

Fiche N°9

Prix de l'électricité-Evolution, réalisme, impact de l'intermittence



Les recommandations de PNC-France

Le système des prix en vigueur ne donne pas le bon signal d'investissement aux producteurs. Seul le système des prix garantis avec obligation d'achat pour l'éolien et le solaire permet à la CRE de lancer des appels d'offres massifs pour des investissements dans ces technologies, malgré toutes les déviations qui s'y rattachent.

Il est urgent de définir un système décisionnel de l'Etat garantissant un optimum économique global, intégrant les besoins de service pour toutes les utilisations de l'électricité et leurs évolutions planifiées. Des principes simples devraient être retenus pour un marché transparent et sainement compétitif :

- **Bannir les systèmes de rémunération garantie** pour toutes les formes de production d'énergie électrique.
- Réaliser un exercice de comptabilité analytique précis sur les coûts de production de chaque type d'outil, prenant en compte tous les coûts consécutifs, y compris ceux imposés à d'autres outils de production tels que les coûts de flexibilité et les coûts de stabilisation du réseau. De même la recherche d'un équilibre optimal entre capacités pilotables et capacités intermittentes, avec une restauration de nos capacités de réponse aux pointes de consommation offrirait une réduction considérable des investissements sans dégrader les performances climatiques de notre mix et en réduisant la volatilité des prix de l'électricité.
- **Refuser les objectifs imposés par la Commission Européenne sur les proportions d'énergie renouvelable**, au mépris du principe de neutralité technologique, et les remplacer par des objectifs d'énergie décarbonée.
- **Imposer le TRVE à tous les fournisseurs opérant sur le marché français.**
- Mettre à jour l'analyse RTE sur le futur énergétique 2050 en recherchant l'optimum économique de composition du mix de production en s'affranchissant de limites arbitraires (e.g., 50% de nucléaire).
- Définir un processus décisionnel gouvernemental en matière d'investissement de capacités énergétiques en s'inspirant des techniques financières envisagées dans d'autres pays. On peut citer, à titre d'exemple, des garanties de prêts, des prêts bonifiés, des prêts à taux zéro pendant la construction pour les investissements à long terme, la prise en compte d'une participation aux investissements dans le prix de l'électricité vendue, la recapitalisation d'EDF, De tels processus doivent remplacer celui des appels d'offres actuellement utilisé pour l'éolien et le solaire.

Dans ce cadre obliger la CRE à respecter sa mission première qui est de « veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, au bénéfice de tous les consommateurs » et non de garantir aux fournisseurs alternatifs des bénéfices considérables et de contraindre EDF au principe de contestabilité.

Le juste prix de l'électricité

Le prix de l'électricité est une composante essentielle de la vie économique et le sera sans doute de plus en plus avec la décarbonation de nos sociétés. Mais quel est son prix ? La difficulté de son évaluation résulte en premier lieu de la grande diversité de ses moyens de production. Parlons-nous du prix d'un des moyens, et ce prix est-il complet, ou de celui du « mix électrique » ? Parlons-nous de celui proposé à une famille ou à une entreprise ?

La deuxième difficulté vient de ce qui fait de l'électricité un produit très particulier : il ne peut y avoir de pénurie ou de surproduction car l'électricité se stocke très peu. Il faut veiller constamment à l'équilibre entre production et consommation. Mais les divers moyens de productions n'ont pas la même souplesse d'adaptation : certains sont pilotables, d'autres ont une production fatale car non réglable, et intermittente car dépendant de la nature (vent, soleil, rivière au fil de l'eau, ...). Il faut donc disposer de moyens supplémentaires pour pallier l'irrégularité de ces productions non pilotables. Enfin, et ce n'est pas le plus simple, les États-membres européens et la Commission européenne ont mis en place de nombreuses subventions très inégalement réparties, au prétexte d'une vertu supposée de certaines productions (le green deal), ou au bénéfice d'industries nécessaires à notre souveraineté. Il faut enfin prévoir le futur, donc le remplacement d'installations et le démantèlement final des installations, celles-ci ayant une durée d'exploitation très variable, de 20 à 80 ans.

