

L'arrêt immédiat du nucléaire est techniquement possible à l'échelle européenne

Arrêter immédiatement la production d'électricité nucléaire signifie utiliser tous les moyens techniques existants sans autre condition que d'éviter le « black-out » (coupure d'électricité incontrôlée dans une partie ou la totalité du réseau électrique). Il s'agit donc d'éviter la catastrophe nucléaire sans attendre l'effet de mesures d'économies d'énergie ou la mise en œuvre d'autres moyens de production que ceux qui existent déjà. Cet arrêt immédiat est possible à l'échelle européenne.

La France est le pays le plus nucléarisé du monde par habitant. Ses installations atomiques constituent une menace pour l'Europe entière voire au-delà. Ses gouvernements successifs et son appareil d'Etat soutiennent coûte que coûte une industrie nucléaire au bord de la faillite économique et techniquement très fragilisée par de nombreux déboires dont ceux de l'EPR.

La plupart des français pensent que le nucléaire civil est dangereux mais qu'on ne peut pas s'en passer. C'est toujours le vieux slogan « le nucléaire ou la bougie » qui oriente l'opinion. Pour les clients d'EDF (il en reste !) cette opinion est encore renforcée par la mention sur leurs factures d'une électricité à 80% d'origine nucléaire.

Du côté des opposants à l'utilisation du nucléaire civil nombreux sont ceux qui pensent pouvoir convaincre qu'on peut s'en passer par la sobriété énergétique, le développement de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables, voire la décroissance, sans pour autant revenir à la bougie.

Compte-tenu des délais qui seraient nécessaires pour mettre en œuvre ces mesures, ils acceptent de fait que de nouvelles catastrophes se produisent, que continue la pollution radioactive chronique et que les déchets nucléaires s'accumulent encore et encore.

Il y a pourtant un autre choix possible. Les installations européennes existantes, productrices d'électricité d'origine non nucléaire, sont largement suffisantes pour couvrir toute la consommation actuelle. Les lignes d'interconnexion ont été développées et sont également suffisantes pour assurer l'approvisionnement du marché sans risque de rupture. Et, le marché actuel de l'électricité étant européen, tout fournisseur d'électricité peut avoir accès aux productions des équipements non nucléaires européens.

La structure du marché de l'électricité

L'électricité n'est pas un bien physique stockable qui peut s'échanger directement entre un producteur et un consommateur. L'électricité passe par un réseau public de transport et de distribution interconnecté. Vue du consommateur elle a les mêmes caractéristiques physiques (tension, fréquence et qualité) quelle que soit la manière dont elle a été produite.

La sécurité d'approvisionnement d'un client ne dépend pas de son fournisseur mais du gestionnaire du réseau. Sa principale mission, de service public, est de garantir que la puissance fournie au réseau soit égale, à tout instant, à la puissance appelée augmentée de celle perdue par le réseau.

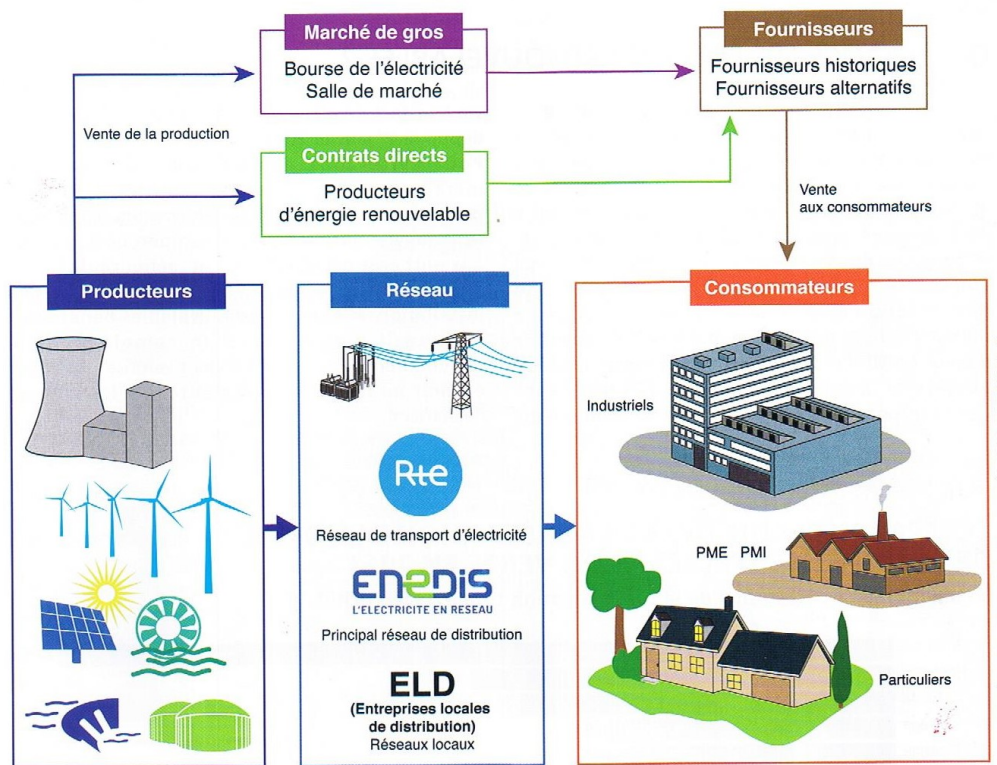
Il y a donc d'un côté un réseau européen interconnecté qui permet les échanges physiques d'électricité : les équipements de production apportent la puissance nécessaire à ce réseau sur lequel les consommateurs branchent leurs appareils consommateurs.

