir importer plus + bonne hydraulité) passer sans besoin de délestage, l'appel aux industriels interruptibles pouvant suffire,
- une vague de froid de type janvier 1985 ou janvier 1987 (ou pire février 1956) nécessiterait des délestages.

4.4 Analyse de la situation par la Ministre de l'Energie

Comme c'est désormais « le marché » qui est censé assurer l'équilibre offre-demande sur le long terme, il est important de connaître le point de vue des pouvoirs publics, eux seuls sont en mesure de faire évoluer si nécessaire les règles du jeu.

Nous reprenons ici quelques propos de la Ministre, rapportés par la presse le 18 janvier :

« Les moyens ont été mobilisés », a assuré Ségolène Royal à l'issue d'une réunion mercredi matin sur le plan grand froid à l'Élysée. « Avec les très bonnes conditions météorologiques, les énergies renouvelables, l'éolien et le solaire, vont produire l'équivalent de huit réacteurs nucléaires, huit gigawatts », a-t-elle expliqué. La France sera suffisamment approvisionnée mercredi, mais une « forte vigilance » prévaut pour les jours suivants, avait indiqué mardi le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE. »

Source : <http://www.lefigaro.fr/conjoncture/2017/01/18/20002-20170118ARTFIG00082-la-france-est-trop-dependante-au-nucleaire-selon-royal.php?pagination=27>

Rappelons que :

Lors de la pointe du mercredi 25 janvier à 19h00, l'éolien a produit 1 455 MW et le solaire aucun, soit un total de 1,455 GW. **Il manquait donc 6,5 GW sur les 8 annoncés,**

Lors de la pointe du vendredi 20 janvier à 9h15 : éolien 2 728 + solaire 541 = 3 269 MW, **il manquait 4,7 GW sur les 8 annoncés.**

Mme la Ministre de l'Energie semble donc n'avoir pas encore bien intégré que le solaire ne produit rien la nuit, en particulier lors des pointes de consommation d'électricité des soirs d'hiver, et que l'éolien est très fluctuant, difficile à prévoir et ne produit pas ou très peu quand il n'y a pas de vent.

Tout ceci n'est pas très rassurant pour l'avenir du système électrique français, en particulier pour le maintien dans le futur de l'équilibre offre/demande.

4.5 Conclusions de l'analyse du passage de l'hiver 2016-2017

D'après le Président du directoire de RTE, on est passé lors de la vague de froid de janvier 2017, très près de devoir faire des interruptions de fourniture en commençant par les industriels avec lesquels RTE a des accords d'interruptibilité, ce que confirme la présente étude même si les chiffres sont un peu différents.

D'après la Ministre de l'énergie, c'est grâce à la mobilisation de l'éolien et du solaire qui auraient produit l'équivalent de 8 réacteurs nucléaires que les choses se seraient bien passées, ce qui est contredit par l'étude.

L'examen du passage de l'hiver 2016-2017 montre :

- que la diminution, depuis la vague de froid de 2012, du parc de production pilotable de 6 GW n'est pas du tout compensée par l'augmentation de 9,5 GW du parc de production intermittente, l'ensemble de ce dernier n'ayant contribué qu'à hauteur de 1,5 GW pendant la pointe critique du 25 janvier,
- qu'il n'est pas garanti du tout que la France puisse compter sur ses voisins pour l'aider à passer les pointes pendant les vagues de froid. En particulier on fait le constat que si le facteur de charge de l'éolien français était faible par manque de vent, celui de l'éolien allemand était encore plus faible.

L'étude attire en outre l'attention sur le fait que **le système électrique, avec le développement progressif de l'éolien, devient de plus en plus dépendant des conditions météorologiques :**

- jusqu'à présent, on connaissait l'effet thermo-sensibilité qui était prévisible au moins dans ses grandes lignes (par exemple on sait qu'en janvier-février, il va faire plus froid qu'en juillet-août et on peut planifier la maintenance du parc en fonction de cela),
- s'y ajoute maintenant la présence et la vitesse du vent qui sont à la fois difficiles à prévoir et très changeantes même à l'intérieur d'une journée.

Pendant cette vague de froid les médias ont relayé de nombreux messages de modération de consommation d'électricité afin d'éviter des délestages et ont donc largement commencé à préparer l'opinion à des futurs éventuels délestages.

Cette préparation de l'opinion ne semble pas superflue car pour les hivers à venir :

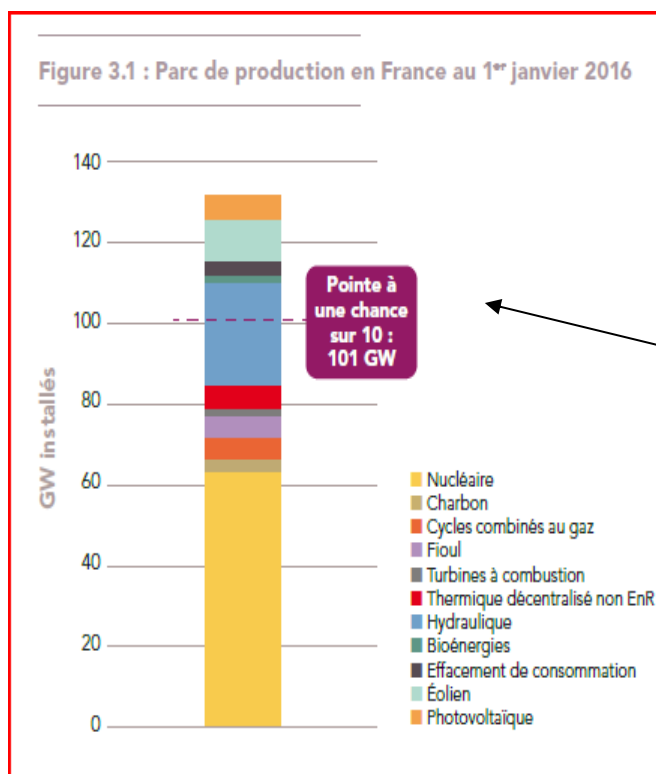
- une vague de froid de type janvier 2017 devrait passer sans besoin de délestage,
- une vague de froid de type février 2012 pourrait à la limite passer sans besoin de délestage des particuliers, l'appel aux industriels interruptibles pouvant suffire si le vent, l'hydraulicité et le niveau de disponibilité du parc de production sont favorables,
- une vague de froid de type janvier 1985 ou janvier 1987 (ou pire février 1956) nécessiterait des délestages.

CHAPITRE 5 - LE PARC DE PRODUCTION FRANÇAIS

L'objectif de ce chapitre est de compléter l'analyse du parc de production par rapport à la sécurité d'approvisionnement et de souligner quelques problèmes majeurs liés à l'évolution potentielle du parc actuel.

5.1 Tous les gigawatts installés sont-ils équivalents ?

Dans son bilan prévisionnel paru en juin 2016, le RTE présente la composition du parc de production français sous la forme de cette figure :



Source : RTE Bilan prévisionnel 2016

Si on en juge par cette figure, aucun problème pour passer les pointes de consommation puisque nous disposons d'un parc installé d'un peu plus de 129 GW et que la pointe historique, celle dont la probabilité n'est que de 10%, n'est que de 101 GW. C'est sans doute ce que pensent ceux qui affirment que les 6 GW de production thermique qui ont été arrêtés entre fin 2011 et fin 2016 ont été compensés par les 9,5 GW de production éolienne et photovoltaïque installés sur la même période (voir [figure 4.6](#) du chapitre 4). Mais est-ce bien vrai ?

Pour le savoir, il faut comparer les différents modes de production au moins suivant quatre points :

- leur adaptabilité à la demande,
- leur capacité de production,
- leurs émissions de CO₂,
- leur coût.

5.1.1 Adaptabilité de la production à la demande

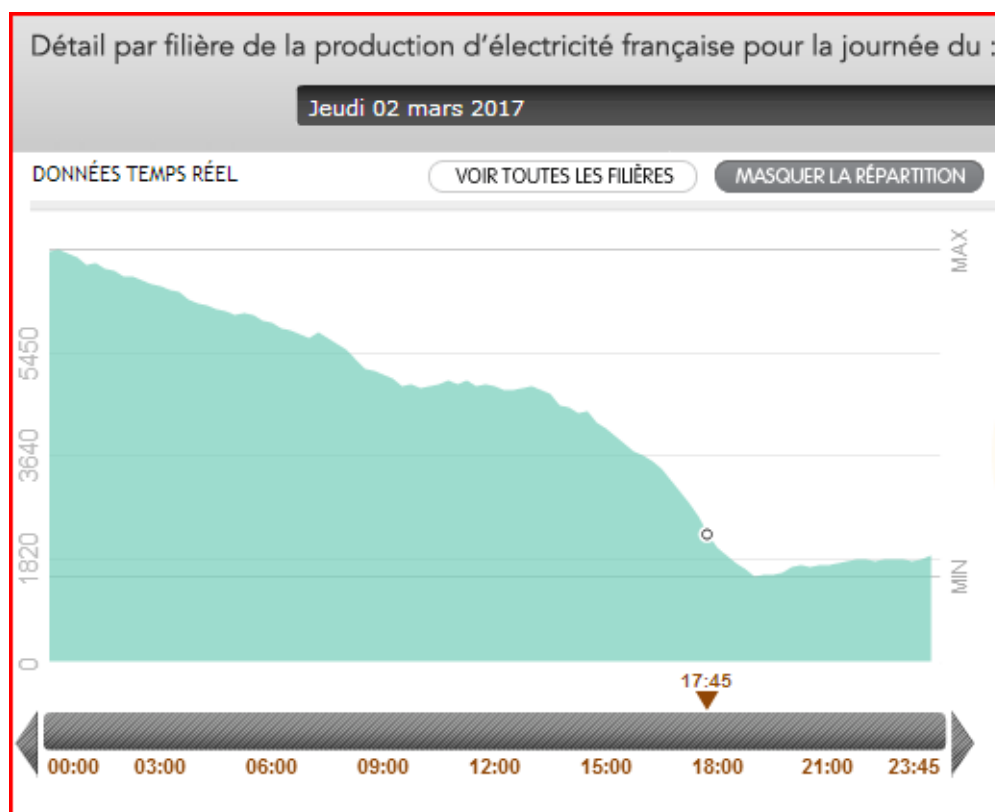
Cette caractéristique est fondamentale puisque l'électricité se stockant difficilement, il est nécessaire d'injecter à tout instant dans le réseau la quantité d'énergie qui est demandée. On distingue deux types de moyens de production :

- Les moyens fatals (éolien, photovoltaïque, hydraulique « fil de l'eau ») qui fonctionnent sans corrélation avec le besoin.
- Les moyens pilotables (thermique à flamme, nucléaire et hydraulique « lacs et éclusées »).

Le photovoltaïque et l'hydraulique ont l'avantage d'être assez prévisibles et de pouvoir être bien intégrés dans les plans de gestion du parc. L'éolien est extrêmement variable et ses prévisions sont peu précises, bien que le RTE les réactualise plusieurs fois dans la journée. L'éolien comme le photovoltaïque bénéficie d'une priorité d'injection dans le réseau, mais les perturbations qu'il introduit dans le réseau sont telles que la Commission européenne envisage de limiter cette priorité, en permettant son écrêtement pendant les périodes de surproduction qui se traduisent en bourse par des prix négatifs. Cela a déjà été fait aux Etats-Unis et a permis un meilleur fonctionnement du réseau.

Les partisans de l'éolien prétendent que, par effet de foisonnement, il y aurait toujours du vent quelque part. C'est peut-être vrai au niveau de la planète, mais l'expérience montre exactement le contraire pour l'Europe occidentale.

Pour illustrer la grande variabilité de l'éolien, la figure suivante montre son évolution le long de la journée du 2 mars 2017 (maximum : 7269 MW – minimum 1521 MW).



Evolution de l'éolien le 2/03/2017

Source : site Eco2mix du RTE

Le thermique à flamme, l'hydraulique « lacs » et le nucléaire sont utilisés pour effectuer ce qu'on appelle du « suivi de charge » sur le réseau, c'est-à-dire maintenir à chaque instant l'équilibre entre consommation et production. Le tableau suivant indique les capacités de chaque mode de production à réagir.

Table 1: Comparaison de la capacité de suivi de charge des centrales programmables

	<i>Temps de démarrage</i>	<i>Variation de puissance maximale en 30 sec</i>	<i>Vitesse maximale de variation de puissance (%/min)</i>
Turbine à gaz à cycle ouvert (OCGT)	10-20 min	20-30 %	20 %/min
Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)	30-60 min	10-20 %	5-10%/min
Centrale à charbon	1-10 heure(s)	5-10 %	1-5 %/min
Centrale nucléaire	2 heures - 2 jours	jusqu'à 5%	1-5 %/min

Concernant l'hydraulique, les capacités varient suivant les ouvrages, mais elles permettent de corriger très rapidement de grandes variations. Par exemple, la chaîne Durance-Verdon est capable de mettre sur le réseau 1800 MW en moins de 10 minutes. La STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) de Revin dans les Ardennes peut mettre 800 MW sur le réseau en 2 minutes.

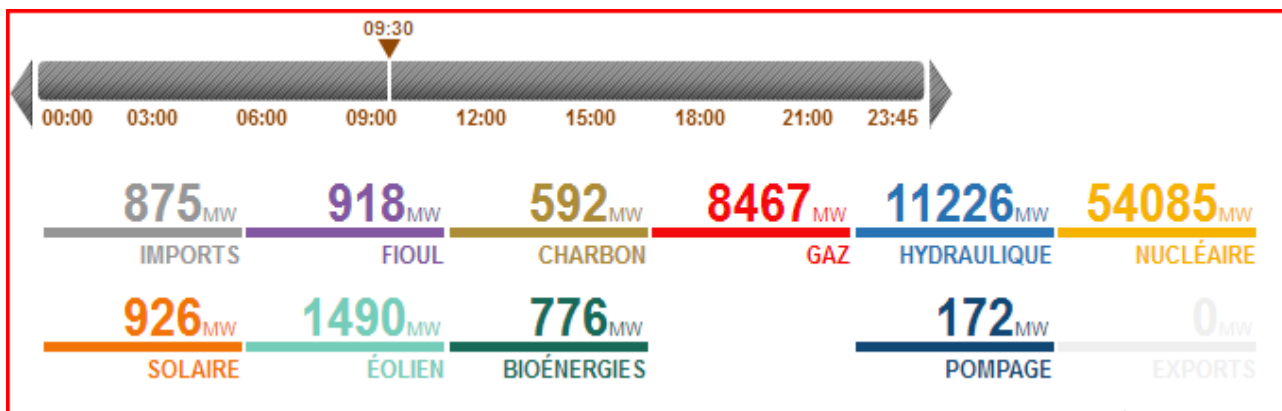
En effet, la gestion du réseau prévoit différents types de « suivi du réseau » allant des ajustements continus à la compensation rapide de l'arrêt non programmé d'un réacteur nucléaire comme cela s'est produit à Flamanville où un départ de feu s'est produit le 9 février 2017 un peu avant 9h45 dans la zone non nucléaire (salle des machines) du réacteur n°1. Le réacteur a été immédiatement arrêté, ce sont 1325 MW qui ont en quelques minutes été perdus par le réseau.

Le site Eco2mix du RTE met en évidence la façon dont ces MW ont été compensés (voir figures page suivante) :

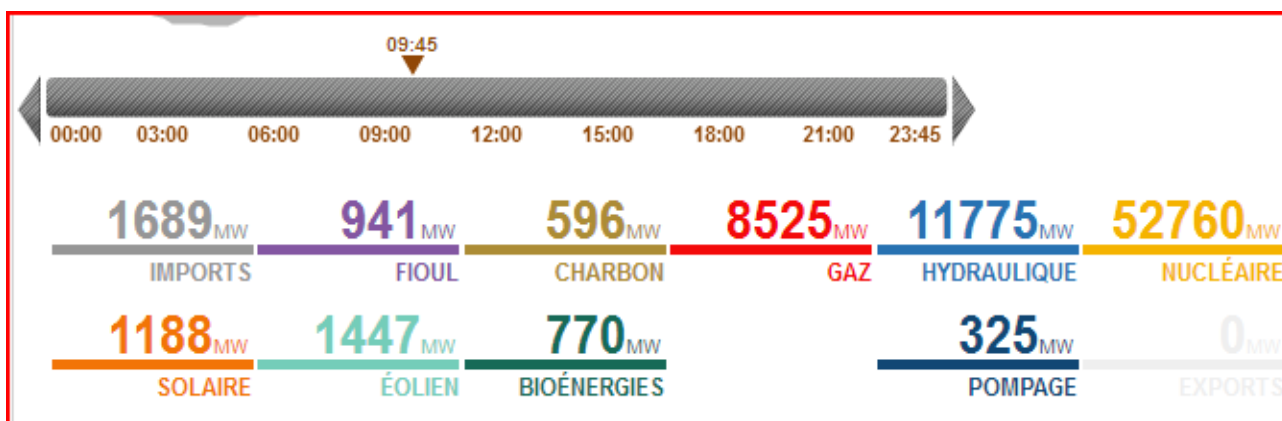
Dans les premières minutes, la perte est automatiquement compensée par les réserves primaires et secondaires. La réserve primaire est assurée par l'ensemble des producteurs européens interconnectés (d'où l'augmentation de l'import à 9h 45). La réserve secondaire est constituée des groupes de production de plus de 120 MW de la zone France. La réserve primaire est dimensionnée à 3000 MW (correspondant à la perte des deux plus gros groupes connectés) et la réserve secondaire est comprise entre 500 MW et 1180 MW, selon la plage horaire et la période de l'année.

Un quart d'heure plus tard, les importations sont revenues au niveau précédent et l'hydraulique a pris le relais.

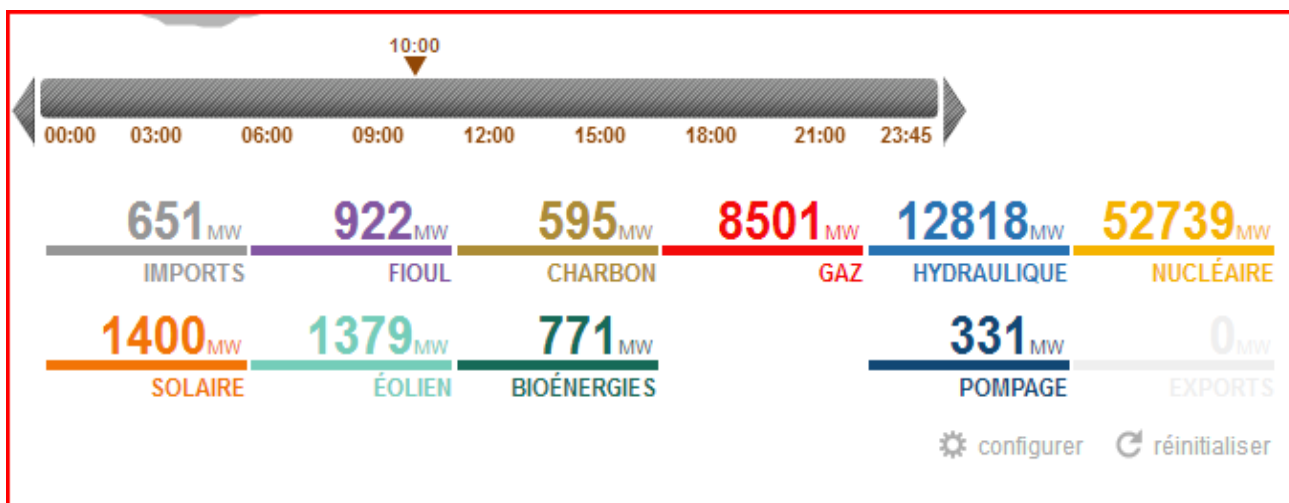
Un peu plus tard, la production des centrales charbon et fioul sera augmentée, celle de l'hydraulique baissée (la ressource « eau » est à ménager, le stock hydraulique étant très bas à cette date).



9h 30 : Avant l'arrêt de Flamanville 1



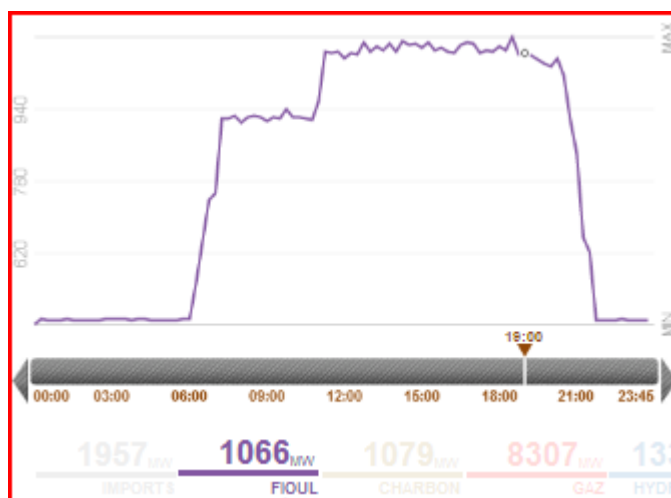
9h 45, soit quelques minutes après l'arrêt : baisse de 1325 MW du nucléaire, augmentation de 814 MW de l'importation et de 539 MW de l'hydraulique.



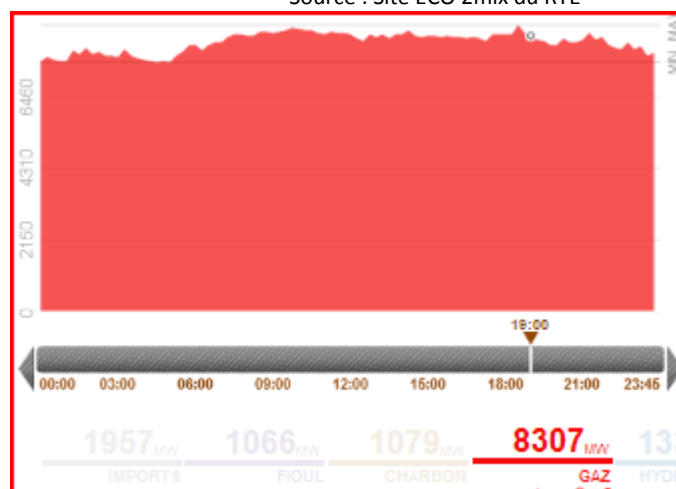
10h, soit un quart d'heure après l'arrêt : l'import est revenu au niveau prévu dans le planning de la journée, l'hydraulique est remontée de 1043 MW.

Evolution de la production suite à l'arrêt non planifié du réacteur 1 de Flamanville

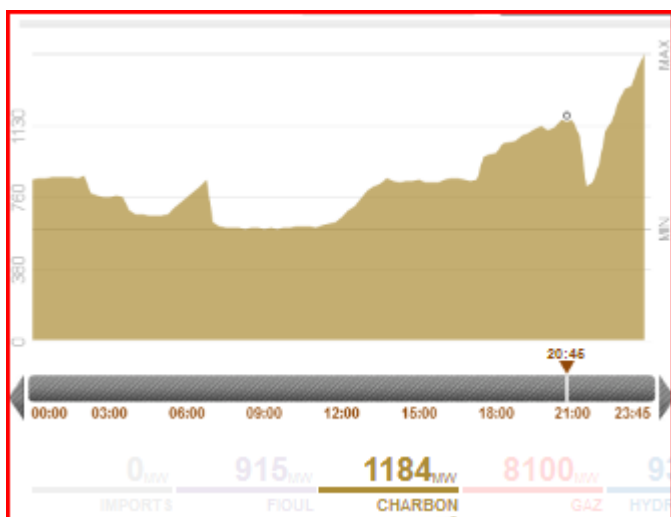
Source : Site ECO 2mix du RTE



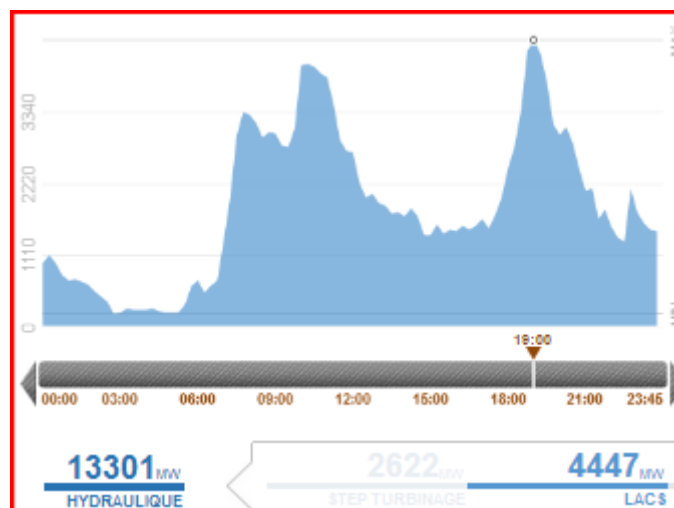
Production fioul



Production Gaz



Production Charbon



Production Hydraulique

Ces graphiques montrent l'évolution de la production du fioul, du gaz, du charbon et des barrages hydrauliques pendant toute la journée du 9 février 2017. Il faut noter que l'échelle des ordonnées n'est pas la même pour tous les graphiques, ce qui ne montre pas à sa juste valeur l'exceptionnelle flexibilité de l'hydraulique. Le fait que la production gaz ait peu varié n'est pas caractéristique de ce mode de production très flexible, mais cette production était déjà à un haut niveau au moment de l'incident.

