Le prix de l'électricité

Février 2024

Gérard Mahaud

L'électricité est devenue un bien de consommation de première nécessité. Aussi nos concitoyens ne comprennent pas pourquoi son prix flambe à ce point (avec le prix du gaz) – même s'il reste inférieur en France à la plupart des pays européens –, et ce alors que le gaz est peu utilisé pour produire de l'électricité en France.

Voyons quelles sont les raisons, justifiées ou non, de cet envol de prix.

La loi mondiale des marchés

Quel que soit le produit considéré, production minière, industrielle ou agricole, les produits s'échangent suivant une loi mondiale qui dépend moins des conditions locales ou nationales de production, que du marché mondial (*« global market »*, pour parler *smart* !).

Le prix du blé en est un bon exemple. Les difficultés rencontrées par l'Ukraine pour exporter sa production de blé ont déséquilibré le ratio offre/demande. Le cours du blé au niveau mondial a flambé, y compris en France alors que notre pays enregistrait de très bonnes récoltes. Les exemples de ce type foisonnent. Tous tendent à démontrer que *les marchés sont mondiaux*, bien plus que nationaux. Avant le blé nous avons connu l'envolée du prix du beurre et du porc quand la Chine a acheté massivement ces denrées, du poulet quand les États du Moyen-Orient en furent de gros importateurs, des composants électroniques quand la production ne répond pas à la demande, etc. Seuls quelques pays où l'économie est strictement régulée (avec régime autoritaire en général) échappent à cette loi mondiale du marché.

Soulignons que le coût du transport lié à l'éloignement producteur-consommateur est souvent mis en avant, à dessein, pour justifier les augmentations des prix. Dans les faits, le transport maritime est peu coûteux eu égard aux quantités transportées par les supertankers, rapportées à la *valeur intrinsèque* des marchandises transportées : produits agricoles, minerais… ou drogue !

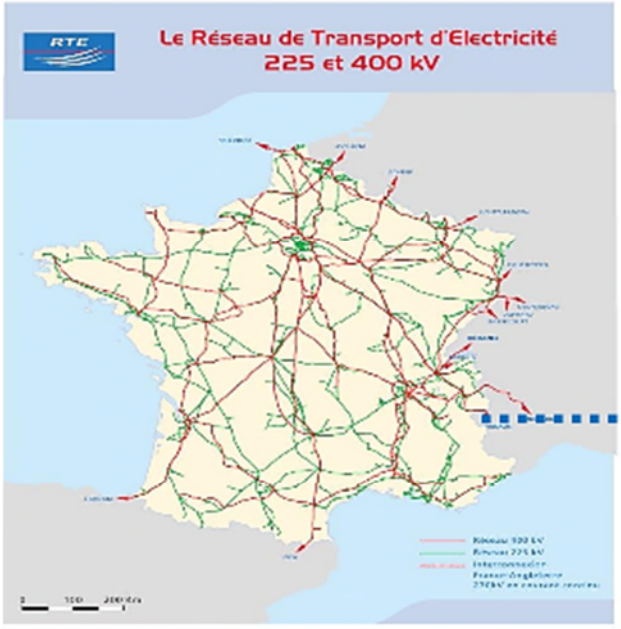
La loi des marchés appliquée à l'électricité ?

La *loi mondiale des marchés* s'applique à l'électricité, avec d'importantes particularités :