Et d'un autre côté il y a un marché européen pour les échanges commerciaux : les producteurs vendent à des fournisseurs l'électricité produite et injectée dans le réseau, soit par la bourse de l'électricité, soit par des contrats directs. C'est le marché de gros. Les fournisseurs vendent à leur tour l'électricité aux clients finals, c'est le marché de détail.

Certaines entreprises, comme EDF ou ENGIE peuvent être à la fois producteur et fournisseur et donc vendre en direct leur production à leurs propres clients finals.

[Attention l'image ci-dessous n'est pas libre de droit]

LES DIFFÉRENTS ACTEURS DU MARCHÉ EN FRANCE



En France, avec l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, les fonctions de production, distribution et transport d'électricité ont été séparées depuis 2007.

EDF a créé des filiales, ENEDIS et RTE (voir encadré), qui ont repris les concessions de service public pour gérer les réseaux de distribution et de transport. Ceux-ci appartiennent aux collectivités locales pour la distribution et à l'État pour le transport.

La distribution et le transport de l'électricité sont des services publics mais la production et la fourniture ne le sont plus.

EDF n'est plus, depuis 2004, une société publique mais une multinationale au statut de société anonyme dont le capital est détenu à 83,7% par l'État.

Une évolution similaire s'est faite dans tous les pays européens.

Les acteurs du marché

Client final : entité qui soutire sur le réseau public de l'électricité pour sa propre consommation et doit donc l'acheter

Fournisseur : entreprise qui vend de l'électricité aux clients finals

Producteur : entité qui injecte de l'électricité sur le réseau public pour la vendre

Auto-consommateur : entité qui produit de l'électricité pour sa propre consommation mais qui peut en injecter ou en soutirer sur le réseau public lorsqu'elle en produit trop ou pas assez

Gestionnaire de réseau de distribution (GRD) : entreprise qui a en charge la gestion d'un réseau de distribution, c'est-à-dire les lignes et organes du réseau à basse et moyenne tension (jusqu'à 50 000 V). Il s'agit d'entreprises en situation de monopole sur une zone géographique. En France

c'est ENEDIS, filiale d'EDF, qui intervient sur environ 95% du territoire et, sur les 5% restants (par exemple à Grenoble et Strasbourg), ce sont les anciennes régies locales d'électricité qualifiées désormais d'Entreprise Locales de Distribution (ELD).

Gestionnaire de Réseau de transport (GRT) : entreprise qui gère le réseau de transport haute tension (au-dessus de 50 000 V) sur une vaste zone, le plus souvent un pays, et qui est l'interlocuteur des autres gestionnaires de réseaux homologues dans les autres zones européennes. En France c'est RTE, filiale d'EDF, pour toute la zone française métropolitaine. Son rôle est aussi d'assurer la sécurité d'alimentation en France et de garantir la stabilité de la tension et de la fréquence du courant alternatif sur toute sa zone de responsabilité ainsi qu'aux interconnexions avec les autres zones. Il est l'interlocuteur de toutes les entreprises qui ont la responsabilité d'assurer l'équilibre instantané de la production et de la consommation sur un périmètre.