Cet exemple montre la nécessité de disposer dans le mix électrique de moyens pilotables pour pallier les variations brutales sur le parc et il met bien en évidence l'importance cruciale de l'hydraulique pour assurer la continuité de la fourniture d'électricité.

En particulier, il montre que cette source d'énergie est nécessaire au niveau de l'ensemble du pays et qu'une confiscation pour une utilisation locale mettrait en danger l'équilibre du réseau français en cas de problème sur un groupe de production, ce qui est une situation fréquente.

5.1.2 Capacité de production

Une comparaison globale entre les différents modes de production n'aurait pas de sens car les conditions d'exploitation des différents moyens sont différentes. Il faut distinguer plusieurs cas :

- Les productions fatales (éolien et photovoltaïque) dépendent uniquement des conditions climatiques. Leur productivité est exprimée par leur facteur de charge, c'est-à-dire le rapport entre leur production réelle et leur production maximale théorique si elles fonctionnaient à pleine puissance toutes les heures de l'année. En 2016, le facteur de charge moyen de l'éolien a été de 21,7% et celui du solaire de 14,3%.
- Pour le nucléaire, la disponibilité est le facteur essentiel. La majorité des coûts de production sont fixes (indépendants de la quantité produite). L'intérêt économique est donc d'utiliser au maximum la puissance disponible bien que, dans certaines situations, en particulier, celles de surproduction d'électricité fatale par rapport à la consommation, la puissance demandée puisse être réduite. La disponibilité du parc nucléaire dépend principalement des opérations programmées (rechargement en combustible, maintenance) et des indisponibilités fortuites. Le coefficient de disponibilité a été de 81% en 2014 et 2015, mais seulement de 70 % en 2016 et restera probablement inférieur à 80% ces prochaines années, compte-tenu des opérations de maintenance lourde qui sont programmées.
- Pour le thermique à flamme, la production dépend de deux facteurs : sa disponibilité et la contribution qui va lui être demandée. En 2016, elle a connu une augmentation de 33,4% par rapport à 2015, compte-tenu de la baisse de la disponibilité du parc nucléaire.
- La production hydraulique dépend de la contribution qui va lui être demandée, mais aussi de l'état du stock hydraulique (pour l'hydraulique de « lacs ») et de la pluviosité.

Le tableau suivant indique la puissance installée, la production nette pour 2016 et le pourcentage que cela représente dans le mix énergétique pour l'année 2016.

Année 2016	Puissance installée en MW	Production nette en TWh	Part mix électrique
Nucléaire	63130	384	72,3 %
Thermique fossile	21847	45,9	8,6 %
dont charbon	2997	7,3	1,4 %
dont fioul	7137	3,3	0,6 %
dont gaz	11712	35,3	6,6 %
Hydraulique	25482	63,9	12,0 %
Eolien	11670	20,7	3,9 %
Solaire	6772	8,3	1,6 %
Bioénergies	1918	8,5	1,6 %
Total	130818	531,3	100%

Données RTE

5.1.3 Emissions de CO2

Comme l'indique le tableau suivant, la contribution de chaque mode de production aux émissions de CO2 (hors construction et démantèlement) est tout aussi différente :

	Taux en tonne/MWh ¹³	Emission nette 2016 en millions de tonnes
Biogaz, déchets, bois-énergie et autres combustibles	0,98	6,2
Charbon	0,96	6,9
Fioul	0,67	0,9
Gaz	0,46	14,3
Hydraulique	0	0
Nucléaire	0	0
Eolien	0	0
Photovoltaïque	0	0
Total		28,3

Source : RTE Bilan électrique 2016

Il est à noter que le taux d'émission le plus important est celui des centrales thermiques n'utilisant pas de combustibles fossiles, mais de la « biomasse ». Ce mode de production est pourtant considéré, au moins en partie, comme renouvelable en considérant que le CO2 émis est le produit d'un recyclage antérieur et sera lui-même recyclé (cycle du carbone).

Il est aussi important de comparer le taux d'émission de CO2 avec celui d'autres pays européens proches. Le tableau suivant donne ce taux en grammes de CO2 par kWh pour l'année 2013.

Valeurs de moyennes nationales pour les émissions de CO2 par kWh électrique pour différents pays

Suède :	13	Luxembourg	306
France	64	Italie	343
Autriche	166	Irlande	442
Finlande	175	Pays Bas	452
Belgique	199	Royaume-Uni	459
Espagne	247	Allemagne	486
Portugal	281	Grèce	649
Danemark	300	Union Européenne des 28	337

Source : AIE Edition 2015

On y voit que la France et la Suède produisent les mix électriques les plus décarbonés d'Europe.

¹³ Ces taux sont calculés à partir des facteurs d'émission en g/CO₂ par kWh thermique diffusés par le Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique (CITEPA) et une estimation faite par RTE du rendement entre les kWh thermiques et kWh électriques.

5.1.4 Coûts

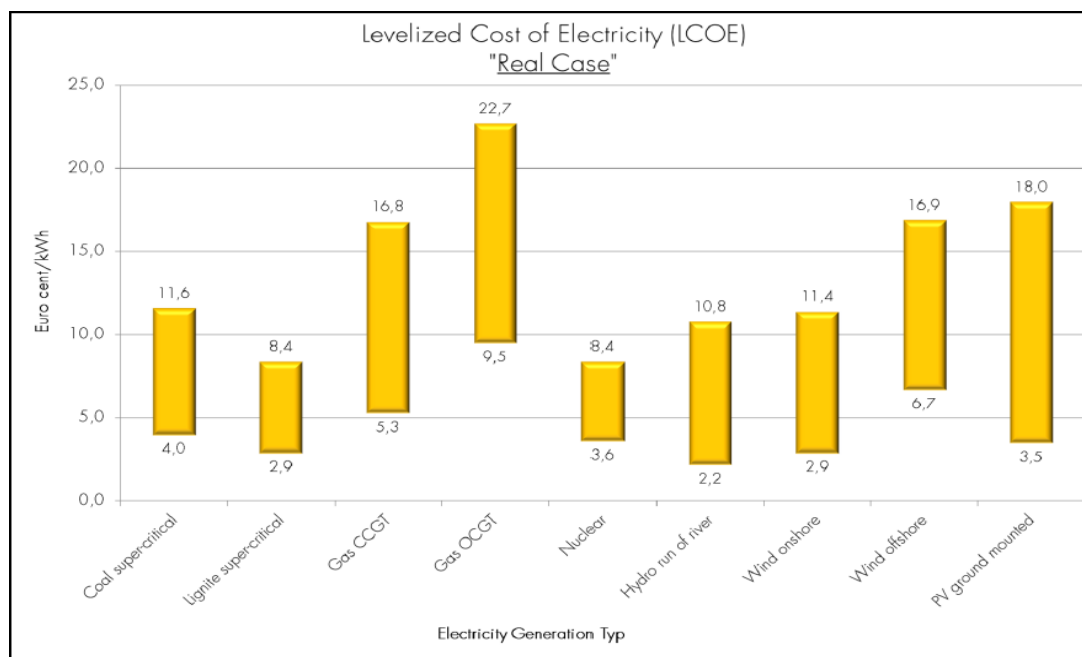
Le coût présenté ici est le coût complet de production (LCOE pour Levelised Cost Of Electricity, c'est à dire le coût annuel moyen tenant compte des éléments suivants :

- le coût d'investissement,
- le taux d'amortissement,
- la durée de vie du moyen de production,
- les coûts d'exploitation et de maintenance,
- les coûts du combustible,
- le montant de la taxe carbone et le facteur carbone des installations,
- le nombre d'heures de fonctionnement « pleine charge ».

Les coûts de démantèlement ne sont pas compris dans ce coût. Pour le nucléaire, le coût du traitement et du stockage des déchets a été inclus dans le coût du combustible.

Il est important de noter que, **les différents types d'énergie n'ayant pas les mêmes caractéristiques, leur coût ne reflète pas leur valeur économique**. En particulier, les énergies intermittentes ont des coûts relativement élevés, mais des valeurs économiques faibles, parce qu'elles ne peuvent pas s'adapter à la demande. Pour pouvoir comparer les coûts des moyens fatals aux coûts des pilotables, il faudrait ajouter à leur coût de revient les coûts permettant de limiter leur intermittence (production de substitution et stockage) et les coûts système liés à la gestion du réseau (coûts des rééquilibrages, des services auxiliaires et des « redispatching » en cas de congestion sur des noeuds de réseau).

La figure suivante donne le résultat d'une étude sur les coûts de production en Europe réalisée en 2015 par l'association professionnelle VGB Power Tech qui regroupe près de 500 entreprises du secteur de l'énergie dont EDF. La méthode utilisée et les hypothèses retenues sont fournies dans l'annexe 6.



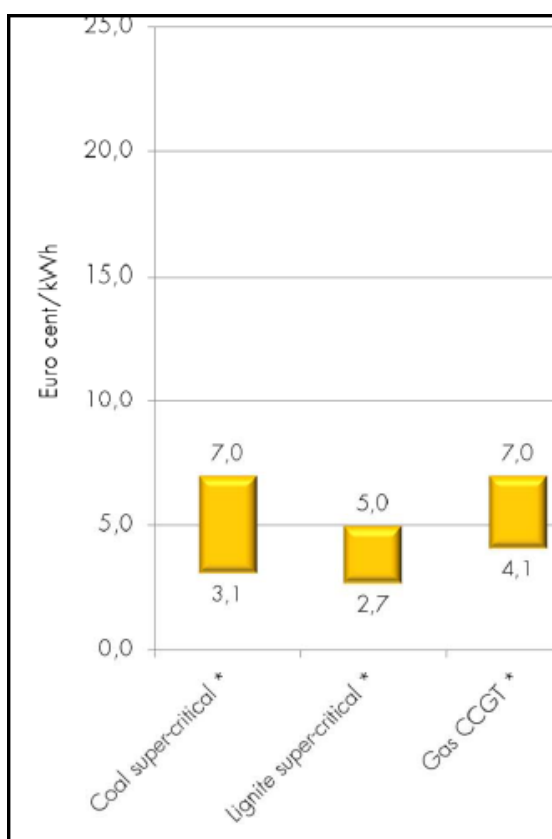
Les coûts complets de production en Europe

Source VGB

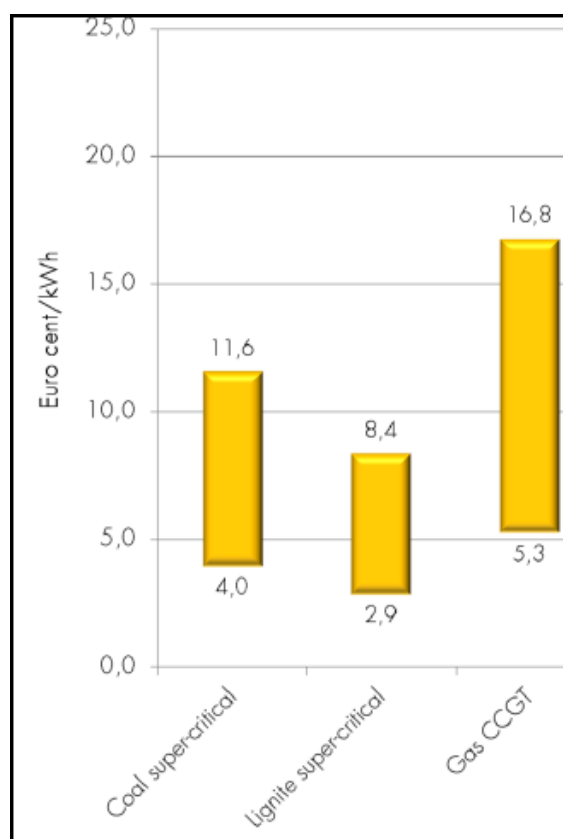
L'effet « volume » sur le coût des centrales ne fonctionnant plus en base.

Les coûts concernant le lignite, le charbon et les cycles combinés gaz apparaissent relativement élevés dans ces calculs qui ont été faits sur la base du nombre d'heures de fonctionnement constatées. Or ce nombre d'heures a beaucoup diminué à cause de l'effet « volume » lié à l'introduction à très bas prix sur les marchés européens d'énergies renouvelables subventionnées. Le nombre d'heures de fonctionnement à plein régime de ces centrales a diminué et le coût de revient unitaire augmenté (voir 3.1.4).

VGB a refait les calculs avec un nombre d'heures correspondant au fonctionnement de ces centrales avant l'arrivée massive des énergies subventionnées, c'est-à-dire avec un fonctionnement en base.



Avant : Fonctionnement en base



Aujourd'hui : Impact de l'effet « volume » sur le coût

Source VGB

Le nucléaire est, pour le moment, peu affecté au niveau européen par l'effet « volume » (mais beaucoup par l'effet « prix »). Les coûts du nucléaire étant essentiellement des coûts fixes, s'il est atteint par l'effet « volume » (possible en France avec un développement massif d'énergies intermittentes), leur augmentation va être proportionnellement plus importante que celle des coûts du thermique classique.

5.2 La Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)

La PPE définit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental sur la période 2016-2023 afin d'atteindre les objectifs définis aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie, et en particulier :

- **d'assurer la sécurité d'approvisionnement,**
- **de réduire la dépendance aux importations,**
- **de maintenir un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international,**
- **de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs,**
- **de préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre et contre les risques industriels majeurs, en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air et en garantissant la sûreté nucléaire.**

5.2.1 Un décret curieux et juridiquement très contestable

La Programmation Pluriannuelle de l'Energie a fait l'objet du décret 2006-1442, publié le 27 octobre 2016, et de plus de 500 pages de constats, d'analyses, d'« orientations et actions », le tout mis à disposition uniquement sur le site du ministère de l'Energie. Le décret reprend quelques-unes de ces « orientations et actions », tout en spécifiant à l'article 1 : « La programmation pluriannuelle de l'énergie est adoptée ». Cela paraît très curieux : la loi permet-elle d'adopter une page internet, fût-elle celle d'un site d'un ministère ? Le statut juridique de la PPE est problématique...

Notre analyse se basera donc essentiellement sur le décret et aura pour objet de vérifier si les actions prévues en matière d'électricité correspondent aux objectifs annoncés.

5.2.2 La baisse souhaitée de la consommation d'énergie primaire

Le décret définit des objectifs très précis de diminution de consommation (par rapport à 2012) pour l'énergie primaire fossile et l'énergie finale. Mais comment se répartissent ces diminutions ? Qui en a la responsabilité ? Quels moyens doivent être mis en œuvre ? Rien n'est précisé.

Il est à noter cependant qu'aucune diminution n'est souhaitée pour la consommation d'électricité.

Diminution en %	2012 Consommation en Mtep	2018	2023
Gaz naturel	32	- 8,4%	-15,8%
Pétrole	64	-15,6%	- 23,4%
Charbon	5	-27,6%	-37%
Energie finale	154	-7%	-12,6%

Source pour les données 2012: SOeS

5.2.3 Les objectifs concernant l'évolution du parc de production

Le nucléaire

EDF est sommée d'établir avant mai 2017 un plan stratégique compatible avec les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie qui fixe l'objectif de réduire la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité à l'horizon 2025.

La formulation n'est pas précise : on peut penser qu'il s'agit d'énergie et non de puissance (notion peu familière pour les législateurs, mais cruciale pour le fonctionnement du système électrique).

D'autre part, si l'Etat a décidé de réduire la part du nucléaire à 50 % de la production en 2025, il faut espérer que cette décision, qui figure déjà dans la loi sur la transition énergétique de 2015, a été prise après avoir sérieusement étudié la question. Donc l'Etat doit avoir préparé un plan stratégique solide pour que cette évolution ne mette pas la France dans le noir. Pourquoi alors demander à EDF de le fournir dans six mois ? Ce n'est en aucun cas le rôle d'EDF.

Si ce plan stratégique n'est pas disponible, faut-il en conclure que la décision a été prise sans avoir analysé ses conséquences ?

La production thermique

Deux clauses concernent la production thermique :

- « Aucune nouvelle installation de production d'électricité à partir de charbon non équipée de système de captage, stockage ou valorisation du dioxyde de carbone (CO₂) ne sera autorisée en métropole continentale. »

Cette clause est très vague : A partir de quelle date s'applique-t-elle ? Quels types de système sont exigés ? De quelle efficacité ? Pourquoi seulement en métropole continentale ?

- « Lorsqu'une installation située en métropole continentale produit de l'électricité à partir de combustibles fossiles et émet des gaz à effet de serre, l'autorisation d'exploiter mentionnée à l'article L. 311-5 restreint le nombre maximal annuel d'heures de fonctionnement équivalentes à pleine puissance, afin de respecter la valeur limite d'émissions de gaz à effet de serre de 2,2 kilotonnes de CO₂ équivalents émis annuellement par mégawatt de puissance installée. Pour les installations de cogénération, les émissions considérées sont celles correspondant à la seule production d'électricité. »

Assez curieux : le problème n'est pas de limiter globalement les émissions de gaz à effet de serre, mais de les limiter par mégawatt installé, ce qui réduirait la rentabilité des centrales françaises et favoriserait la concurrence étrangère, voire conduirait à multiplier des installations qui ne pourraient fonctionner chacune qu'un nombre limité d'heures.

Les durées limites (voir tableau suivant) ne sont pas gênantes, s'il s'agit juste de moyens de pointe, mais elles le deviennent si elles fonctionnent en semi base, en particulier pour suppléer aux énergies intermittentes. Il est rappelé qu'en Allemagne les installations équivalentes ne sont pas soumises à restriction.

Les sanctions prévues en cas de dépassement des limites ne sont pas précisées.

	CO2 émis en t/MWh	Limite en heures
Groupes charbon	0,96	2292
Groupes fioul	0,67	3283
Groupes gaz	0,46	4782
Nombre d'heures de fonctionnement autorisé suivant le type de production		

Les renouvelables

L'objectif est d'obtenir en 2023 une production de renouvelables de 150 à 167 TWh, entre scénario bas et scénario haut, répartie suivant le tableau suivant :

Puissance installée en GW et Production attendue en TWh	31/12/2016	31/12/2018	31/12/2023
Eolien terrestre	11,3 GW 20,7 TWh	15 GW 30 TWh	21,8 – 26 GW 44 – 52 TWh
Photovoltaïque	6,7 GW 8 TWh	10,2 GW 13 TWh	18,2 – 20,2 GW 24 – 26,5 TWh
Hydraulique (hors STEP)	25,5 GW 59,2 TWh	25,3 GW 61 TWh	25,8 – 26,05 GW 63 – 64 TWh
Eolien en mer	0	0,5 GW 1,7 TWh	3 GW 10,5 TWh
Energies marines	0	0	0,1 GW
Effacement	1,7	5 GW	6 GW
Géothermie	?	8 MW	53 MW
Bioénergies	1,9 GW	Non précisé	Non précisé
Dont bois-énergie	6,5 TWh	540 MW	790 -1040 MW
Méthanisation		137 MW	237 – 300 MW
Total renouvelables	47,5GW hors géothermie 95 TWh	> 64,7 GW	> 75,9 – 82,6 GW 150 – 167 TWh

Calcul des productions 2018 et 2023 : IED

Sources : Bilan RTE pour les données 2016

Les facteurs de charge pris pour les calculs des productions 2018 et 2023 sont de 0,23 pour l'éolien terrestre, 0,4 pour l'éolien en mer et 0,15 pour le photovoltaïque (valeurs moyennes constatées sur le parc français pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque, valeurs utilisées dans les études de rentabilité pour les autres filières).

Il est à noter que ces objectifs sont beaucoup plus élevés que les prévisions du RTE.

5.2.4 Analyse

Si les objectifs de développement des renouvelables visent une production en énergie entre 150 et 167 TWh en 2023, ils ne tiennent pas compte des besoins de puissance en pointe, besoins qui dimensionnent le parc et les réseaux alors qu'avec le développement de l'éolien et du photovoltaïque, il est devenu globalement en surcapacité pour l'énergie, mais en sous-capacité pour la puissance appelée en pointe. Pour assurer la sécurité d'approvisionnement, il faut donc également prévoir les moyens nécessaires pour pallier l'intermittence de l'éolien et du photovoltaïque.

De plus, les réseaux électriques, aussi bien ceux de distribution que de transport, sont très impactés par les modifications du mix énergétique, aussi bien sur le territoire national qu'aux interconnexions. Quels développements sont prévus par la PPE ?

Il faut noter que le passage le plus délicat de janvier 2017 ne fut pas celui où la puissance appelée fut la plus haute (93 864 MW à 9h15 le 20 janvier). Ce fut le 25 janvier à 19h quand la puissance appelée n'était que de 92 788 MW, quand il y avait peu de vent et pas de soleil : 1 455 MW d'éolien pour 11 292 MW installés et 0 MW pour 6 697 MW solaires installés.

Que se passerait-il en 2025 ?

Calcul en puissance : Faisons un calcul simple en prenant comme hypothèses pour les puissances installées en 2025 :

- Concernant les énergies renouvelables, les objectifs hauts du scénario PPE 2023.
- Concernant le nucléaire 42 GW, une vingtaine de réacteurs nucléaires ayant été arrêtés.
- Concernant les pays voisins, une capacité d'import à hauteur de 10 000 MW.
- Concernant la capacité d'effacement 6000 MW.
- Concernant les centrales thermiques à combustibles fossiles et les bioénergies, aucune hypothèse n'a été prise, leur puissance étant utilisée en terme de bouclage dans le calcul.

On considère également que :

- le besoin de puissance en pointe n'a pas augmenté.
- Les conditions climatiques sont les mêmes (donc facteurs de charge identiques à ceux de 2017), sauf pour l'éolien en mer (facteur de charge de 50%).
- Le coefficient de disponibilité du nucléaire est de 90% (valeur moyenne constatée en hiver).

Puissance en MW	P. installée Janvier 2017	P. Appelée 25/01/ 2017 à 19h	P. Installée Hyp : PPE 2025	P. Disponible Pointe 19h en2025
Solaire	6 772	0	20 200	0
Eolien terrestre	11 670	1455	26 000	3 250
Eolien en mer	0	0	3 000	1 500
Hydraulique	25 482	12344	26 050	13 000
Combust. fossiles	21 847	15991	?	?
Nucléaire	63 130	56292	42 000	37 800
Import		5895	10 000	10 000
Effacement		0	6 000	-6 000
Bioénergies	1918	768	?	?
Total		92788		59 550

Pour le bouclage, les centrales thermiques à combustibles fossiles et les bioénergies devraient assurer l'équilibre, soit fournir 33 238 MW (à comparer à la puissance installée en 2016, soit 21 847 MW). Est-ce crédible ? Quand pourrait-on les construire ? A quel coût ?

