

# Réflexions sur les méthodes d'évaluation et de prévision de RTE pour l'élaboration des scénarii à 2035

## *Résumé et conclusions*

Le document quasi officiel de RTE, qui sert de guide aux débats sur la programmation actuelle de l'énergie, brouille les pistes de réflexion. Par exemple, on a du mal à suivre, selon les scénarii, les hypothèses de consommation retenues. Il est extrêmement difficile de discerner où RTE veut en venir. Par certains cotés, il disqualifie les **scénarii extrémistes en matière d'ENR, tout en proclamant haut et fort qu'ils sont possibles**, à l'aide d'hypothèses douteuses. Or c'est l'accroche que risque de retenir un lecteur non averti.

En outre, la clé des analyses, c'est-à-dire la **contrainte réglementaire du taux et de la nature des défaillances du système électrique français, apparaît beaucoup trop laxiste** pour la gravité des risques encourus. Son traitement probabiliste par RTE conduit probablement à une sous estimation.

Enfin, il parie sur une stagnation de la consommation, alors que la population augmentera de près de 10% et que des applications nouvelles de l'électricité sont probables.

## *Les prévisions d'activité.*

C'est évidemment l'élément clé des scénarii, et en particulier la prévision de la pointe d'hiver, élément déterminant de la capacité pilotable à mettre en œuvre en fonction de niveau souhaité de fiabilité de l'alimentation du réseau, lui-même déterminé par le législateur.

## *Un gros problème fondamental*

On voit d'emblée qu'il y a là le problème principal, soulevé par RTE lui-même :

« L'article D. 141-12-6 du Code de l'énergie précise le cadre d'élaboration du Bilan prévisionnel, son périmètre et ses horizons d'étude. Il prévoit en particulier la prise en compte des échanges avec les réseaux électriques étrangers. Le critère retenu est la durée de défaillance, qui doit demeurer inférieure en espérance à trois heures par an. Il s'agit de la durée pendant laquelle, sur une année, le système électrique est exposé au risque d'une offre insuffisante. En revanche, un délestage d'une heure n'affectant que quelques consommateurs et un délestage de la même durée concernant des millions de personnes seront comptabilisés de la même façon : il s'agit d'une des limites de l'approche actuelle. »

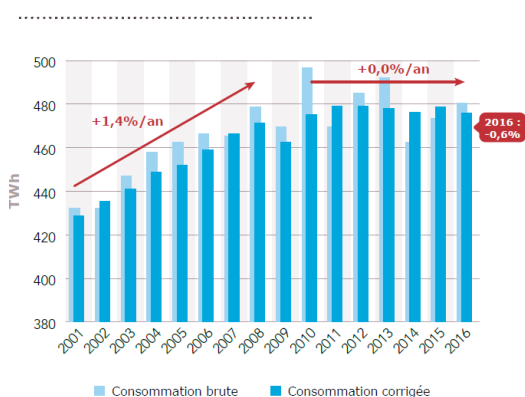
Ainsi, cette définition explique en partie les différences d'appréciation avec les nombreuses critiques de RTE : alors que le bon sens conduirait à juste bâtir un mix pilotable de capacité égale à la pointe, l'approche réglementaire implique une démarche statistique qui ne reflète pas le vrai risque, qui est un délestage initial dans des conditions difficiles, pouvant entraîner, par effet domino, un black out de grande ampleur. En outre, le contexte n'est pas national, mais impose de faire des hypothèses d'appoint par les interconnexions avec les pays voisins. Or, les programmes des pays voisins sont tous à une décroissance des capacités !

