

Jean-Marc TRUCHET

**CONSEQUENCES TECHNIQUES
ET
ECONOMIQUES DES ENERGIES
EOLIENNES ET PHOTOVOLTAÏQUES
POUR**

LE PARC ELECTRONUCLEAIRE FRANCAIS



© Jean-Marc TRUCHET
Avril 2026 - 15 Pages.
Version N°1
**ALL RIGHTS RESERVED
WORLD WIDE**

NOTES DE L'AUTEUR

Ce document, très synthétique, est constitué à partir des propres connaissances de l'auteur, de ses voyages, de recherches à caractère historique, d'extraits de ses livres (Cf. site internet ci-dessous) comme d'analyses géostratégiques et géopolitiques, en particulier :

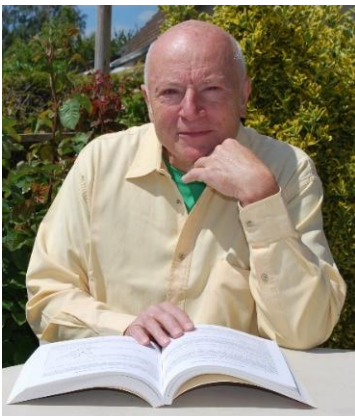
Consulter le site internet de l'auteur : www.laplumedutemps

Par ailleurs, il serait vain de rechercher ou d'estimer dans le texte ci-dessous, un quelconque parti pris pour telle ou telle organisation, pour tel ou tel gouvernement, pour telle ou telle entreprise ou telle ou telle personne. Il ne transcrit que des événements connus et vérifiables.

Suivant la loi en vigueur, des extraits limités sont autorisés sous réserve d'en préciser la source, soit : **LA PLUME DU TEMPS - Jean-Marc TRUCHET**

Pour une utilisation plus importante, quel que soit le moyen, une demande écrite est nécessaire en précisant le motif et en utilisant l'onglet **CONTACT** du site internet.

Pour tous nos ouvrages comme pour tous nos articles, nous sommes toujours réceptif aux remarques, compléments, informations vérifiées et vérifiables, témoignages et autres documents susceptibles d'enrichir nos recherches et nos écrits. Naturellement, sous réserve que ces éléments soient constructifs... Pas les autres... Par avance, merci !



Jean-Marc TRUCHET

Ancien ingénieur de l'énergie électrothermique et électronucléaire civiles

Ancien chef d'entreprise - Spécialiste matériaux composites.

Auteur autoédité depuis 1982

CONFERENCIER

Site internet : www.laplumedutemps.com

Chaine : [youtube laplumedutemps](https://www.youtube.com/channel/UC...)

LA PLUME DU TEMPS®



Page de couverture

Centrale électronucléaire de Cruas (Département de l'Ardèche - France).

Parc éolien de Coucouron (Département de l'Ardèche - France).

Centrale photovoltaïque à Le Pouzin (Département de l'Ardèche - France).

Centrale hydroélectrique de Bord les Orgues (Département de la Corrèze - France).

Iconographie : Jean-Marc TRUCHET. Autres sources notées dans le texte.

SOMMAIRE

	Pages
PREAMBULE	4
QUELQUES CHIFFRES	5
Exploitation et rentabilité financière	5
Energies renouvelables	5
CONSEQUENCES POUR LE RESEAU HT ET THT	5
PRODUCTION COMPENSATOIRE D'ENERGIE ELECTRIQUE	6
Plus précisément	7
LE TELEREGLAGE	9
CONSEQUENCES POUR L'ELECTRONUCLEAIRE	9
Distorsion de flux neutronique	9
Vieillessement consécutif de la cuve du réacteur	10
Rentabilité des centrales électronucléaires	10
AUTRES CONSEQUENCES DU DEVELOPPEMENT DE L'ELECTRO-EOLIEN	10
Difficultés de remise en service	11
Petite hydroélectricité privée	11
NOUVEL ELAN ELECTRONUCLEAIRE POUR LA FRANCE ?	12
Situation des unités du CP 0	12
Situation des unités du CP 1	12
Situation des unités du CP 2	13
Une intervention salutaire	13
L'énergie électronucléaire en France est-elle sauvée ?	14
CONCLUSION	14
DOCUMENTATION PERTINENTE	15

**

En matière de technologie comme de technique, voire de géostratégie, les choses évoluant rapidement, les documents proposés par LA PLUME DU TEMPS® doivent toujours être considérés suivant leur date de rédaction.

PREAMBULE

Par nature aléatoire, la production d'énergie électrique fournie par les éoliennes comme par les cellules photovoltaïques, ne peut :

- En aucun cas ne peut être contrôlé à demande en ce qui concerne la puissance électrique produite.
- Pour la stabilité du réseau, nécessite des moyens complémentaires de production suivant les aléas météorologiques.
- Présente un coût du kW/h (ou du MW/h) plus élevé que celui issu des centrales électronucléaires.
- Induit un important surcoût financier au niveau de l'exploitation des centrales électronucléaires.

Dans la mesure où ces éléments sont parfaitement connus, ils ne sont généralement guère développés dans leur entier mais seulement en partie.