En toute logique, une autre solution serait de garder en fonctionnement un parc nucléaire de 63 GW (ce que permet la loi), mais de le faire fonctionner pour qu'il ne contribue qu'à hauteur de 50 % de la production française. Economiquement, ce serait absolument catastrophique, mais la loi serait respectée...

Calcul en énergie avec les hypothèses suivantes pour les productions en 2025 :

- Concernant la production française totale : 546 TWh (à comparer à celle de 531 TWh en 2016 et au développement prévu par la PPE).
- Concernant les énergies renouvelables : 167 TWh (hypothèse haute de la PPE pour 2023).
- Concernant le parc nucléaire : 273 TWh soit 50% de la production totale de 546 TWh, ce qui correspond à une disponibilité de 74 % pour un parc de 42 GW.

Pour le bouclage, il reste 106 TWh à produire... A comparer aux 46 TWh produits par le parc thermique à combustible fossile installé en 2016.

Les questions restent les mêmes. Comment produit-on ces 106 TWh ? Avec quels moyens ? A quels coûts ?

Il faut noter que la Programmation Pluriannuelle ne donne pas d'objectif en matière de stockage, sauf une augmentation de capacité des STEP (Stations de Transfert d'Énergie par Pompes, non considérées comme renouvelables) de 1 à 2 GW entre 2025 et 2030 (pour une capacité installée de 5,0 GW en 2016). Cela reflète bien l'état actuel des possibilités de stockage massif. Seul est opérationnel au niveau industriel le stockage par STEP et la France dispose de possibilités limitées pour les construire.

5.2.5 Conclusion

Non seulement d'un point de vue formel, la Programmation Pluriannuelle Annuelle de l'Energie (PPE) telle qu'elle a été transcrite dans le décret du 27 octobre 2016, est juridiquement contestable, mais son contenu n'est pas cohérent avec les objectifs principaux qu'elle dit viser, à savoir :

- assurer la sécurité d'approvisionnement,
- réduire la dépendance aux importations,
- de maintenir un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international,
- maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs,
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre et contre les risques industriels majeurs, en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air et en garantissant la sûreté nucléaire.

Notre analyse montre, en effet, que les objectifs en matière d'évolution du parc de production et les limitations imposées au fonctionnement des centrales thermiques, vont à l'encontre de ces objectifs généraux.

En effet :

- Ils ne permettent pas d'assurer la sécurité d'approvisionnement.
- Ils augmentent la dépendance aux importations d'électricité et de combustibles fossiles.
- Ils effondrent la rentabilité du parc nucléaire et des centrales à combustible fossile.
- Ils contribuent à l'augmentation du prix de l'électricité (subventions aux renouvelables, aides d'Etat aux autres filières pour compenser la baisse de rentabilité).
- Ils entraînent l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre en remplaçant le nucléaire décarboné par des combustibles fossiles.

De plus, l'analyse montre que la réduction visée pour le nucléaire en 2025 est techniquement et économiquement infaisable.

En effet, elle fait apparaître la nécessité de construire de nouveaux moyens de production pilotables pour les substituer aux réacteurs nucléaires fermés. Dans quels délais va-t-on les construire ? Où va-t-on les construire ? Qui va investir dans ces moyens de production alors que le contexte politique et économique est aussi incertain ?

CHAPITRE 6 - L'EQUILIBRE OFFRE ET DEMANDE EN EUROPE DE L'OUEST

6.1 Evolution de la production d'électricité en Europe

Les principaux documents analysés pour présenter l'évolution de la production d'électricité en Europe d'aujourd'hui à 2030 sont les suivants¹⁴ :

- RTE Bilan Prévisionnel 2015 et 2016.
- ENTSO : TYNDP 2014 et 2016 ; SOAF¹⁵ 2014 et SOAF 2015.
- General Adequacy Assessment du Pentilateral Energy Forum¹⁶ (Mars 2015).

On donne une vision globale au niveau européen par type de moyen de production. Les mix énergétiques des pays limitrophes de la France sont présentés en annexe (Allemagne, Grande-Bretagne, Espagne, Italie, Belgique, Suisse, Luxembourg et Pays-Bas).

La puissance totale installée en Europe croît jusqu'en 2025 – 2030 dans les études successives mais surtout la croissance des **ENR**, notamment intermittentes (ENRi et en particulier le PV), est plus importante dans les études les plus récentes, comme le montre le tableau suivant :

GW	2010	TYNDP 2010 (2025)	SOAF 2014-2030 (2025)	SOAF 2014 – 2030 (2030)	TYNDP 2016 (2030)
Puissance totale	872	1254	1033<P<1196 ¹⁷	1159<P<1696 ¹⁸	-
ENR total (hors Hydro)	95	320	493<P<608	576<P<1054	-
Eolien	75	240	180<P<250	230<P<430	240<P<375
PV	10	50	125<P<140	133<P<344	150<P<240

On constate toutefois un léger recul des prévisions d'ENRi installées en 2030 dans l'étude TYNDP 2016. La croissance des ENR en Europe est portée principalement par l'Allemagne et la Grande-Bretagne.

Par ailleurs, le parc de production **fossile** est en forte baisse. Les centrales fossiles ne sont plus rentables : effondrement des prix de l'électricité sur le marché de gros du fait des ENR subventionnées, absence de réglementation claire sur les réserves de capacité par suite de la remise en cause par la Commission Européenne des réglementations envisagées.

¹⁴ Ces références ne seront pas rappelées systématiquement dans le texte

¹⁵ SOAF : Scenario Outlook and Adequacy Forecast

¹⁶ Pentilateral Energy Forum (Belgium, the Netherlands, Luxembourg, Germany, France, Austria and Switzerland). The Pentilateral Energy Forum is the framework for regional cooperation in Central Western Europe towards improved electricity market integration and security of supply.

¹⁷ Il s'agit ici de la NGC (Net Generation Capacity) de janvier 7 p.m.

¹⁸ Il s'agit ici de la NGC (Net Generation Capacity) de janvier 7 p.m.

Toutefois, en fin d'année 2016, la Commission Européenne a autorisé la réserve de réseau allemande à assurer la sécurité de l'approvisionnement en électricité d'une part, le mécanisme de capacité en France sous une forme révisée par rapport aux propositions françaises initiales d'autre part. Il est intéressant de noter qu'il s'agit du premier mécanisme à explicitement inclure et rémunérer des capacités étrangères. Cette évolution est importante car elle implique que des capacités étrangères pourraient couvrir un risque de défaillance en France.

GW	2010	TYNDP 2010 (2025)	SOAF 2014-2030 (2025)	SOAF 2014-2030 (2030)	TYNDP 2016
Fossile total	446	544	367<P<400	397<P<437	-
Charbon et lignite	177	180	127	110<P<133	54<P<104
Gaz	155	255	228	240<P<295	165<P<220

L'évolution du parc de **CCG** (Cycles Combinés Gaz) présente des disparités très marquées selon les pays : décroissance forte en Espagne, Italie, Belgique et Pays-Bas, décroissance faible en Allemagne, légère croissance en Grande-Bretagne. Cette filière souffre notamment de la concurrence du charbon dont les prix ont fortement baissé. Il en est de même pour le **charbon** et le **lignite** : forte décroissance en Grande-Bretagne, décroissance en Italie, Espagne et Pays-Bas, stabilité en Allemagne. A moyen terme, un grand nombre de groupes charbon devrait être déclassé en Europe du fait de l'ancienneté d'une partie des installations et des effets des politiques nationales comme par exemple le prix plancher du CO2 en Grande-Bretagne¹⁹.

Le parc de production **nucléaire** voit dans les différents scénarios ENTSO sa puissance installée diminuer entre 2010 et 2030, notamment par suite de l'arrêt du nucléaire en Allemagne (après 2022) et en Belgique (après 2025) et en France avec la loi de Transition Energétique.

GW	2010	TYNDP 2010 (2025)	SOAF 2014-2030 (2025)	SOAF 2014-2030 (2030)	TYNDP 2016
Nucléaire	135	140	107<P<118	99<P<108	80<P<107

¹⁹ Aucun prix plancher du carbone ne sera finalement instauré en France au 1er janvier 2017. La Ministre de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer avait pourtant annoncé en juin 2016 l'introduction d'une taxe carbone fixée à 30 euros/tonne de carbone visant la production d'électricité à partir de sources fossiles.

La Ministre avait ensuite annoncé le 11 juillet 2016 que la taxe serait limitée aux seules centrales à charbon, qui sont les centrales thermiques les plus polluantes, comme le recommandait le rapport de la mission Mestrallet-Canfin-Grandjean (*Propositions pour des prix du carbone alignés avec l'accord de Paris*). La mesure devait être introduite dans le projet de loi de finances pour 2017.

En lien avec ces annonces gouvernementales, un amendement parlementaire visant à assujettir la production d'électricité à partir de houilles, lignites et coques à la taxe intérieure sur la consommation (TICC) a été déposé à l'occasion de l'examen du projet de loi de finances pour 2017.

Finalement, cet amendement n'a pas été défendu par ses auteurs qui ont estimé, en commission des finances, que cette disposition, bien que « parfaitement légitime », présentait un « un risque social important (...) car elle ne manquerait pas d'entraîner la fermeture de centrales à charbon ».

Le Ministre du Budget a annoncé en octobre 2016 l'abandon de la mise en œuvre de ce prix plancher et a souligné que la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoyait « au plus tard en 2023 de mettre fin à ces centrales ».

Ces données sont présentées de façon synthétique sur les figures 1 à 2 extraites du General Adequacy Assessment du Pentilateral Energy Forum (à l'horizon 2020-2021) et sur les tableaux situés après ces figures.

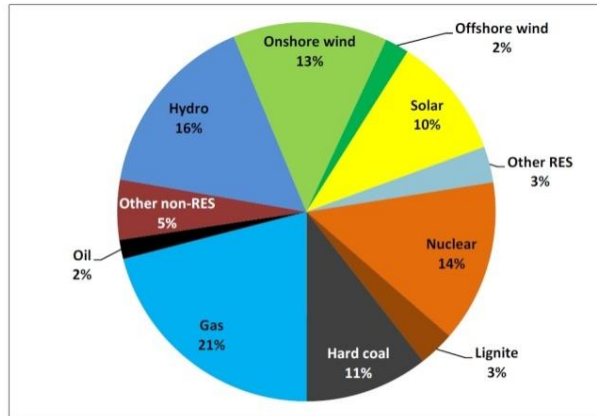


Figure 14a Generation mix (installed capacities) of PLEF modelled countries [%] 2015-2016

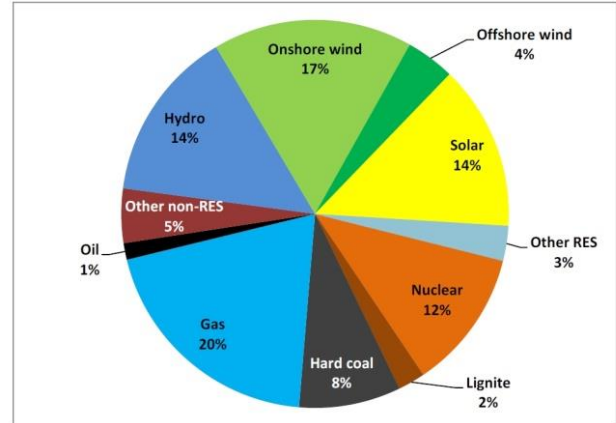


Figure 14b Generation mix (installed capacities) of PLEF modelled countries [%] 2020-2021

Figure 1 : Mix européen 2015-2016

Figure 2 : Mix européen 2020-2021

Les tableaux ci-après donnent la somme des puissances installées par type de moyen de production et la part de ces moyens sur l'ensemble des pays limitrophes de la France et sur la France en 2015, à l'horizon 2020 et à l'horizon 2030 dans différentes visions de l'atteinte des objectifs européens en matière de mix énergétique (voir l'annexe).

Installed Capacities (MW)	Ensemble des pays					
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Gaz	176428	148377	150940	130229	168870	168870
Charbon	71510	53620	46438	46438	27896	26507
Hydro and other storage	98007	103958	110626	110626	125376	120113
Lignite	21626	21846	12610	12610	10209	9026
Nuclear	100222	96072	71917	71917	55419	55419
Solar	84928	106510	129940	134130	181450	203896
Wind	99930	148280	179020	184720	268480	281745
Oil	22964	8080	3348	3348	3151	3151
Others RES	17675	24260	26120	26120	47210	47210
Others non-RES	9056	43340	47930	46130	51920	51920
Total	702346	754343	778889	766268	939981	967857
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage		30640				

Installed Capacities (MW)	Ensemble des pays					
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Gaz	25,1%	19,7%	19,4%	17,0%	18,0%	17,4%
Charbon	10,2%	7,1%	6,0%	6,1%	3,0%	2,7%
Hydro and other storage	14,0%	13,8%	14,2%	14,4%	13,3%	12,4%
Lignite	3,1%	2,9%	1,6%	1,6%	1,1%	0,9%
Nuclear	14,3%	12,7%	9,2%	9,4%	5,9%	5,7%
Solar	12,1%	14,1%	16,7%	17,5%	19,3%	21,1%
Wind	14,2%	19,7%	23,0%	24,1%	28,6%	29,1%
Oil	3,3%	1,1%	0,4%	0,4%	0,3%	0,3%
Others RES	2,5%	3,2%	3,4%	3,4%	5,0%	4,9%
Others non-RES	1,3%	5,7%	6,2%	6,0%	5,5%	5,4%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Ces chiffres confirment la baisse des moyens de production « pilotables » : fossiles (charbon, lignite, gaz et fioul) et nucléaire, la stabilité de l'hydraulique et la forte croissance des ENR intermittentes : éolien et photovoltaïque.

La part des ENR intermittentes et non-pilotables (on dit aussi non-dispatchables) sur l'ensemble de ces pays dépasse 40% quelle que soit la « vision » et dépasse 50% dans la vision la plus volontariste en termes de puissance installée et varie entre 26% et 40% en termes de production d'électricité.

L'étude [Buffering Volatility: A Study on the Limits of Germany's Energy Revolution – Juin 2016] de Hans-Werner Sinn du Leibniz Institut for Economic Research de l'Université de Munich apporte des éléments intéressants: en Allemagne, pour l'année 2014, pour l'éolien, "while the overall capacity installed was 35.92 GW, the average production was 5.85 GW, just 16.3% of capacity, and the secured production which was available in 99.5% of the hours, was 0.13 GW, or just 4 per mille of capacity" et pour le solaire "at 37.34 GW the average installed capacity was nearly the same as in the case of wind power. However, at 3.7 GW, the average production was only 9.9% of capacity and, of course, secured production was zero."

L'intermittence et l'absence de « pilotabilité » de l'éolien et du solaire posent des problèmes très difficiles à partir du moment où ces énergies représentent une part importante du mix énergétique : selon les moments, elles peuvent ne pas produire assez d'électricité ou en produire trop.

EDF R&D a mené une étude [Technical and Economic Analysis of the European Electricity System with 60% RES – Alain Burtin & Vera Silva 17 juin 2015] sur un mix européen dans lequel les ENR représentent une part de 60%, l'éolien et le solaire (PV) représentant 40% (en puissance installée: PV :280 GW, Eolien onshore : 280 GW, Eolien offshore : 205 GW, Hydro : 120 GW).L'étude montre que si les moyens de production de base sont réduits de 160 GW, il est nécessaire de mettre en place 60 GW de moyens conventionnels en back-up pour suppléer aux ENR lorsqu'elles ne produisent pas. Elle montre aussi que le stockage et la demande flexible contribuent aux besoins de flexibilité nécessaire à l'équilibre offre-demande du système, mais ne peuvent pas se substituer aux moyens de production pour la fourniture du back-up. De plus, une forte pénétration des ENR intermittentes fragilise le réseau, d'autant plus si les ENR fournissent des services système limités (nécessité de fourniture d'un service de réglage de fréquence rapide²⁰). L'étude montre également l'intérêt d'un renforcement des interconnexions entre pays, le système étant d'autant plus stable qu'il comporte une demande importante. 40%²¹ semble donc être une limite de pénétration des ENR intermittentes (avec les technologies actuelles au moins)²². La conclusion de Georges Sapy à l'Université d'été de l'association « Sauvons le Climat » en septembre 2016 est claire : « 40 % d'ENRi apparaissent comme une limite très difficilement dépassable sauf stockage massif d'énergie aux différentes échelles et durées requises. Mais à quel coût ? »²³.

²⁰ La stabilité du réseau est liée à l'inertie des turbo-alternateurs : lorsque l'on réduit leur part dans le parc de production, la stabilité diminue d'autant. Or, les moyens ENR ne peuvent contribuer à cette inertie que sous certaines conditions pour l'éolien, et pas du tout pour le photovoltaïque.

²¹ On notera que dans l'étude d'EDF R&D, ce taux de développement des ENR intermittentes signifie que 40% de la demande européenne d'électricité sont couverts par l'éolien et le solaire. Le taux ne porte pas sur la puissance installée. La part des ENR intermittentes en puissance correspondant à ce taux de 40% est supérieure à 40% compte tenu du facteur de charge des ENR intermittentes.

²² Le lecteur notera qu'un scénario « 100% ENR » tel que celui promu par l'ADEME est irréaliste.

²³ Présentation de Georges Sapy à la 9ème Université d'été de l'association « Sauvons le Climat » (22-24 septembre 2016), intitulée « Quelle limite d'insertion pour les ENRi ? ». Cette présentation est disponible sur le site web de l'association.

Il faut disposer d'une puissance de secours lorsque ces énergies intermittentes ne produisent pas suffisamment, ce qui est le cas notamment lors des pointes hivernales. Or, on constate que les moyens de production utilisables pour ce secours devraient être fortement réduits dans le futur (fossiles et nucléaire). Des moyens de stockage de l'électricité pourraient aussi être utilisés, en particulier pour stocker le surplus d'électricité produit par l'éolien et le solaire en période de vents forts ou de consommation réduite. En particulier, le recours à des stations de pompage-turbinage (STEP) peut être très utile pour les situations de pointe (sur quelques heures). Les STEP ont des qualités très intéressantes : rendement élevé, réactivité, coûts de stockage compétitifs.

Par contre, les STEP ne peuvent pas assurer un service de stockage inter-saisonnier à la bonne échelle pour des raisons de pure physique, même pour des durées d'une journée. Il suffit de comparer les puissances et capacités de stockage des STEP actuellement installées aux puissances et énergies mises en œuvre sur le réseau pour s'en convaincre. Hans-Werner Sinn montre dans l'étude évoquée ci-dessus que pour l'Allemagne, en 2014, il aurait fallu plus de 6000 stations de pompage – soit 183 fois la capacité installée aujourd'hui en Allemagne, ce qui est totalement irréaliste.

La volatilité de l'éolien et du solaire nécessitent donc le maintien de moyens de production pilotables qui peuvent et doivent être complétés par le stockage de l'électricité, notamment avec des STEP dont le développement doit être renforcé²⁴ et par des technologies nouvelles comme le Power to Gas to Power mis en avant par l'ADEME dans son étude d'un mix énergétique 100%ENR en 2050²⁵.

Le rendement de 33% retenu par l'ADEME pour la chaîne de stockage-production d'électricité Power to Gas to Power dans son étude reste aujourd'hui un pari mais même avec un rendement de 25%, encore optimiste, le dimensionnement de la chaîne est considérable (47 GW d'électrolyseurs) ainsi que son coût.

On notera que les moyens de production fossiles étant émetteurs de CO₂, le nucléaire est un moyen qui répond parfaitement à ce besoin. Par ailleurs, la volatilité de la production des ENR intermittentes pose des problèmes difficiles aussi sur les marchés de l'électricité : possibilité de prix négatifs, baisse des prix du marché de gros,En particulier, la baisse des prix sur le marché de gros réduit la rentabilité des moyens de production « classiques » alors que les ENR sont subventionnées et il en résulte la fermeture de ces moyens « classiques » et l'absence d'investissements pour en construire des nouveaux. C'est ainsi que les moyens de production utilisés pour la pointe sont en diminution ce qui compromet l'équilibre entre offre et demande.

²⁴ L'ADEME a estimé en 2013 le gisement potentiel supplémentaire pour des STEP entre 1 GW et 1,5 GW à l'horizon 2030 en France (Ref : <http://www.ademe.fr/etude-potential-stockage-denergies>)

²⁵ Le « Power to Gas » consiste à transformer de l'électricité en hydrogène afin de la stocker à un moment où elle est excédentaire sur le réseau. L'hydrogène ainsi produit peut alors être valorisé de différentes manières :

- ✓ être injecté dans les réseaux de gaz naturel en l'état ou après avoir été associé à du CO₂ pour le convertir en méthane de synthèse (méthanation), option choisie par l'ADEME dans son étude ;
- ✓ alimenter des véhicules à hydrogène;
- ✓ être consommé à des fins industrielles ;
- ✓ être reconverti en électricité via une pile à combustible à un moment de plus forte demande.

L'hydrogène converti en méthane présente l'intérêt d'être facilement stockable sur de longues durées.

Le « Gas to Power » consiste en la production d'électricité à partir de l'hydrogène (piles à combustible) ou du méthane (avec des Turbines à Combustion (TAC) ou des Cycles Combinés à Gaz (CCG))

On dit aussi « Power to Gas to Power » pour l'ensemble des deux chaînes.

En conclusion, **les évolutions prônées aujourd'hui vers un développement massif des ENR, et plus particulièrement les énergies intermittentes éolienne et solaire, doivent être tempérées par le maintien de l'intégralité des moyens de production pilotables voire le renforcement des moyens de pointe.** L'énergie nucléaire, particulièrement intéressante car non-émettrice de CO₂, doit être maintenue à son niveau actuel en France. Des moyens de stockage de l'électricité doivent être développés, en particulier les stations de pompage-turbinage pour contribuer à l'équilibre du réseau dans les situations de pointe. En outre, les interconnexions entre les pays européens doivent être renforcées pour bénéficier au mieux des possibilités de secours.

6.2. L'évolution de l'équilibre Offre-Demande à l'échelle européenne

6.2.1 Définitions

Les principaux paramètres utilisés dans l'analyse de l'équilibre Offre – Demande sont les suivants :

Puissance Disponible Fiable (Reliably Available Capacity – RAC en abrégé)

C'est la différence entre la puissance nette de production (**Net Generating Capacity – NGC en abrégé**) et la puissance indisponible (**Unavailable Capacity – UC en abrégé**)

La puissance indisponible (UC) est la part de la puissance nette de production qui n'est pas disponible de façon fiable pour les opérateurs des installations par suite des limitations de production des moyens de production. Elle est calculée en additionnant les puissances non-utilisables (par exemple, le PV à 19h ou selon les pays, tout ou partie de l'éolien), les puissances des installations en révision ou en maintenance ou à l'arrêt et les réserves pour le système (réserve de type tertiaire).

$$\text{Reliably Available Capacity} = \text{Net Generating Capacity} - \text{Unavailable Capacity}$$

La puissance disponible fiable est la part de la puissance nette de production qui est réellement disponible dans le système électrique pour couvrir la demande à un point (ou niveau) de référence (Reference Point) dans des conditions normales (moyennes).

Puissance Restante (Remaining Capacity – RC en abrégé)

La puissance restante (on dit aussi « Réserve de Puissance ») d'un système électrique est la différence entre la RAC et la demande au point de référence considéré.