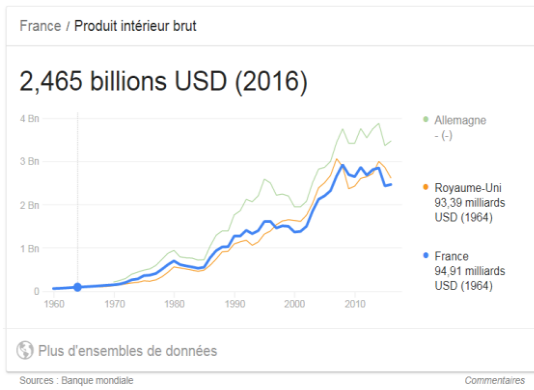
### *Deuxième problème méthodologique*

RTE utilise une méthode de modélisation utilisant des prévisions par secteurs et reconstitue les besoins globaux par empilement des prévisions sectorielles. On sait que ce genre de modèles, quand on les examine en profondeur, recèle de grosses surprises. L'activité économique d'un pays sophistiqué comme la France est en effet extrêmement complexe à modéliser. En outre, le lecteur est incapable de juger de sa pertinence : il n'a pas les données de base, pas les algorithmes, et pas le temps de le faire.

L'approche macro bête et méchante peut être illustrée par deux courbes.

**Figure 1.2** Consommation électrique en France continentale – hors activité d'enrichissement d'uranium



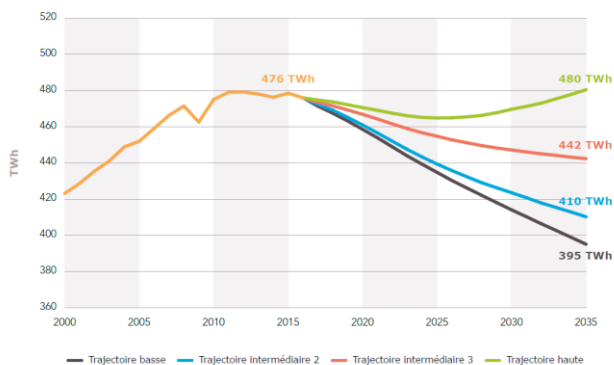


RTE interprète le plateau à partir de 2009 par d'éventuels progrès d'efficacité, qu'il extrapole pour ses scénarii. Il est évident que la courbe du PIB et la courbe de la consommation électrique sont homothétiques : c'est la crise qui a stoppé la croissance de la consommation. Une croissance d'environ 2,5% par an du PIB en moyenne donnait 1,4 % de croissance de la consommation.

En considérant une croissance du PIB de 1,5%, ce qui n'est pas d'une ambition folle, on aurait 0,8% de croissance de consommation, soit 14% à 2035. Compte tenu des plus (hausse de population de 10%, ré industrialisation, transferts d'usage) et des moins (efficacité énergétique) c'est un chiffre qui n'est pas plus idiot qu'un autre.

La modélisation par empilement sectoriel de RTE donne ceci :

**Figure 1.8** Trajectoires de consommation intérieure annuelle d'électricité (France continentale, à températures de référence, hors enrichissement de l'uranium)



En définitive, RTE part d'une consommation quasi constante entre 2015 et 2035 pour bâtir ses scénarii, mais entretient une certaine confusion sur les hypothèses lors de l'étude des scénarii.

Notons également que tous ces calculs se font à consommation corrigée de l'aléa climatique : c'est important car en 2012 il était de 20 TWh, ce qui n'est pas négligeable pour les dimensionnements.

### **Les prévisions à la pointe**

C'est ce qui dimensionne véritablement le parc de production, à risque de défaillance donné.

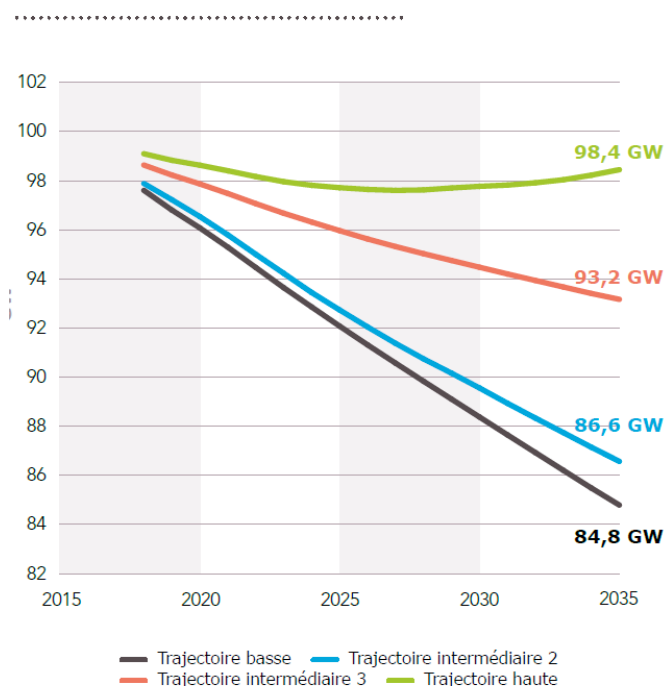
La méthode :

« À partir de la consommation en énergie annuelle de l'usage ou branche considéré et de son profil, RTE détermine la courbe de charge prévisionnelle de cet usage ou branche pour l'année étudiée. Les consommations en puissance ainsi obtenues sont ensuite agrégées pour obtenir une courbe de charge France au pas horaire et déformable selon chaque chronique climatique (cf. figure 1.6).

L'indicateur de la « **pointe à une chance sur dix** » illustre un niveau de fortes puissances susceptibles d'être atteintes au cours des prochaines années :

il s'agit du niveau de puissance qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours d'un hiver. Il est estimé à partir des courbes de charges horaires établies pour les 200 chroniques du référentiel de températures : dans une première étape, on retient le maximum annuel en puissance de chacune d'elles ; puis, parmi ces maxima, celui qui se situe au neuvième décile de la distribution. »

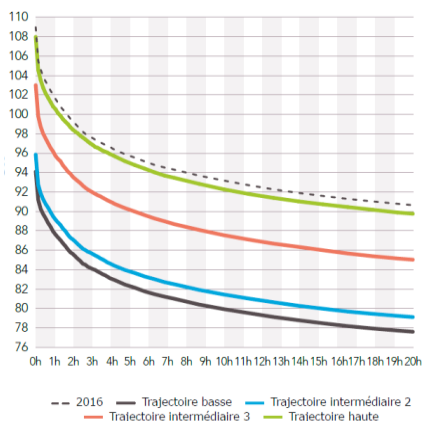
**Figure 1.10** Prévisions de l'indicateur de la pointe « à une chance sur dix »



La méthode donne un résultat qui reflète juste les courbes d'énergie annuelle. La valeur haute n'est pas sensiblement différente de la situation actuelle. Notons aussi que dans les périodes de pointe, la variation entre plus haut et plus bas de la journée n'est que de 15 GW ; ainsi, un niveau de défaillance à 80 GW pour l'hypothèse haute, peut durer toute la journée.

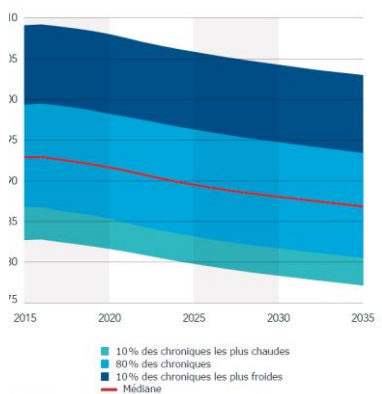
Autre façon de voir les choses :

**Figure 1.12** Zoom de la monotone de distribution de la puissance sur une année - simulation des deux cent chroniques climatiques aujourd'hui et en 2035



Cette courbe montre qu'on atteint, en trajectoire haute, 90 GW pendant 20 h sur l'année. Mais il faut bien comprendre qu'elle est le résultat de moyennes statistiques sur 200 chroniques. Ainsi, même les trajectoires baissières peuvent présenter des situations plus défavorables comme le montre la courbe suivante.

simulation des deux cent chroniques climatiques  
Trajectoire intermédiaire 3



*Dès ce stade de l'analyse, on commence à avoir des doutes :*

— *des prévisions par empilements sectoriels dont la pertinence est difficile à évaluer*

— *un raisonnement en valeurs médianes*

— *des critères probabilistes extrêmement lâches : risques décennaux, ou ciblés à 90% de réussite. Or, une défaillance du réseau, même au départ limitée, présente des risques importants d'effet domino et de black out. Ce type de risque cataclysmique mériterait des espérances probabilistes à 99%. Que penserait-on d'un pont qui serait calculé avec un risque de défaillance de 10% ?*