Si nous dépassons le cadre national, l'électricité circule dans l'ensemble de l'Europe alors que les politiques énergétiques des États-membres divergent et ne sont pas traitées équitablement par la Commission européenne, réglementairement comme financièrement. Entre vertu et réalité, le contraste est saisissant : des centrales à charbon pilotables et leur cortège de pollutions se maintiennent, adossées aux capacités intermittentes, dans des pays ayant annoncé une électricité « tout renouvelable ».

Le prix sur le marché européen de l'électricité

Nous sommes intégrés à un vaste marché européen de l'électricité qui bénéficie de liaisons transfrontalières puissantes. Le prix de marché au jour le jour ou à terme peut être observé sur le marché d'échange européen, l'EPEX. Ce prix met en évidence les niveaux auxquels les producteurs acceptent de fournir la commodité, l'électricité, en couvrant a minima leurs coûts marginaux de production. Compte tenu du caractère essentiel de la commodité, le prix sur le marché EPEX est extrêmement volatil, avec des valeurs qui peuvent être très supérieures aux coûts de production (jusqu'à 4000 €/MWh), ou s'approcher de valeurs nulles, voire négatives, en cas de production abondante d'énergie fatale (éolienne ou solaire) si les besoins de la consommation sont satisfaits.

Les évolutions du prix d'échange peuvent être observées sur le site Eco2mix mis à disposition par RTE. Les deux exemples suivants montrent clairement l'extraordinaire variabilité des prix au jour le jour selon les conditions météorologiques et la saison. Le 5 juillet 2024 correspond en France à une journée ensoleillée et peu ventée, assez fréquente en cette saison, et le 12 décembre 2024 correspond à une journée peu ventée et ensoleillée. Apparaissent clairement dans ces périodes d'activité économique :

- L'impact du solaire en été avec des prix qui deviennent négatifs dans 6 pays sur 8 en milieu de journée, ce qui est une aberration économique,
- L'envolée des prix en hiver par manque de vent, trois pays étant particulièrement touchés (environ facteur 4 d'augmentation par rapport au prix « normal ») et deux autres plus modérément (facteur 2).