Par conséquent, ce document se propose d'exposer les différentes raisons et leurs importantes conséquences, soit :

- Pour la gestion du réseau THT (Très Haute Tension) et son coût financier.
- Pour le parc électronucléaire de la France à la fois au niveau technique mais à nouveau financier.
- Pour l'exploitation des petites centrales hydroélectriques privées qui représentent tout de même environ 10 % de la production hydroélectrique française.

QUELQUES CHIFFRES

A son origine en 1973, le parc électronucléaire de la France comptait 63 400 MW installés de type REP pour un coût actualisé en 2025 de 156 Md€, soit 2.46 md€ (Millions d'Euros) par MW ou si l'on préfère 2 460 €/kW pour une durée calculée opérationnelle de fonctionnement atteignant 60 années.¹ Il tient compte des deux tranches de Fessenheim, soit 905 MW bruts chacune, prématurément arrêtées pour raisons politiques en janvier et juin 2020 après 42 années d'exploitation sans incident. Il ne tient également pas compte du surgénérateur de Creys Malville, soit 1 240 MW, également prématurément arrêté en juin 1997 pour les mêmes raisons.

Exploitation et rentabilité financière

A son origine, ce parc fut conçu pour trois raisons :

- Assurer avec l'énergie électrohydraulique l'indépendance énergétique de la France en ce qui concerne l'électricité.
- Assurer un fonctionnement en base de ces unités électronucléaires, prévu chacune pour 60 années d'exploitation.
- Prévoir à terme l'arrêt puis le démantèlement des centrales thermiques à flamme (Fuel lourd, gaz et charbon) ce qui diminuait d'autant la facture d'importation des combustibles ainsi que la pollution de l'atmosphère.

La rentabilité financière fut établie pour un fonctionnement du parc nucléaire à concurrence de 80 % de la puissance nominale, soit 50 700 MW.²

Energies renouvelables

L'année 2005 marqua sensiblement le début du développement des énergies renouvelables, d'abord sous forme éolien puis photovoltaïque avec dès 2010 une forte accentuation des installations. Or, ces deux énergies sont par nature aléatoires et ne peuvent en aucun cas constituer une source constante de production électrique mais seulement un appoint.

Ainsi, à fin 2025, l'électro-éolien installé représentait 24 100 MW et 26 375 MW pour le photovoltaïque cependant affecté d'un coefficient de charge de 4.19 pour le premier et 7.52 pour le second ce qui ne représente qu'une puissance continue respectivement de 5 752 MW et 3 507 MW.³

Il ne faut donc pas confondre puissance installée et production d'énergie électrique qui se calcule pour une année calendaire durant cette période, en multipliant l'une de ces valeurs par le nombre d'heures dans l'année considérée, soit 8 760 h.

CONSEQUENCES POUR LE RESEAU HT ET THT⁴

Suivant la production aléatoire de ces énergies renouvelables, particulièrement pour l'éolien, le photovoltaïque ayant un coefficient de charge plus faible, ceci conduit :

¹ Le coût initial est celui donné par la Cour des comptes en 1995, actualisé suivant le coefficient d'inflation de l'INSEE.

REP signifie Réacteurs à Eau Pressurisée.

² Valeur donnée sous réserve de quelques % en moins.

³ Le coefficient de charge est également appelé coefficient d'efficacité énergétique. Les valeurs communiquées sont celles calculées par l'auteur de ce document entre 2011 et 2024. Elles sont très proches de celles de RTE (Réseau de Transport d'Electricité) ou d'EDF.

⁴ Haute Tension (63 kV - 125 kV) et Très Haute Tension (220 kV - 380 kV).

- A de fréquents transferts d'énergie électrique entre régions, essentiellement THT.
- Une situation qui s'accompagne de perpétuelles difficultés de gestion dudit réseau.

En effet, suivant la variabilité de cette production, comment assurer un strict maintien de la fréquence, soit 50 Hz et de la tension sans régulièrement procéder à des transferts d'énergie électrique ?



Poste d'interconnexion de Creys Malville. Département de l'Isère (France). Photo. J-MT

Ces transferts s'effectuent soit automatiquement, soit par action humaine depuis une unité centralisée de commande. Toutefois, ceci n'est pas gratuit car une ligne THT est affectée par deux caractéristiques, soit :

- Une résistance ohmique qui va induire une perte Joule (Calorifique).
- Un effet capacitif (Effet de condensateur) entre câbles THT et entre câbles et le sol ce qui induit à la fois une perte d'énergie mais également un certain déphasage entre tension et courant, surtout si des câbles souterrains interfèrent dans ce schéma.

L'ensemble de ces phénomènes issus de l'utilisation du courant alternatif représente entre 7 et 8 %, soit pour 3 000 MW transités, la perte cumulée d'énergie se situera entre 210 et 240 MW ce qui est loin d'être négligeable...

PRODUCTION COMPENSATOIRE D'ENERGIE ELECTRIQUE

Cette production aléatoire provenant des énergies renouvelables, outre les transferts d'énergie entre régions, nécessite à la demande l'intervention d'autres sources de production, parfois rapidement suivant la situation. Ces centrales sont alors soit à l'arrêt, soit mises en attente.