Opérateurs d'effacement : Entreprise grosse consommatrice d'électricité en heures de pointe ou entreprise agréant suffisamment de consommateurs en heures de pointe et acceptant que leur consommation soit interrompue automatiquement en cas de tension sur le réseau.

Les différents marchés au niveau européen

Marché de gros (échanges commerciaux entre les fournisseurs et les producteurs)

Le marché de gros comprend ceux de gré à gré et ceux via une bourse de l'électricité. Les prix de l'électricité achetée pour le jour même ou pour le lendemain et pour le week-end (marché SPOT) sont très volatils car la consommation est fortement dépendante de la météo ainsi que d'autres facteurs souvent imprévisibles.

C'est pourquoi il existe des marchés spéculatifs de vente d'électricité pour répartir les risques. Ce sont des marchés à terme (pour la semaine ou les mois suivants).

Marché SPOT

Le réseau électrique est interconnecté sur 34 pays de la Tunisie à la Norvège. Pour l'instant il y a plusieurs marchés distincts mais l'intégration se fait très rapidement.

Le marché EPEX SPOT concerne actuellement 23 pays dont certains sont complètement intégrés : France, Grande Bretagne (reliée à l'Irlande du Nord), Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Allemagne (liée à l'Autriche), Suisse (CWE).

EPEX SPOT participe aussi à un couplage interrégional par les prix et les flux avec l'Italie, l'Espagne, le Portugal, les pays scandinaves et baltes, la Slovaquie (NWE).

EPEX SPOT est une plate-forme qui permet l'échange commercial d'électricité entre des producteurs et des gros consommateurs ou fournisseurs européens.

Pour répondre à la demande, la production est appelée selon la règle du « merit-order », c'est-à-dire dans l'ordre des coûts marginaux croissants. Soit l'ordre de priorité suivant : 1- les renouvelables, 2- le nucléaire, 3- le lignite, 4- le charbon, 5- le gaz fossile, 6- le fioul. Le prix d'échange est celui du coût marginal maximum appelé. La majorité du temps les appels s'arrêtent à la limite lignite-charbon. C'est le développement du renouvelable allemand qui a pris la place du charbon et a fait baisser les prix.

La quantité d'électricité échangée sur ce marché évolue très vite au rythme de l'intégration des différents pays. En 2017, c'est 50% de la consommation électrique. Sur le marché Day-ahead (du jour pour le lendemain), 61% de l'électricité échangée traverse les frontières.

La règle de priorité du marché SPOT a l'inconvénient de n'appeler les centrales à gaz que dans les périodes de pointes. Leur rentabilité est compromise alors qu'elles sont indispensables au passage des pointes notamment pour la France en hiver. Pour éviter leur arrêt définitif les pays ont mis en place des méthodes différentes. En France c'est la création d'un marché de capacités qui permet de leur redonner un minimum de rentabilité.

Comment assurer l'équilibre des puissances fournies et appelées ?

L'électricité ne se stocke pas (sous forme d'énergie électrique directement utilisable)

La puissance totale appelée sur le réseau européen varie en permanence au cours de la journée et au fil des saisons. Elle est la plus élevée l'hiver en début de soirée et la plus faible l'été pendant la nuit. Le stockage pourrait être une solution pour éviter d'investir dans des moyens de production qui ne fonctionnent que quelques heures par an pour satisfaire la plus forte demande d'hiver. Mais l'électricité ne se stocke pas sous forme d'énergie directement utilisable. Pour stocker l'électricité produite en excès, par rapport à la consommation au même instant, il faut la convertir en une autre forme d'énergie réutilisable ultérieurement pour les phases de déstockage.

La seule solution actuellement développée de façon significative est la STEP (station de transfert d'énergie par pompage). Elle consiste à pomper de l'eau dans un réservoir et à la remonter dans un autre réservoir situé plus haut (souvent un barrage). L'eau stockée au niveau le plus haut peut alors être envoyée à tout moment dans des turbines pour produire l'électricité nécessaire à l'équilibre du réseau. Cette solution est surtout développée dans les pays montagneux. La puissance installée en Europe ne représente que quelques pour-cents du total des moyens de production installés.