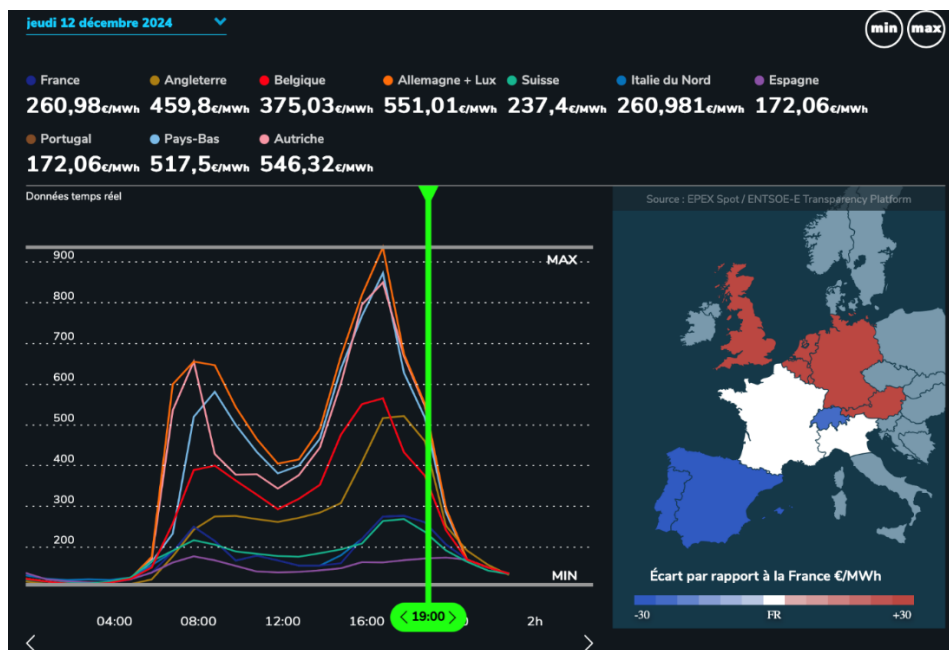
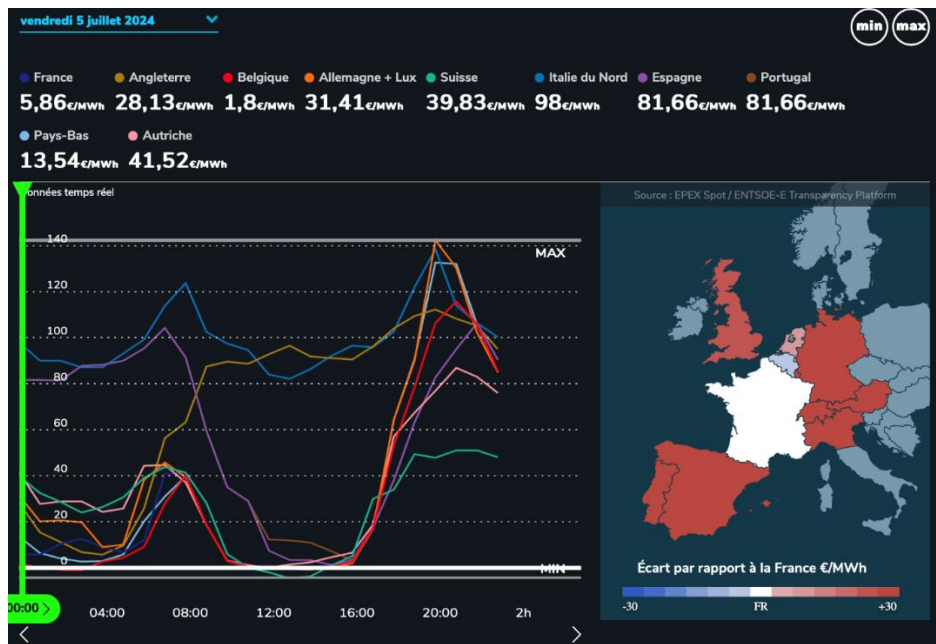


Figure 1 : Comparaison de l'évolution du prix spot de deux journées d'été et d'hiver (RTE Eco2mix)

Or, selon les projections de la France et de ses voisins, les capacités installées d'EnRi devraient tripler d'ici 2035 (près de 1000GW entre solaire et éolien) avec deux conséquences majeures :

1. En été une surproduction solaire considérable, avec une croissance et une décroissance en quelques heures qui pourra atteindre 400 GW.
2. En hiver, un risque de manque de production éolienne sur toute l'aire géographique avec un solaire peu productif.

Une volatilité des prix qui fait le miel des spéculateurs

Cette volatilité a été largement critiquée sans que des remèdes efficaces n'aient été apportés. Elle pèse également sur les contrats à terme qui doivent intégrer dans leur prix ces deux risques de surproductions ou de sous-productions. Elle résulte pour une grande part de la présence ou de l'absence d'énergies fatales, simultanément dans des pays européens voisins, et de manière asynchrone par rapport aux besoins. La situation est amplifiée par les règles de protection de rémunération qui subsistent en Europe en faveur des producteurs d'énergies fatales, introduisant ainsi une distorsion de marché importante, tout en revendiquant par principe la mise en œuvre

d'une règle libérale de concurrence. Un inconvénient majeur de cette volatilité est que le prix de marché, sous cette forme, ne peut pas constituer un signal d'investissement dans les capacités pour les producteurs, sauf ceux qui bénéficient de rémunérations garanties ou de compléments de rémunération, aggravant ainsi encore le phénomène. Ce déséquilibre du marché a été voulu par la Commission Européenne, qui estimait qu'une circulation libre de l'électricité devrait se traduire par une compétition porteuse de réduction des prix, ce qui est contredit par l'évolution des prix ces dernières années.