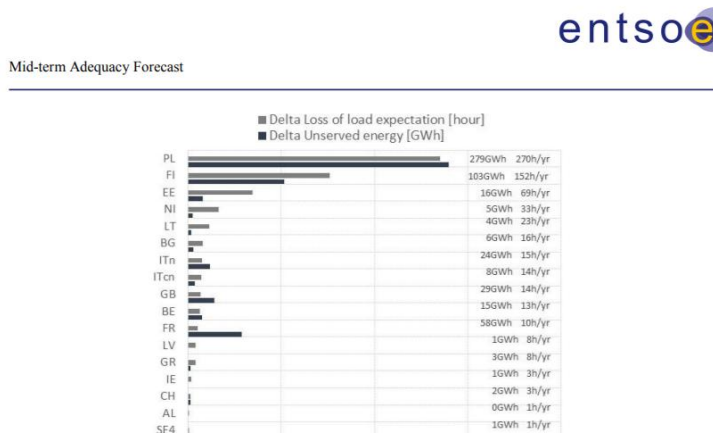
**L'analyse de la situation à moyen terme**

Sans analyser dans le détail, les conclusions de RTE ne sont guère réjouissantes pour jusqu'à 2022: on ne peut quasiment rien arrêter, même le charbon. Et on est à un risque élevé de défaillance. En 2023, on peut arrêter le charbon, mais pas une seule centrale. Extrait :

*La fermeture systématique des réacteurs atteignant 40 ans de fonctionnement conduirait ainsi à un risque sur la sécurité d'approvisionnement significatif dès l'hiver 2022-2023.*

Ces conclusions sont en total accord avec l'analyse de l'ENTSO (l'organisme européen en charge de la coordination du réseau) pour 2020.

La méthode de l'ENTSO est d'ailleurs mieux argumentée. (A base, pour les spécialistes, de la méthode d'analyse Monte Carlo). Cela donne ceci : pour la France, on attend statistiquement 10 h de défaillance par jour.



Alors, pourquoi, en 2035, on arrête des centrales nucléaires, et en installant des éoliennes et du solaire, pourtant intermittents, ça va aller mieux ? Pourquoi, lorsqu'on fait des calculs de capacité à la louche, on ne voit pas comment réduire les capacités pilotables ?

### ***L'embrouillamini des scenarii***

Les réponses à ces questions sont multiples. D'abord, les hypothèses ne sont pas toujours claires (pour quel scénario prend on quelles hypothèses de consommation à la pointe par exemple).

Généralement, on prend soit des valeurs médianes, soit des valeurs à espérance à 90 %. En l'absence de possibilités de vérification des données et des méthodes probabilistes, on ne peut rien valider.

Toutes sortes de prévisions sont prises dans le sens qui va bien. Les prévisions générales d'abord : au mieux une stagnation des consommations, alors que la population augmente de 10% et qu'on va pousser vers des transferts vers l'électrique ! Mais aussi des éléments plus subtils, comme la prise en compte d'évolutions climatiques favorables.

*Mais en réalité, cela ne va pas aller mieux !* Analysons le scénario qui paraît le moins déraisonnable, c'est-à-dire le scénario Volt.

#### Parc installé

Scénario Volt (GW)	2016	2025	2030	2035
<b>Nucléaire</b>	<b>63,1</b>	<b>61,2</b>	<b>57,6</b>	<b>54,9</b>
<b>Thermique</b>	<b>20,4</b>	<b>13,1</b>	<b>11,1</b>	<b>10,0</b>
Cycles combinés au gaz	6,3	6,7	6,7	6,7
Charbon	2,9	-	-	-
Fioul lourd	3,7	-	-	-
Turbinés à combustion	2,1	1,7	1,7	1,5
fioul	1,4	1,0	1,0	1,0
gaz	0,6	0,6	0,6	0,4
Cogénérations	4,8	4,0	2,0	1,2
fioul	0,5	0,5	0,5	-
gaz	4,4	3,6	1,6	1,2
Autres moyens thermiques décentralisés	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Énergies renouvelables</b>	<b>45,8</b>	<b>77,3</b>	<b>97,2</b>	<b>116,0</b>
Hydraulique	25,5	25,5	25,5	25,5
dont STEP	4,2	4,2	4,2	4,2
Éolien	11,7	29,2	40,2	50,2
dont éolien terrestre	11,7	25,2	32,7	40,2
dont éolien en mer	-	4,0	7,5	10,0
Photovoltaïque	6,7	19,7	27,7	35,7
Bioénergies	1,9	2,7	3,1	3,5
Énergies marines	-	0,1	0,6	1,0
<b>Effacements</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>	<b>2,5</b>
<b>Offre totale</b>	<b>131,9</b>	<b>154,1</b>	<b>168,3</b>	<b>183,4</b>

A 2035, on a 64,9 de nucléaire et fossile, 3,5 de biomasse, soit 68,4 GW pilotable, auxquels il faut ajouter 15 GW d'hydraulique soit 83,4 GW. On ne compte pas les 2,5 GW d'effacement, qui existent déjà, et sont inclus dans les prévisions de consommation.

Si on s'en tient à l'hypothèse haute de pointe de RTE même, à 98 MW, il ne reste juste qu'à prier pour qu'on ait du vent les soirs d'hiver...ou que les Allemands n'aient pas arrêté leurs centrales à charbon. Et pour en arriver là, on a installé 86 GW d'ENR aléatoires, et baissé le nucléaire de 63 à 55 GW (et gardé 10 GW de fossile, indispensables pour écluser la variabilité des ENR aléatoires.) RTE montre que ce scénario est un optimum économique, on a du mal à suivre : supprimons les 86 GW d'ENR aléatoire, on peut remplacer les 10 GW de fossiles par 10 GW de nucléaire...

Prenons maintenant le scénario Watt, « antinucléaire » :

## ⋮ Bilans

### Parc installé

Scénario Watt (GW)	2016	2025	2030	2035
<b>Nucléaire</b>	<b>63,1</b>	<b>43,1</b>	<b>19,1</b>	<b>7,6</b>
<b>Thermique</b>	<b>20,4</b>	<b>20,3</b>	<b>30,2</b>	<b>34,4</b>
Cycles combinés au gaz	6,3	7,8	8,4	13,1
Charbon	2,9	-	-	-
Fioul lourd	3,7	-	-	-
Turbines à combustion	2,1	4,6	12,8	12,6
fioul	1,4	1,0	1,0	1,0
gaz	0,6	3,5	11,8	11,6
Cogénérations	4,8	7,2	8,4	8,0
fioul	0,5	0,5	0,5	-
gaz	4,4	6,8	8,0	8,0
Autres moyens thermiques décentralisés	0,7	0,7	0,7	0,7
<b>Energies renouvelables</b>	<b>45,8</b>	<b>87,6</b>	<b>118,2</b>	<b>150,5</b>
Hydraulique	25,5	25,5	26,5	27,5
dont STEP	4,2	4,2	5,2	6,2
Éolien	11,7	35,3	51,3	67,3
dont éolien terrestre	11,7	30,3	41,3	52,3
dont éolien en mer	-	5,0	10,0	15,0
Photovoltaïque	6,7	23,7	36,0	48,5
Bioénergies	1,9	2,9	3,5	4,1
Énergies marines	-	0,1	0,8	3,0
<b>Effacements</b>	<b>2,5</b>	<b>6,0</b>	<b>6,0</b>	<b>6,0</b>
<b>Offre totale</b>	<b>131,9</b>	<b>157,0</b>	<b>173,5</b>	<b>198,5</b>

Les moyens pilotables sont : 46 GW de centrales nucléaires et fossiles, 4 GW de bioénergie et les effacements passent à 6GW, soit 3,5 GW de plus qu'aujourd'hui, et 17 GW d'hydraulique soit 70 GW en tout.

Ce scénario, dont le fil est le non prolongement des centrales nucléaires après 40 ans, bénéficie d'un slogan : 70 % d'énergie renouvelable dans le mix, c'est possible.