Centrale thermique de Porcheville (EDF) soit 4 groupes de 600 MW à fuel lourd. Définitivement à l'arrêt depuis mai 2017 (Département des Yvelines - France). Photo. J-MT

Ainsi, plusieurs solutions s'offrent aux opérateurs chargés de la surveillance du réseau général, à savoir :

- Centrales thermiques à flamme mais il n'y en n'a plus d'opérationnelles en France sauf une unité privée de 445 MW au gaz naturel, située en Bretagne.
- Le démarrage de TAG et de TAC.⁵
- Centrales hydroélectriques.
- Centrales électronucléaires.
- Importation d'énergie via l'interconnexion entre pays voisins.

Naturellement, ces variations de puissance appelée par la consommation, varient en plus ou en moins ce qui complique encore davantage les choses avec la variabilité de production des énergies renouvelables.

Plus précisément

Centrales thermiques à flamme

La question des centrales thermiques ne se pose plus pour EDF et la centrale privée à gaz de 445 MW à cycle combiné (Total Energie) située en Bretagne à Landivisiau (Département du Finistère) ne peut que partiellement contribuer à la stabilisation du réseau électrique.

TAG ET TAC

La France disposerait d'environ 3 300 MW de TAG et de TAC dont une partie privée. Leur excellent rendement et leur vitesse de réponse à la demande d'énergie en font un matériel de choix, surtout en cycle combiné.

⁵ TAC : Turbines A Combustion fonctionnant au fuel léger. TAG (Turbines A Gaz) fonctionnant au gaz naturel importé. Dans le principe de base, il s'agit de réacteurs d'avions mais modifiés. Leur rendement thermodynamique est excellent, soit environ 60 % et la pleine puissance depuis l'état froid, obtenue en 30 min.

Toutefois, la puissance installée est limitée et pour ce qui concerne les TAG, le conflit engagé par l'Occident contre la Russie et désormais contre l'Iran obère fortement l'utilisation des TAG car le coût du m³ de gaz naturel est aujourd'hui prohibitif.

Centrales hydroélectriques

Ces installations constituent évidemment l'idéal pour répondre à la demande puisqu'il suffit d'ouvrir ou de fermer les vannes d'admission d'eau à la turbine. Ensuite, il n'y a pas transformation d'énergie thermique en énergie mécanique mais simple utilisation de cette dernière.

La difficulté d'exploitation qui se présente provient de la disponibilité en eau de ces centrales, soit au fil de l'eau (Rivières et fleuves) ou de chute (Lacs de reliefs). Or, s'agissant par excellence d'une énergie renouvelable qui fut jusqu'en 2024 la principale source en France, il est évidemment judicieux de l'utiliser au mieux, c'est-à-dire au maximum de la disponibilité.

Considérant cela, l'appoint apporté par l'hydroélectricité, sans être faible, ne peut cependant que s'avérer limité, y compris durant les saisons et les lieux.



**Barrage hydroélectrique de Vouglans (EDF) sur la rivière l'Ain (Département du Jura - France).
Puissance 285 MW. Photo. J-MT**

Centrales électronucléaires

La croissance du parc éolien et photovoltaïque a conduit la société nationale à solliciter la participation de certaines unités électronucléaires à la stabilité du réseau électrique. Compte tenu de leur puissance, soit $\approx 875 - 885 - 1\,300$ et $1\,380$ MW nets, il s'agit en apparence d'une solution pouvant répondre à la problématique en question. Cependant, pour les tranches sollicitées, cela s'accompagne d'au moins deux inconvénients qui ne peuvent être éludés.

LE TELEREGLAGE

Par rapport à une situation ponctuelle d'équilibre tension/fréquence, toute variation de puissance demandée ou au contraire diminuée au niveau du réseau électrique s'accompagne d'une variation de ces deux paramètres. Toutefois, il s'agit ici d'un équilibre instable puisque l'énergie électrique ne peut être stockée sous forme, par exemple, de batteries très puissantes pouvant restituer ou au contraire stocker l'énergie électrique puis instantanément la gérer en conséquence.

Intervient alors ce qui s'appelle le télé réglage, appareil électronique qui détecte en particulier, les moindres variations de fréquence puis en transmet le signal à un autre appareil situé en salle de commandes des unités qui lui sont asservies, lesquelles vont réagir en conséquence, naturellement en plus ou en moins. Ainsi, cette fréquence de 50 Hz (En Europe) sera-t-elle maintenue au plus près de son point de consigne.

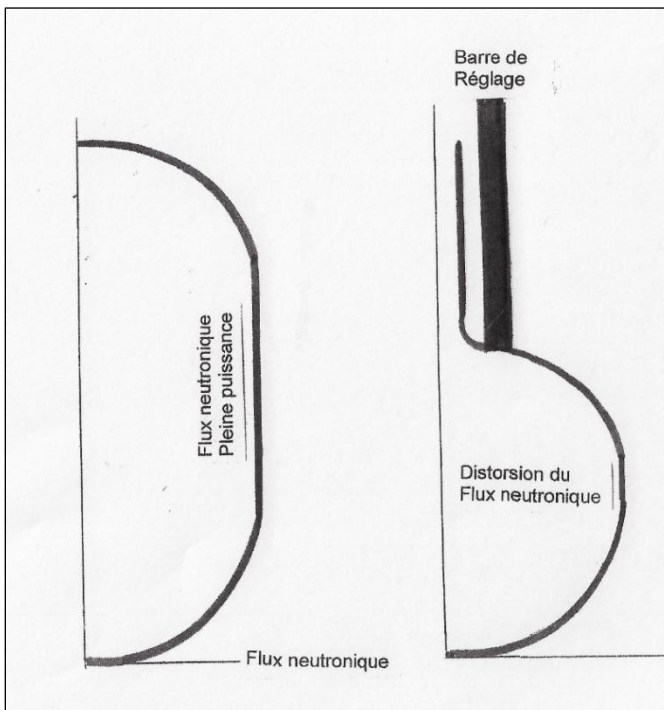
CONSEQUENCES POUR L'ELECTRONUCLEAIRE

Elles sont de deux sortes, soit distorsion du flux nucléaire et intégration des variations de puissance en ce qui concerne le vieillissement des cuves de réacteurs.