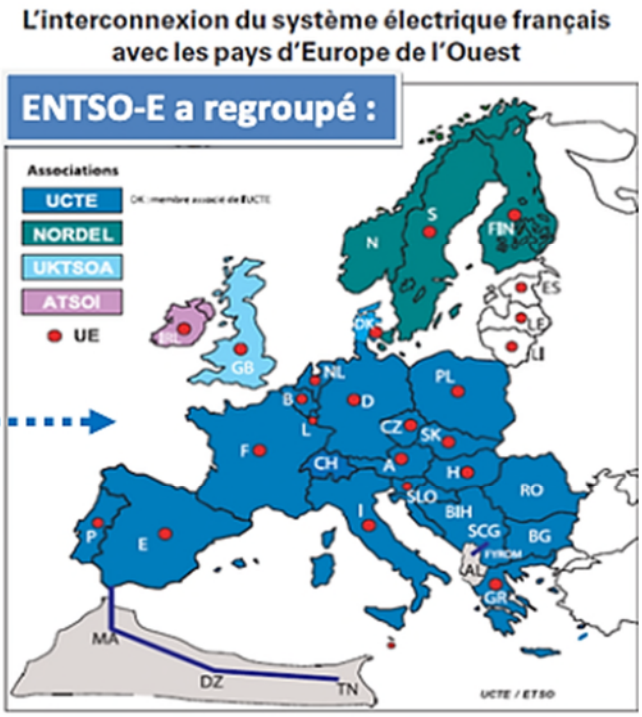
L'électricité, par nature, ne se transporte pas au-delà des limites de la zone d'interconnexion des réseaux de transport.

Pour l'Europe occidentale, le marché s'exerce dans le cadre d'une association regroupant 42 gestionnaires de réseaux (RTE pour la France), appelé communément *la plateforme ENTSO-E* (European Network of transmission system operators for electricity). Elle regroupe tous les pays de l'U.E., et aussi quelques pays non adhérents à l'U.E. (Royaume Uni, Serbie… et les pays du Maghreb). Cette organisation ne dépend pas de l'U.E., elle était même antérieure à la formation de l'U.E. Mais l'U.E. y joue quand même un rôle important, notamment parce qu'elle facilite la convergence des intérêts des producteurs de ses membres, et qu'elle veille à ce que les dispositions de la libre concurrence et de l'équité de traitement s'y exercent entre producteurs – des îles non interconnectées (Islande, Malte, …) appartiennent également au groupement ENTSO, mais répondent à des règles et obligations différentes.

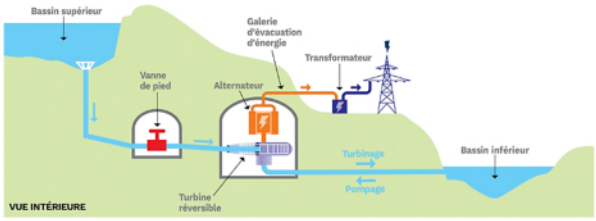
Les échanges d'électricité aux frontières sont soumis aux capacités des interconnexions. Elles sont fortes entre proches pays européens (France-Allemagne-Belgique-…) et plus faibles avec d'autres pays (Finlande, Suède, …), voire très faibles avec les pays du Maghreb.



➔ Réseau français : très fortement interconnecté au réseau européen



L'électricité ne se stocke pas, ou si peu. Seules les STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage) permettent de stocker des quantités significatives d'électricité pour un usage à court terme (quelques jours).



Dans son principe, une STEP pompe l'eau d'un bassin inférieur pour le remonter dans un bassin supérieur (lac naturel ou artificiel), souvent de nuit, quand la demande d'électricité et son prix sont faibles. Cette eau sera ensuite *turbinée* pour alimenter le réseau au moment des pointes (typiquement midi, 19-20 heures en France). Cette transformation en électricité s'accompagne d'une perte avec un rendement global de 80%. On aura donc généré 20% de moins d'électricité que celle utilisée pour remonter l'eau, mais avec une valeur parfois multipliée par dix sur le marché spot si on compare les heures creuses (pompage) avec la pointe (turbinage).

La France compte sur son territoire 5050 MW de capacités de STEP (Grand Maison 1800 MW, Montézic 910 MW, Revin 800 MW, Super Bissorte 748 MW, le Cheylas 480 MW, la Coche 310 MW, Lac Noir 50 MW, Vieux-Pré 4.3 MW), pour une capacité de stockage de 0,1 TWh (soit environ 1 heure de la consommation nationale d'une journée d'hiver). Les STEP sont un moyen, complémentaire aux centrales nucléaires, de passer les pointes sans faire appel à des centrales émettrices en CO_2.