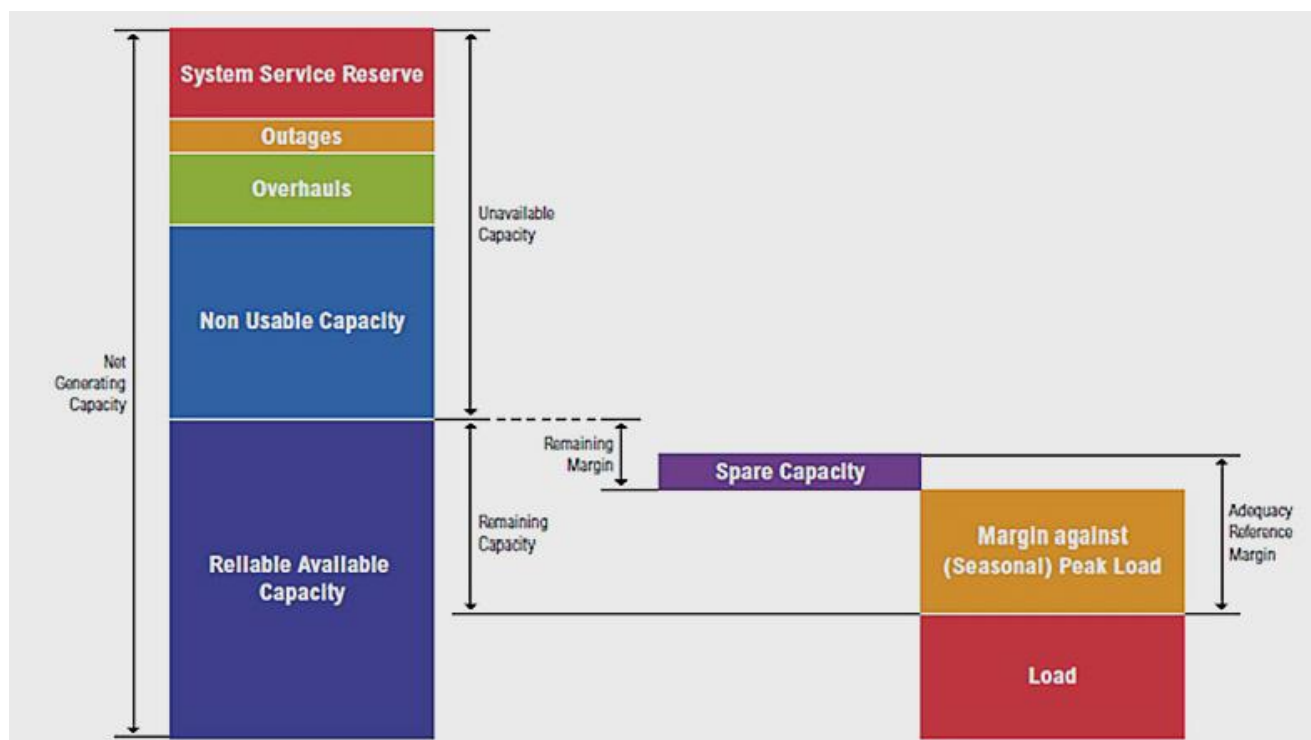
$$\text{Remaining Capacity} = \text{Reliably Available Capacity} - \text{Load}$$

La RC est la part de la NGC maintenue sur le système électrique pour couvrir toute variation inattendue de la demande et les arrêts imprévus des installations à un point de référence et dans des conditions normales (moyennes).

Marge d'Adéquation de Référence (Adequacy Reference Margin – ARM en abrégé)

La marge d'adéquation de référence est la part de la NGC qui devrait être gardée disponible à tout instant pour garantir la sécurité de fourniture sur toute la période dont le point de référence est représentatif. Cette grandeur est utilisée pour évaluer l'adéquation du système de production électrique dans la plupart des situations.

Ces différentes notions sont illustrées sur le schéma suivant.



Source : SOAF 2014–2030 (ENTSO-E)

6.2.2 Analyse des études ENTSO-E

Dans l'étude ENTSO-2010, la réserve de puissance (Remaining Capacity - RC) est comprise selon les scénarios entre 80 et 90 GW, valeurs à comparer à la RAC (Reliable Available Capacity) qui s'élève à 791 GW (en pointe sévère). Le ratio RC/RAC est de l'ordre de 11%.

Dans l'étude SOAF 2014 – 2030, la part de puissance non disponible (Unavailable Capacity - UC) en 2025 est plus élevée (entre 43,5% et 44%) que dans l'étude ENTSO-2010 (36%) par suite du développement plus important des ENR. Les ENRi n'étant pas prises en compte dans la RAC, la RAC augmente moins vite que la puissance installée (plus précisément la Net Generating Capacity - NGC). Dans le scénario « Best Estimate », la RAC s'élève à 669 GW à comparer aux 791 GW de l'étude ENTSO-2010. 85% de l'augmentation de la NGC entre 2014 et 2025 (soit 168 GW) sont considérés comme indisponibles (UC) et seule une faible part (15% soit 29 GW) est considérée comme disponible (RAC).

La Capacité Restante (différence entre la RAC et la charge, donc la « Remaining Capacity » - RC) à la pointe de janvier à 7 p.m. décroît entre 2014 et 2025 et de façon très importante entre 2020 et 2025 (cf. tableau ci-dessous). La RC est comprise entre 21 GW et 104 GW selon les scénarios. Dans le scénario dit « Conservatif », il faudrait accroître la RGC (Reliable Generating Capacity, ce qui exclut les ENRi) de 100 GW pour maintenir les marges de 2025 au niveau de celles de 2014. Dans le scénario « Best Estimate », la marge (précisément RC – ARM, ARM étant l'Adequacy Reference Margin) reste tout juste positive et il faudrait 35 GW de RGC en plus pour garder une marge identique à celle de 2014. Dans le scénario conservatif, on constate en 2025 que plusieurs pays (Allemagne, Danemark, Tchéquie et Suisse) demandent en même temps le plus d'importations à la pointe d'hiver. La RC pour ce groupe de pays est négative et s'élève à -10,3 GW. On constate aussi que

des importations sont possibles en quantités suffisantes. Par ailleurs, aucun autre groupe de pays ne nécessite des importations simultanées.

RC [GW]	Scenario	2014	2015	2016	2020	2025
January 7 p.m.	A	125	124	116	81	21
	B	127	129	124	122	104
July 11 a.m.	A	180	178	167	144	92
	B	180	182	175	183	172

Réserve de puissance (RC) dans les scénarios A « Conservative » et B « Best-Estimate » en hiver et en été

(Ref : Eude ENTSO-E SOAF 2014-2030)

Les conclusions de l'étude SOAF 2014-2030 font apparaître une réduction significative des marges à l'horizon 2020 et au-delà par rapport à l'étude SOAF 2010. Le scénario dit « Conservatif » souligne le besoin d'investissements supplémentaires importants pour assurer l'équilibre à la pointe d'hiver (plus de 100 GW en moyens de production non intermittents).

Les évolutions de la demande et des moyens de production ENRI, fossiles et nucléaires dans l'étude TYNDP 2016, en baisse par rapport à SOAF 2014, ne conduisent pas à des évolutions significatives des marges par rapport à l'étude SOAF 2014.

6.2.3 Les interconnexions du système électrique français avec le système européen

Les études précédentes ne prennent pas en compte les interconnexions entre pays dans l'évaluation de l'équilibre puisque l'ARM est calculée en considérant chaque pays de façon isolée. Ce n'est qu'une fois la marge évaluée que l'on regarde les possibilités d'importation (cf. le point précédent). On s'intéresse donc maintenant aux évolutions des interconnexions du système français avec le système européen.

Le rapport RTE BP 2015 rappelle que la capacité d'export de la France sur l'ensemble de ses frontières en 2013 s'est élevée à 12 GW et la capacité d'import à 9 GW. Un dossier de presse de la CRE en date du 15 juin 2016 donne une capacité commerciale de 13,5 GW à l'exportation et de 9,8 GW à l'importation à fin 2015.

Les évolutions par rapport à l'année 2013 prévues ou déjà réalisées pour les capacités d'interconnexion sont les suivantes :

- une ligne à courant continu entre la France et l'Espagne Baixas – Santa Llogaia, inaugurée en février 2015 pour une mise en service à l'été 2015. Cette ligne nouvelle portera à terme la capacité d'échange entre les deux pays de 1400 MW à 2800 MW. En outre, la faisabilité du projet Golfe de Gascogne, qui relierait la France et l'Espagne, est en cours d'étude mais la réalisation est encore loin d'être acquise.
- le projet d'une ligne à courant continu Savoie-Piémont permettra d'augmenter les capacités d'interconnexion France - Italie de 1200 MW à partir de 2019 (au mieux).
- des projets d'investissement ont été décidés : la société Eleclink doit construire et exploiter une nouvelle liaison de 1000 MW à l'interconnexion France – Grande-Bretagne et RTE étudie avec son homologue britannique un projet de liaison supplémentaire (IFA 2). Ces projets n'aboutiront certainement pas avant 2020 voire plus tard.

Le bilan de l'étude RTE BP 2015 est, dans ce cadre de nouvelles interconnexions, une capacité d'import de la France de 11,4 GW pour l'hiver 2020-2021. Cette valeur est à comparer à la contribution des imports à la sécurité d'approvisionnement de la France en situation de pointe en hiver, à savoir entre 8 et 10 GW. Les interconnexions apparaissent donc comme indispensables à l'équilibre Offre-Demande de la France. Le tableau et la carte ci-dessous illustrent cette contribution.

Tableau : Analyse du risque de déficit sans échange aux interconnexions

(RTE Generation Adequacy report Edition 2015)

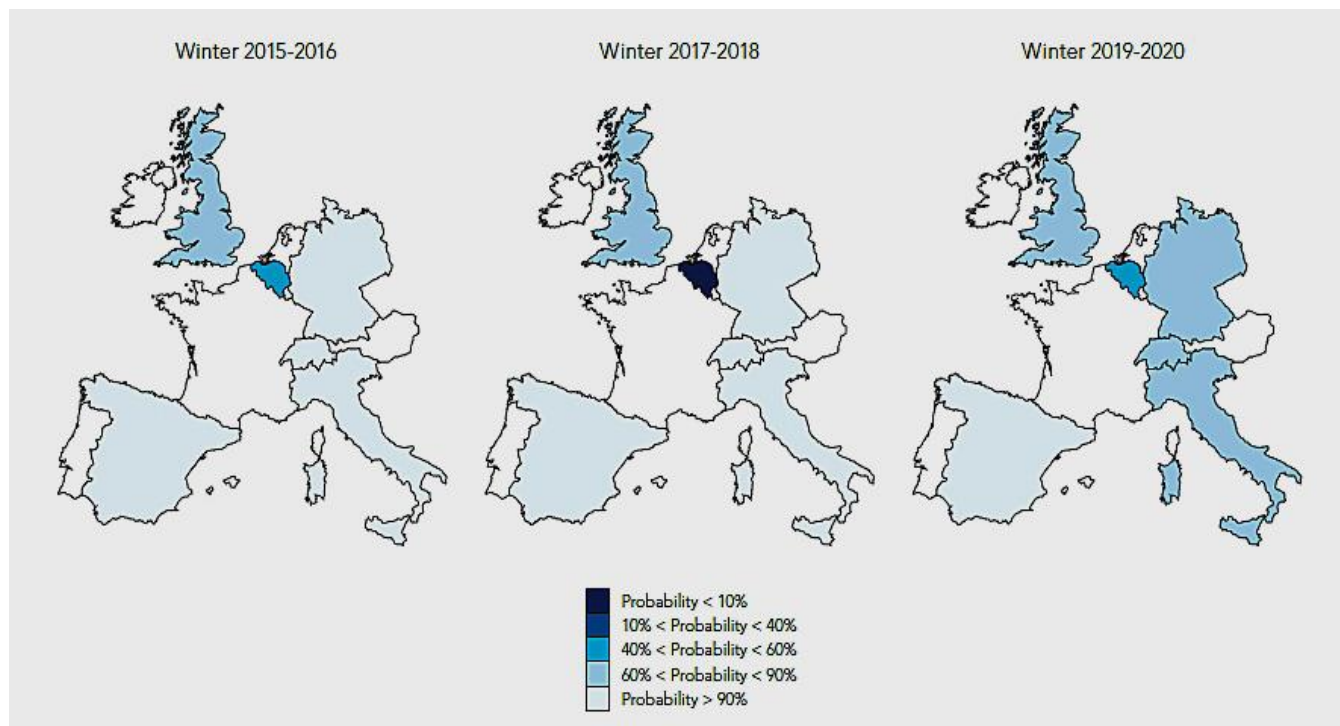
(Scénario de demande de référence – avec Fessenheim fermé et EPR FLA3 en service)

	Hiver 2015-2016	Hiver 2016-2017	Hiver 2017-2018	Hiver 2018-2019	Hiver 2019-2020
Energie de défaillance (GWh)	53,8	85,1	458,9	128,8	133,2
Espérance de durée de défaillance (h)	14	20	34	28	30
Déficit de capacité (MW)	-4600	-5400	-7200	-6600	-6700

La contribution de la Belgique à la couverture du risque en France baisse dans l'hiver 2017-2018 (retrait de CCG et indisponibilité du parc nucléaire) tandis que l'ajout d'une interconnexion entre la Belgique et les Pays-Bas au cours de l'hiver 2019-2020 restaure des marges en Belgique et donc des capacités d'exportation.

La carte indique la probabilité que les voisins de la France soient capables d'exporter de l'électricité vers la France en situation de défaillance (marge négative). Durant l'hiver 2015-2016, l'Espagne, l'Italie, la Suisse et l'Allemagne ont exporté vers la France pour plus de 90% des situations de défaillance en France. La Grande-Bretagne était aussi en situation d'exporter vers la France pour plus de 60% de ces situations. **Par ailleurs, la capacité d'exportation de tous les autres voisins de la France diminue : retrait d'anciennes installations de production et les projets nouveaux n'y sont pas assez avancés pour être en production.**

Probabilité pendant les situations de défaillance en France que les pays voisins soient capables d'exporter de l'énergie vers la France (RTE Generation Adequacy report Edition 2015)



Au-delà de 2020, des nouvelles lignes d'interconnexion avec les voisins de la France et des renforcements des lignes existantes sont annoncés dans le schéma décennal de développement du réseau publié par RTE en 2015. L'augmentation des capacités d'échange en résultant est évaluée à 10 GW environ. L'illustration en est donnée dans le tableau et la carte ci-dessous. Enfin, pour tirer le meilleur parti de ces interconnexions avec les pays voisins de la France, des renforcements sur le réseau intérieur français sont nécessaires et prévus pour éviter des « engorgements ».

Baixas-Santa Llogaia France ↔ Espagne
2 GW – mise en service octobre 2015
mais renforcements du réseau espagnol
encore nécessaires

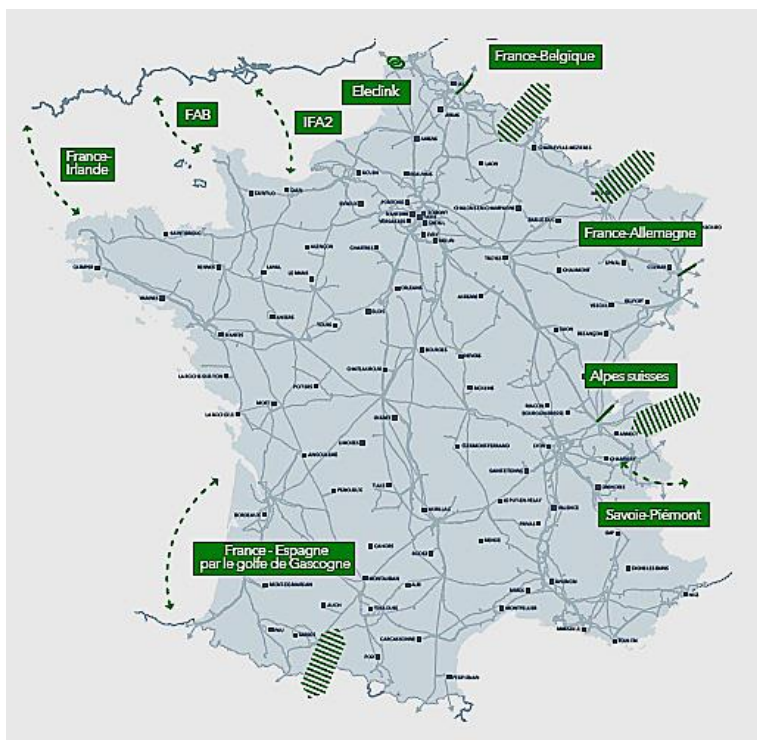
Savoie-Piémont France ↔ Italie
1,2 GW – mise en service 2019

IFA2 France ↔ GB
1 GW – mise en service 2020

CAPACITÉS DES INTERCONNEXIONS (MW)		2016	Accroissement attendu
FRANCE	IRLANDE	0	+700
		0	+700
FRANCE	ANGLETERRE	2 000	+2 000 à +3 400
		2 000	+2 000 à +3 400
FRANCE	BELGIQUE	3 600	+600 à +1 300
		1 800	+600 à +1 300
FRANCE	ALLEMAGNE	2 600	+300 à +2 000
		1 800* à 3 600	+300 à +2 000
FRANCE	SUISSE	3 200	+550
		1 100	+100
FRANCE	ITALIE	3 250	+1 200
		1 160	+1 000
FRANCE	ESPAGNE	2 800	+2 200
		2 400	+2 600

(*) capacité limitée à 1 800 MW si congestion en amont sur le réseau allemand

(Ref : Schéma décennal de développement du réseau 2016 (Version 1 soumise à consultation publique – Décembre 2016)



Remarque :

Les 3 nouvelles interconnexions listées ci-dessus sont en courant continu (HVDC - High Voltage Direct Current). Il est important de noter que cette technologie est compatible avec le réglage primaire du réseau (avec des modalités différentes - technologies d'électronique de puissance - de celles mises en œuvre sur une liaison à courant alternatif) mais elle ne contribue pas à l'inertie du système électrique, contrairement à une liaison en alternatif qui bénéficie de l'inertie des groupes turboalternateurs qui l'alimentent.

Annexe 1

Cadre officiel de définition et de suivi des objectifs d'efficacité énergétique

Cette annexe présente le cadre officiel de définition et de suivi des objectifs d'efficacité énergétique décidés par les autorités françaises en application (traduction ?) des directives européennes et les résultats qu'elles affichent auprès de la Commission européenne. Les objectifs d'efficacité énergétique comprennent les économies d'énergie et la maîtrise de la demande (MDE) par secteur, mais ils ne sont pas précisés par type d'énergie. Concernant les résultats, les autorités françaises jugent que « l'objectif pour 2020 est très ambitieux et ne pourra être atteint que grâce à une montée en puissance très rapide des mesures déjà engagées ou nouvelles ».

Historiquement, à la suite des preuves reconnues du réchauffement climatique, des économies d'énergie volontaristes ont été projetées et programmées dans le cadre de la signature du protocole de Kyoto (signé le 11 décembre 1997), de directives européennes et de lois nationales.

Les directives ESD 2006/32 CE du 5 avril 2006 et « Climat- Energie » du 23 avril 2009 ont défini les orientations et mesures applicables à l'échelle européenne en matière d'efficacité énergétique.

En France, concomitamment, les premiers objectifs et orientations ont été fixés par la loi POPE (loi de Programmation fixant les Objectifs de la Politique Energétique, adoptée le 13 juillet 2005) et par les lois Grenelle 1 et 2 promulguées successivement le 3 août 2009 et le 12 juillet 2010.

Depuis 2008, date d'envoi du 1^{er} plan à la Commission européenne, les objectifs et engagements de la France en application des différentes directives sur le sujet sont présentés dans des versions successives du document « Plan d'action de la France en matière d'efficacité énergétique ».

Le 1^{er} plan comprenait une cible de 5 Mtep d'économie sur l'énergie finale en 2010 par rapport à la moyenne des consommations de 2001 à 2005 (autour de 160 Mtep).

Le 2^e plan, transmis à la CE en juin 2011 et révisé en novembre 2011, fixait pour 2016 un objectif voisin de 140 Mtep, supérieur à l'objectif indicatif de la directive ESD (cible de 18 Mtep au lieu de 12 résultant de l'objectif indicatif de 9 % de réduction par rapport à la consommation finale moyenne d'énergie entre 2001 et 2005). 88% des économies devaient provenir du résidentiel-tertiaire (traduction de la mise en œuvre du programme de maîtrise de la demande dans le secteur du bâtiment du Grenelle de l'environnement), 10% du secteur des transports et 1% du secteur industrie).

Le plan d'action actuel date de juin 2014 et a été établi en application de l'article 24 de la directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, directive D.E.E. qui a pris le relais de la directive ESD 2006 /32/CE et l'a remplacée.

Les objectifs chiffrés de ce plan d'action sont, pour 2020 :

- 131,4 Mtep d'énergie finale contre 155 « actuellement » (c'est à dire suivant les derniers résultats connus, datant de 2012-2013).
- 236 Mtep d'énergie primaire contre 260 Mtep « actuellement ».

Le détail des objectifs de 2016 et 2020 de consommation d'énergie finale par secteur, des plans 2011 et 2014, est donné dans le tableau qui suit. Il est à noter que le plan 2011 présentait une estimation dite « pré-Grenelle » (PG) et une estimation « avec mesures supplémentaires » (AMS), celles prévues par le plan, à la fois pour 2016 et pour 2020. Le plan 2014 ne comprend plus qu'une estimation pour 2020.

Ventilation sectorielle des objectifs de consommation d'énergie finale en 2016 et 2020

Secteurs	Plan 2011						Plan 2014 2020	Réalisé 2015	Ecart/ AMS 2016
	PG 2016	PG 2020	AMS 2016		AMS 2020				
			Valeur	Écart/PG	Valeur	Ecart/PG			
Résidentiel							31,9	45,0	
Tertiaire							16,8	21,7	
Rés + Tertiaire	72,7	75	56,8	15,9	50,0	24,9	48,7	66,7	+9,9
Transports	44,1	42	42,3	1,9	38,8	3,2	42,5	49,4	+7,1
Industrie	37,4*	39,6*	37*	0,4	38,8*	0,8	35,9	28,4	-8,6
Agriculture	3,5	3,2	3,5	0,0	3,2	0,0	4,3	4,4	+0,9
Total	157,7	161,8	139,6	18,1	130,8	31,0	131,4	149,2	+9,6

*Estimations d'après les indications du plan 2011 : 2 fois la valeur hors SCEDQ (p14 et 89/253)

Une nouvelle version de ce plan est prévue en 2017. Entre les deux versions, des rapports annuels sont dus au titre de l'article 24 de la D.E.E. Le dernier rapport disponible, auquel nous nous référons en même temps qu'au plan d'action 2014, fait l'objet d'un rapport des autorités françaises en date du 25 avril 2016.

Le rapport annuel du 25 avril 2016 dû au titre de l'article 24 de la D.E.E.

Ce rapport énumère et présente le contenu des principales mesures mises en œuvre en 2015, des données statistiques sur les consommations d'énergie et des évaluations des économies réalisées en 2015. Il développe, d'autre part, les objectifs de la loi n° 20156—992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, dite loi L.T.E.C.V.

Les principales mesures mises en œuvre en 2015, en dehors de l'adoption de la loi L.T.E.C.V., sont :

- Les certificats d'économies d'énergies
- L'audit énergétique obligatoire pour les entreprises
- La prolongation du crédit d'impôt sur le revenu pour la transition énergétique (CITE)
- L'aménagement de l'éco-PTZ
- La révision du barème du bonus-malus écologique
- La fiscalité
- L'expérimentation du chèque énergie.

Données statistiques sur les consommations d'énergie 2015 et économies réalisées :

Le rapport présente notamment un tableau comparatif des consommations d'énergies (primaire et finale) de 2012 à 2014 qui fait apparaître une réduction de la consommation d'énergie finale de 1 Mtep / an (soit -0,7 %) provenant pour moitié de l'industrie (baisse de 3,7 %) et qui ne représente que 20 % de l'objectif total.

Annexe 2

Examen des facteurs d'évolution de la consommation dans le résidentiel de 2011 à 2015

Le but de cet examen est de quantifier approximativement la part des différents facteurs qui ont conduit à l'interruption de l'augmentation de la consommation électrique dans le résidentiel autour de 2010 et à l'apparente reprise, certes lente, de 2013 à 2015. L'examen est basé sur les consommations « corrigées du climat ».