Distorsion du flux neutronique

Dans un réacteur nucléaire de type REP, la géométrie du cœur permet à puissance nominale une répartition optimale du flux neutronique. Dès l'instant où l'installation fonctionne à une puissance différente, cela impose l'insertion des barres de réglage qui vont limiter le flux neutronique.⁶

Ce dernier sera alors réduit à la partie non concernée mais cela s'accompagne d'une distorsion dudit flux neutronique mais aussi d'une usure non homogène de l'uranium 235 (^{235}U) qui par voie de conséquence, conduit à une gestion différente de la matière fissile.



Cela s'accompagne également d'une répercussion au niveau des rechargements en combustible nucléaire neuf puisque l'on assiste alors à une consommation différente sur la hauteur des assemblages combustibles du cœur, soit 3.66 m pour une unité de 905 MW électrique⁷.

Il s'agit ici d'une situation où le cœur du réacteur, autrement dit la puissance de la centrale, est maintenue constante, par exemple, 60 % de Pn.⁸

Dès l'instant où il s'agit de télé réglage, l'affaire devient plus compliquée puisque les grappes de réglage vont réagir à la demande, soit plus ou moins constamment suivant un certain gradient d'augmentation ou de baisse de puissance dans une limite haute et basse préalablement définie. Par exemple, il s'agira de 80 % à 100 % de Pn.

⁶ Il s'agit de grappes neutrophages (Qui absorbent les neutrons), lesquelles s'insèrent ou se lèvent au sein des assemblages du combustible nucléaire.

⁷ Le rendement thermodynamique d'une centrale REP étant de 33 %, cela signifie une puissance thermique du réacteur de 2 715 MWth.

⁸ Puissance nominale.

Vieillessement consécutif de la cuve du réacteur

Pour une centrale électronucléaire de 905 MW bruts, la cuve du réacteur pèse environ 263 t pour une épaisseur au niveau de la virole, de 200 mm. Quant au couvercle nu, il faut compter 54 t pour une épaisseur de 500 mm. Que dire pour les unités de 1 370 MW et 1 450 MW bruts !⁹

Toute variation de puissance comme les arrêts à chaud ou à froid se traduisent par des variations de flux nucléaire et par le paramètre température accompagné de contraintes dans le métal. Celles-ci sont intégrées par un logiciel et se traduisent par un certain coefficient de vieillissement qui peut alors affecter la durée de vie du réacteur, soit 60 années calculées. Ces données sont alors prises en compte par l'exploitant et en accord avec les spécifications liées aux Autorités de Sureté Nucléaire, à limiter non pas à 60 années mais peut-être à 58 ou à 57 années la durée d'exploitation.

Toutefois et malgré tout ce qui peut se dire et s'écrire sur le sujet, il est évidemment particulièrement important de souligner que ce type d'exploitation s'inscrit strictement dans le domaine de la sureté des installations électronucléaires ce qui engage directement leur surveillance et leur maîtrise en tous secteurs et ainsi l'assurance de leur sécurité !..

Il serait sans objet d'en déduire d'autres conclusions.

Rentabilité des centrales électronucléaires

Il s'agit ici des conséquences directes du développement d'énergies renouvelables mais à la production aléatoire. En effet, dans ces conditions on comprend aisément que la rentabilité d'un tel parc ainsi utilisé ne peut plus être correctement assurée, par suite :

- De son utilisation non optimale.
- Des conséquences mécaniques et physiques au niveau des cuves de réacteurs.

Se pose alors la question de la justification d'un tel programme en particulier électro-éolien :

- Qui n'a rien d'écologique.
- Qui n'assure pas la décarbonatation de l'atmosphère.
- Qui n'assure pas l'indépendance énergétique de la France.
- In fine, qui coûte fort cher au contribuable et au consommateur à travers les taxes pour le développement des énergies renouvelables.

Pour mémoire, l'énergie électronucléaire ne produit aucun gaz à effet de serre et les centrales REP fonctionnent en France depuis maintenant près de 60 années sans aucun incident notable.

AUTRES CONSEQUENCES DU DEVELOPPEMENT DE L'ELECTRO-EOLIEN ET DU PHOTOVOLTAÏQUE

Plus l'éolien se développera en France, plus il sera nécessaire de disposer de moyens de substitution pouvant rapidement intervenir en cas d'incident au niveau d'un parc ou simplement suivant les conditions météorologiques locales. Dans le cas contraire, une forte instabilité du réseau électrique est à craindre. Divers incidents sont là pour le rappeler :

- Le 4 novembre 2006, en Allemagne la rupture incidentelle d'une ligne HT entraîna la déconnexion de parcs éoliens situé en mer du nord. Les centrales thermiques n'ayant pu rapidement reprendre la production ainsi perdue, les automatismes conduisirent différents disjoncteurs à isoler au mieux le réseau de la zone défaillante.