D'autres solutions sont possibles, comme le stockage souterrain d'air comprimé, les batteries, la conversion en hydrogène, les volants d'inertie ou le stockage de chaleur. Mais elles ne sont pas encore développées à grande échelle ou posent encore des questions de maturité technologique et économique.

Pour éviter le risque de black-out il faut assurer à tout instant l'équilibre du réseau

Un déséquilibre, entre la puissance fournie au réseau et la puissance appelée au même instant sur ce réseau, peut conduire au black out c'est-à-dire à une coupure générale d'électricité involontaire sur tout ou une partie du réseau.

Le mécanisme d'ajustement permet des injections automatiques sur le réseau en cas de besoin, soit grâce à des équipements de production disponibles en réserve et mobilisables très rapidement (par exemple hydraulique de barrage), soit grâce à des effacements prévus à cet effet et commandés à distance.

Des solutions de modulation de fréquence ou de tension permettent également de compenser de légers déséquilibres entre production et consommation.

En dernier recours il est possible de procéder à des délestages forcés, localisés et tournants.

Pour l'équilibre du réseau ce sont les puissances fournies et appelées à chaque instant qui sont déterminantes, pas les quantités d'énergie consommée.

Rappel de physique sur deux grandeurs différentes : l'énergie et la puissance

En France, l'unité usuelle de mesure des quantités d'énergie est le kWh ou ses multiples. L'unité internationale est cependant le Joule (J) que certains pays, comme la Suisse, utilisent (avec ses multiples) pour comptabiliser l'énergie produite ou consommée.

La puissance se mesure en Watt (W, unité internationale égale à 1 Joule par seconde) ou ses multiples. C'est le rapport de l'énergie sur le temps.

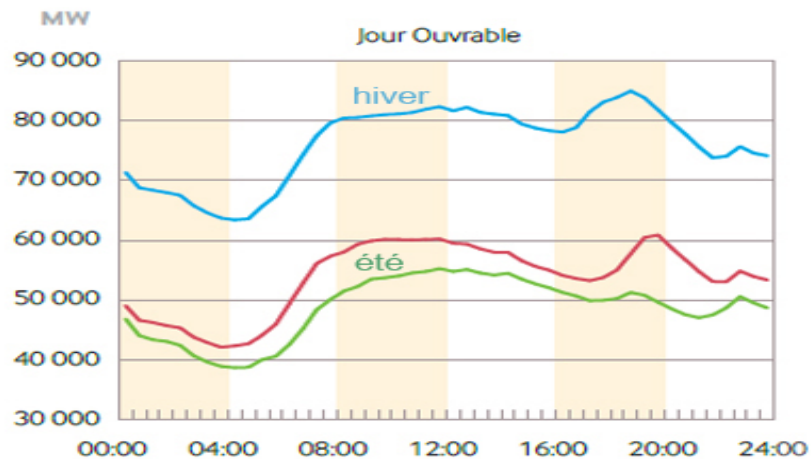
L'énergie permet de quantifier la consommation pendant une période de temps définie : par exemple l'heure, le mois ou l'année. C'est cette grandeur qui est mesurée par les compteurs d'électricité et facturée par un fournisseur à son client.

La puissance permet de raisonner sur des situations instantanées. La puissance souscrite par un abonné au réseau public de distribution est par exemple la limite à ne jamais dépasser sous peine de déclenchement du disjoncteur de branchement. La puissance souscrite détermine en France le coût de l'abonnement.

Pour examiner les questions d'équilibre du réseau électrique, permettant d'éviter les coupures non intentionnelles, il faut raisonner en puissance. C'est l'égalité, entre la puissance fournie au réseau par les producteurs et la puissance appelée par l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau, qui doit être assurée à chaque instant.

Un raisonnement sur les consommations d'électricité (mesurées en kWh) ne permet pas d'identifier les situations à risque pour l'équilibre du réseau.