Interruption et reprise lente résultent des augmentations et des réductions qui ont marqué la situation depuis 2010.

Les facteurs d'augmentation proviennent des logements neufs construits de 2011 à 2015, plus précisément de leur consommation liée aux usages spécifiques de l'électricité (qui concerne tous les logements construits) et de leur consommation de chauffage (et ECS) pour la part des logements neufs équipés d'un chauffage électrique.

Le tableau suivant récapitule la construction annuelle de logements neufs de 2001 à 2015 et le nombre de ces logements équipés d'un chauffage électrique (faute de statistiques officielles disponibles, les chiffres ont été extraits des diagrammes des bilans prévisionnels 2014 et 2015 et du bilan 2015 de RTE).

En milliers	2001	2002	2003	2004	2005	Total	2006	2007	2008	2009	2010	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Total
Logements neufs	290	290	300	350	390	1620	400	425	360	325	335	1845	400	340	320	320	300	1680
Dont avec chauffage électrique	165	165	170	205	260	965	280	300	260	220	180	1240	175	135	115	110	90	625

Le tableau met en évidence une baisse des constructions de 2008 à 2010, un rebond en 2011, puis une baisse régulière jusqu'en 2015. Il met aussi en évidence une baisse continue des logements équipés d'un chauffage électrique à partir de 2008 avec une accentuation liée à la RT 2012, spectaculaire à partir de 2012-2013. Ces phénomènes conduisent à une réduction de l'augmentation de la consommation électrique.

Les facteurs de diminution sont la réduction de la consommation de chauffage dans les logements qui ont bénéficié d'une rénovation thermique et, dans une moindre mesure, du remplacement d'équipements électriques peu performants. Les effets des modifications de comportements volontaires ou subis (comportements « citoyens », contraintes économiques, précarité énergétique) ont aussi une influence. Leur évolution depuis 2010 est incontestable (cf. rapport de la Fondation Abbé Pierre sur le mal logement et la précarité énergétique) mais difficile à chiffrer (de l'ordre d'un ou de quelques TWh peut-être).

Résultats de 2011 à 2015

Avec les hypothèses suivantes :

- une consommation des usages spécifiques de 2000 kWh par logement neuf,
- une consommation de chauffage (et usages associés) de 50 kWh/m²/an jusqu'en 2012 et de 20 kWh/m²/an les années suivantes
- une surface moyenne par logement de 80 m²,

l'augmentation de consommation en résultant au bout de 5 ans est d'environ 5 TWh (contre près de 9TWh de 2006 à 2010 et 7 TWh probables de 2011 à 2015 sans les dispositions pénalisant le chauffage électrique dans la RT 2012). Cette augmentation se retrouve approximativement dans l'évolution de la consommation électrique totale du secteur résidentiel.

Il résulte de ce constat que l'affaiblissement de l'augmentation de la consommation électrique dans le résidentiel ne semble provenir pour l'essentiel que du recul de la construction de logements et du contenu critiquable de la RT 2012 vis-à-vis du chauffage électrique et, en conséquence, peu des mesures de rénovation thermique.

Annexe 3

Le bilan prévisionnel 2016 de RTE (volet consommation)

Le bilan prévisionnel du RTE a pour objectif d'identifier les risques de déséquilibre au périmètre de la France continentale. Ses modalités d'élaboration ont été précisées par décret le 24 mars 2016 :

- Sa publication est annuelle
- Il doit couvrir 15 ans par une analyse à long terme actualisée tous les 2 ans
- Il doit présenter une analyse approfondie sur 5 ans, analyse basée sur un critère de défaillance

Le bilan est destiné au Ministre de l'énergie, chargé de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) dont il devrait être la base. **Il devrait donc jouer un rôle fondamental dans la construction de l'avenir énergétique de la France.**

Néanmoins, étant donné que depuis l'ouverture du marché européen de l'électricité, la doctrine est que la sécurité d'approvisionnement est assurée par le marché, le Ministre de l'Énergie n'a plus réellement de pouvoir et le bilan prévisionnel est passé d'un statut de prescripteur dans la planification du parc de production et des réseaux à un rôle d'alerte sur la sécurité d'approvisionnement.

Contrairement à l'étude UFE et au scénario négaWatt qui mettent en scénario des évolutions souhaitées par leurs auteurs, **le bilan prévisionnel constitue une prévision de l'évolution probable** compte-tenu de l'expertise de ses auteurs. Il faut noter qu'il ne tient pas obligatoirement compte d'objectifs gouvernementaux qui pourraient paraître irréalistes.

La dernière analyse à long terme date de 2014 et n'a pas été actualisée en 2016. Elle le sera, nous a-t-on dit, en 2017, mais on peut aussi s'interroger sur la possibilité de réaliser une analyse crédible portant sur les 15 prochaines années dans le cadre politique et économique actuel. Or, 15 ans, c'est l'ordre de grandeur des délais de construction des principaux moyens de production et, surtout, des lignes de transport.

Une prévision de consommation électrique en baisse grâce à l'efficacité énergétique

On lit dans la préface du bilan prévisionnel 2016 :

« L'influence grandissante de l'efficacité énergétique conduit pour la première fois à esquisser des perspectives de réduction de la consommation électrique d'ici cinq ans. De 479 TWh en 2015, la consommation nationale passerait à 471 TWh en 2021 ».

Une évaluation contestable de l'évolution de la consommation

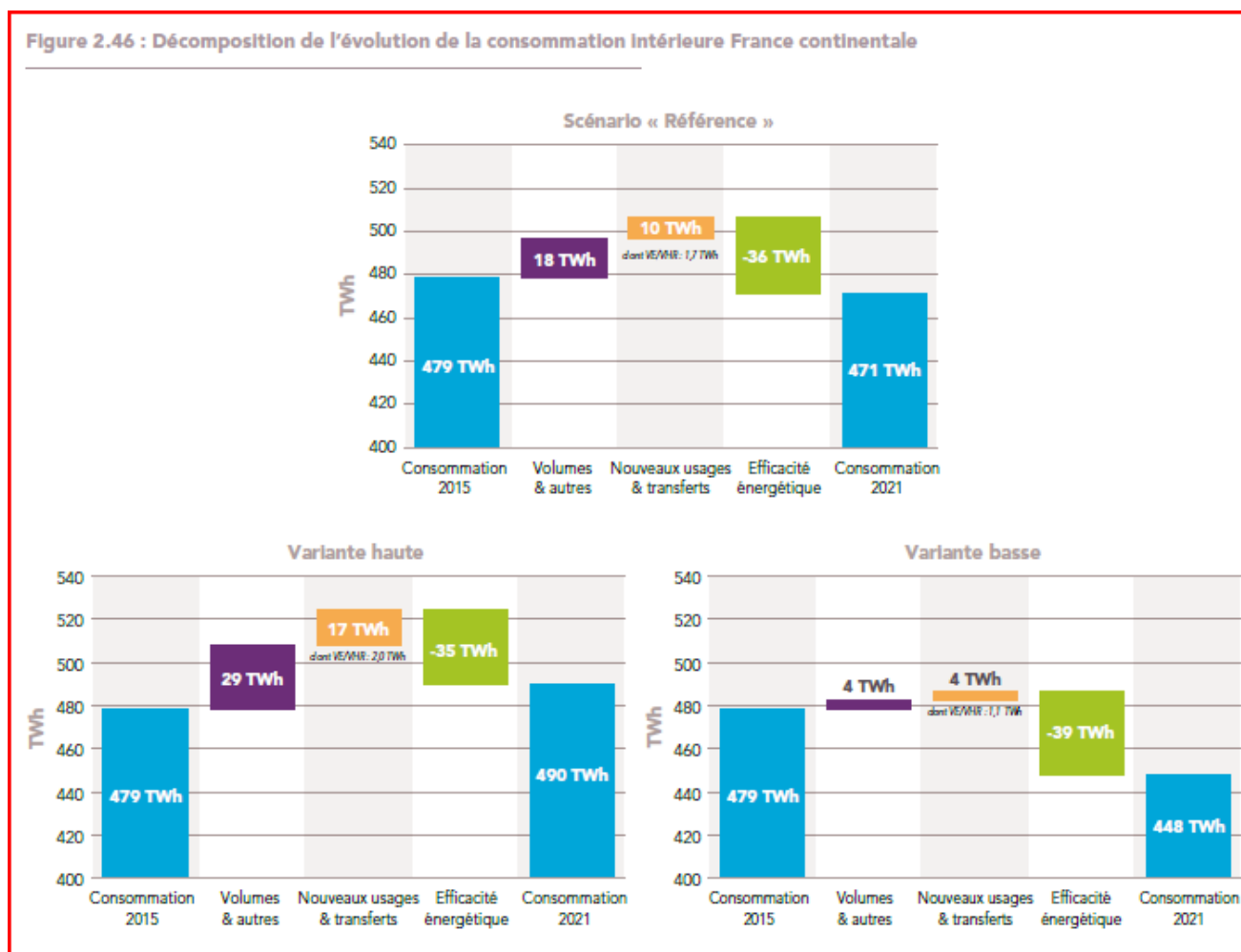
La figure suivante montre la décomposition de l'évolution de la consommation intérieure de la France continentale (à température de référence) suivant le scénario de référence du RTE et ses deux variantes (haute et basse).

Trois facteurs d'évolution ont été caractérisés :

- L'effet « volume » correspondant aux effets de la démographie et de l'évolution de l'activité économique.
- L'effet « Nouveaux usages et transferts » qui quantifie l'influence du développement d'usages nouveaux (des véhicules électriques, par exemple) ou de la conversion à l'électricité d'usages déjà existants (par exemple, le remplacement des chaudières au fioul par des pompes à chaleur).

- L'effet « efficacité énergétique ».

Il est à noter qu'avec les hypothèses prises par le RTE, les deux premiers effets concourent à l'augmentation de la consommation, la démographie et l'activité économique étant en croissance. Le PIB est compris entre 1,2 (variante basse) et 1,9 (variante haute). Seule l'efficacité énergétique contribue à diminuer la consommation.



Décomposition de l'évolution de la consommation en France continentale

Source RTE

On note que l'efficacité énergétique est la plus forte quand le PIB est le plus faible (variante basse à 1,2), ce qui est tout à fait incohérent, car l'amélioration de l'efficacité énergétique nécessite de forts investissements (rénovation de logements, acquisition d'équipements plus économes en énergie), ce qui, à son tour, génère de la croissance économique. PIB et efficacité énergétique sont corrélés, ce dont le RTE ne tient pas compte dans son évaluation.

Des hypothèses optimistes pour les gains d'efficacité énergétique

Les prévisions de consommation du BP2016 sont très différentes des prévisions des années précédentes, ce que le RTE justifie par une sous évaluation de l'efficacité énergétique dans les bilans précédents. Mais aucun élément n'est fourni pour justifier cette nouvelle évaluation, en particulier :

- Aucune diminution notable de la consommation à température de référence n'a été constatée jusqu'à présent (hors crise économique de 2009) alors que les actions pour l'efficacité énergétique ont commencé depuis plusieurs années.
- Le RTE ne fournit pas ses hypothèses de calcul comme le nombre de logements chauffés à l'électricité rénovés annuellement, ni le gain moyen par logement rénové, ni le pourcentage d'équipement domestique renouvelé chaque année, etc.

Les calculs effectués par IED à partir d'hypothèses émanant de différents organismes publics comme l'INSEE, l'ADEME, le CEREN donnent des résultats sensiblement différents de ceux obtenus par le RTE.

Par exemple, concernant **le calcul du gain lié à la rénovation énergétique**

Calcul IED

Données : 23% des logements construits avant 1982 sont chauffés à l'électricité (Source CEREN 2015)

Hypothèses :

- Rénovation de 400 000 logements par an, construits avant 1982 (dont 23% chauffés à l'électricité)
- Gain moyen par logement de 1540 kWh
(de 52kWh/m² à 32 kWh/m² - ce qui suppose une rénovation très performante)

Résultat IED : gain de 0,14 TWh/an soit en cumulé sur 5 ans **un gain de 2,10 TWh en 2021**

Calcul RTE (dans le scénario « référence »)

Hypothèses

- Rénovation de 400 000 logements par an
- Les autres hypothèses ne sont pas explicitées

Résultat RTE : gain de 3,2 TWh en 2021

Concernant **les usages domestiques du secteur résidentiel :**

Ces dernières années, des équipements beaucoup plus performants sont apparus sur le marché, **mais la consommation énergétique de ce secteur n'a pas baissé, la croissance des volumes et des nouveaux usages l'emportant sur celle de l'efficacité énergétique.**

Si les équipements audiovisuels et informatiques ont été renouvelés rapidement (meilleures performances, fonctionnalités nouvelles, passage à la TNT,...), ils se sont aussi multipliés. Les autres équipements domestiques ont une durée de vie plus longue (en moyenne 10 ans, voire plus). Il faut aussi prendre en compte le fait que les équipements électroménagers les plus performants (A+++) sont très peu achetés car très onéreux et non rentables pour un usage uniquement familial.

Conclusion

Si le RTE met l'accent dans sa communication sur la baisse de la consommation en énergie de **8 TWh** entre 2015 et 2021, ses prévisions présentent **un écart de 42 TWh entre la variante haute et la variante basse**. L'importance de cette plage montre la prudence des prévisionnistes, prudence compréhensible étant donné les incertitudes qui pèsent aujourd'hui le secteur de l'énergie.

Annexe 4

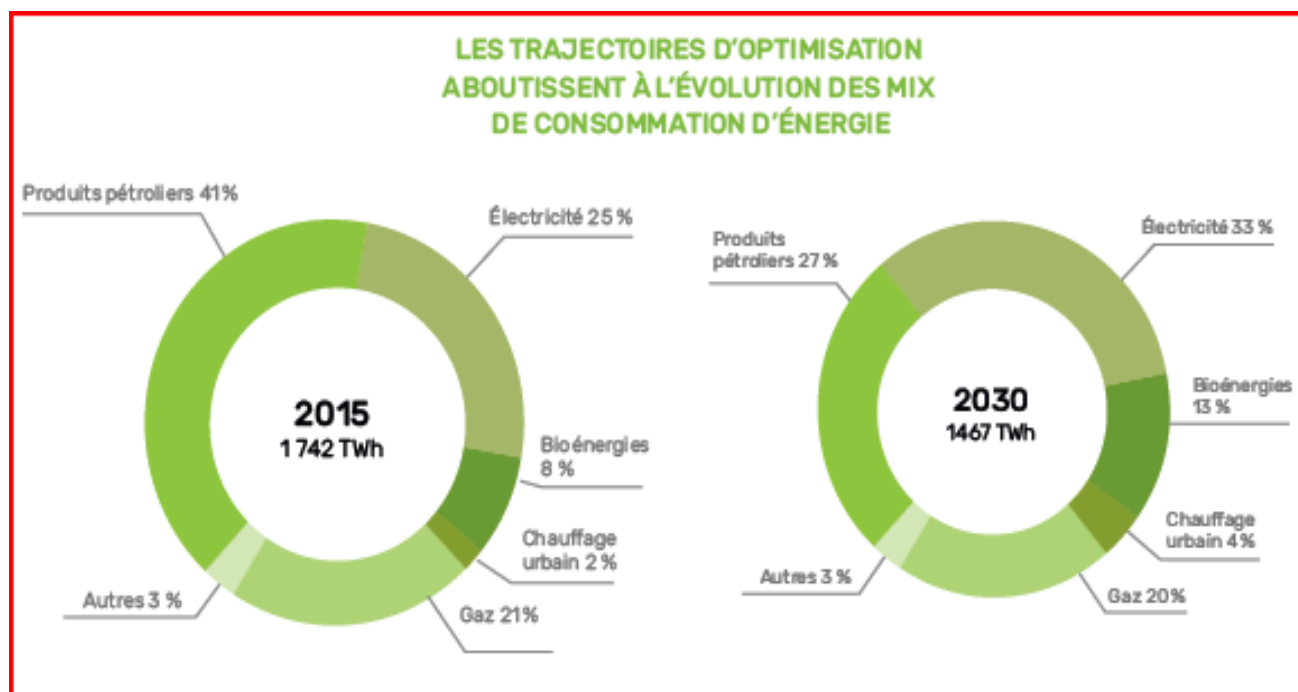
Présentation sommaire de l'étude UFE (pour l'échéance 2030)

L'étude UFE est constituée de 2 volets :

- La définition du cadre macro-économique de référence permettant de déterminer l'évolution « hors effet climatique » des émissions de CO₂ sur la période 2015-2030.
- L'optimisation de la trajectoire de déploiement des actions d'efficacité climatique permettant de respecter l'objectif climatique de la L.T.E.C.V.

Le scénario qui en résulte conduit à l'objectif de réduction de 100 Mt de CO₂ en 2030 par rapport à 2015 (237 contre 337) et à 70Mt de CO₂ (237 contre 307) par rapport au 1^{er} volet de l'étude, avec les résultats énergétiques suivants :

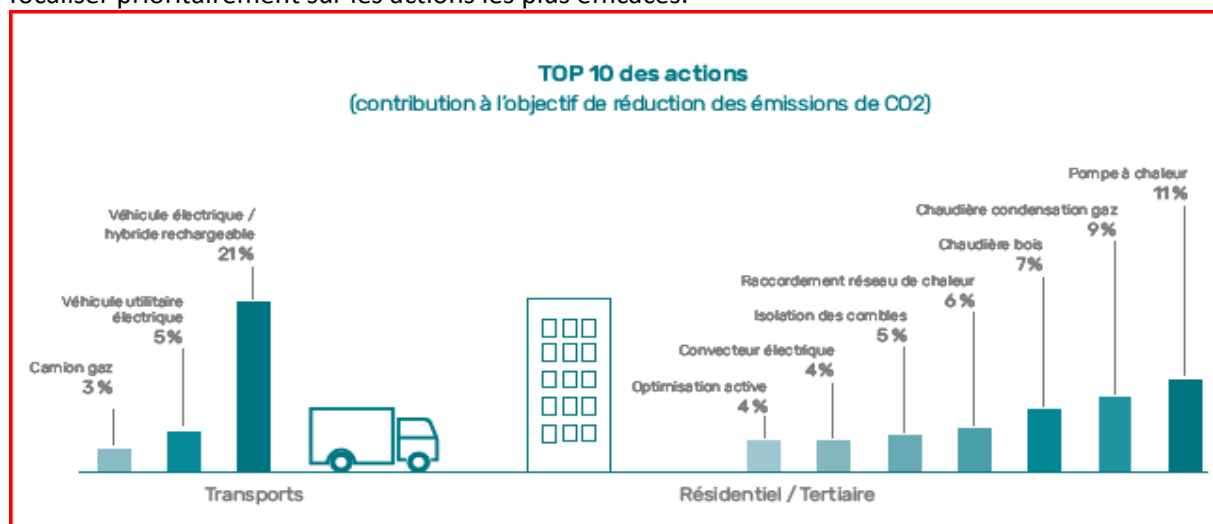
- Consommation en énergie finale en 2030 : 1467 TWh contre 1742 en 2015 (-16 %)
- Consommation d'électricité nette en 2030 : 484 contre 436 en 2015 (+11 ou 12 %).



Evolution de la consommation d'énergie de 2015 à 2030

Source UFE

L'étude montre qu'un bouquet de 10 actions ressort plus particulièrement (parmi les 45000 étudiées) et permet d'atteindre à lui seul 75% de l'objectif de réduction de CO2 fixé par la loi. L'UFE juge qu'en regard au contexte de contraintes économiques, budgétaires et financières, il semble d'autant plus nécessaire de se focaliser prioritairement sur les actions les plus efficaces.



Source UFE

Quatre actions de consommation d'électricité font partie de ces 10 actions :

- Véhicules électriques et hybrides rechargeables
- Véhicules utilitaires légers électriques
- Pompes à chaleur
- Convecteurs électriques performants.

Deux mesures concernent directement l'électricité dans le résidentiel :

- Une passive (isolation des combles)
- Une active (optimisation de la consommation par pilotage à distance du chauffage électrique).

Pour l'UFE les contributions à l'atteinte des objectifs en 2030 se décomposent de la façon suivante.

- Résidentiel : 47%
- Transport : 33%
- Tertiaire : 15%
- Industrie : 5%.

Selon l'UFE, l'influence du développement du véhicule électrique pourrait se présenter de la façon suivante :

- La part du marché de 1% (25000) en 2016 passe à 40 % (865000) en 2030*
- Le parc de véhicules électriques passe à 20% en 2030 soit de l'ordre de 6×10^6 véhicules.
- La consommation des véhicules est deux à trois fois moindre que celle des véhicules thermiques classiques.

* La consommation correspondante, sur la base de 20 kWh/100km (la consommation du véhicule ZOE (petite voiture) est annoncée entre 13 et 19 selon le mode de conduite) pour 10 000 km/an/véhicule : 12 TWh, soit un transfert d'usage qui doublerait la consommation électrique actuelle dans les transports.

Annexe 5

Scénario 2017 de négaWatt (nW 2017)

Le scénario nW 2017 est présenté à travers 12 points-clés :

1. Un constat majeur : la courbe de la consommation s'est inversée
2. La sobriété et l'efficacité sont les clés de l'inflexion de la demande
3. Une confirmation : le « 100 % renouvelable » est possible dès 2050
4. Zéro émission(s) nette(s) en 2050 : la France devient neutre en carbone
5. Gaz et électricité, une complémentarité incontournable
6. L'agriculture et la forêt jouent un rôle majeur
7. L'économie circulaire, moteur du renouveau
8. Des bénéfices multiples pour la santé et l'environnement
9. La transition énergétique, un bienfait pour l'économie et l'emploi
10. Une France plus solidaire et plus responsable
11. Il n'y a plus de temps à perdre
12. Le scénario négaWatt, une boussole et un temps pour agir.

L'Association affirme que la courbe de consommation énergétique de la France rejoint de fait celle tracée par nW dès 2003 et que le phénomène d'orientation à la baisse n'est pas lié à la crise de 2008-2009 ni à un mouvement de délocalisation et qu'il est bien structurel et non conjoncturel.

Un de ses porte-paroles, Olivier Sidler, a pourtant récemment écrit (en octobre 2016) que les résultats des multiples incitations à économiser n'avaient que très peu d'effet*. Cette expression défaitiste en référence implicite aux prévisions du scénario nW tranche avec l'affirmation péremptoire, mais biaisée, précédente.

En effet, la confrontation des documents de présentation des scénarios 2011 et 2017 avec la réalité montre que les prévisions nW sont loin d'être confirmées par les chiffres de consommation des années récentes. Quant aux considérations sur l'absence d'effets de la crise, l'analyse mériterait des nuances.

Pour l'Association négaWatt (nW), ce scénario est dans la droite ligne de ses prédécesseurs (2003, 2006, 2011). Il a pour objectif de consolider les trajectoires précédentes. Il continue notamment d'affirmer pour l'horizon 2050 l'objectif de réduction des 2/3 de l'énergie primaire, de la moitié de l'énergie finale et d'environ 40% de l'électricité.

Compte tenu de cette continuité, IED reproduit ci-après un extrait de la présentation faite du scénario 2011 dans l'expertise de septembre 2012 relative aux Conséquences Eventuelles d'une Sortie du Nucléaire.

* Il regrettait les effets limités des incitations à réduire les consommations énergétiques y compris lorsque des aides sont à disposition des particuliers comme pour la rénovation énergétique des logements. Il constatait que dans ce domaine le marché ne décolle pas. Il parlait de « résistance du public, probablement pas très bien informé ». Il préconisait des « obligations à agir », de passer d'incitations à des réglementations et, pour les bâtiments industriels, il concluait : « sans contraintes, il ne s'y fera rien ».