⁹ La différence entre puissance brute et puissance nette correspond à la consommation de l'unité en question (Pompes, ventilations, etc.). Elle est de l'ordre de 4.5 % de P_n. Une unité de 905 MW produira environ 875 MW nets, disponibles sur le réseau.

S'ensuivit néanmoins une gigantesque panne qui affecta durant plusieurs heures via l'interconnexion, tout le nord de l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg, une partie des Pays bas ainsi que le nord et l'est de la France.

- Le 9 août 2019, un bateau heurte une éolienne du parc en mer de Hornsea 1 dans le Yorkshire (GB) ce qui entraîna le déclenchement des 800 MW de ce parc plongeant pendant plusieurs heures une partie du nord-ouest de l'Angleterre dans le noir.
- Le 28 avril 2025 en Espagne, une gigantesque panne d'électricité survint par suite de l'instabilité du réseau induite par une surproduction d'énergie électrique d'origine photovoltaïque entraînant une surtension. Celle-ci affectera le Portugal, Gibraltar (Anglais) et le sud-ouest de la France, provoquant le déclenchement du groupe électronucléaire N°1 de 910 MW de la centrale du Blayais, près de Bordeaux.
- D'autres incidents plus ou moins similaires se sont également produits aux USA, en Australie, dans les Balkans, etc.

Difficultés de remise en service

Lors de déclenchements successifs de postes d'interconnexion afin d'éviter la propagation de l'incident, la remise en service de la zone affectée n'est pas simple car il ne suffit pas de fermer tel ou tel disjoncteur pour réalimenter ladite zone. En effet, la région affectée représente une grande puissance que l'on ne peut alimenter en une seule opération sans prendre le risque de surcharger la partie saine du réseau car il n'est pas certain que les centrales l'alimentant puissent instantanément supporter cette charge. Par exemple, si cette zone non alimentée représente 15 000 MW, on imagine immédiatement la difficulté.

Pour cela, il est nécessaire de procéder par étapes de manière à ce que chaque nouvelle charge de consommation électrique soit supportable par les centrales concernées.

Cependant, la question se pose pour les parcs éoliens comme photovoltaïques déconnectés car ils n'ont aucune possibilité de réglage de leur puissance qui dépend uniquement des conditions météorologiques locales. Si l'on considère un parc éolien de 800 MW potentiellement à pleine puissance, la fermeture du disjoncteur entre celui-ci et le réseau HT ou THT se traduira instantanément par une forte répercussion en tension et en fréquence qui risque d'entraîner un autre déboire.

Il convient par conséquent de fracturer en plusieurs zones ces grands parcs de manière à pouvoir les recoupler par étape au réseau général car ils ne disposent d'aucun moyen de régulation (Montée automatique ou manuel de la puissance suivant un certain gradient).

Petite hydroélectricité privée

Il s'agit ici des centrales hydroélectriques, souvent anciennes dont la puissance est limitée à moins de 5 MW ou de 10 MW mais sous gestion d'EDF. La priorité étant aujourd'hui donnée aux énergies renouvelables comme l'éolien et le photovoltaïque, il n'est pas rare de constater une limitation de puissance imposée à ces petites centrales au profit des énergies dites vertes, sous-entendu surtout éoliennes.



Dans les deux cas, s'agissant d'installations privées au moins en partie, cela revient à une distorsion de concurrence.



Centrale hydroélectrique privée de Glandieu (Département de l'Ain) sur le torrent le Gland. D'une puissance de 750 kW nets pour une production de 2.2 GW/h/an, elle exploite une chute de 66 m.
Photos. Sté. FGM via internet.

NOUVEL ELAN ELECTRONUCLEAIRE POUR LA FRANCE ?..

L'on ne saurait achever ce document sans aborder les directives éditées par le PPE 1 (Programme Pluriannuel de l'Energie) qui, à son origine en 2020 en coopération avec les écologistes, fixa la durée opérationnelle des unités REP à 50 années, soit à échéance de leur cinquième grande révision décennale.

Par conséquent, cette mesure conduisait à l'arrêt définitif des unités les plus anciennes, à savoir :

Situation des unités du CP0¹⁰

Il comprend 6 unités (Tranches), soit

- Fessenheim 1 et 2, les plus anciennes couplées au réseau en 1978.
- Bugey 2 à 5

¹⁰ Contrat Pluriannuel qui fixa la mise en chantier d'une première série de centrales REP.