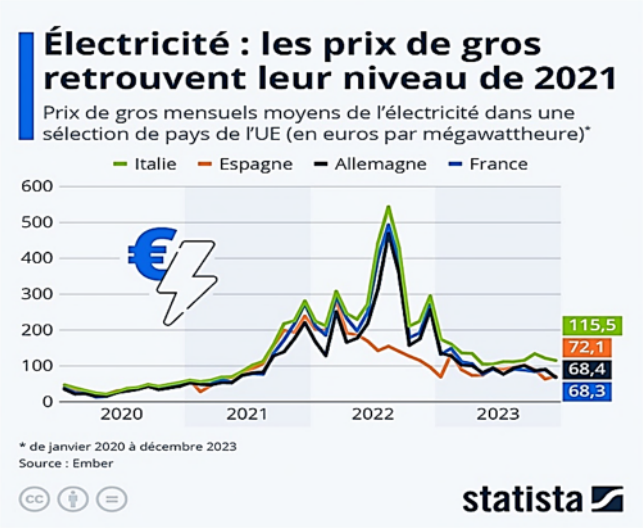
Le stockage par batteries n'est concevable qu'à l'échelle de faibles besoins et à court terme, pour des particuliers. Un boulanger, par exemple, ne saurait stocker suffisamment d'électricité pour cuire sa fournée journalière, sauf à disposer d'une série de batteries qui occuperait tout un local !

Quant au stockage sous forme d'hydrogène, il convient de garder en mémoire que, produire et mettre en œuvre un kWh d'hydrogène *vert* nécessite 4-5 fois autant d'énergie électrique. Son coût serait donc plus élevé, au moins dans les mêmes proportions (l'intérêt est de le produire sans émission de gaz à effet de serre, c-à-d par électrolyse de l'eau et non par vaporeformage du méthane – émetteur de CO_2).

Le prix de gros de l'électricité se forme d'abord au niveau européen, suivant la loi du marché. Fréquemment, le prix de gros est le même dans les pays fortement interconnectés (France-Belgique-Allemagne… par exemple). Par contre, certains jours, voire à certaines heures, le prix de gros peut différer d'un pays à l'autre si les interconnections sont saturées.

Pour produire l'électricité, tous les pays donnent la priorité à l'électricité dite « fatale », c'est à dire l'électricité « perdue » si elle n'est pas utilisée à un instant donné (hydraulique au fil de l'eau, éolien et solaire). Les centrales nucléaires, aux coûts marginaux faibles, sont ensuite appelées, avant les centrales thermiques (à charbon, à gaz, voire au fioul) qui produisent de l'électricité aux pics de consommation. Enfin, les barrages hydrauliques dits « de retenue » qui stockent de l'eau, offrent une capacité de production électrique de réserve, précieuses lors des pointes de consommation.

Le prix du *marché de gros* s'ajustera au coût du dernier moyen de production appelé (c'est ce qui choque !). Ce mécanisme est appelé *la préséance économique* (*merit order*, en anglais) Il consiste à faire appel aux différentes unités de production électriques, au fur et à mesure des besoins du réseau, en fonction de leurs coûts marginaux* croissants. Et si le prix de marché ne s'établissait pas au niveau du producteur le plus cher, dernier appelé, celui-ci ne vendrait pas sa production, au risque de rompre l'équilibre demande-offre et de provoquer le *blackout*. C'est la pure application de la loi du marché d'un bien non stockable.



Quant aux fournisseurs alternatifs, ils n'achètent pas l'électricité suivant son origine – elle n'a pas de qualité *dure* ou *tendre*, comme pour le blé ; ni de *grands crûs*, comme pour le vin ! Tous les électrons qui la composent sont identiques (même prix et même saveur !).

Si certains fournisseurs acceptent de payer plus cher les électrons-gaz, tous les autres producteurs vont aligner leurs prix (comme pour le blé, se reporter ci-avant). Y compris EDF qui vend une partie de sa production sur le marché de gros – ce qui est bon pour EDF est pénalisant pour les consommateurs, sauf si leur contrat est basé sur un TRVE fixe (tarif régulé de vente d'électricité). Mais la France a désormais indexé partiellement ce TRV sur le marché de gros !

***Le coût marginal :** C'est le coût de fonctionnement d'un équipement après qu'il a été acquis. Pour une voiture, par exemple, son prix d'achat n'est pas pris en compte dans son coût marginal d'utilisation.

Les acteurs : producteurs/distributeurs/fournisseurs – rôle et obligations

Pour bien comprendre la complexité du marché de l'électricité, rappelons tout d'abord le rôle et les obligations de ses principaux acteurs :

Les producteurs d'électricité produisent l'électricité (une lapalissade !) : en France, ce sont EDF et une dizaine de producteurs indépendants (le principal étant Engie avec plus de 10000 MW de puissance installée), ainsi que les producteurs d'EnR (les mêmes, plus des associations locales y compris des particuliers qui auraient choisi de vendre leur production sur le marché libre sans passer par la plateforme EDF-ENR – une filiale d'EDF qui a l'obligation d'achat de l'électricité produite par les producteurs EnR qui en font la demande).

Les producteurs/exploitants des installations sont responsables de la sûreté (conception, réalisation, exploitation, jusqu'au démantèlement) ; de la disponibilité des installations pour répondre au besoin exprimés par RTE (entretien préventif, réparation, gestion des arrêts pour rechargement et visites périodiques aux périodes les plus favorables – l'été) ; de la gestion du combustible pour optimiser sa consommation.

La vente de l'autoproduction à EDF-ENR (pour l'histoire)

L'État a encouragé l'autoproduction d'électricité EnR par tous les acteurs économiques agricoles, industriels, commerces, administrations, et particuliers, au moyen de subventions à l'installation et un coût attractif pour le rachat par EDF-ENR de l'électricité produite. Cette opération a connu un grand succès jusqu'en 2016, notamment auprès des particuliers qui vendaient à EDF-ENR la production de leurs panneaux solaires photovoltaïques (PV) à un prix parfois jusqu'à vingt fois plus élevé (630 €/kWh) que le prix de revient de l'électricité nucléaire produite par EDF – une aberration économique destinée à répondre aux engagements européens d'installer toujours plus d'EnR, même au détriment des centrales nucléaires qui émettent moins de CO_2 que la meilleure des EnR !

Il a fallu se rendre à la réalité : ceci coûtait très cher à tous les consommateurs qui payaient par une taxe sur les kWh consommés le surcoût engendré par cette nouvelle source d'électricité. La taxe fut intégrée, sur les factures des clients finals, à la CSPE (Contribution au Service Public de l'Électricité), une taxe fourre-tout où se trouvent aussi bien le soutien au développement des EnR que la contribution des consommateurs pour les *zones non-interconnectées* (îles) et la *lutte contre la précarité énergétique*, et l'aide aux clients en *« situation de précarité »* – suivant l'expression administrative qui désigne *les pauvres* !

Le montant de cette taxe s'est envolé, passant de 1 milliard d'euros en 2003 à plus de 9 milliards d'euros par an après 2016 – contrairement à ce que d'aucuns affirmaient, ceci ne coûtait pas cher à l'État mais bien aux consommateurs d'électricité, nous tous !

Plusieurs mesures furent prises pour réduire cette pression sur les consommateurs. On ne peut toutes les commenter ici. Deux mesures significatives retiennent néanmoins notre attention :

- Une partie de la CSPE fut transférée vers la TICPE (taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques), en clair sur les carburants y compris le fuel domestique, où la taxe était déjà conséquente. La fraction croissante de CSPE transférée vers la TICPE ne passera pas inaperçue des automobilistes, et participera à la crise des "gilets jaunes".
- Le rachat par EDF-ENR de l'électricité EnR produite en autoconsommation fut sensiblement aménagé :
  - Le volume racheté fut limité au surplus de consommation de l'installation – pour un particulier, on ne lui rachète que sa production EnR moins sa consommation propre.
  - Le prix de rachat du kWh autoproduit fut fortement diminué, rendant moins attractif l'autoproduction/consommation.

Ces mesures répondent à un constat : les particuliers en autoconsommation injectent dans le réseau l'énergie excédentaire qu'ils produisent dans les heures de moindres demandes (après-midi, WE, période estivale). Par contre, ils prélèvent de l'électricité sur le réseau aux heures de plus fortes demandes (le soir, l'hiver) quand la *tension* sur le réseau est plus élevée. De plus, le PV produit peu l'hiver compte tenu de la longueur diurne… Finalement, cette autoproduction/autoconsommation apporte plus d'inconvénients au gestionnaire du réseau (RTE) et à EDF, que d'avantages.

Soulignons aussi que les réacteurs nucléaires sont fort sollicités par ces *variations de charge*s car ils sont à peu près les seuls avec les barrages à pouvoir adapter leur production à cette demande variable.

Le gestionnaire du réseau RTE, unique en France. C'est le véritable chef d'orchestre ! Il gère le réseau de transport national des lignes très haute tension (THT) et haute tension (HT) qui lui appartiennent (400000, 225000,90000 et 63000 volts) ; il prévoit la consommation en liaison avec les prévisions de météo-France ; surveille et commande les producteurs en fonction de la disponibilité de leurs moyens de production, et de l'application de la règle du *merit order* – sauf pour les EnR dont la production *fatale* serait perdue si elle n'était pas soutirée, et qui sont donc prioritaires ; il construit et entretien son réseau de transport/distribution ; il gère les interconnections avec les pays limitrophes ; il provoque les délestages de gros consommateurs (électro-intensifs) ou de régions en cas de nécessité pour maintenir l'équilibre du

réseau national et européen ; il gère le *mécanisme de capacité*, par lequel chaque exploitant et fournisseur doit assurer qu'il peut faire face à la demande de ses clients, et posséder une réserve pour faire face aux aléas.

Les distributeurs livrent *physiquement* l'électricité aux clients finals. Ce sont principalement **RTE** qui distribue directement environ 250 gros consommateurs via son réseau THT-HT (SNCF et industries électro-intensives telles que les aluminiers), et **Enedis** et les ELD (Entreprises Locales de Distribution qui jouent le même rôle qu'Enedis, à Strasbourg, Metz, Grenoble… – une centaine en France, assurant 5% de la distribution). Ils sont chargés de l'entretien des réseaux locaux de distribution, jusqu'aux compteurs des particuliers.

Notons que l'installation de compteurs Linky a notablement facilité la maintenance des réseaux locaux pour la détection des pannes et la réalimentation.

Les fournisseurs d'électricité qui *commercialisent* l'électricité auprès de tous les consommateurs : industries et exploitants agricoles, commerçants et particuliers, services publics, etc. Il s'agit d'EDF, des ELD et des *fournisseurs alternatifs* dont la plupart n'ont comme moyen de production que leur téléphone ! et dont le nombre a dépassé la centaine (104 en 2024), attirés par le "jackpot" de l'ARENH ! La somme de leurs demandes dépassant les 100 TWh, EDF ne leur livrera que 77% en 2024 de leurs demandes. Ils devront donc acheter le complément sur les marchés de gros, y compris chez EDF, à un prix plus élevé, sauf à prendre le risque d'acheter à la demande sur le marché spot.

Avant d'être proposée aux particuliers et aux entreprises (sur le marché de détails), l'électricité est vendue (par les producteurs) et achetée (par les fournisseurs) sur le marché de gros européen. Ce marché s'adresse aux producteurs d'électricité (centrales électriques) et aux fournisseurs qui s'approvisionnent en électricité pour la vendre aux particuliers et aux entreprises. Ils peuvent acheter ou vendre de l'énergie soit la veille pour le lendemain (**marché spot**) ou pour une fourniture dans les jours, les semaines jusqu'aux années à venir (**marché à terme**).

Les consommateurs : Industries, services et particuliers qui ont toute liberté de s'adresser au fournisseur de leur choix.

Le marché

Le client final peut s'adresser au fournisseur de son choix. EDF et les ELD lui proposeront un contrat au prix fixe du TRVE (Tarif Régulé de Vente de l'Électricité – réservé aux particuliers et aux PME-PMI dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA (peu de boulangers y ont accès), ou une offre de marché (OM), soit à *long terme*, soit à prix variable indexé ou pas sur le TRVE. Les *fournisseurs alternatifs* ne proposent que des OM, qui peuvent toutefois être identiques, plus chers, ou moins chers que le TRVE… grâce à la proportion de kWh ARENH qu'ils reçoivent (lire ci-après).

Le TRVE (dit aussi TRV) : Depuis le 1er janvier 2021, les TRV ne sont plus accessibles que pour :

- les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de 10 personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros,
- les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation sans condition,

pour leur(s) site(s) de consommation situé(s) situés en France métropolitaine continentale et alimenté(s) en basse tension pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA (ou 33 kW).
Hors des particuliers, seuls les petits commerçants et petites communes peuvent donc bénéficier du TRV.

En France, les fournisseurs *alternatifs* bénéficient depuis 2015 d'un droit de tirage d'électricité nucléaire dans le cadre de l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) mis en place en décembre 2010 au moment de l'ouverture du marché à la concurrence, négocié avec la Commission européenne. L'ARENH a été proposé par la France à la Commission européenne, en vue de lui faire accepter qu'EDF garde son

marché sans exercer un *monopole de fait* compte tenu de sa *position dominante*. Dans ce cadre, EDF est contrainte de leur céder 100 TWh d'électricité à prix coûtant (42 €/MWh, soit 4,2 c€/kWh), correspondant au quart de la production annuelle du nucléaire – ne comprenant ni le coût du *transport* et de la *distribution* assurés par RTE et Enedis, ni les taxes, qui sont les mêmes pour tous les fournisseurs.

De l'avis d'EDF et de beaucoup de spécialistes (y compris la Cours des comptes) le prix ARENH ne couvre pas le coût réel de production du nucléaire (lire ci-après) ... et donne donc un avantage compétitif excessif aux *fournisseurs alternatifs*. Par ailleurs un tel volume d'énergie, s'il avait pu être vendu à ce prix directement aux PME et industriels français depuis 2010, aurait peut-être permis d'éviter les nombreuses faillites et aurait largement contribué à la réindustrialisation de notre pays !

Le prix du TRVE est révisé tous les ans par la CRE. Elle y inclut une part du coût du prix du marché et du coût du gaz. Cette disposition protège les fournisseurs alternatifs. En effet, les 100 TWh ARENH leur sont vendus à un prix bien inférieur au TRVE et au prix de gros du marché qui tous deux reposent plus ou moins sur le prix du gaz. L'ARENH constitue donc une véritable bouée de sauvetage pour eux en cas de forte turbulence.

Le prix de l'électricité

Les fournisseurs ont le choix d'acheter l'électricité (qu'ils revendront aux clients finals) auprès de n'importe quel producteur, ou sur les marchés de gros pour un enlèvement à terme sous quelques semaines, voire sur le marché *spot* (très risqué !) au jour le jour. C'est là que le bât blesse ! Certains fournisseurs alternatifs n'ont pas hésité à boycotter l'ARENH en période covid, puisque les marchés de gros et spot s'étaient écroulés, avec des prix parfois négatifs !! du fait de la baisse de la demande et, certains jours, de la production des EnRs. À la reprise du marché (2022), le marché spot a atteint des sommets imprévisibles mettant les fournisseurs alternatifs qui avaient des marchés à prix fixe avec leurs clients finals, en grande difficulté. Certains n'ont pas hésité à rompre leurs contrats avec leurs clients (Leclerc en tête) en leur conseillant de retourner chez EDF. Quant aux PMI-PME qui n'avaient pas accès au TRV, certaines ont dû simplement cesser leur activité.

Pour l'histoire : En 2022, EDF dut s'approvisionner chez d'autres producteurs qu'elle-même ; car en plein flambée des prix de l'électricité, plusieurs *fournisseurs alternatifs* ont été incapables d'honorer leurs contrats avec leurs clients finals, sauf à vendre à perte. Le gouvernement a ordonné à EDF de mettre à leur disposition, au prix ARENH, 20 TWh de plus que les 100 TWh auxquels ils déjà avaient droit. Mais EDF avait déjà vendu le solde de sa production. Elle dut alors racheter 20 TWh sur le marché de gros qui était au plus haut. L'opération aurait coûté de l'ordre de 8mds€ (milliards) à EDF !