Un scénario de mise à l'écart du nucléaire

C'est un scénario qui se définit comme un projet de transition énergétique pour « rendre possible ce qui est souhaitable ». Il propose, d'ici 2050, une trajectoire énergétique s'appuyant sur :

- une mise à l'écart du nucléaire,
- une démarche de sobriété consistant « à privilégier les besoins les plus utiles, restreindre les plus extravagants et supprimer les plus nuisibles » et se traduisant par une diminution radicale de l'usage de l'électricité et une réduction de deux tiers de la consommation d'énergie primaire,
- un objectif d'efficacité technique pour arriver à satisfaire ces besoins,
- le recours presque exclusif aux énergies renouvelables, éolien, solaire, biomasse principalement. Il est à noter d'emblée que le développement de la biomasse inclut la suppression de 1,5 millions d'hectares consacrés à l'élevage.
- une réduction considérable des consommations énergétiques

Une démarche de sobriété basée sur des hypothèses irréalistes et pour certaines néfastes dans le résidentiel.

Un des points essentiels du scénario repose sur la démarche de sobriété dans le domaine du résidentiel qui conduit entre autres à :

- une limitation de la décohabitation (3 millions de logements en moins en 2050 par rapport aux prévisions de l'INSEE),
- une stabilisation de la surface moyenne des nouveaux logements,
- l'accroissement du petit collectif au détriment du pavillon individuel,
- une réhabilitation aux objectifs démesurés du résidentiel existant,
- une réduction drastique de la consommation d'électricité pour les produits blancs et bruns.

Un parc de production sans nucléaire à partir de 2033 (reportée dans nW2017 à 2035)

Pour sortir du nucléaire, le scénario négaWatt envisage un arrêt immédiat du chantier de l'EPR et la fermeture échelonnée des tranches nucléaires conduisant à un arrêt total du nucléaire en 2033 (2035). Les énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque, biomasse...) se substituent progressivement à la production électro-nucléaire et au charbon qui est aussi arrêté. Et pour tenir compte du caractère intermittent de l'éolien et du photovoltaïque, le scénario négaWatt fait appel à des CCG, (avec recrudescence des émissions de CO₂) en attente de l'émergence, (hypothétique), de la méthanation qui est présentée comme la principale solution à terme pour stocker de l'énergie électrique. A ce jour, cette solution n'est en rien mature contrairement à ce que prétend l'association négaWatt.

Ce mix énergétique ne peut assurer l'équilibre en puissance électrique à la pointe

Ce système électrique, reposant largement sur une utilisation massive de l'éolien et du solaire qui fournissent une énergie intermittente, ne peut assurer la satisfaction des besoins à tout moment, même dans l'hypothèse où ces besoins sont fortement réduits.

IED a montré que ce scénario ne peut pas être équilibré à la pointe compte tenu de la faiblesse du facteur de pointe auquel il conduit, entre 1,2 et 1,3, pour un besoin estimé à 1,6.

Annexe 6

Calcul des coûts complets de production (LCOE pour Levelised Cost of Electricity)

Cette annexe explicite les calculs effectués par l'association VGB Powertech.

Les calculs sont faits à partir de données recueillies en Europe, en particulier, auprès des producteurs membres de l'association. Dans l'absolu, les calculs de coûts complets sont effectués pour une production en base (24h sur 24), ce qui n'est pas vraiment le cas pour le charbon, le lignite et les cycles combinés à gaz. VGB Powertech a donc effectué les calculs dans deux conditions différentes : le cas idéal (fonctionnement en base) et le cas réel avec moins d'heures de fonctionnement.

Les calculs sont fournis sous la forme de deux tableaux. Dans chaque tableau, deux calculs sont effectués, l'un prenant les valeurs minimales et l'autre les valeurs maximales des différentes variables, ce qui permet d'obtenir une plage de valeurs.

1. Avertissement

Si le principe du calcul des coûts complets est largement reconnu et utilisé pour comparer entre eux les coûts de différents modes de production, il est important de noter que **ce coût ne correspond pas au coût réel de revient de la production d'une centrale donnée à un moment donné et qu'il ne peut pas être utilisé dans les études d'investissement**, car il repose sur l'hypothèse très peu probable que le prix du combustible, la taxe carbone et les conditions d'exploitation sont les mêmes pendant toute la durée de vie de la centrale. Cette hypothèse est d'autant plus improbable que la dérèglementation du secteur de l'énergie et le traitement particulier fait à une partie des énergies renouvelables engendrent un risque particulièrement important pour les investissements dans la production électrique.

2. Modes de production

Sont pris en compte :

- Centrales thermiques au charbon ou au lignite supercritiques ou ultra-supercritiques (coal and lignite supercritical), sachant qu'une centrale est dite « supercritique » quand la température dépasse 565 degrés et la pression 250 bars. Au-delà de 300 bars et de 585°C, la centrale est dite « ultra-supercritique ». Ces centrales ont un meilleur rendement, avec des émissions de gaz à effet de serre réduites par rapport aux centrales plus anciennes.
- Turbines au gaz : centrales à cycle combiné (CCGT) et à cycle ouvert (OGCT).
- Centrales nucléaires : réacteurs à eau pressurisée et réacteurs de la 3^e génération.
- Hydraulique fil de l'eau (Hydro run of river) : sont également comprises des installations de type « éclusée » disposant de bassins amont permettant un stockage de quelques heures voire de quelques jours. Ne sont pas prises en compte les installations de type STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage).
- Eolien terrestre (onshore) et en mer (offshore).
- Photovoltaïque au sol (ground-mounted PV) : il s'agit là de fermes photovoltaïques et non de photovoltaïque monté sur des bâtiments.

3. Composantes du coût

Sont pris en compte pour le calcul :

- Les coûts d'investissement correspondant aux coûts de réalisation et de qualification des installations, ainsi que les coûts incombant à l'exploitant avant et pendant le processus de réalisation. Ils ne comprennent pas les coûts de démantèlement.
- Le taux d'actualisation (Discount rate) permettant de tenir compte de l'aspect temporel du capital (un euro aujourd'hui vaut plus qu'un euro demain) et du facteur risque (quelle rentabilité dans l'avenir ?).
- La durée de vie (Plant lifetime).
- Les coûts d'exploitation et de maintenance (O and M) comprenant tous les coûts liés à la production qui ne sont compris ni dans les coûts initiaux d'investissement, ni dans les coûts liés aux combustibles, ni dans les coûts des certificats de CO2.
- Les coûts de combustibles (Fuel costs). La méthode retenue pour les évaluer a été de calculer un coût moyen pour chaque catégorie et de définir une marge de plus ou moins 20% autour de ce coût.
 - Charbon : le prix moyen retenu est de 9€/MWh livré à la frontière allemande.
 - Lignite : le prix du lignite allemand inclut les coûts de son extraction (1,5 €/MWh), mais aussi les investissements miniers. Un prix moyen de 5€/MWh a été retenu pour être comparable au prix du charbon dans lequel les coûts d'investissement minier sont compris.
 - Gaz : le prix moyen retenu est de 23,5€/MWh « à la frontière ».
 - Nucléaire : le prix moyen retenu (7€/MWh) comprend les coûts du cycle amont (extraction, enrichissement, conditionnement) et ceux du cycle aval (gestion des déchets).
- La taxe carbone : le prix a été fixé à 7,5€/tonne de CO2 avec une marge de 2,5€.
- Le taux d'émission de CO2 a été fixé à 339kg/MWh pour le charbon, 404kg/MWh pour le lignite et 202kg/MWh pour le gaz naturel.
- Le rendement : une marge a été définie pour chaque technologie afin de refléter les différentes conditions d'exploitation.
- Le facteur de charge a été exprimé sous forme d'« heures à pleine puissance » (Full-load hours). Il est à l'origine des scénarios « cas idéal » et « cas réel » où des jeux différents de valeurs ont été pris pour le charbon, le lignite et le gaz.

Levelised Cost of Electricity (LCOE) "Real Case"

Min LCOE Calculation =>

	Investment Cost (€/kW) ^{1, 7, 8, 11}		Discount Rate (%) ¹¹		Lifetime (y) ¹	O&M ^{5, 6, 7, 8}		Fuel Costs ^{1, 2, 9}		Carbon price (€/tCO ₂) ³		Electrical Efficiency ¹¹		Carbon Factor (tCO ₂ / MWh _{el})	Full Load Hours (h) ^{1, 8, 10, 11}		LCOE (ct/kWh)	
	Min	Max	Min	Max		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max		Min	Max	Min	Max
Coal supercritical	1.200	1.700	4	7	40	32	39	7	11	5	10	44	46	0,339	2.000	4.500	4,0	11,6
Lignite supercritical	1.350	1.800	4	7	40	35	43	4	6	5	10	41	43	0,404	3.000	7.000	2,9	8,4
Gas CCGT	550	800	4	7	30	19	23	19	28	5	10	59	61	0,202	750	2.500	5,3	16,8
Gas OCGT	400	720	4	7	30	14	17	19	28	5	10	39	44	0,202	500	750	9,5	22,7
Nuclear	3.000	5.000	4	7	60	36	44	6	9	-	-	32	37	-	7.000	8.000	3,6	8,4
Hydro run of river	2.300	4.500	4	7	100	25	50	-	-	-	-	-	-	-	3.400	5.500	2,2	10,8
Wind onshore	1.000	1.800	4	7	25	30	50	-	-	-	-	-	-	-	1.800	3.200	2,9	11,4
Wind offshore	2.800	4.500	4	7	25	100	120	-	-	-	-	-	-	-	3.000	4.200	6,7	16,9
PV ground mounted	900	1.600	4	7	25	13	25	-	-	-	-	-	-	-	900	2.000	3,5	18,0

Max LCOE Calculation =>

- 1) OECD/IEA Study, 2015 4) Umweltbundesamt 7) DIW, Berlin, 2012 10) ISE, Freiburg, 2013
 2) BAFA 5) IER, Stuttgart, 2008 8) EC DG Energy, ECOFYS, 2014 11) Own resources and VGB-Members
 3) EEX, Leipzig 6) IER, Stuttgart, 2012 9) Bundesnetzagentur

All performance specific input data relate to the electrical net power, the power supply to the grid.

Calcul des coûts complets des différentes filières : Cas réel (Source VGB)

Levelised Cost of Electricity (LCOE) "Ideal Case" for Coal, Lignite and Gas CCGT Power Plants

Min LCOE Calculation =>

	Investment Cost (€/kW) ^{1, 7, 8, 11}		Discount Rate (%) ¹¹		Lifetime (y) ¹	O&M (€/kW/a) ^{5, 6, 7, 8}		Fuel Costs (€/MWh) ^{1, 2, 9}		Carbon price (€/tCO ₂) ³		Electrical Efficiency ¹¹		Carbon Factor (tCO ₂ /MWh _e)	Full Load Hours (h) ^{1, 8, 10, 11, +}		LCOE (ct/kWh)	
	Min	Max	Min	Max		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max		Min	Max	Min	Max
Coal supercritical ⁺	1.200	1.700	4	7	40	32	39	7	11	5	10	44	46	0,339	4.500	7.500	3,1	7,0
Lignite supercritical ⁺	1.350	1.800	4	7	40	35	43	4	6	5	10	41	43	0,404	7.000	8.000	2,7	5,0
Gas CCGT ⁺	550	800	4	7	30	19	23	19	28	5	10	59	61	0,202	4.500	6.500	4,1	7,0
Gas OCGT	400	720	4	7	30	14	17	19	28	5	10	39	44	0,202	500	750	9,5	22,7
Nuclear	3.000	5.000	4	7	60	36	44	6	9	-	-	32	37	-	7.000	8.000	3,6	8,4
Hydro run of river	2.300	4.500	4	7	100	25	50	-	-	-	-	-	-	-	3.400	5.500	2,2	10,8
Wind onshore	1.000	1.800	4	7	25	30	50	-	-	-	-	-	-	-	1.800	3.200	2,9	11,4
Wind offshore	2.800	4.500	4	7	25	100	120	-	-	-	-	-	-	-	3.000	4.200	6,7	16,9
PV ground mounted	900	1.600	4	7	25	13	25	-	-	-	-	-	-	-	900	2.000	3,5	18,0

Max LCOE Calculation =>

- 1) OECD/IEA Study, 2015 4) Umweltbundesamt 7) DIW, Berlin, 2012 10) ISE, Freiburg, 2013
 2) BAFA 5) IER, Stuttgart, 2008 8) EC DG Energy, ECOFYS, 2014 11) Own resources and VGB-Members
 3) EEX, Leipzig 6) IER, Stuttgart, 2012 9) Bundesnetzagentur +) LCOE with ideal min/max Full Load Hours

All performance specific input data relate to the electrical net power, the power supply to the grid.

Calcul des coûts complets des différentes filières : Cas idéal pour le charbon, le lignite et le gaz (Source VGB)

Annexe 7

Evolution du mix énergétique par pays

Scénarios et sources des données

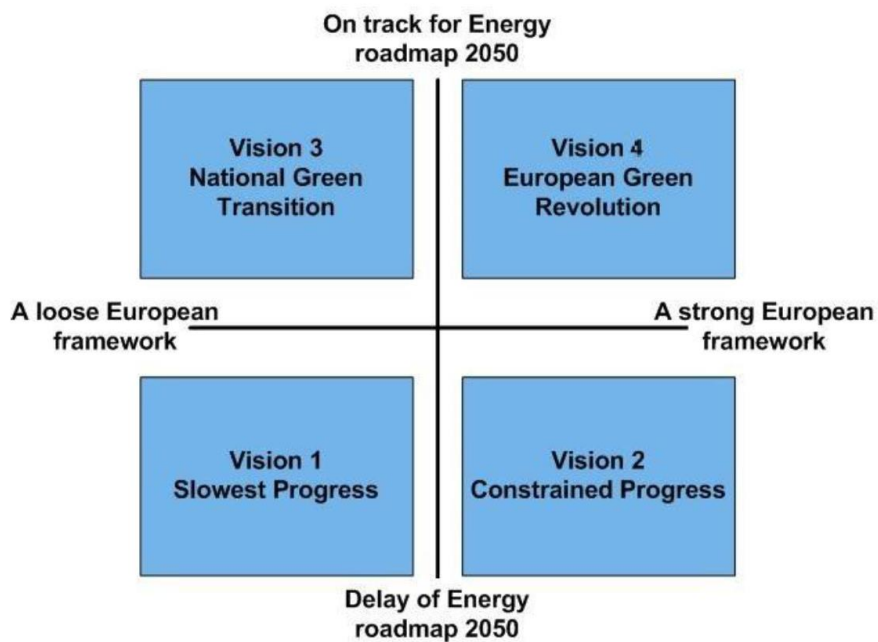
L'évolution d'aujourd'hui à l'horizon 2030 des mix énergétiques des pays limitrophes de la France est présentée dans cette annexe.

- La situation d'origine est celle de l'année 2015. Les données sont issues des bases de données de l'ENTSO.
- La prévision du mix énergétique de chacun de ces pays à l'horizon 2030 est celle présentée dans l'étude TYNDP 2016 – Scenario Development Report – Final after Public Consultation – 3 November 2015. Le « Bilan Prévisionnel 2016 » publié par RTE a été aussi utilisé pour la prévision du mix énergétique à l'horizon 2020 ainsi que l'étude "General Adequacy Assessment" du Pentilateral Energy Forum (Mars 2015). Les prévisions peuvent différer entre ces différentes études.

Dans l'étude « TYNDP 2016 », un scénario « best-estimate » 2020 est présenté ainsi que 4 scénarios contrastés à l'horizon 2030. De façon très schématique, le scénario « 2020 » aussi dénommé « Expected progress » correspond à une évolution intégrant l'état actuel des politiques en vigueur et des investissements décidés à ce jour. Les quatre scénarios 2030 correspondent à des évolutions soit plus lentes soit plus rapides que celles définies dans l'Energy Roadmap 2050 de l'Europe. Dans cette roadmap, l'objectif de développement des ENR est une part de 97% des ENR dans la consommation d'électricité en 2050²⁶. On peut, de façon synthétique, illustrer ces scénarios par les deux schémas suivants et par le tableau qui les suit (extraits du rapport TYNDP 2016).

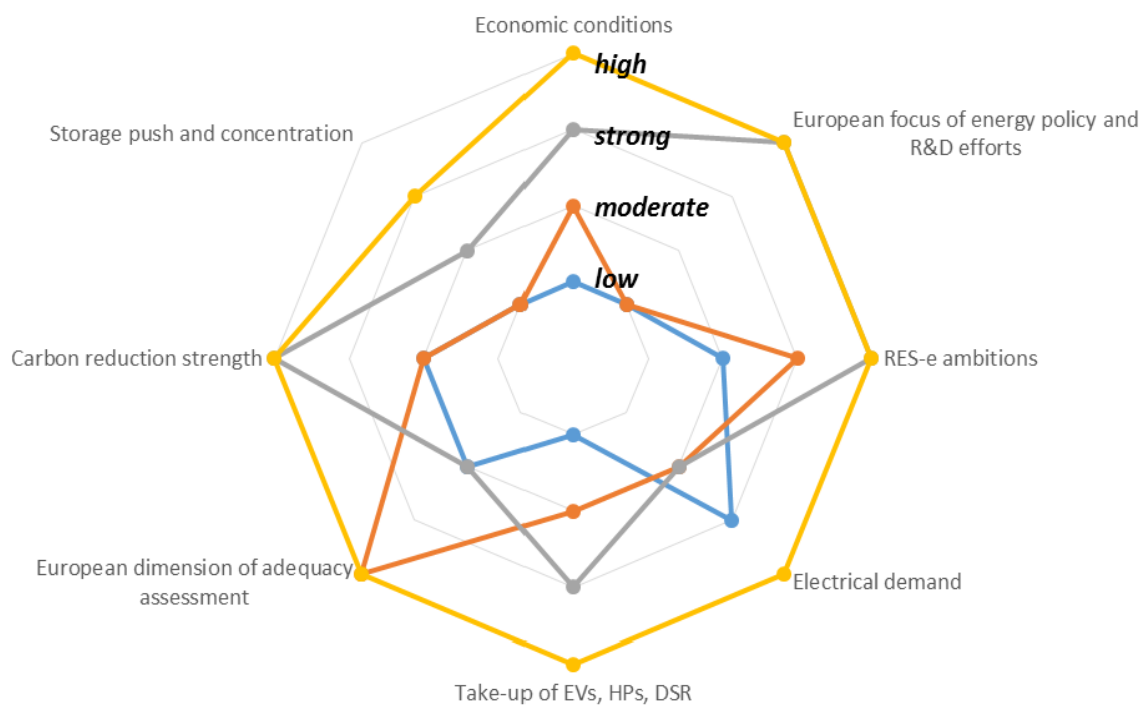
	Slowest progress	Constrained progress	National green transition	European green revolution
	V1	V2	V3	V4
Economic and financial conditions	Least favourable	Less favourable	More favourable	Most favourable
Focus of energy policies	National	European	National	European
Focus of R&D	National	European	National	European
CO₂ and primary fuel prices	low CO ₂ price, high fuel price	low CO ₂ price, high fuel price	high CO ₂ price, low fuel price	high CO ₂ price, low fuel price
RES	Low national RES (>= 2020 target)	Between V1 and V3	High national RES	On track to 2050
Electricity demand	Increase (stagnation to small growth)	Decrease compared to 2020 (small growth but higher energy efficiency)	stagnation compared to 2020(Increase (growth demand)
Demand response (and smart grids)	As today	Partially used	Partially used	Fully used
	0%	5%	5%	20%
Electric vehicles	No commercial break through of electric plug-in vehicles	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging)	Electric plug-in vehicles (flexible charging and generating)
	0%	5%	5%	10%
Heat pumps	Minimum level	Intermediate level	Intermediate level	Maximum level
	1%	5%	5%	9%
Adequacy	National - not autonomous limited back-up capacity	European - less back-up capacity than V1	National - autonomous high back-up capacity	European - less back-up capacity than V3
Merit order	Coal before gas	Coal before gas	Gas before coal	Gas before coal
Storage	As planned today	As planned today	Decentralized	Centralized

²⁶ Ref : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2012_energy_roadmap_2050_en_0.pdf



2030 Vision characteristics

● V1 - Slowest Progress ● V2 - Constrained Progress ● V3 - National green transition ● V4 - European green revolution



1. Allemagne

La politique énergétique allemande (« Energiewende ») a conduit à une augmentation considérable des ENR qui produisent plus de 30% de l'électricité du pays (production de 18,9 GWh en 1990, 194 GWh en 2015) et à une réduction de la production d'origine nucléaire avec une sortie du nucléaire planifiée en 2022. Les ENR se substituent principalement au nucléaire, la production d'électricité à partir de combustibles fossiles (charbon, lignite, gaz) restant quasiment stable. Il en résulte d'ailleurs que les émissions de CO2 du pays n'ont décliné que très légèrement entre 2000 et 2015 (11,2%) et ont même augmenté depuis leur point le plus bas en 2009.

Pour le futur, l'Allemagne conserve des objectifs ambitieux de développement des ENR mais elle a revu sa politique de développement des ENR en 2016 : en limitant la croissance annuelle des ENR à 1,2% et en remplaçant les subventions aux ENR par des appels d'offres avec enchères (« auctions »). La croissance de l'éolien onshore est limitée à 2,8 GW par an, celle du PV à 600 MW par an. Un régime transitoire est prévu pour l'éolien offshore dont la puissance installée en 2030 est limitée à 15 GW : les nouvelles dispositions (appels d'offres et choix des implantations par le gouvernement) seront appliquées pleinement à partir de 2026. A partir de 2021, des appels d'offres pour des capacités installées annuelles de 700 à 900 MW par an seront lancés.

Puissance installée GW	2015	2020
Eolien onshore	36,05	49,25
Eolien offshore	2,63	6,33
PV	40,24	52,24

Source: General Adequacy Assessment du Pentilateral Energy Forum (Mars 2015). Les chiffres RTE diffèrent parfois sensiblement de ces chiffres : ainsi, le PV n'est que de 38,2 GW en 2015 et 47,5 GW en 2020 dans les documents de bilan prévisionnel de RTE

Le mix énergétique allemand s'appuie largement sur les filières charbon (27 GW en 2015) et lignite (20 GW en 2015). Des installations anciennes, obsolètes du point de vue environnemental, vont être déclassées tandis que de nouvelles installations vont être mises en service d'ici 2021. Il est prévu de retirer du marché des centrales au lignite (de l'ordre de 2,7 GW) : elles seront mises en réserve dans le cadre du projet de réserve dite « climatique ». Cette capacité s'ajoute à celle de la « grid reserve » (5,4 GW à l'hiver 2016-2017).

La filière des cycles combinés au gaz (13 GW) rencontre aussi des difficultés mais se renouvelle avec plusieurs centrales en construction pour environ 2,7 GW. Le reste des installations de production à partir de combustibles fossiles devrait rester stable ou en légère baisse d'ici 2021.

Globalement, le parc thermique classique devrait voir sa puissance installée en légère décroissance à un horizon moyen terme.

Puissance installée GW	2015	2020
Lignite	20,75	17,55
Charbon	26,1	24,58
Gaz	22,03	26,95
Fioul	2,65	2,39

Source: General Adequacy Assessment du Pentilateral Energy Forum (Mars 2015). Ici encore, les chiffres RTE diffèrent parfois sensiblement de ces chiffres : ainsi, le gaz n'est que de 20,1 GW en 2016 et 20,5 GW en 2021 dans le BP 2016 alors que dans le BP 2015, les chiffres sont respectivement 30 GW et 26,2 GW.

Quant au parc nucléaire, la fermeture de toutes les centrales est planifiée d'ici fin 2022. La puissance installée actuelle s'élève à 12,07 GW. Elle baissera à 8,11 GW en 2020-21.

L'augmentation de la puissance installée d'ici 2021 résultera de la croissance des ENR : selon l'étude du Pentilateral Energy Forum, elle devrait passer de 185,76 GW en 2015 à 212,01 GW en 2020. **Cette augmentation provenant d'énergies intermittentes dont la part dans la puissance installée dépasse 47% en 2020**, les conditions d'équilibre du réseau à la pointe hivernale à l'échelle européenne et à l'échelle du pays devraient être dégradées. **La part des ENR intermittentes (solaire et éolien) dans la production d'électricité est d'environ 27% en 2020.**

A l'horizon 2030, ces tendances sont maintenues avec en outre une décroissance affichée dans les scénarios du TYNDP 2016 de la part du charbon et du lignite au profit du gaz. La part de l'hydraulique est également en progression (stations de pompage-turbinage pour le stockage d'électricité en particulier). **Dans tous les scénarios, la part des énergies intermittentes dépasse 50% et pour les plus volontaristes 60% en termes de puissance installée. En termes de part de la production d'électricité, elle atteint 39% dans la Vision 1 2030 et dépasse les 50% dans les Visions 3 et 4.**

	Allemagne					
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand (GWh)	520607	534566	546765	518757	508708	547178
Installed Capacities (MW)						
Gaz	25048	28166	21138	15463	34429	34429
Charbon	25674	26914	23365	23365	14940	14940
Hydro and other storage	9610	9149	13257	13257	17637	14505
Lignite	20570	21846	12610	12610	10209	9026
Nuclear	10793	8107	0	0	0	0
Solar	38411	46860	57240	46860	60740	58990
Wind	43429	56070	74050	61200	100750	96967
Oil	3828	3680	1026	1026	871	871
Others RES	7474	7880	6960	6960	9340	9340
Others non-RES	3626	6390	8650	8650	10630	10630
Total	188463	215062	218296	189391	259546	249698
dont PHS (Pumped Hydro Storage)	6417					

	Allemagne					
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand (GWh)	520607	534566	546765	518757	508708	547178
Installed Capacities (MW)						
Gaz	13,3%	13,1%	9,7%	8,2%	13,3%	13,8%
Charbon	13,6%	12,5%	10,7%	12,3%	5,8%	6,0%
Hydro and other storage	5,1%	4,3%	6,1%	7,0%	6,8%	5,8%
Lignite	10,9%	10,2%	5,8%	6,7%	3,9%	3,6%
Nuclear	5,7%	3,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Solar	20,4%	21,8%	26,2%	24,7%	23,4%	23,6%
Wind	23,0%	26,1%	33,9%	32,3%	38,8%	38,8%
Oil	2,0%	1,7%	0,5%	0,5%	0,3%	0,3%
Others RES	4,0%	3,7%	3,2%	3,7%	3,6%	3,7%
Others non-RES	1,9%	3,0%	4,0%	4,6%	4,1%	4,3%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

2. Grande-Bretagne

La Grande-Bretagne a mis en place une nouvelle régulation relative aux ENR. Cette régulation devrait réduire à moyen terme les subventions accordées aux différentes filières, notamment éolien et PV et donc ralentir leur progression. Elle a aussi mis en place par l'Energy Act du 18 décembre 2013 un prix-plancher du CO2 afin de pallier la faiblesse du prix sur l'ETS, la trajectoire de ce prix-plancher devant permettre d'atteindre un prix de la tonne de CO2 de 35 € en 2020 et de 85 € en 2030. C'est le pays qui possède le plus grand parc éolien offshore avec près de 5 GW installés au 1^{er} janvier 2016, avec un objectif qui reste ambitieux à hauteur de 8 à 9 GW en 2021. La croissance du parc éolien terrestre a été modeste en 2015 (500 MW). La capacité installée (8,2 GW au 1^{er} janvier 2016) est envisagée à hauteur de 10,7 GW en 2021.

La puissance installée en PV a fortement cru ces dernières années par anticipation des baisses des subventions : la puissance installée s'élève à près de 9 GW fin 2015. La progression du parc ralentira par suite de la nouvelle régulation. RTE a retenu une puissance de 12 GW pour 2021.

Le parc thermique classique est en forte décroissance : les installations charbon anciennes vont être déclassées dans les prochaines années. La puissance raccordée pourrait être réduite de plus de 40% d'ici 2021 (plus de 5 GW retirés en 2016).

Le parc de cycles combinés à gaz devrait aussi décroître de plus de 2 GW d'ici 2021. On note que cette prévision donnée dans le « Bilan prévisionnel 2016 » de RTE n'est pas cohérente avec le scénario 2020 du TYNDP 2016 (tableau ci-dessous).

Le parc de production de moyens de pointe s'est réduit fortement en 2015 (réglementations environnementales) et devrait continuer à décroître légèrement à moyen terme.

La puissance nucléaire installée devrait rester constante à moyen terme (retrait des centrales actuelles par des nouvelles constructions comme les EPR d'Hinkley Point).

La puissance installée totale devrait légèrement décroître à l'horizon 2021. Compte tenu de la décroissance des moyens pilotables fossiles, les conditions d'équilibre du réseau à la pointe hivernale à l'échelle européenne et à l'échelle du pays devraient donc être dégradées. **La part des ENR intermittentes (solaire et éolien) dans la production d'électricité est d'environ 32% en 2020.**

A l'horizon 2030, à l'exception du scénario de progression très lente (Vision 1), ces tendances se confirment avec une progression très forte de l'éolien, un maintien du gaz et du nucléaire. **La part des énergies renouvelables intermittentes dans la puissance installée dépasse les 50% dans les 3 scénarios Visions 2, 3 et 4, le gaz et le nucléaire conservant une part entre 30 et 35% à eux. En termes de part de la production d'électricité, la part des ENR intermittentes dépasse 45% dans les Visions 3 et 4 2030 et atteint plus de 57% dans la Vision 2 2030.**

	Grande-Bretagne					
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	332654	333802	329349	310117	354408	368084
Installed Capacities (MW)						
Gaz	29050	35552	43327	36736	36616	36616
Charbon	17926	7217	2897	2897	0	0
Hydro and other storage	3866	4754	4754	4754	7682	5470
Lignite	0	0	0	0	0	0
Nuclear	8981	8981	4552	4552	9022	9022
Solar	9000	7460	8270	7460	15560	11915
Wind	8503	26250	21870	57300	51090	57901
Oil	938	109	109	109	75	75
Others RES	1377	5680	5450	5450	8420	8420
Others non-RES	0	3670	4050	4050	4110	4110
Total	79641	99673	95279	123308	132575	133529
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage	2650					

	Grande-Bretagne					
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	332654	333802	329349	310117	354408	368084
Installed Capacities (MW)						
Gaz	36,5%	35,7%	45,5%	29,8%	27,6%	27,4%
Charbon	22,5%	7,2%	3,0%	2,3%	0,0%	0,0%
Hydro and other storage	4,9%	4,8%	5,0%	3,9%	5,8%	4,1%
Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	11,3%	9,0%	4,8%	3,7%	6,8%	6,8%
Solar	11,3%	7,5%	8,7%	6,0%	11,7%	8,9%
Wind	10,7%	26,3%	23,0%	46,5%	38,5%	43,4%
Oil	1,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Others RES	1,7%	5,7%	5,7%	4,4%	6,4%	6,3%
Others non-RES	0,0%	3,7%	4,3%	3,3%	3,1%	3,1%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

3. Espagne

Le mix électrique espagnol est largement dominé par les ENR qui représentent plus de 45% de la puissance installée en 2015 (37% de la production dont 12% pour l'hydraulique). Toutefois, après la modification des dispositifs de soutien aux ENR en 2014, le secteur des énergies renouvelables est quasiment à l'arrêt avec seulement une centaine de MW installés (éolien onshore et PV) par an contre plusieurs GW les années précédentes. Le développement de l'éolien offshore n'est pas envisagé avant 2022. Ces tendances sont celles envisagées par RTE dans le BP 2016. Le Pentalateral Energy Forum envisage pour sa part que l'éolien onshore croisse de 25,4 GW en 2016 à 34,3 GW en 2020 et l'éolien offshore de 700 MW à 3 GW. Quant au PV, il pourrait croître de 7 GW en 2016 à 12,1 GW en 2020. Ces différences d'appréciation sont importantes.

Des mises sous cocon sont prévues dans le parc de cycles combinés à gaz pour un volume de 4 GW (sur une capacité installée de 23 GW) à l'horizon 2021. Le parc charbon (8,4 GW) et lignite (700 MW) devrait aussi être réduit d'environ 2 GW d'ici 2021 (installations polluantes et anciennes). Le scénario du Pentalateral Energy Forum est beaucoup plus « optimiste » pour les filières fossiles : forte augmentation des CCG, quasi stabilité du charbon.

Le parc nucléaire (7,5 GW) devrait rester stable à l'horizon de 2021. Les centrales ont été mises en service entre 1981 et 1988. Au-delà de 2021, l'avenir du parc nucléaire est incertain.

La puissance totale installée est en décroissance de quelques % à l'horizon 2021 selon le BP 2016 de RTE alors qu'elle est quasiment constante dans l'étude TYNDP 2016. Le scénario du Pentalateral Energy Forum envisage une forte croissance de 104 GW en 2016 à 123,5 GW en 2020, ce qui paraît exagérément « optimiste ». Une position prudente est de retenir le scénario « RTE ». Avec une réduction de la production à partir des combustibles fossiles, les conditions d'équilibre du réseau à la pointe hivernale à l'échelle européenne et à l'échelle du pays devraient être dégradées. **En 2020, la part des ENR intermittentes dans la puissance installée est de 29% environ et dans la production d'électricité d'environ 33%.**

A l'horizon 2030, les évolutions majeures concernant les ENR intermittentes qui sont en forte progression, **leur part dans la puissance installée dépassant les 40% dans les 4 scénarios du TYNDP 2016 et même 50% dans la vision la plus volontariste. Leur part dans la production d'électricité varie entre 37% et 49% selon les Visions 2030.** On peut constater aussi que dans ces scénarios la demande croît d'environ 15% à 20% dans les scénarios les plus « modestes » et de 38 à 45% dans les scénarios volontaristes.

	2015	EP2020	Espagne			
			V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	262905	282378	315948	301130	364239	381237
Installed Capacities (MW)						
Gaz	32655	24948	24948	21572	29208	29208
Charbon	9975	9533	5900	5900	4160	4160
Hydro and other storage	20336	20890	23450	23450	25050	25635
Lignite	1056	0	0	0	0	0
Nuclear	7573	7573	7120	7120	7120	7120
Solar	6967	8090	16800	33150	25000	54130
Wind	23003	27650	35750	27650	39300	40604
Oil	3289	0	0	0	0	0
Others RES	747	1250	2400	2400	5100	5100
Others non-RES	588	7390	10450	8650	12210	12210
Total	106189	107324	126818	129892	147148	178167
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage	5859					

	2015	EP2020	Espagne V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	262905	282378	315948	301130	364239	381237
Installed Capacities						
Gaz	30,8%	23,2%	19,7%	16,6%	19,8%	16,4%
Charbon	9,4%	8,9%	4,7%	4,5%	2,8%	2,3%
Hydro and other storage	19,2%	19,5%	18,5%	18,1%	17,0%	14,4%
Lignite	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	7,1%	7,1%	5,6%	5,5%	4,8%	4,0%
Solar	6,6%	7,5%	13,2%	25,5%	17,0%	30,4%
Wind	21,7%	25,8%	28,2%	21,3%	26,7%	22,8%
Oil	3,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Others RES	0,7%	1,2%	1,9%	1,8%	3,5%	2,9%
Others non-RES	0,6%	6,9%	8,2%	6,7%	8,3%	6,9%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

4. Italie

Le mix électrique italien est largement dominé par les ENR qui représentent plus de 40% de la puissance installée en 2015 (41% de la production dont 22% pour l'hydraulique).

Après des années de forte croissance, le développement du parc éolien et dans une moindre mesure celui du parc PV sont en net ralentissement.

- Le parc éolien onshore a progressé de 350 MW par an de 2013 à 2015 contre 1 GW auparavant,
- Le parc PV a progressé de 400 MW par an en 2014 et 2015.
- L'éolien offshore est envisagé à partir de 2021 au mieux (100 MW).

Le parc thermique est en surcapacité et des fermetures de centrales sont attendues à court et moyen termes.

- Le parc de CCG est très important (36,8 GW en 2015, 34,3 GW en 2016). Une part significative des groupes fonctionne très peu. Une baisse importante de la puissance installée a déjà eu lieu et devrait se poursuivre d'ici 2021 (-2 GW dans BP 2016)
- Le parc charbon (4,8 GW) constitué d'unités récentes devrait être stable à l'horizon de 2021.
- Le parc fioul, constitué d'installations anciennes, devrait connaître des mises sous cocon et des fermetures. Il pourrait être à l'arrêt à l'horizon de 2021.

Enfin, l'Italie est sortie du nucléaire en 1987.

La puissance totale installée en Italie devrait être quasiment stable à l'horizon 2021, la croissance du parc ENR (intermittentes) compensant la décroissance du parc thermique. Les conditions d'équilibre du réseau à la pointe hivernale à l'échelle européenne et à l'échelle du pays devraient être dégradées. **La part des ENR intermittentes est d'environ 31% dans la puissance installée et 25% dans la production d'électricité.**

A l'horizon 2030, **la part des ENR intermittentes** augmente légèrement au détriment des moyens fossiles et de l'hydraulique, **leur proportion dans le mix se situant autour des 40% dans les deux scénarios les plus volontaristes. Leur part dans la production d'électricité dépasse les 30% dans ces deux scénarios.**

	2015	EP2020	Italie			
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	314328	327286	354227	330272	311285	354710
Installed Capacities (MW)						
Gaz	51500	35213	38974	34886	37993	37993
Charbon	8800	7056	7926	7926	7056	5667
Hydro and other storage	22150	22635	22635	22635	23535	23535
Liqnite	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Solar	19100	24580	24580	27140	40400	42169
Wind	8750	13400	13400	13400	18990	23459
Oil	6000	1386	1394	1394	1386	1386
Others RES	4480	7240	7240	7240	10750	10750
Others non-RES	3400	11350	10160	10160	10160	10160
Total	124180	122860	126309	124781	150270	155119
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage	7640					

	2015	EP2020	Italie			
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	314328	327286	354227	330272	311285	354710
Installed Capacities						
Gaz	41,5%	28,7%	30,9%	28,0%	25,3%	24,5%
Charbon	7,1%	5,7%	6,3%	6,4%	4,7%	3,7%
Hydro and other storage	17,8%	18,4%	17,9%	18,1%	15,7%	15,2%
Liqnite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Solar	15,4%	20,0%	19,5%	21,8%	26,9%	27,2%
Wind	7,0%	10,9%	10,6%	10,7%	12,6%	15,1%
Oil	4,8%	1,1%	1,1%	1,1%	0,9%	0,9%
Others RES	3,6%	5,9%	5,7%	5,8%	7,2%	6,9%
Others non-RES	2,7%	9,2%	8,0%	8,1%	6,8%	6,5%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

5. Belgique

Le mix électrique belge est décrit dans le tableau suivant :

	Nucléaire	Gaz	Charbon	Eolien onshore	PV	Mix complet
Production 2015 (%)	38	32	6	8	5	65 TWh
Puissance installée 2016 (GW)	5,8	3,4	0,5	2,2	3,2	≈20

Les ENR poursuivent leur développement, principalement l'éolien onshore (+200 MW en 2015) et surtout offshore qui devrait voir le jour dans les prochaines années (2 GW envisagés à l'horizon 2021). Quant au PV, son développement est irrégulier et restera modeste (100 MW par an ?)

Avec le retour sur le réseau de l'ensemble des centrales nucléaires en 2015, des CCG sont menacés de mise sous cocon ou de fermeture. Il s'agit des unités qui avaient été maintenues dans la réserve stratégique participant à la sécurité d'approvisionnement alors que des centrales nucléaires étaient à l'arrêt. Le parc (hors réserves) de CCG devrait être stable à l'horizon 2021.

Le dernier groupe charbon a été arrêté en 2016.

En ce qui concerne le parc nucléaire, la Belgique a adopté un planning de sortie du nucléaire entre 2023 et 2025.

La puissance totale installée devrait croître de 5 à 6%, essentiellement avec des ENR intermittentes. Les conditions d'équilibre du réseau à la pointe hivernale à l'échelle européenne et à l'échelle du pays devraient être dégradées. La situation risque d'être beaucoup plus compliquée après l'arrêt des centrales nucléaires (à partir de 2023). **A l'horizon 2020, la part des ENR intermittentes dans la puissance installée est de l'ordre de 37% et dans la production d'électricité d'environ 22%.**

A l'horizon 2030, la réduction des productions « fossiles » et la disparition du parc nucléaire conduisent à une part des ENR intermittentes, en termes de puissance installée, voisines de 40% dans les deux scénarios « bas » et de 50% dans les deux scénarios volontaristes. Leur part dans la production d'électricité varie entre 35 et 40%.

	2015	EP2020	Belgique			
			V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	85009	91885	93152	87862	86184	93247
Installed Capacities (MW)						
Gaz	6865	5400	7370	7370	6840	6840
Charbon	470	0	0	0	0	0
Hydro and other storage	1424	1438	1438	1438	2730	2226
Lignite	0	0	0	0	0	0
Nuclear	5926	5060	0	0	0	0
Solar	2958	4050	4050	4050	5800	4925
Wind	2172	4900	4900	4900	8500	7518
Oil	264	0	0	0	0	0
Others RES	1210	0	1700	1700	2500	2500
Others non-RES	0	3200	3200	3200	3200	3200
Total	21289	24048	22658	22658	29570	27209
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage	1196					

	2015	EP2020	Belgique			
			V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	85009	91885	93152	87862	86184	93247
Installed Capacities						
Gaz	32,2%	22,5%	32,5%	32,5%	23,1%	25,1%
Charbon	2,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hydro and other storage	6,7%	6,0%	6,3%	6,3%	9,2%	8,2%
Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	27,8%	21,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Solar	13,9%	16,8%	17,9%	17,9%	19,6%	18,1%
Wind	10,2%	20,4%	21,6%	21,6%	28,7%	27,6%
Oil	1,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Others RES	5,7%	0,0%	7,5%	7,5%	8,5%	9,2%
Others non-RES	0,0%	13,3%	14,1%	14,1%	10,8%	11,8%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

6 Suisse

Le mix électrique suisse est décrit dans le tableau suivant :

2014	Hydro	Nucléaire	Fossiles	Eolien	PV	Autres ENR	Mix complet
Production (%)	56,5	37,9	1,9	0,15	1,2	2,35	67,3 TWh ²⁷
Puiss.installée (GW)	13,9	3,3	0,58 (gaz)	0,06	0,73	0,38	19

La production électrique est assurée très majoritairement par les centrales hydrauliques (56,5%) et les centrales nucléaires (37,9%).

L'évolution de la consommation et de la production d'électricité en Suisse au cours des 3 dernières années est donnée dans le tableau suivant :

En TWh ou %	Consommation	$\Delta N/(N-1)$ Conso	Production	$\Delta N/(N-1)$ Prod
2015	62,6	+1,4%	63,7	-5,3%
2014	61,8	-3,1%	67,3	+1,9%
2013	63,8	+0,6%	66,2	0,4%

Conso : Consommation majorée des pertes de transport et de distribution

Prod : Production après déduction de la consommation liée au pompage d'accumulation

Les variations de la production d'électricité sont principalement dues au parc nucléaire : augmentation de la puissance de Leibstadt pour 2013, augmentation de la puissance de Gösgen et production record de Mühleberg pour 2014 d'une part, arrêts extraordinaires des centrales nucléaires de Beznau 1 et 2 et de Leibstadt pour 2015 d'autre part.

Les piliers de la Stratégie énergétique 2050 sont les suivants: développement de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables ainsi qu'amélioration du rendement énergétique.

La géographie n'est pas très favorable à l'énergie éolienne : Le relief est très accidenté et la densité de population est très forte dans les zones géographiques, comme le plateau suisse où le relief est plus adapté à l'installation d'éoliennes. Les évolutions de l'éolien et du PV resteront marginales à moyen terme.

L'énergie hydraulique sera en forte croissance dans les prochaines années, notamment avec des nouvelles centrales de pompage-turbinage : 3000 MW étaient en construction fin 2015 (Linthal, Veytaux et Nant de Drance) et deux projets sont programmés pour pour 2019 pour une puissance de 1550 MW (Lago Bianco, Grimsel 3).

Les énergies fossiles devraient rester à un niveau faible : en vertu de la loi suisse sur le CO₂, 100% des émissions de CO₂ doivent être compensées, dont 50% dans le pays, ce qui est très contraignant.

Le Parlement suisse a décidé en 2011 de ne pas renouveler les centrales nucléaires à leur fin de vie. Celles-ci sont au nombre de 5 et elles devraient être arrêtées entre 2019 et 2034 (sur la base d'une durée de vie de 50 ans). A l'horizon de 2021, la puissance nucléaire installée pourrait décroître de 1,1 GW.

	Beznau 1	Beznau 2	Gösgen	Mühleberg	Leibstadt
Puissance (MWe)	365	365	1010	373	1220
Mise en service	1969	1971	1979	1971	1984
Fermeture	2019	2021	2029	Dec 2019	2034

²⁷ Production nette, une fois déduite la consommation d'électricité liée au pompage d'accumulation

La puissance électrique totale installée devrait augmenter fortement à l'horizon 2021 avec une forte progression de l'hydraulique, une baisse de la puissance nucléaire et une légère augmentation des ENR intermittentes. Les conditions d'équilibre du réseau à la pointe hivernale à l'échelle européenne et à l'échelle du pays devraient être améliorées. **La part des ENR intermittentes dans la puissance installée est d'environ 8% en 2020 pour une part dans la production d'électricité de moins de 4%.**

A l'horizon 2030, les évolutions du mix suisse dominé par l'hydraulique restent marginales par rapport à 2020. **Selon les scénarios, la part des ENR intermittentes varie entre 8 et 16% environ en termes de puissance installée et entre 4% et 9,5% en termes de production d'électricité.**

	2015	EP2020	Suisse			
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	63411	64852	69417	65402	63084	69533
Installed Capacities (MW)						
Gaz	0	0	0	0	0	0
Charbon	0	0	0	0	0	0
Hydro and other storage	13828	18510	18510	18510	20160	20160
Lignite	0	0	0	0	0	0
Nuclear	3333	2845	2115	2115	1145	1145
Solar	756	1750	2550	1750	4250	3692
Wind	60	120	220	120	370	295
Oil	0	0	0	0	0	0
Others RES	275	380	600	600	1120	1120
Others non-RES	747	520	850	850	990	990
Total	18999	24125	24845	23945	28035	27402
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage	1511	Puissance visée en 2020 : 4000 MW				

	2015	EP2020	Suisse			
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	63411	64852	69417	65402	63084	69533
Installed Capacities						
Gaz	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Charbon	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hydro and other storage	72,8%	76,7%	74,5%	77,3%	71,9%	73,6%
Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	17,5%	11,8%	8,5%	8,8%	4,1%	4,2%
Solar	4,0%	7,3%	10,3%	7,3%	15,2%	13,5%
Wind	0,3%	0,5%	0,9%	0,5%	1,3%	1,1%
Oil	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Others RES	1,4%	1,6%	2,4%	2,5%	4,0%	4,1%
Others non-RES	3,9%	2,2%	3,4%	3,5%	3,5%	3,6%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

7 Luxembourg

Les évolutions du mix du Luxembourg dominé par l'hydraulique sont faibles à l'horizon 2030.