Situation des unités du CP1

Ces tranches comprennent celles de 905 MW bruts couplées au réseau entre 1980 et 1985, soit par ordre :

- Tricastin 1 à 4
- Dampierre 1 à 4
- Gravelines 1 à 6 (910 MW/tranche)
- Blayais 1 à 4 (910 MW/tranche)

TOTAL : 18 tranches de 905 MW + 10 tranches de 910 MW

En respectant les directives du PPE 1, elles auraient entraîné dès 2029 pour les premières à 2035 pour les dernières un manque de production d'environ 18 982 MW nets sur le réseau. Une situation qui implique l'arrêt de trois réacteurs 905 MWe de Tricastin sur les 4 que compte cette centrale, utilisés par EURODIF, non seulement pour l'élaboration d'uranium faiblement enrichi destiné aux réacteurs REP de la centrale de Tricastin elle-même mais également et surtout, à celui de l'ensemble du parc des autres centrales françaises de même type !¹¹

Situation des unités du CP2

Selon toute vraisemblance, la situation aurait encore été plus sérieuse car après le CP1 suivent les tranches électronucléaires de 910 MW du CP2 couplées au réseau entre 1984 et 1990, à savoir :

- Saint Laurent des Eaux B1 et B2
- Chinon B1 à B4
- Cruas 1 à 4

TOTAL : 10 tranches x 910 MW = 9 100 MW bruts ce qui représente environ 8 645 MW nets supplémentaires.

In fine, d'ici 2037 avec Chinon B4, les dispositions du PPE 1 auraient tout simplement conduit au découplage définitif du réseau de 27 627 MW nets. Une valeur considérable puisqu'elle représente $\approx 45\%$ de la puissance électronucléaire actuelle.

Une intervention salutaire...

Il ne semble pas utile d'épiloguer sur les conséquences d'une telle décision dans la mesure où elle aurait été mise en œuvre car il est bien évident que le programme éolien comme photovoltaïque n'aurait pas suffi pour compenser une telle perte, d'autant plus qu'il s'agit d'énergies aléatoires... Ce que tous les spécialistes ne pouvaient ignorer.

Quoi qu'il en soit, le 10 février 2022, le Chef de l'état annonça la prolongation de la vie opérationnelle de tous les réacteurs REP pouvant satisfaire à cette décision, soit 60 années comme contractuellement initialement arrêté. Suivant cela, les études correspondantes commencèrent dès le 3 février 2023.

Toutefois, se pose alors immédiatement la question concernant Fessenheim 1 et 2, soit 1740 MW nets, définitivement arrêtés après seulement 42 années de service alors que l'exploitant EDF venait d'investir près de 2 Md€ pour la mise à niveau de ces deux unités. Elles disposaient ainsi de l'autorisation nécessaire pour fonctionner encore quatre années suivant l'Autorité de sûreté et huit années au total suivant le PPE 1 mais désormais 18 années si l'on considère cette décision pour la prolongation de la vie opérationnelle...¹²

¹¹ Il s'agit de l'enrichissement en uranium 235 (²³⁵U) à concurrence 3.4 %, seul fissile dans la nature.

¹² Il s'agit de l'ASN, soit : Autorité de Sûreté Nucléaire et de Radioprotection, issue de la fusion au 1^{er} janvier 2025 de l'ASN (Autorisé de Sûreté Nucléaire) et de l'IRSN (Institut de Radioprotection et de Sûreté Nucléaire).

La perte financière estimée à l'époque par EDF en première approche, soit 4.5 milliards puis actualisée en 2025 par le calculateur de l'INSEE, conduit à 5.2 Md€ en 2025, hors conséquences locales (Entreprises, sociales, etc.).

De même, sous la pression des mouvements écologistes l'on ne peut oublier l'arrêt définitif au 30 juin 1997 à l'état neuf du surgénérateur de Creys Malville, aussi appelé SUPER PHENIX, soit 1 200 MW nets. Avec Fessenheim 1 et 2 définitivement découplés du réseau en février et juin 2020, on arrive ainsi au total de $1\ 200 + 1\ 740 = 2\ 940$ MW nets auxquels s'ajoute pour SUPER PHENIX, la perte de la technologie des surgénérateurs refroidis au sodium et de grosses complications au niveau du plutonium (^{239}Pu).¹³

L'énergie électronucléaire en France est-elle sauvée ?

Suivant ce qui précède, on peut le penser. Toutefois, courant mars 2026 la Commission européenne a lancé une enquête concernant les conditions de financement des six EPR ce qui ne peut qu'inquiéter. En effet, ce nouveau programme serait assuré sur fonds propres de la France ce qui manifestement ferait l'objet de contestation car ne faisant pas appel au secteur privé.¹⁴

Ceci rappelle étrangement les conditions qui prévalurent pour la construction du programme électronucléaire en 1973 (CP0, CP1, CP2, etc.) lequel à cette époque pouvait être assuré par la France, seule. Toutefois, c'est le gouvernement lui-même qui s'y opposa.¹⁵

CONCLUSION

Il semble qu'elle s'énonce d'elle-même, à savoir :

- Suivant la durée de vie limitée des éoliennes, soit 25 à 30 années au mieux à ce jour, cela implique que les prochaines années vont assister petit à petit à l'arrêt des plus anciennes pour une puissance et un échéancier qui ne semblent pas connus à ce jour.
- La prolongation de la vie opérationnelle des unités électronucléaires actuelles est évidemment une très bonne décision puisque cela reporterait les premiers découplages définitifs du réseau en 2039 (Bugey 2 et 3).
- Suivant la croissance prévue pour les parcs éoliens en particulier, la sollicitation des groupes électronucléaires placés en télé-régulation devrait s'accroître, aux observations près ci-dessus développées dans ce document, en particulier concernant la rentabilité des unités et leur vieillissement prématuré.
- Il est peu probable que ces six EPR soient opérationnels dans les dix années qui viennent, d'autant plus que la Commission européenne souhaite étudier de près ce dossier. Cela concerne non seulement les délais de mise en service mais également le coût réel.
- Aujourd'hui, cette prolongation bienvenue de la durée de vie des unités électronucléaires explique encore moins l'arrêt prématuré puis le démantèlement de Fessenheim 1 et 2. Idem pour SUPER PHENIX, soit au total $1\ 740\ \text{MW} + 1\ 200\ \text{MW} = 2\ 940\ \text{MW}$ nets ce qui représente la puissance de deux EPR qu'il serait peut-être inutile de construire aujourd'hui.