Or, que dit le résumé du profil de ce scénario (sic) :

« ...dans ce scénario, le maintien de la sécurité d'approvisionnement représente un véritable enjeu, et repose sur tous les leviers envisageables. Il existe ainsi un espace pour le développement de l'effacement, du stockage par batteries ou barrage hydraulique, ou le pilotage en temps réel de la charge des véhicules électriques. Ces leviers et les nouvelles centrales thermiques sont complémentaires et non pas rivaux ; ils contribuent au passage des pointes de consommation, ou à la gestion de l'intermittence des renouvelables. Sur le plan technique, des questions sur l'inertie du système électrique apparaissent : elles doivent être instruites pour identifier les solutions qui permettent d'y répondre. »

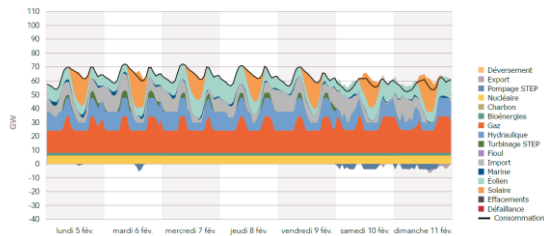
Autrement dit, c'est possible, si les consommateurs s'effacent (normalement, un système marchand devrait répondre à une demande, et pas l'inverse...), si on sait stocker (mais on ne sait pas si on saura) et si on construira des automobiles pour le réseau électrique, et non plus pour se déplacer.

Le dernier point, l'inertie du système électrique, est peu médiatisé car très technique. Il signifie que si on installe des éoliennes et des panneaux solaires en grande quantité, il devient difficile de garantir une tension et une fréquence. Il faut donc adjoindre aux ENR des systèmes pour compenser. Ces équipements n'existent, là encore, pas de manière massive opérationnelle, et ce sera un coût supplémentaire.



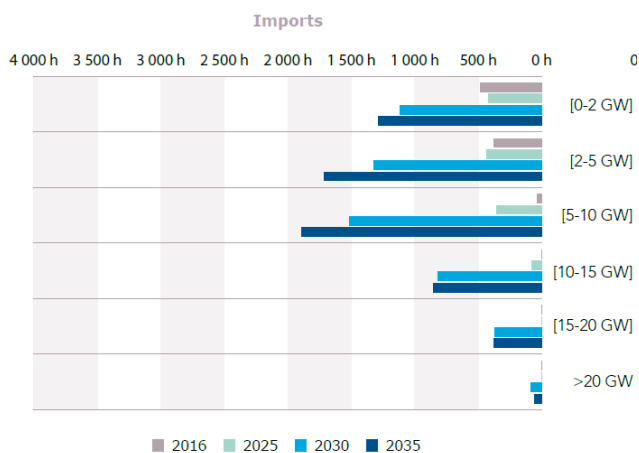
La sécurité est en grande partie assurée par des imports, comme sur l'exemple choisi par RTE :

Figure 9.12 Illustration des importations en hiver, semaine avec peu de vent – 2035 – scénario Watt



Sur cet exemple, la pointe est à 70 GW, soit 25 GW de moins que l'hypothèse haute de RTE, et on importe en permanence, en particulier à la pointe, et pour minimiser le recours au gaz. Le problème c'est que les imports dépendent de ce que font nos voisins...peut on confier notre approvisionnement en 2035 à nos voisins ? Les imports prévus d'après la carte fournie par RTE viennent d'Angleterre, d'Irlande, d'Espagne, et d'Italie...tous pays qui ont des difficultés de capacité actuellement.

Autre façon de voir les imports : dans un petit nombre de cas, ils seront supérieurs à 20 GW !



Et tout ceci est calculé avec les critères cités en introduction, c'est-à-dire beaucoup trop lâches pour un sujet de sécurité si important.

Ce scénario Watt est en fait improbable ; il est présenté de façon partielle, et ne sert en réalité qu'à conforter le mythe d'un réseau quasi alimenté en ENR intermittentes. Il ne tient qu'à partir d'hypothétiques ruptures technologiques et une baisse drastique de la consommation. Et selon la consommation, il implique d'installer de 35 à 50 GW de centrales à gaz.