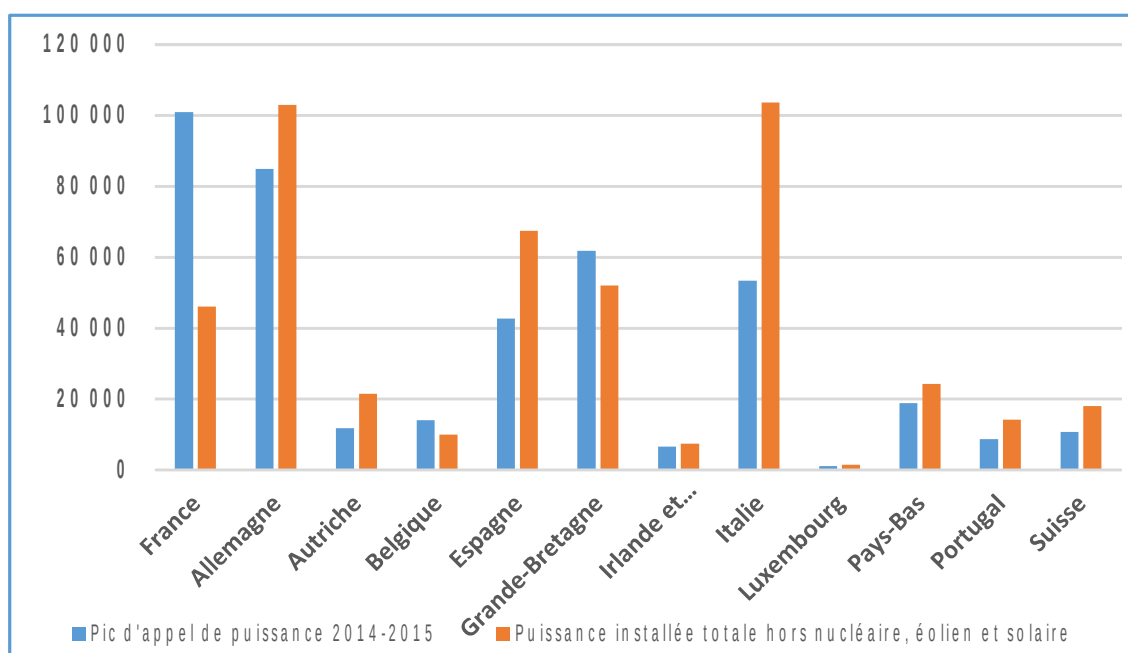
Variabilité de la puissance électrique appelée sur le réseau en France



La courbe type de puissance totale appelée sur le réseau français, lors d'une journée en hiver, fait apparaître une période d'appel importante le matin et une pointe de puissance plus importante vers 19 heures.

La France est le pays le plus thermosensible d'Europe (2 400 MW/°C) c'est à dire qu'une baisse de température extérieure de 1°C entraîne une augmentation de 2 400 MW de la puissance électrique appelée sur le réseau. Ainsi, pour une température extérieure qui passerait de 15°C (seuil de mise en marche du chauffage) à -10°C (température minimale en hiver), l'augmentation de puissance appelée serait de 60 000 MW. La France, à cause de l'importance du chauffage électrique, est dépendante des interconnexions et des moyens de production d'électricité disponibles en période de pointe sur le réseau européen.

Pointe annuelle en France et dans d'autres pays d'Europe



Les valeurs utilisées pour établir ce graphique sont celles publiées par RTE et par ENTSO-E (association des gestionnaires de réseaux européens).

En bleu sont indiquées les puissances maximales appelées lors de l'hiver 2014-2015, en marron la puissance cumulée de tous les moyens de production installés identifiés fin 2018 (hors nucléaire, éolien et solaire photovoltaïque).

Les éoliennes et installations solaires photovoltaïques, dont la production est variable en fonction des heures de la journée et de l'année, sont considérées à puissance nulle au moment de la pointe d'hiver.

Les puissances sont exprimées en MW (mégawatt = 1 million de watts).

Selon ces données, sans tenir compte des interconnexions avec leurs voisins, la France, la Grande Bretagne et la Belgique ne pourraient pas arrêter la totalité de leur parc nucléaire en période de pointe, sans risquer le black-out. La France est, de loin, la plus dépendante de ses voisins et elle importe actuellement beaucoup aux heures de pointes en hiver, essentiellement d'Allemagne.

A l'inverse l'Allemagne, l'Autriche, l'Espagne, l'Italie et la Suisse disposent de bonnes marges de sécurité.