	Luxembourg					
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	6368	7144	7501	7263	7661	7778
Installed Capacities (MW)						
Gaz	495	375	375	375	375	375
Charbon	0	0	0	0	0	0
Hydro and other storage	1334	1344	1344	1344	1344	1344
Lignite	0	0	0	0	0	0
Nuclear	0	0	0	0	0	0
Solar	116	120	150	120	200	175
Wind	60	90	130	90	180	155
Oil	0	0	0	0	0	0
Others RES	11	10	70	70	100	100
Others non-RES	21	90	90	90	140	140
Total	2037	2029	2159	2089	2339	2289
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage	1050					

	Luxembourg					
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	6368	7144	7501	7263	7661	7778
Installed Capacities						
Gaz	24,3%	18,5%	17,4%	18,0%	16,0%	16,4%
Charbon	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Hydro and other storage	65,5%	66,2%	62,3%	64,3%	57,5%	58,7%
Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Solar	5,7%	5,9%	6,9%	5,7%	8,6%	7,6%
Wind	2,9%	4,4%	6,0%	4,3%	7,7%	6,8%
Oil	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Others RES	0,5%	0,5%	3,2%	3,4%	4,3%	4,4%
Others non-RES	1,0%	4,4%	4,2%	4,3%	6,0%	6,1%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

8. Pays-Bas

Le mix des Pays-Bas dominé aujourd'hui par le gaz et à un degré bien moindre le charbon devrait être à l'horizon 2030 rééquilibré, avec une croissance des ENR intermittentes, une forte diminution du gaz et la disparition du charbon.

	2015	EP2020	Pays-Bas			
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	112515	115785	122012	114551	116399	122577
Installed Capacities (MW)						
Gaz	19914	11772	8757	7776	9358	9358
Charbon	5658	0	4610	4610	0	0
Hydro and other storage	38	38	38	38	38	38
Lignite	0	0	0	0	0	0
Nuclear	486	486	486	486	486	486
Solar	1429	5100	4000	5100	15400	9700
Wind	3641	5900	7000	6160	12700	9995
Oil	0	0	0	0	0	0
Others RES	398	420	300	300	5080	5080
Others non-RES	674	5230	5080	5080	5080	5080
Total	32238	28946	30271	29550	48142	39737
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage	0					

	2015	EP2020	Pays-Bas			
	2015	EP2020	V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	112515	115785	122012	114551	116399	122577
Installed Capacities						
Gaz	61,8%	40,7%	28,9%	26,3%	19,4%	23,5%
Charbon	17,6%	0,0%	15,2%	15,6%	0,0%	0,0%
Hydro and other storage	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	1,5%	1,7%	1,6%	1,6%	1,0%	1,2%
Solar	4,4%	17,6%	13,2%	17,3%	32,0%	24,4%
Wind	11,3%	20,4%	23,1%	20,8%	26,4%	25,2%
Oil	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Others RES	1,2%	1,5%	1,0%	1,0%	10,6%	12,8%
Others non-RES	2,1%	18,1%	16,8%	17,2%	10,6%	12,8%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

La part des ENR intermittentes dans la puissance installée est de 38% en 2020. Elle atteint ou dépasse les 50% à l'horizon 2030 dans les deux scénarios les plus volontaristes. En termes de production, à l'horizon 2030, elle est proche des 40% ou les dépasse dans ces deux scénarios.

9. France

Pour mémoire et à titre de comparaison avec les pays limitrophes de la France.

On rappelle uniquement le vote de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015. Le Président de la République a annoncé en avril 2016 la mise en place dès 2017 d'un prix plancher du carbone, en particulier pour réduire le recours aux énergies fossiles pour la production d'électricité (charbon, gaz, fioul). En juillet 2016, il a été annoncé que ce prix plancher ne s'appliquerait qu'aux centrales au charbon mais en octobre 2016, le Ministre du Budget a annoncé l'abandon de cette taxe charbon.

On remarque qu'à l'horizon 2030, la part des ENR intermittentes dans les scénarios le plus volontaristes atteint 36% en termes de puissance installée et 28,5% en termes de production d'électricité.

	2015	EP2020	France V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	475403	488309	445972	424817	479198	496036
Installed Capacities MW)						
Gaz	10901	6951	6051	6051	14051	14051
Charbon	3007	2900	1740	1740	1740	1740
Hydro and other storage	25421	25200	25200	25200	27200	27200
Lignite	0	0	0	0	0	0
Nuclear	63130	63020	57644	57644	37646	37646
Solar	6191	8500	12300	8500	14100	18200
Wind	10312	13900	21700	13900	36600	44851
Oil	8645	2905	819	819	819	819
Others RES	1703	1400	1400	1400	4800	4800
Others non-RES	0	5500	5400	5400	5400	5400
Total	129310	130276	132254	120654	142356	154707
dont PHS (Pumped Hydro Storage) en mode pompage	4317					

	2015	EP2020	France V1 2030	V2 2030	V3 2030	V4 2030
Demand	475403	488309	445972	424817	479198	496036
Installed Capacities						
Gaz	8,4%	5,3%	4,6%	5,0%	9,9%	9,1%
Charbon	2,3%	2,2%	1,3%	1,4%	1,2%	1,1%
Hydro and other storage	19,7%	19,3%	19,1%	20,9%	19,1%	17,6%
Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Nuclear	48,8%	48,4%	43,6%	47,8%	26,4%	24,3%
Solar	4,8%	6,5%	9,3%	7,0%	9,9%	11,8%
Wind	8,0%	10,7%	16,4%	11,5%	25,7%	29,0%
Oil	6,7%	2,2%	0,6%	0,7%	0,6%	0,5%
Others RES	1,3%	1,1%	1,1%	1,2%	3,4%	3,1%
Others non-RES	0,0%	4,2%	4,1%	4,5%	3,8%	3,5%
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

10. Synthèse

Les données précédentes sont synthétisées dans les tableaux suivants.

		Allemagne	France	GB
Demand 2015 GWh		520 607	475 403	332 654
Demand 2020 GWh		534 566	488 309	333 802
Demand 2030 GWh		530 352	461 506	340 490
Inst. Capac. 2015				
MW	Gaz	25 048	10 901	29 050
	Charbon	25 674	3 007	17 926
	Hydro and other stor	9 610	25 421	3 866
	Lignite	20 570	0	0
	Nuclear	10 793	63 130	8 981
	Solar	38 411	6 191	9 000
	Wind	43 429	10 312	8 503
	Oil	3 828	8 645	938
	Others RES	7 474	1 703	1 377
	Others non-RES	3 626	0	0
	Total	188 463	129 310	79 641
Inst. Capac. 2020				
MW	Gaz	28 166	6 951	35 552
	Charbon	26 914	2 900	7 217
	Hydro and other stor	9 149	25 200	4 754
	Lignite	21 846	0	0
	Nuclear	8 107	63 020	8 981
	Solar	46 860	8 500	7 460
	Wind	56 070	13 900	26 250
	Oil	3 680	2 905	109
	Others RES	7 880	1 400	5 680
	Others non-RES	6 390	5 500	3 670
	Total	215 062	130 276	99 673
Inst. Capac. 2030				
Moyenne des 4 visions				
MW	Gaz	26 365	10 051	38 324
	Charbon	19 153	1 740	1 449
	Hydro and other stor	14 664	26 200	5 665
	Lignite	11 114	0	0
	Nuclear	0	47 645	6 787
	Solar	55 958	13 275	10 801
	Wind	83 242	29 263	47 040
	Oil	949	819	92
	Others RES	8 150	3 100	6 935
	Others non-RES	9 640	5 400	4 080
	Total	229 233	137 493	121 173
Faits marquants des pays		2016 : limitation de la croissance des ENR à 1,2%/an et remplacement des subventions par des appels d'offres avec enchères. Limitation de la croissance de l'éolien onshore à 2,8 GW/an et du PV à 600 MW/an. Régime transitoire pour l'éolien offshore dont la puissance installée est limitée à 15 GW en 2030	Loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015.	Mise en place d'une nouvelle régulation pour les ENR: ralentissement à terme des subventions accordées aux différentes filières, notamment éolien et PV dont la progression devrait ralentir. Programme ambitieux d'éolien offshore (8 à 9 GW en 2021).
Faits marquants des pays		Déclassement de centrales au charbon anciennes, mises en service de nouvelles installations d'ici 2021. Mise en réserve de centrales au lignite à hauteur de 2,7 GW	Pas de prix plancher du carbone pour les centrales fossiles (octobre 2016)	Les installations charbon anciennes seront déclassées dans les prochaines années. Décroissance des installations charbon raccordées de 40% d'ici 2021.
Faits marquants des pays		Plusieurs CCG en construction pour 2,7 GW		Le parc de CCG devrait aussi décroître de plus de 2 GW d'ici 2021. Le parc de moyens de pointe a été fortement réduit en 2015 et devrait continuer à décroître légèrement à moyen terme
Faits marquants des pays		Fermeture de toutes les centrales nucléaires d'ici fin 2022		La puissance nucléaire installée devrait rester constante à moyen terme.
Faits marquants des pays		A l'horizon 2030, croissance des ENR intermittentes dont la part en puissance installée dépasse 50% et en production dépasse 50% dans les visions les plus volontaristes. Décroissance du charbon et du lignite au profit du gaz		A l'horizon 2030, la croissance des ENR intermittentes dont la part en puissance installée dépasse 50% dans tous les scénarios à l'exception du scénario le plus lent. Leur part dans la production varie entre 45% et 57% dans les 3 scénarios volontaristes.

		Italie	Espagne	Pays-Bas
Demand 2015 GWh		314 328	262 905	112 515
Demand 2020 GWh		327 286	282 378	115 785
Demand 2030 GWh		337 624	340 639	118 885
Inst. Capac. 2015				
MW	Gaz	51 500	32 655	19 914
	Charbon	8 800	9 975	5 658
	Hydro and other stor	22 150	20 336	38
	Lignite	0	1 056	0
	Nuclear	0	7 573	486
	Solar	19 100	6 967	1 429
	Wind	8 750	23 003	3 641
	Oil	6 000	3 289	0
	Others RES	4 480	747	398
	Others non-RES	3 400	588	674
	Total	124 180	106 189	32 238
Inst. Capac. 2020				
MW	Gaz	35 213	24 948	11 772
	Charbon	7 056	9 533	0
	Hydro and other stor	22 635	20 890	38
	Lignite	0	0	0
	Nuclear	0	7 573	486
	Solar	24 580	8 090	5 100
	Wind	13 400	27 650	5 900
	Oil	1 386	0	0
	Others RES	7 240	1 250	420
	Others non-RES	11 350	7 390	5 230
	Total	122 860	107 324	28 946
Inst. Capac. 2030				
Moyenne des 4 visions	Gaz	37 462	26 234	8 812
MW	Charbon	7 144	5 030	2 305
	Hydro and other stor	23 085	24 396	38
	Lignite	0	0	0
	Nuclear	0	7 120	486
	Solar	33 572	32 270	8 550
	Wind	17 312	35 826	8 964
	Oil	1 390	0	0
	Others RES	8 995	3 750	2 690
	Others non-RES	10 160	10 880	5 080
	Total	139 120	145 506	36 925
Faits marquants des pays		Fort ralentissement du développement du parc éolien et dans une moindre mesure du parc PV ces dernières années. L'éolien offshore est envisagé au mieux à partir de 2021 (100 MW).	Le secteur des ENR est quasiment à l'arrêt après la modification des dispositifs de soutien aux ENR en 2014; une centaine de MW installés (éolien onshore et PV) contre plusieurs GW les années précédentes). Le développement de l'éolien offshore n'est pas envisagé avant 2022. On trouve toutefois des prévisions de développement encore important dans les études du Pentilateral Energy Forum	
Faits marquants des pays		Parc charbon stable d'ici 2021. Parc flouil pourrait être à l'arrêt d'ici 2021.	Les parcs charbon et lignite devraient diminuer de 2 GW d'ici 2021 (selon RTE)	
Faits marquants des pays		Parc de CCG très important. Une part significative des groupes fonctionne très peu. Baisse de la puissance installée d'ici 2021.	Des mises sous cocon de CCG à hauteur de 4 GW d'ici 2021 selon RTE. Le Pentilateral Energy Forum prévoit de son côté une forte augmentation de la puissance installée des CCG.	Forte diminution du gaz aux horizons 2020 et 2030.
Faits marquants des pays		Sortie du nucléaire en 1987.	Stabilité du parc nucléaire d'ici 2021. au-delà, avenir incertain.	Forte diminution du charbon à l'horizon 2030 dans les scénarios les plus volontaristes vis-à-vis des ENR
Faits marquants des pays		Stabilité de la puissance installée d'ici 2021, la croissance des ENR compensant la décroissance du thermique. A l'horizon 2030, la part des ENR intermittentes pourrait dépasser 40% de la puissance installée. Elle pourrait aussi dépasser 30% de la production dans les deux scénarios les plus volontaristes.	A l'horizon 2021, selon RTE, réduction des moyens de pointe; A l'horizon 2030, forte croissance des ENR intermittentes avec une part dépassant 40% de la puissance installée. Leur part dans la production varie entre 37% et 49% selon les scénarios.	La part des ENR intermittentes dans le mix pourrait dépasser les 50% en termes de puissance installée et les 40% en termes de production à l'horizon 2030 dans les scénarios les plus volontaristes..

		Belgique	Suisse	Luxembourg	Total
Demand 2015 GWh		85 009	63 411	6 368	2173200
Demand 2020 GWh		91 885	64 852	7 144	2246007
Demand 2030 GWh		90 111	66 859	7 551	2294015
Inst. Capac. 2015					
MW	Gaz	6 865	0	495	176428
	Charbon	470	0	0	71510
	Hydro and other stor	1 424	13 828	1 334	98007
	Lignite	0	0	0	21626
	Nuclear	5 926	3 333	0	100222
	Solar	2 958	756	116	84928
	Wind	2 172	60	60	99930
	Oil	264	0	0	22964
	Others RES	1 210	275	11	17675
	Others non-RES	0	747	21	9056
	Total	21 289	18 999	2 037	702346
Inst. Capac. 2020					
MW	Gaz	5 400	0	375	148377
	Charbon	0	0	0	53620
	Hydro and other stor	1 438	18 510	1 344	103958
	Lignite	0	0	0	21846
	Nuclear	5 060	2 845	0	96072
	Solar	4 050	1 750	120	106510
	Wind	4 900	120	90	148280
	Oil	0	0	0	8080
	Others RES	0	380	10	24260
	Others non-RES	3 200	520	90	43340
	Total	24 048	24 125	2 029	754343
Inst. Capac. 2030					
Moyenne des 4 visions					
MW	Gaz	7 105	0	375	154727
	Charbon	0	0	0	36820
	Hydro and other stor	1 958	19 335	1 344	116685
	Lignite	0	0	0	11114
	Nuclear	0	1 630	0	63668
	Solar	4 706	3 061	161	162354
	Wind	6 455	251	139	228491
	Oil	0	0	0	3249,5
	Others RES	2 100	860	85	36665
	Others non-RES	3 200	920	115	49475
	Total	25 524	26 057	2 219	863249
Faits marquants des pays		Développement des ENR, principalement de l'éolien onshore et surtout offshore (2 GW à l'horizon 2021). Développement modeste du PV (100 MW par an?)	La production électrique est très majoritairement assurée par l'hydraulique (56,5%) et le nucléaire (37,9%). La Stratégie Énergétique 2050 s'appuie sur le développement de l'hydraulique et des ENR. Le potentiel éolien suisse est limité. Les évolutions de l'éolien et du PV resteront marginales à moyen terme. Une augmentation importante du potentiel hydraulique est prévue d'ici 2020 avec des centrales de pompage-turbinane		
Faits marquants des pays		Le dernier groupe charbon arrêté en 2016	Les énergies fossiles devraient rester à un niveau faible : obligation de compenser les émissions de CO2, dont 50% dans le pays, ce qui est très contraignant.		
Faits marquants des pays		Suite au retour sur le réseau de toutes les centrales nucléaires en 2015, les CCG, qui avaient été maintenus dans la réserve stratégique, sont menacés de mise sous cocon ou fermeture. Stabilité du parc de CCG, hors réserves, à l'horizon 2021.			
Faits marquants des pays		Sortie du nucléaire entre 2023 et 2025	Décision prise en 2011 de ne pas renouveler les 5 centrales nucléaires qui devraient s'arrêter entre 2019 et 2034		
Faits marquants des pays		A l'horizon 2030, la part des ENR intermittentes est entre 40% et 50% en termes de puissance installée et entre 35% et 40% en termes de production selon les scénarios.	La part des ENR intermittentes dans le mix énergétique restera faible à l'horizon 2030.	A l'horizon 2030, évolutions marginales du mix dominé par l'hydraulique.	

		Allemagne	France	GB
Inst. Capac. 2015 %	Gaz	13,3%	8,4%	36,5%
	Charbon	13,6%	2,3%	22,5%
	Hydro and other storage	5,1%	19,7%	4,9%
	Lignite	10,9%	0,0%	0,0%
	Nuclear	5,7%	48,8%	11,3%
	Solar	20,4%	4,8%	11,3%
	Wind	23,0%	8,0%	10,7%
	Oil	2,0%	6,7%	1,2%
	Others RES	4,0%	1,3%	1,7%
	Others non-RES	1,9%	0,0%	0,0%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%
Inst. Capac. 2020 %	Gaz	13,1%	5,3%	35,7%
	Charbon	12,5%	2,2%	7,2%
	Hydro and other storage	4,3%	19,3%	4,8%
	Lignite	10,2%	0,0%	0,0%
	Nuclear	3,8%	48,4%	9,0%
	Solar	21,8%	6,5%	7,5%
	Wind	26,1%	10,7%	26,3%
	Oil	1,7%	2,2%	0,1%
	Others RES	3,7%	1,1%	5,7%
	Others non-RES	3,0%	4,2%	3,7%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%
Inst. Capac. 2030 Moyenne des 4 visions %	Gaz	11,5%	7,3%	31,6%
	Charbon	8,4%	1,3%	1,2%
	Hydro and other storage	6,4%	19,1%	4,7%
	Lignite	4,8%	0,0%	0,0%
	Nuclear	0,0%	34,7%	5,6%
	Solar	24,4%	9,7%	8,9%
	Wind	36,3%	21,3%	38,8%
	Oil	0,4%	0,6%	0,1%
	Others RES	3,6%	2,3%	5,7%
	Others non-RES	4,2%	3,9%	3,4%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%

		Italie	Espagne	Pays-Bas
Inst. Capac. 2015 %	Gaz	41,5%	30,8%	61,8%
	Charbon	7,1%	9,4%	17,6%
	Hydro and other storage	17,8%	19,2%	0,1%
	Lignite	0,0%	1,0%	0,0%
	Nuclear	0,0%	7,1%	1,5%
	Solar	15,4%	6,6%	4,4%
	Wind	7,0%	21,7%	11,3%
	Oil	4,8%	3,1%	0,0%
	Others RES	3,6%	0,7%	1,2%
	Others non-RES	2,7%	0,6%	2,1%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%
Inst. Capac. 2020 %	Gaz	28,7%	23,2%	40,7%
	Charbon	5,7%	8,9%	0,0%
	Hydro and other storage	18,4%	19,5%	0,1%
	Lignite	0,0%	0,0%	0,0%
	Nuclear	0,0%	7,1%	1,7%
	Solar	20,0%	7,5%	17,6%
	Wind	10,9%	25,8%	20,4%
	Oil	1,1%	0,0%	0,0%
	Others RES	5,9%	1,2%	1,5%
	Others non-RES	9,2%	6,9%	18,1%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%
Inst. Capac. 2030 Moyenne des 4 visions %	Gaz	26,9%	18,0%	23,9%
	Charbon	5,1%	3,5%	6,2%
	Hydro and other storage	16,6%	16,8%	0,1%
	Lignite	0,0%	0,0%	0,0%
	Nuclear	0,0%	4,9%	1,3%
	Solar	24,1%	22,2%	23,2%
	Wind	12,4%	24,6%	24,3%
	Oil	1,0%	0,0%	0,0%
	Others RES	6,5%	2,6%	7,3%
	Others non-RES	7,3%	7,5%	13,8%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%

		Belgique	Suisse	Luxembourg	Total
Inst. Capac. 2015					
%	Gaz	32,2%	0,0%	24,3%	25,1%
	Charbon	2,2%	0,0%	0,0%	10,2%
	Hydro and other stor	6,7%	72,8%	65,5%	14,0%
	Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	3,1%
	Nuclear	27,8%	17,5%	0,0%	14,3%
	Solar	13,9%	4,0%	5,7%	12,1%
	Wind	10,2%	0,3%	2,9%	14,2%
	Oil	1,2%	0,0%	0,0%	3,3%
	Others RES	5,7%	1,4%	0,5%	2,5%
	Others non-RES	0,0%	3,9%	1,0%	1,3%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Inst. Capac. 2020					
%	Gaz	22,5%	0,0%	18,5%	19,7%
	Charbon	0,0%	0,0%	0,0%	7,1%
	Hydro and other stor	6,0%	76,7%	66,2%	13,8%
	Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	2,9%
	Nuclear	21,0%	11,8%	0,0%	12,7%
	Solar	16,8%	7,3%	5,9%	14,1%
	Wind	20,4%	0,5%	4,4%	19,7%
	Oil	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%
	Others RES	0,0%	1,6%	0,5%	3,2%
	Others non-RES	13,3%	2,2%	4,4%	5,7%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Inst. Capac. 2030					
Moyenne des 4 visions					
%	Gaz	27,8%	0,0%	16,9%	17,9%
	Charbon	0,0%	0,0%	0,0%	4,3%
	Hydro and other stor	7,7%	74,2%	60,6%	13,5%
	Lignite	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%
	Nuclear	0,0%	6,3%	0,0%	7,4%
	Solar	18,4%	11,7%	7,3%	18,8%
	Wind	25,3%	1,0%	6,3%	26,5%
	Oil	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%
	Others RES	8,2%	3,3%	3,8%	4,2%
	Others non-RES	12,5%	3,5%	5,2%	5,7%
	Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Annexe 8

Sources documentaires

ENSEMBLE DU DOCUMENT

RTE : disponible sur le site RTE :

- Bilan prévisionnel 2016 (et années antérieures)
- Bilan électrique français 2016 (et années antérieures)

CHAPITRE 1

- Commissariat Général au Développement Durable, Bilan énergétique de la France pour 2015 (et années antérieures), disponibles sur le site du ministère de la transition écologique et solidaire
- Union Française de l'Electricité, Transition Energétique : les clés pour financer l'évolution de la demande en France, disponible sur le site de l'UFE
- negaWatt, Scénario negaWatt 2017-2050, janvier 2017, disponible sur le site de l'association negaWatt

CHAPITRES 2 ET 3

CRE - Commission de Régulation de l'Energie : disponible sur le site de la CRE :

- Rapport de surveillance sur le marché de gros 2015-2016 (et rapports antérieurs).
- Rapport de surveillance sur l'état des lieux des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel 2015-2016 (et rapports antérieurs).
- Commission de Régulation de l'Energie, Délibération du 13 juillet 2016 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2017 (et délibérations des années antérieures).

Cour des Comptes : disponible sur le site de la Cour des Comptes :

- Rapport sur le coût de production de l'énergie nucléaire, actualisation 2014,
- Rapport sur l'Etat actionnaire, janvier 2017, disponible sur le site de la Cour des Comptes

CREDEN : disponible sur le site du CREDEN :

- Percebois Jacques, Pommeret Stanislas, Coût complet lié à l'injection d'électricité renouvelable intermittente : Approche modélisée sur le marché français « day-ahead », CREDEN, Université de Montpellier 1, Juillet 2016.

CHAPITRE 4

- SIA Partners, Retour sur la vague de froid de janvier 2017, Février 2017, disponible sur le site Energie de SIA Partners.

CHAPITRE 5

ADEME : disponible sur le site de l'ADEME :

- Coûts des énergies renouvelables en France, édition 2016.
- Un mix électrique 100% renouvelable, 2015.

Autres documents :

- BURTIN Alain, SILVA Véra, Technical and economic analysis of the European electricity system with 60% RES, EDF Recherche et Développement, Juin 2015.
- Ministère de la Transition Energétique et Solidaire, Programmation Pluriannuelle de l'Energie, 2016, disponible sur le site du Ministère.
- VGB Powertech, Levelised Cost of Electricity, 2015, disponible sur le site de l'association.

CHAPITRE 6

ENTSOE : disponible sur le site ENTSOE :

- Ten Years Network Development Plan (TYNDP) 2014 et 2016.
- Scenario Outlook and Adequacy Forecast (SOAF) 2014 et SOAF 2015.