Les coûts cachés des EnRi ont été dissimulés par la Commission européenne

Mais, dans le même temps, la commission a ignoré l'intérêt de chaque État à exploiter au mieux ses ressources et ses compétences propres. Elle a voulu imposer un futur tout renouvelable, fondé en fait essentiellement sur deux nouvelles technologies, l'éolien et le solaire photovoltaïque, qui sont de parfaites démonstrations de ce qu'est l'intermittence. Plus impardonnable encore elle a dispensé ces deux moyens de productions de la charge financière de leurs « externalités négatives », et en particulier de l'obligation de mobiliser des moyens pour pallier leur intermittence. Cette charge est ainsi reportée sur l'ensemble de la production et particulièrement sur les énergies concurrentes qui, pilotables et décarbonées, sont indispensables. Ce surcoût est affecté à un autre poste du prix de l'électricité, le transport et la distribution, qu'on retrouve en France dans le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité).

Ce camouflage, dont le consommateur n'est généralement pas conscient, permet de présenter des prix de productions intermittentes très incomplets, justifiant ainsi leurs développements massifs. Et, cerise sur le gâteau, un effort considérable d'investissements dans les réseaux (facteur 3 pour RTE et facteur 2 pour ENEDIS) devient « indispensable », sans que l'Autorité administrative en charge, la CRE, en ait présenté le coût pour le pays à l'horizon 2035.

Enfin, cette électricité intermittente bénéficie d'une quasi-priorité sur le réseau qui **serait** justifiée par le fait que leur coût marginal, ainsi débarrassé de ses externalités, **serait** nul (on ne paye pas le soleil et le vent).

Une mainmise politique de l'Europe

L'Europe s'arroge le droit d'imposer aux États-membres des techniques de production et leurs parts dans le mix électrique. Ce faisant, elle ignore la situation locale qui, dans le cas de la France, est déjà caractérisée par une électricité presque totalement décarbonée. Notre pays a cédé depuis une quinzaine d'années à cette pression. Il a ainsi renoncé aux règles de subsidiarité applicables à la détermination du mix de production dans chacun des États-membres et il s'astreint à un développement déraisonnable de l'éolien et du solaire photovoltaïque. RTE a ainsi clairement exprimé la priorité des EnRi sur le réseau : « *le développement des EnRi conduit à devoir dimensionner le système électrique autour de la notion de **consommation résiduelle, la consommation diminuée de la production renouvelable, principalement éolienne et solaire*** ». Un autre inconvénient est que ces prix d'échange constituent un paramètre de détermination des prix de référence utilisés pour les contrats de fourniture de base, Or ces prix n'offrent aucune garantie de couverture des coûts de fourniture (production, transport, distribution). La visibilité de long terme n'est pas assurée ce qui pénalise tout le tissu économique, qu'il s'agisse de la production de l'électricité, de l'évolution du transport et de la distribution, ou de l'adaptation du secteur industriel.

Pour pallier le risque de défaut d'investissement dans des capacités de production de base, les États sont contraints, par leurs organismes de régulation, d'introduire des marchés de capacité pour éviter des risques de pénurie sur le long terme. Ils se voient également imposer une quasi-libre circulation de l'électricité intermittente à travers l'Europe qui ajoute encore à la fragilisation des moyens de production de base, et un paiement des seules surproductions intermittentes.

Les règles de marché sont systématiquement dévoyées.

L'utopie qui règne à la Communauté Européenne, conduit à poursuivre l'objectif d'une « plaque cuivre » pour l'ensemble de l'Europe, c'est à dire la généralisation d'interconnexions de fortes capacités qui permettraient des échanges sans limites techniques des surproductions intermittentes sur l'ensemble du réseau. Dans cette utopie, les prix d'échange seraient alors homogènes sur toute la « plaque cuivre », les moyens de production seraient considérés dans leur ensemble et seraient appelés sur le réseau idéalement dans l'ordre croissant de leurs coûts marginaux en fonction de la croissance des besoins instantanés. Cette utopie est loin d'être réalisée, et les prix instantanés du marché d'échange montrent des disparités importantes entre zones, les capacités des interconnexions régionales, très capitalistiques, étant limitées. Ces disparités de prix sont utilisées pour la gestion des flux afin d'optimiser les gains économiques des opérateurs.