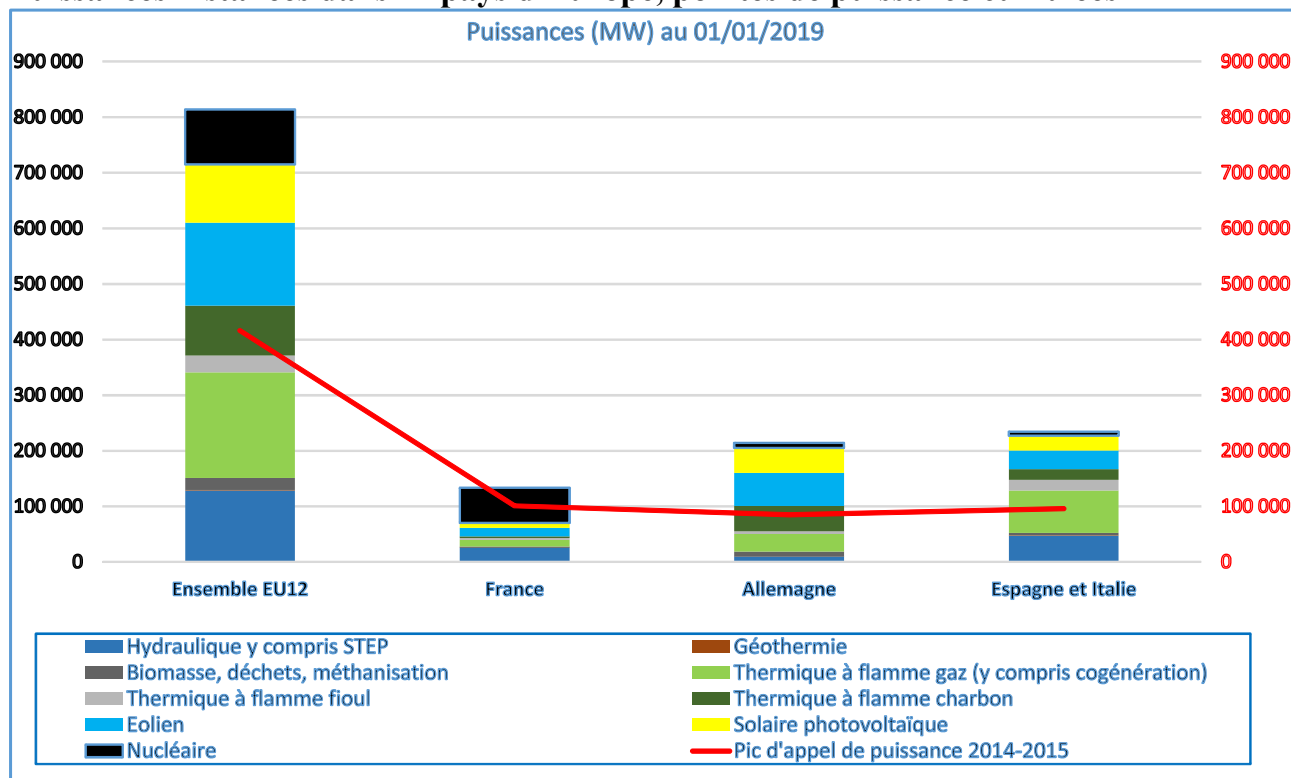
Le moment le plus critique pour la sécurité d'approvisionnement est la période des pointes de consommation.

On peut agir sur les moyens de production disponibles et sur la puissance appelée.

1- Action sur les moyens de production

Le marché de l'électricité est actuellement à l'échelle du continent européen c'est-à-dire de la zone physiquement interconnectée. Il ne correspond pas à l'Union Européenne des 28 mais à tout le continent européen moins la Russie. Sur ce marché les moyens de production sont appelés à produire selon des règles de priorités, dites du merit-order, indiquées précédemment (1 renouvelables, 2 nucléaire, 3 lignite, 4 charbon, 5 gaz fossile, 6 fioul).

Puissances installées dans 12 pays d'Europe, pointes de puissance cumulées



A l'échelle des 12 pays examinés (Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Grande-

Bretagne, Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Portugal, Suisse) l'arrêt immédiat de la totalité du nucléaire est techniquement possible tout en ayant une réserve de puissance disponible par rapport à la pointe d'hiver (courbe en rouge correspondant à la pointe de l'hiver 2014-2015).

Le cas de la France est très particulier car d'une part la pointe d'hiver est très importante du fait du développement massif du chauffage électrique, d'autre part le parc de centrales de production d'électricité à partir des énergies fossiles est ridiculement faible comparativement aux autres pays d'Europe. La France a tout misé sur le nucléaire et prévoit de remplacer la totalité des énergies fossiles, utilisées pour la production d'électricité, par des énergies renouvelables variables.

L'arrêt immédiat du nucléaire dans ce contexte n'est techniquement possible qu'à condition de mobiliser tous les moyens disponibles en France et également une partie de ceux disponibles dans les autres pays limitrophes ou proches, c'est-à-dire d'utiliser au maximum les interconnexions.

2- Action sur la puissance appelée

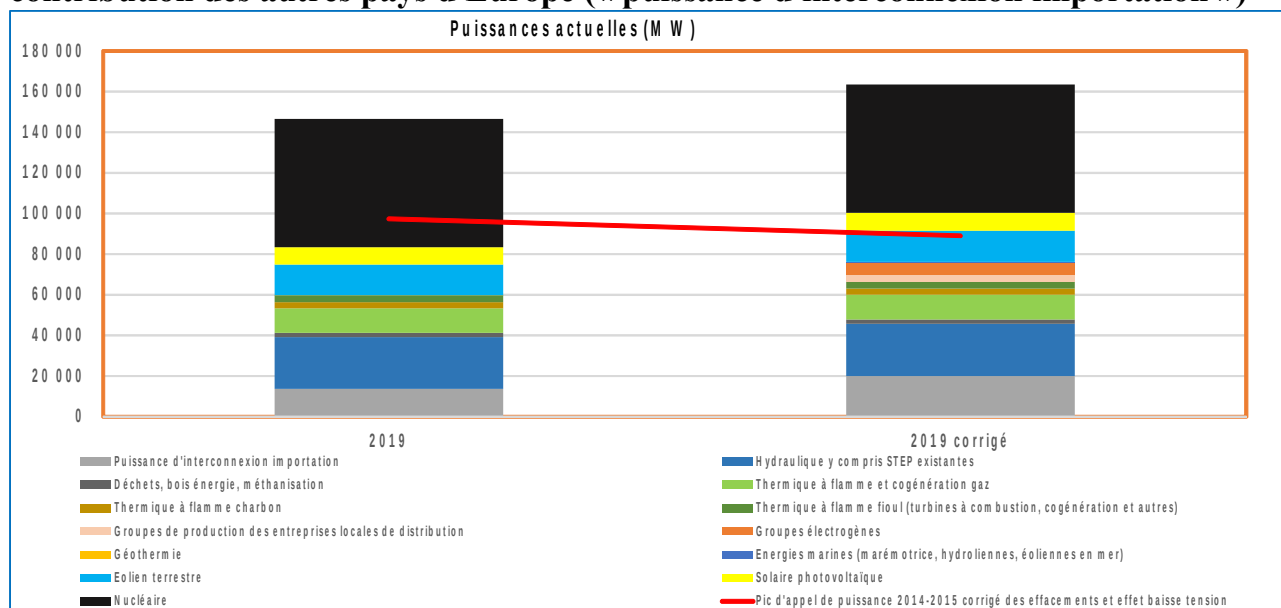
C'est le mécanisme de l'**effacement** pour lequel le marché n'est plus européen, mais national.

En France, il s'agit d'un contrat, passé entre un consommateur et un acteur comme un gestionnaire de réseau ou un fournisseur d'effacement. Dans ce cadre le consommateur accepte, moyennant finances, que certains de ses équipements consommateurs soient coupés pendant les périodes de tension sur le réseau.

L'effacement peut concerner des gros consommateurs industriels ou tertiaires. Mais les particuliers se chauffant à l'électricité sont aussi concernés : c'est l'effacement diffus. Il consiste à installer un délesteur qui coupe les radiateurs électriques, ou le chauffe-eau électrique, pendant quelques minutes pendant les périodes de tension sur le réseau. La capacité d'effacement diffus est ainsi considérable et sans perte de confort pour les usagers, puisque les coupures se font de façon tournante afin de ne pas interrompre le chauffage pendant une période trop longue. Ce dispositif est déjà en service mais à un niveau limité.