Quoi qu'il en soit, suivant tout ce qui précède, le début de la troisième décennie du XXI^e siècle semble néanmoins s'annoncer difficile pour le contribuable français, à savoir :

- La transition énergétique telle que programmée ne peut conduire qu'à augmenter le coût de l'énergie électrique vendue aux entreprises comme aux particuliers ce qui induit une limitation de consommation et d'autres conséquences négatives dont sociales pour la France.

¹³ Après avoir exploité une telle unité de 600 MW, les Russes disposent toujours d'une tranche de 800 MW (Bn 800) en fonctionnement depuis bientôt deux décennies et une autre en construction de 1 200 MW (Bn 1200).

¹⁴ Le coût estimé par EDF en décembre 2025 serait de 72.8 Md€, soit 12.13 Md€ par unité.

¹⁵ Georges Pompidou étant alors président de la république, ancien premier ministre du G1. Charles de Gaulle et ancien fondé de pouvoir à la banque Rothschild.

- Ne peut que participer à la récession économique de la France ce qui par voie de conséquence limitera la consommation.¹⁶

A ce propos, suivant les statistiques de RTE, on observe qu'entre 2018 et 2025, la consommation d'énergie électrique en France a diminué de 5.1 % et même de 6 % si l'on remonte plus loin dans le temps et qu'entre 2020 et 2025, l'écart est de -6 TW/h. Tout ceci n'est évidemment pas le fruit du hasard, même si une grande publicité est faite quant à la décarbonation de l'atmosphère terrestre grâce aux énergies bas carbone, soit plus de 95 % de la production.

On comprend alors mieux la vertigineuse augmentation des tarifs de vente de l'énergie électrique, lesquels sur les bases actuelles ne peuvent que continuer à progresser alors que parallèlement la société nationale EDF sera confrontée à une concurrence déloyale venant du secteur privé ainsi favorisé.¹⁷

Enfin et pour mémoire, particulièrement pour les parcs éoliens, l'on ne peut qu'observer :

- Une dégradation de l'environnement visuel.
- Un risque d'approvisionnement dégradé en énergie électrique.
- Une dépendance accrue de l'extérieur (Métaux, pétrole, ciment, etc. pour la construction).
- Un impact financier négatif quant aux transferts d'énergie entre régions.
- Un important impact également négatif pour l'exploitation à la fois technique et financière des centrales électronucléaires.

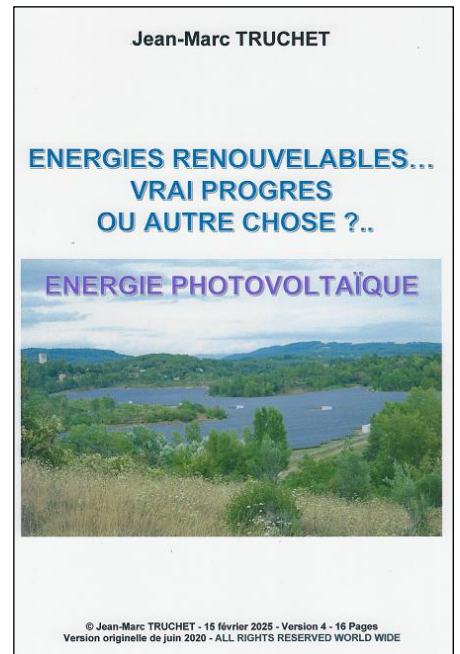
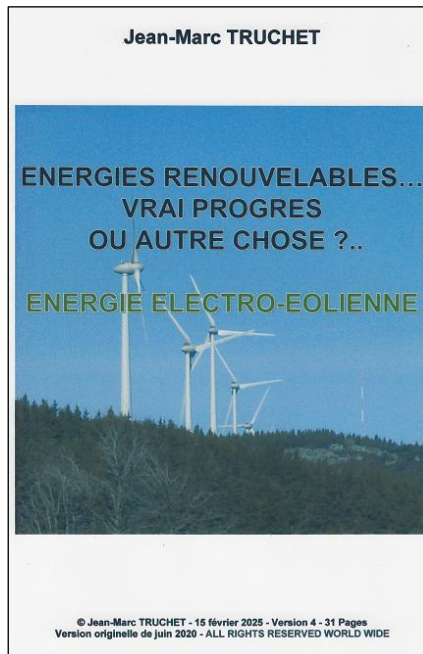
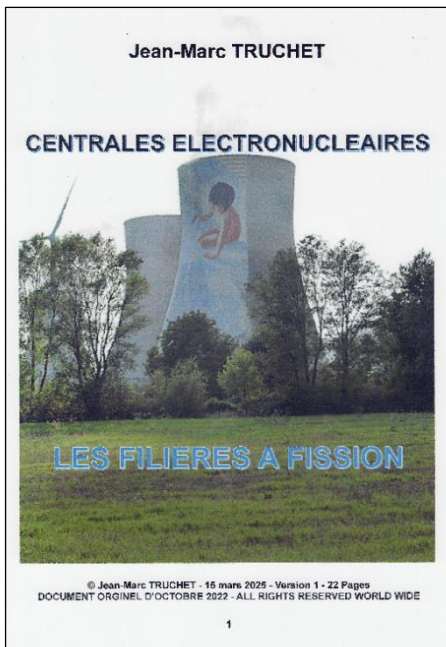
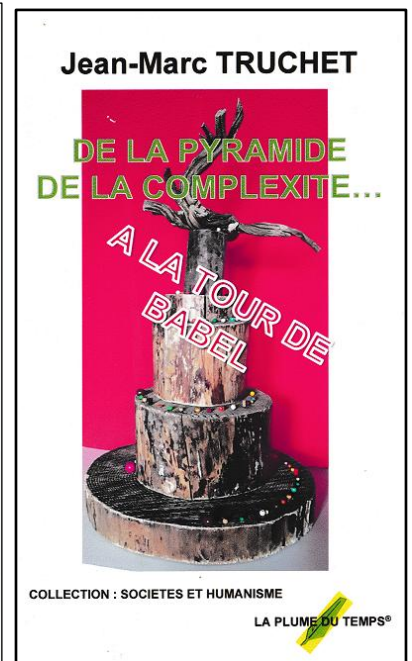
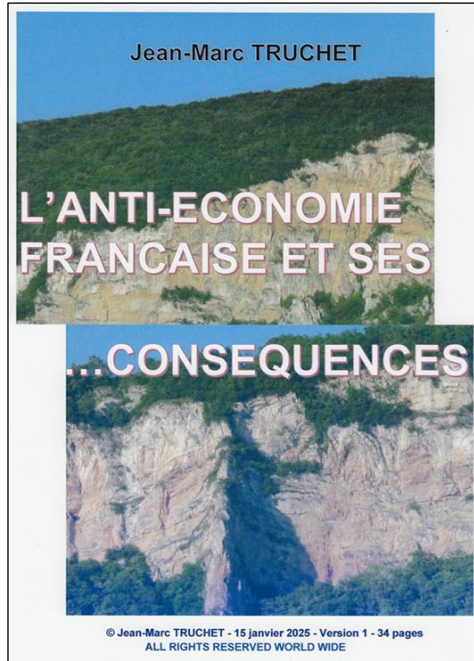
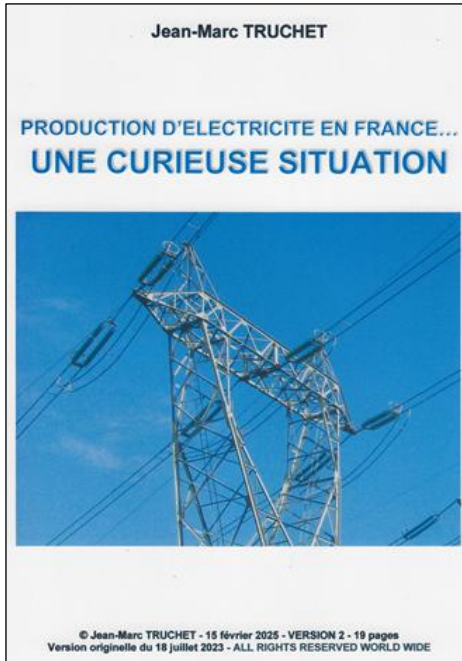
Pour finir, l'énergie électro-éolienne, en particulier, ne serait-elle pas une énergie de luxe ?

DOCUMENTATION PERTINENTE (Du même auteur).

- ENERGIES RENOUVELABLES - Vrai progrès ou autre chose ? Energie électro-éolienne.
- ENERGIES RENOUVELABLES - Vrai progrès ou autre chose ? Energie photovoltaïque.
- PRODUCTION D'ELECTRICITE EN FRANCE - Une curieuse situation.
- L'ANTI-ECONOMIE FRANCAISE
- CENTRALES ELECTRONUCLEAIRES - Les filières à fission.
- CENTRALES ELECTRONUCLEAIRES - Surgénérateurs à fission et fusion nucléaire.
- DE LA PYRAMIDE DE LA COMPLEXITE... A LA TOUR DE BABEL.

¹⁶ Pour mémoire, en 1981 l'industrie représentait 32 % du PIB général de la France. Il est en 2025 d'environ 8%, soit une perte de 24 % en 44 années ce qui induit une moyenne 0.54 % l'an, valeur considérable.

¹⁷ Entre autres, par l'obligation de vendre 25 % de la production nucléaire à tarif particulier à des sociétés privées ce qui, par ailleurs, infirmerait les obligations du Code du commerce quant au fait pour une entreprise de vendre à perte (Dumping).



TOUS LES LIVRES ET TOUTES LES ETUDES DE L'AUTEUR SONT EN ACCES LIBRE DEPUIS LE SITE INTERNET : www.laplumedutemps.com

Consulter également la chaîne : **Youtube laplumedutemps.**

© Jean-Marc TRUCHET - Avril 2016.