La rébellion s'organise

Les gouvernements suédois comme norvégien viennent ainsi de mettre en cause le couplage des marchés basé sur les flux, un mécanisme du marché de l'électricité de l'UE conçu pour optimiser les flux transfrontaliers d'électricité en donnant la priorité à la demande sur l'ensemble du réseau européen plutôt que de se concentrer sur les besoins nationaux.

Grâce à une électricité décarbonée pilotable puissante la France, qui a échappé au projet incompréhensible de réduction de 13 GW de la capacité nucléaire dès 2025, reste exportatrice de 40 à 90 TWh, ce qui contribue à réduire le déficit de la balance commerciale.

L'accroissement actuel des capacités de production d'énergie fatale en Europe et en France conduit à une baisse tendancielle forte des prix d'échange qui entraînent de lourdes compensations sur le budget de l'État selon les récents rapports de la CRE, de l'ordre de 6 milliards d'Euros par an, avec une perspective d'augmentation dans les années futures. Le marché donne la possibilité d'acquérir des quantités d'énergie à des prix très bas, permet d'économiser les coûts de production d'énergies pilotables tout en assurant le service des consommateurs aux prix définis par les contrats, dans les limites des capacités techniques de flexibilité des capacités pilotables, et des interconnexions. Cette gestion nécessite la mise en œuvre d'une expertise de haut niveau. Pour la France, les échanges sur le marché représentent de l'ordre de 8% de la production.

Les prix régulés

La figure 2 ci-dessous présente l'évolution des prix réglementés de l'électricité en France depuis 1996, selon les tarifs proposés et en euros constants (2024).

La commodité électricité étant d'une énorme importance pour le fonctionnement correct de la société, le gouvernement s'appuie sur une autorité indépendante, la CRE, pour surveiller l'évolution des prix des contrats de vente et décide, sur la base des propositions de celle-ci, un tarif de protection des consommateurs, le TRVE. Ce tarif est imposé à l'opérateur historique, qui a l'obligation d'accepter tout client qui en sollicite l'accès. Ce tarif est censé couvrir les coûts de production, y compris les coûts d'amortissement et de renouvellement des capacités de production et des réseaux de transport et de distribution, ainsi que les diverses taxes qui sont chargées sur le prix de vente. Mais dans le même temps EDF a été contraint depuis 2012 à vendre une part très significative de sa production via l'ARENH (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique, soit 100 TWh ou 25% de sa production, à un prix de 42 €/MWh inchangé depuis 12 ans. Ce prix ne couvre pas ses besoins d'investissement sur fonds propres et a considérablement fragilisé **l'entreprise qui s'est vu spoliée de 20 milliards environ.**