Il est aussi possible de faire des **délestages non contractuels**. L'électricité est alors coupée pendant des durées réduites de façon tournante sur plusieurs zones géographiques. Mais il s'agit là d'une solution d'urgence à laquelle on ne doit recourir qu'en cas d'impossibilité de faire autrement. La sécurité d'approvisionnement d'une partie des consommateurs n'est plus alors assurée.

En France : effet conjoint des actions simultanées sur l'offre et la demande, contribution des autres pays d'Europe (« puissance d'interconnexion importation »)



Pour établir le graphique ci-dessus deux séries de données ont été utilisées :

- celles au dessus de la légende « 2019 » sont les valeurs les plus récentes publiées par RTE et disponibles à la date de rédaction du présent document;
- celles au dessus de la légende « 2019 corrigé » sont celles de la série « 2019 » complétées ou corrigées par d'autres sources⁽¹⁾ pour les moyens de production des Entreprises Locales de Distribution, les groupes électrogènes, les capacités d'effacement mobilisables et les interconnexions.

Que peut-on conclure pour la France ?

A partir des différentes données disponibles et du graphique établi pour la France on peut faire les observations suivantes :

- le nucléaire pourrait être complètement et immédiatement arrêté, sans risque de black-out, à la condition de mobiliser tous les moyens techniques disponibles (notamment les importations et les effacements diffus),
- l'absence de vent au moment le plus froid de l'année (donc en période de pointe) rendrait nécessaires des effacements accrus mais techniquement accessibles du fait de la forte proportion de chauffage électrique,
- la défaillance d'un des moyens techniques utilisés (production, interconnexion, effacement), pourrait cependant nécessiter des délestages.

L'arrêt de l'industrie nucléaire et de ses consommations d'électricité⁽²⁾, directes et indirectes, est une source potentielle de reconstitution des marges de sécurité permettant d'éviter les délestages.

Elisabeth BRENIERE et François VALLET

Notes

(1) Les moyens de production des entreprises locales de distribution (anciennes régies d'électricité), les groupes électrogènes de secours et les cogénérations raccordées sur le réseau de distribution, ne sont pas correctement identifiés par les deux opérateurs des réseaux électriques publics : RTE et ENEDIS. Pour les moyens de production des ELD, nous avons estimé la puissance totale installée à 3 400 MW selon une étude réalisée en 2013 par Sia Partners. Pour les groupes électrogènes nous avons estimé leur puissance totale installée à 6 000 MW selon les informations récentes diffusées par le GIGREL (Groupement des industries du groupe électrogène). Pour les cogénérations à partir de gaz et de fioul, en absence d'informations précises, nous avons considéré que leur puissance cumulée était comprise dans les valeurs indiquées par RTE pour le thermique à flamme gaz et pour le thermique à flamme fioul.

Les capacités d'interconnexion avec les autres pays d'Europe sont également incorrectement identifiées par RTE (13 660 MW pour 2018). Pour la série « 2019 corrigé » nous avons estimé à 20 000 MW la puissance totale qu'il est possible d'importer.

Par ailleurs, pour les capacités d'effacement, les données publiées par RTE ne rendent pas compte de ce qui est techniquement et économiquement accessible mais uniquement de ce qui est contractualisé (3 650 MW).

Nous avons estimé à 6 000 MW, pour la série « 2019 corrigé », la valeur mobilisable à très court terme.

Enfin une autre donnée importante n'est jamais indiquée explicitement par ENEDIS : il est possible de « brider » la consommation de manière globale en réglant au plus bas la tension minimale admissible au niveau des transformateurs de distribution. Pour la série « 2019 corrigé » Nous avons estimé à 6 000 MW la réduction de puissance qu'il est possible d'obtenir de la sorte.

(2) La puissance totale installée pour faire fonctionner l'industrie nucléaire française, n'a pas été intégrée dans la série « 2019 corrigé » car nous n'en disposons pas. D'après les données de construction des réacteurs nucléaires en fonctionnement on peut cependant estimer que la puissance des « auxiliaires nucléaires » est de l'ordre de 25 à 30 MW par réacteur soit plus de 1 700 MW pour les 58 réacteurs nucléaires français. Si l'on ajoute les puissances nécessaires à l'ensemble de la filière (traitement et enrichissement d'uranium, fabrication des combustibles, retraitement des combustibles usés) près de 2 000 MW de réduction de puissance appelée sur le réseau devraient être mobilisables.