L'entourloupe ! (encore pour l'histoire)

Enercoop, fournisseur alternatif, ne vend à ses clients finals que de l'électricité verte, issue des EnR (éolien et PV essentiellement) suivant la définition européenne actuelle*. Seulement, en période de forte augmentation des prix de l'électricité, il s'est trouvé, comme d'autres, en forte difficulté pour honorer ses contrats – et plus que d'autres encore puisqu'il n'achetait pas de kWh ARENH à bas prix.

Il décida alors de se porter candidat à l'ARENH. Rien ne lui interdisait.

Pour prévenir la protestation de ses clients, il leur diffusa une note leur expliquant qu'il avait acheté des kWh nucléaires (à 42 €/kWh), non pas pour leur vendre, mais pour les revendre à ses concurrents à prix beaucoup plus élevé (150 à 250 €/kWh) ...

Repère : Ce début 2024, le kWh tarif bleu d'EDF est TRV – 6 kVA est à 22,76 €/kWh TTC, et 23,47 €/kWh TTC pour électricité verte. Certains fournisseurs alternatifs proposent aussi de l'électricité 25% ou 50% verte, sans expliquer comment ils trient les électrons !

On ne sait pas si leur électricité est vraiment verte, mais on sait maintenant que leurs gestionnaires ne manquent pas d'imagination ! Notamment en utilisant (légalement) le système des "certificats verts", qu'ils sont autorisés par exemple à acheter aux producteurs solaires en été pour "repeindre en vert" des kWh nucléaires l'hiver suivant ou la nuit !

Les évolutions possibles

Le lecteur qui sera arrivé à ce point de ce propos, aura compris que le marché de l'électricité n'est pas simple (euphémisme pour ne pas dire qu'il est *compliqué*).

Nous lui avons fait grâce des réflexions de la CRE (La Commission de Régulation de l'Énergie, une *autorité indépendante chargée de garantir le bon fonctionnement des marchés français de l'énergie au bénéfice du consommateur* – sic). Elle est notamment chargée de proposer le niveau de prix du TRV, le gouvernement restant libre de suivre ou pas ses recommandations (plutôt *« pas »* ces dernières années, le gouvernement retenant un niveau du TRVE beaucoup plus bas que celui proposé par la CRE, car lui aussi veut protéger le *consommateur*… qui est aussi un électeur).

L'envolée du prix de l'électricité reste un vrai sujet d'angoisse pour les particuliers et les entreprises. Il nécessite des décisions fortes.

La France milite pour une modification des règles auprès de la Commission européenne afin de mieux protéger les consommateurs, notamment de revoir le mécanisme de fixation des prix incluant le coût du gaz. Sortir le gaz du calcul du TRV est inacceptable pour les pays qui y recourent de plus en plus massivement, l'Allemagne en tête dont le programme de *transition énergétique* prévoit la construction de centrales à gaz en attendant de produire 100% de l'électricité avec des EnR, et de remplacer ultérieurement le gaz par l'hydrogène vert. Elle craint que l'électricité française soit trop compétitive, ce qui désavantagerait les entreprises allemandes.

Ceci devrait évoluer.

Un accord européen en vue ?

Les nouvelles règles qui pourraient mieux protéger les consommateurs sont complexes. Elles sont donc difficiles à développer ici. Pour l'essentiel, notons que le prix d'achat du kWh aux producteurs (souvent EDF en France) pourrait être garanti à un certain niveau (voir encadré). Si le producteur vend à un prix supérieur au prix garanti, au-delà d'une « certaine marge », le complément de ressource qu'il en tire revient à l'État qui peut alors le redistribuer sous forme d'aides ciblées, *chèques énergie* ou *bouclier tarifaire*, pour les particuliers et certaines entreprises. S'il vend sa production en-deçà de ce prix, c'est le phénomène inverse, l'État le dédommage pour la différence. Ce type de contrat, dit *Contrat pour différence* (CfD en anglais, pour *Contract for Difference*) est déjà appliqué avec les producteurs d'électricité EnR qui le demandent, et semble donner satisfaction aux deux parties.

Dans le schéma proposé le prix-cible de vente du kWh (hors transport et taxes) sorti de la production nucléaire d'EDF serait de 70 €/MWh (base 2022). Au-delà de 80 € et jusqu'à 100 €/MWh, 50% des profits seraient captés par l'État. Toutes les ventes au-dessus de 110€/MWh seront captées à 90%. Elles seraient ensuite redistribuées par l'État, ou compensées par l'État auprès des producteurs.

Il pourrait être appliqué aux producteurs nucléaires ou autres à partir de 2026 en remplacement de l'ARENH (encadré ci-contre). Reste à savoir si cela va tempérer la hausse du prix de l'électricité de ces dernières années.
C'est loin d'être acquis !

Dans l'immédiat, une nouvelle hausse du prix de l'électricité est effective depuis le 1er février : + 9,8 % sur le tarif des abonnements heures creuses/heures pleines, et + 8,6 % sur les tarifs de base. Les coûts de production et de transport n'y sont pour rien. Il s'agit de rétablir les taxes antérieures à la crise, qui avaient été ramenées de quelques 20 € à 1 €/MWh pour minimiser l'envolée du coût des marchés de gros qui avait entraîné celui du TRV.

Côté production

La PPE (programmation pluriannuelle de l'énergie) adoptée en 2020 sera très probablement révisée en fonction des annonces et procédures en cours. Concernant la production électrique, toutes les filières devraient être concernées.

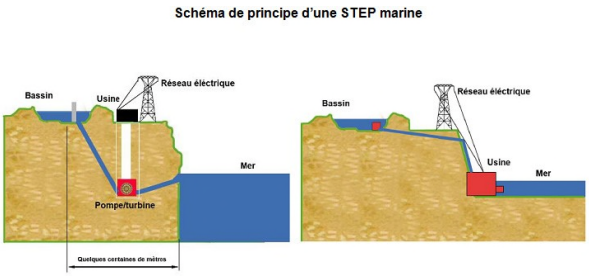
Le programme de *réarmement* se confirme pour la production d'électricité. Les 6 EPR2, doivent être construits à Penly, Gravelines et Bugey. 8 autres EPR2 sont confirmés sans que les sites d'accueil soient précisés (probablement Tricastin ou d'autres sites qui se sont portés candidats – Blayais…). L'aménagement du premier site (Penly) devrait être approuvé au 1er juillet 2024.

Le projet SMR (Nuward) se poursuit avec l'objectif d'un couplage au réseau en 2035. On ne sait pas où se situera le site d'accueil.

Le programme ASTRID *(Advanced Sodium Technological Reactor for Industrial Demonstration)* continuerait (!?) malgré son arrêt entériné en 2019 avec un report du développement de la technologie des rapides au-delà de 2060. Ce projet a (avait ?) pour but de développer la technologie des rapides, avec des améliorations significatives sur le plan de la sûreté et l'économie du combustible grâce à la surgénération.

Le devenir des barrages est discuté avec la Commission européenne. La plupart appartiennent à l'État, et la Commission souhaite que leur exploitation fasse l'objet de nouveaux appels d'offres à l'issue du délai de leur concession. Le gouvernement, la plupart des élus nationaux et locaux, souhaitent que les concessionnaires en place (EDF pour les plus gros) restent, voire prennent la propriété des barrages. A suivre… La PPE prévoit la construction de nouveaux barrages ou STEP, mais l'opposition locale risque d'être forte.

La dernière STEP a été mise en service en 1987. Il n'y a pas aujourd'hui, en métropole, de nouvelles capacités en construction. Mais des projets futuristes sont néanmoins étudiés, telles les STEP marines (côtières) …



L'éolien offshore est confirmé. L'éolien terrestre étant de plus en plus contesté, les projets d'envergure sont moins nombreux, et le prix garanti du kWh se stabilise autour de 77 €/MWh… et bien plus pour l'éolien offshore.

Le nouveau mécanisme de calcul du TRV revient, par le fait, à remplacer l'ARENH par un prix plus élevé proposé par la CRE et approuvé par le gouvernement. Compte tenu du montant de référence proposé à ce jour (70 €/MWh), les fournisseurs d'électricité anticipent une augmentation supplémentaire du prix de vente dans les prochaines années.

Mais finalement, comme le constatait Pierre Dac : *« Les prévisions sont difficiles surtout lorsqu'elles concernent l'avenir »*