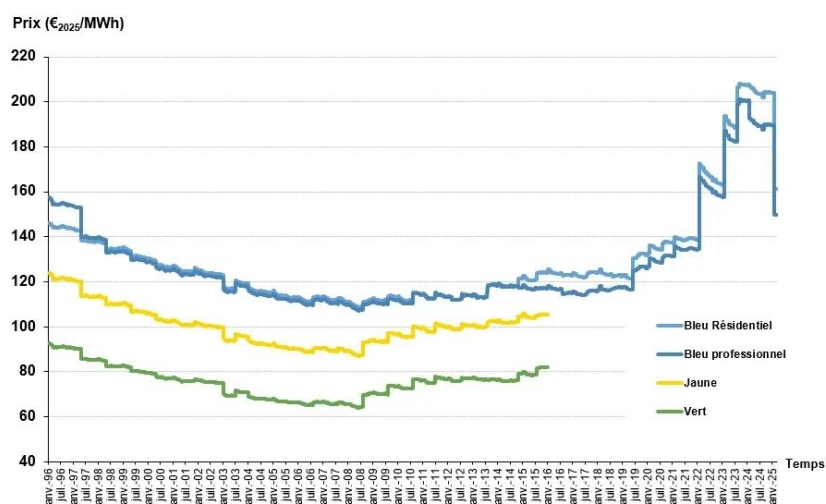


Figure 2 : Historique des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en euros constants 2024 (Source : [Comprendre les tarifs réglementés de vente d'électricité \(TRVE\) | CRE](#))

Ces contraintes placées sur l'opérateur historique constituent une distorsion de marché qui a conduit à des opérations **d'escroquerie à grande échelle** lorsque les prix du marché d'échange sont montés à de très hauts niveaux en 2022 ; certains fournisseurs alternatifs ont modifié leurs tarifs envers leurs clients à des niveaux dissuasifs, leur demandant de rejoindre EDF et le TRVE, alors qu'eux-mêmes revendaient à EDF au prix de marché les quotités acquises préalablement auprès d'EDF dans le cadre du dispositif ARENH au prix de seulement 42 €/MWh ; ainsi, un simple jeu d'écritures permettait à ces fournisseurs de spolier EDF de milliards d'Euros.

Des tarifs de moins en moins liés au coût de production du mix français

Le TRVE protège bien sûr les consommateurs particuliers et les petits industriels, leur donnant une visibilité sur le coût de l'énergie électrique. De même une part de l'ARENH a contribué au développement industriel. Mais ces avantages sont désormais limités par la prise en compte des tarifs de transport et distribution qui sont et resteront en croissance forte pour distribuer les productions intermittentes (productions territorialement diffuses, réversibilité de la distribution entre haute et basse tension, surpuissance sur les réseaux locaux, financement de la compensation de leurs intermittences...). Pour rappel la CRE a approuvé les demandes par RTE et ENEDIS de 196 milliards d'investissements de jeunesse, adaptations et extensions des réseaux. Par ailleurs, le TRVE prend en compte dans son évolution une part d'observation des prix de marché sur le réseau européen, ce qui introduit de la volatilité sur une tarification qui est censée être une tarification de protection (!). Ces variations, potentiellement importantes du fait de la volatilité des prix de marché, sont totalement indépendantes de l'évolution du coût de production du mix français.

La contestabilité du TRVE : une entorse aux règles du marché validée par les autorités

Le mode de calcul du TRVE a aussi pour objet de permettre aux fournisseurs alternatifs de pouvoir « contester » les prix d'EDF, indépendamment de leur chaîne de valeur, et de s'attacher une part significative des consommateurs afin, en principe, de fluidifier la concurrence et répondre aux impératifs de la Commission Européenne. Cette contestation a été justifiée par les fournisseurs alternatifs eux-mêmes car le TRV, qui devrait conduire de leur part à des offres de prix plus faibles, leur rend difficile « le développement de l'innovation et l'investissement de moyens de production ». Cet argument a été accepté par l'Autorité de la concurrence quand, dans la réalité, la quasi-totalité des alternatifs n'investissent pas en moyens de production. Ce sont des machines à cash. Du fait de l'importance vitale de la commodité et du caractère protecteur du TRVE, ce dernier constitue une référence tarifaire ; l'obligation de contestabilité indépendamment

des chaînes de valeur est une autre entorse aux règles de marché qui rend injustifiable la décision de l'Autorité de la concurrence.

Le TRVE a doublé depuis 2008 pour subventionner les EnRi

Le TRVE a presque doublé entre 2008 et 2024, alors que les seules évolutions significatives du mix de production français sur cette période ont été l'introduction d'une part de plus en plus grande de moyens de production éoliens et solaires, une croissance des coûts induits par l'extension de réseaux, et les augmentations de taxes destinées à soutenir les énergies renouvelables. Ces coûts supplémentaires sont intégrés dans le TURPE, ce qui occulte une vision analytique précise. Les coûts des flexibilités de production imposées et les coûts de stabilisation du réseau devraient être compensés et chargés sur les outils qui provoquent les perturbations correspondantes. Il est absolument nécessaire de faire une analyse de tous les coûts attribuables à chacun des moyens de production, comme l'avait demandé la Cour des Comptes dans son document « L'analyse des coûts du système de production électrique en France » publié en septembre 2021. Il est également nécessaire de reprendre et compléter l'étude réalisée par RTE en octobre 2021 en recherchant l'optimum économique de composition du parc de production, sans plafond de verre imposé au nucléaire et sans refus de rétablir au niveau optimal une puissance pilotable réduite de 12 GW depuis 2012 (arrêt de centrales à charbon et à fioul et des réacteurs de Fessenheim). La recherche de l'optimum économique est impérative pour préserver notre activité économique et nos emplois alors que l'énergie dont nous disposons présente un coût déjà beaucoup plus élevé que dans d'autres zones géographiques concurrentes de l'Europe. La France doit pouvoir bénéficier du prix de son mix sans interférence de l'Europe, au titre du principe de subsidiarité. Elle doit bien sûr continuer à contribuer à la sécurité du réseau européen en cas d'incidents, comme elle l'a fait depuis des décennies, mais l'effort de flexibilité exigé par le développement des productions intermittentes doit être réparti entre les pays en fonction de leurs propres fragilités.

Le TURPE doit connaître dans les prochaines années une hausse importante liée aux investissements massifs sur les réseaux gérés par RTE et Enedis, sur les interconnexions et sur les points de collecte côtière de l'éolien en mer.

Les prix contractuels

Les fournisseurs proposent des contrats aux particuliers et aux petites entreprises avec des grilles tarifaires et des adaptations de flexibilité, de volume et d'évolution en fonction d'indices économiques. Les prix sont établis selon les mêmes principes que le TRVE, tout en présentant un avantage par rapport à ce tarif. Toutefois, ces tarifs sont moins protecteurs en cas de situation économique de tension car les fournisseurs alternatifs peuvent annuler leurs contrats, l'État les libérant de leurs obligations en imposant à EDF la reprise de ces contrats en cas de demande. Il faut noter que depuis 2016 les professionnels ou personnes qui requièrent une puissance supérieure à 36 kVA ne sont plus éligibles au TRVE.

Avec les industriels gros consommateurs, les contrats sont négociés de gré à gré en tenant compte des particularités de l'activité économique à servir et du degré d'engagement de l'industriel concerné. Les contrats peuvent prendre alors la forme de réservation de capacité PPA ou même d'engagement de responsabilité dans l'outil de production CAPN. Ceci permet de rapprocher les prix des coûts de revient d'un outil de production spécifique. Cela permet à l'opérateur d'avoir une visibilité importante et de bénéficier de prix attractifs, mais le volume de tels contrats reste réduit.

LISTE DES FICHES TECHNIQUES

Fiche 1 : L'évolution de la consommation électrique en France, entre croyance et incertitudes.

Fiche 2 : L'Invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique.

Fiche 3 : L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi.

Fiche 4 : Quel niveau d'EnRi peut-on supporter en France ?

Fiche 5 : La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par des « loop-flows » erratiques liés à la libre circulation d'une électricité intermittente non contrôlée.

Fiche 6 : De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 (sur la base des chiffres 2019) ?

Fiche 7 : La flexibilité du nucléaire face au développement des EnRi prévu dans la PPE3.

Fiche 8 : La flexibilité ? Un nouveau mantra ? Les doutes de RTE (et les inquiétudes de PNC-France) sur la flexibilité.

Fiche 9 : Prix de l'électricité - Évolution, réalisme, impact de l'intermittence.

Fiche 10 : L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité.

Fiche 11 : Les émissions évitées de CO2 par le solaire et l'éolien.

Fiche 12 : Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ?