

ARENH (accès régulé à l'énergie nucléaire historique)



Technicien dans la centrale nucléaire de Penly. (©EDF-Jean-Pierre Mauger)

Sommaire

- [Présentation](#)
- [Création](#)
- [Modalités de l'ARENH](#)
- [Fixation du prix](#)
- [Evolution de la demande](#)

Présentation

L'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique, connu sous son acronyme ARENH, est un dispositif permettant aux fournisseurs d'électricité concurrents d'EDF en France de **racheter à l'électricien une partie de sa production nucléaire à un tarif de 42 €/MWh**. Défini dans [la loi NOME](#), ce mécanisme a été mis en place pour une période transitoire entre juillet 2011 et décembre 2025, dans le contexte d'ouverture des marchés à la concurrence, en réponse aux exigences de la Commission européenne.

Les fournisseurs d'électricité qui souhaitent exercer « leur droit à l'ARENH » en font la demande auprès de la CRE. Le Code de l'énergie prévoit que la demande totale d'électricité de ces fournisseurs ne peut pas, dans ce cadre, excéder 100 TWh par an<sup>(3)</sup>, soit [entre un cinquième et la moitié de la production nucléaire d'EDF en France](#), selon la production effective du producteur d'une année à l'autre.

L'ARENH a été [imaginé en 2009 par la Commission Champsaur dans le cadre de la libéralisation du marché électrique français](#). L'ouverture à la concurrence permet, depuis juillet 2007, à tous les consommateurs d'électricité de choisir leur fournisseur. Il a été considéré qu'[EDF](#), en tant qu'exploitant de l'ensemble du [parc nucléaire français \(56 réacteurs\)](#) déjà « amorti », disposait d'un avantage par rapport à la concurrence.

Pour **partager la « rente nucléaire »** et assurer une juste concurrence sur le marché de l'électricité, la solution retenue a été de permettre aux fournisseurs alternatifs de racheter à EDF une partie de sa production nucléaire au tarif ARENH. Celui-ci a été fixé en avril 2011 par le gouvernement à 40 euros par MWh entre le 1er juillet et le 31 décembre 2011 et à 42 euros par MWh après le 1er janvier

2012. **Ce prix est depuis inchangé** alors qu'il était initialement prévu de déterminer ultérieurement les nouvelles modalités de calcul de l'ARENH.

Ce mécanisme a jusqu'ici eu le mérite de permettre à des concurrents d'EDF de **gagner des parts de marché**.

[Le dispositif ARENH a fait l'objet de nombreuses critiques](#) (notamment de la Cour des Comptes<sup>(3)</sup>). Sous-utilisé quand les prix de gros sur les marchés étaient inférieurs au prix de l'ARENH, sa demande de la part des fournisseurs a explosé depuis l'amorce de la hausse des prix dès 2019. Les fournisseurs alternatifs trouvent désormais le plafond trop bas, et EDF se plaint d'être sous-rémunéré alors même que ses coûts d'exploitation ont augmenté.

Contexte de la création de l'ARENH

L'une des conséquences de la libéralisation du marché de l'énergie

La transposition dans le droit français de la Première Directive européenne de libéralisation du marché intérieur de l'électricité (1996)<sup>(6)</sup> a conduit de nombreux industriels gros consommateurs d'électricité à abandonner dès le début des années 2000 [le tarif réglementé de vente \(TRV « vert » pour ces consommateurs\)](#) proposé par EDF au profit de contrats dits en « offre de marché » (signés soit avec des fournisseurs alternatifs, soit avec l'opérateur historique).

À l'époque, le prix du pétrole est bas (de l'ordre de 20 \$ le baril) et avec lui le prix du gaz naturel. C'est aussi le cas du prix du charbon. L'électricité produite à partir d'énergies fossiles est donc proposée à des prix compétitifs par rapport au nucléaire, d'autant que les « entrants » qui souhaitent conquérir des parts de marché sont prêts à « casser les prix ». EDF perd ainsi des clients et les consommateurs qui abandonnent alors le TRV se félicitent de cette ouverture à la concurrence.

Mais ils déchantent dès 2004 quand le prix du pétrole se met à monter, entraînant avec lui le prix du gaz. Le cours du baril de pétrole dépasse 100 \$ début 2008 avant d'atteindre 147 \$ en juillet 2008. Le prix de l'électricité d'origine « thermique » s'envole ainsi à partir de 2005 sur le marché de gros. Les industriels souhaitent alors revenir au TRV « vert » mais cela est interdit par la Directive européenne et donc par la loi (la Commission européenne qui souhaitait l'abolition progressive des tarifs réglementés de vente avait interdit la réversibilité). Ils s'en émeuvent auprès des élus français, considérant que c'est anormal de payer le prix moyen européen dans un pays qui a fait le choix du nucléaire pour bénéficier d'un tarif bas et stable.

Le Parlement français, sensible à cet argument, vote en décembre 2006 un « tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché » (TaRTAM), permettant de revenir à un tarif réglementé (pour une période de 2 ans au maximum). Il est calculé à partir du TRV « vert » majoré de 10%, 20% ou 23% selon le type de consommateurs<sup>(7)</sup>, ce surcoût compensant en quelque sorte l'avantage dont ces industriels ont profité durant quatre ans avec des offres de marché. Ce TaRTAM permet à l'ensemble des fournisseurs alternatifs de proposer un tarif raisonnable à leurs clients ; ce tarif est assorti d'un mécanisme de compensation financé pour l'essentiel par EDF qui en supporte ainsi le surcoût.

Ce système a pour effet de geler en France les parts de marché des fournisseurs et conduit la Commission européenne à engager une procédure contre la France dès juin 2007 au double motif de non-respect des Directives et d'aides d'État, EDF étant public. Le Conseil constitutionnel avait déjà, dans une décision du 30 novembre 2006, indiqué l'incompatibilité de ce système avec le droit communautaire, dans la mesure où ce tarif réglementé inférieur au prix du marché était sans lien avec une quelconque obligation de service public.

La commission Champsaur I (2008-2009)

Pour sortir de l'impasse, respecter le droit européen et permettre aux consommateurs français de continuer à bénéficier des avantages du nucléaire sans compromettre l'entrée de fournisseurs concurrents, le gouvernement nomme fin 2008 une commission présidée par Paul Champsaur (dite « commission Champsaur I »). Cette commission, composée de quatre parlementaires et de quatre experts, doit faire des propositions alors que la Commission européenne risque de demander à EDF de rétrocéder une partie de ses capacités de production (comme cela avait été le cas en Italie pour Enel). Après de nombreuses auditions, la commission Champsaur hésite entre deux solutions :

1. **Une taxe distributive sur le nucléaire visant à prélever la « rente nucléaire de rareté »**, cette taxe étant reversée au consommateur final via une sorte de « CSPE négative ». Le nucléaire bénéficie d'un avantage « échoué » lié aux investissements passés largement amortis et les « entrants », qui ne peuvent pas investir dans le nucléaire et doivent s'approvisionner sur le marché de gros européen ou construire des centrales à gaz, ne peuvent pas rivaliser avec EDF. Cette solution vise donc à « hisser » l'opérateur historique au niveau du coût de fourniture des « entrants ».
2. **Un accès régulé à la production nucléaire permettant aux fournisseurs « entrants » d'acquérir des kWh nucléaires au prix de revient alors supporté par EDF.** Selon le principe de l'écluse, on « fait descendre » les fournisseurs alternatifs au niveau du coût d'EDF. C'est cette solution que la commission retient et propose au gouvernement. La commission estime d'ailleurs qu'il ne faut pas la limiter au nucléaire et propose alors d'inclure dans ce mécanisme l'hydroélectricité de base. Les pouvoirs publics écartent toutefois cette seconde filière, expliquant que la mise aux enchères « prochaine » des concessions hydrauliques réglerait le problème (mais celle-ci n'est toujours pas effective en mai 2019). L'ARB (« accès régulé à la base ») proposé par la commission Champsaur I est donc réduit à l'ARENH (« accès régulé au nucléaire historique »).

L'objectif de l'ARENH est ainsi de placer sur un pied d'égalité tous les fournisseurs d'électricité présents sur le marché français afin de promouvoir la concurrence et permettre à chaque acteur de proposer des offres compétitives et de préserver en même temps, pour le consommateur final, le bénéfice de l'investissement réalisé dans le nucléaire (ce qui permet à l'époque de garantir un prix de l'électricité sensiblement inférieur à la moyenne européenne, les prix du marché de gros calés sur le coût des centrales à gaz étant nettement supérieurs).

Les modalités de l'ARENH

Le rapport de la commission Champsaur I est officiellement remis en avril 2009 aux deux ministres concernés (Christine Lagarde et Jean-Louis Borloo) et il sert de base aux dispositions de [la loi NOME \(« Nouvelle organisation du marché de l'électricité »\) adoptée en 2010](#). L'ARENH ne concerne que [le nucléaire « historique » \(les 58 réacteurs en fonctionnement\)](#) et pas le « nouveau » nucléaire (l'EPR en particulier) et le mécanisme n'est accessible qu'aux fournisseurs présents sur le marché français.

La commission Champsaur I a recommandé dans son rapport de supprimer le TaRTAM, et à terme les tarifs réglementés « verts » et « jaunes », ce que fait la loi NOME. Cette dernière légitime en revanche le maintien du TRV « bleu ». Notons que la commission a également recommandé d'étendre à tous les fournisseurs la possibilité de proposer des offres au tarif réglementé « bleu » mais cette disposition n'est pas retenue par la loi NOME.

**Le volume de l'ARENH est plafonné à 100 TWh par an, soit environ 25% de la production nucléaire annuelle d'EDF** à l'époque, et le système est réputé fonctionner jusqu'en 2025. Il est entré en vigueur le 1er juillet 2011 après que la commission dite « Champsaur II » a rendu en mars 2011 une proposition de prix au nouveau ministre de l'énergie (Éric Besson). Les volumes d'ARENH sont répartis par [la CRE \(Commission de régulation de l'énergie\)](#) en fonction des demandes des fournisseurs sur la base de leur portefeuille de clients en France (une règle du prorata est prévue si la demande totale dépasse le plafond).

Il est évidemment interdit aux bénéficiaires de l'ARENH de revendre sur le marché « spot » le volume d'ARENH acheté à un prix régulé réputé par nature inférieur au prix « spot ». Mais l'expérience montrera qu'il est difficile d'anticiper les stratégies de *swap* et ce type d'effet pervers sera parfois observé. L'ARENH peut in fine être considéré comme une « option gratuite » au profit des fournisseurs alternatifs, une option qu'ils peuvent exercer à leur discrétion et sans contrepartie pour l'opérateur historique EDF.

Fin 2021, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a annoncé l'instauration de "**contrôles renforcés** et des règles exceptionnelles de prise en compte des volumes d'Arenh demandés par les fournisseurs", cela "au vu de la crise exceptionnelle que traverse le marché de l'électricité". "La CRE renforcera sa surveillance et procédera, dès le premier trimestre 2022, à des contrôles systématiques ou ciblés du développement réel constaté des portefeuilles de clients des fournisseurs vis-à-vis des prévisions exposées lors de leur demande", indique-t-elle.

Si les volumes d'électricité demandés ne reflètent pas la dynamique commerciale réelle des fournisseurs, le régulateur menace d'une saisine de son Comité de règlement des différends et sanctions "en vue d'une procédure de sanction financière". Plusieurs fournisseurs ont été condamnés à ce titre.

Fixation du prix de l'ARENH

Champsaur II

La commission Champsaur I a proposé que ce soit la CRE qui fixe le montant de l'ARENH. Le gouvernement souhaite toutefois le faire lui-même dans un premier temps, en attendant la parution d'un décret censé préciser les modalités de calcul et les compétences de la CRE dans ce domaine.

Le gouvernement décide de créer une nouvelle commission (« Champsaur II »), composée cette fois de trois personnes, chargée de faire des propositions de prix. Cette commission remet son rapport au ministre en mars 2011, juste après [l'accident de Fukushima Daiichi](#).

La règle définie par la commission Champsaur I est simple : le prix de l'ARENH doit refléter les coûts de production du nucléaire historique, en distinguant les charges opérationnelles, les investissements futurs et les investissements passés. La commission Champsaur II est pour sa part chargée de mettre en pratique ces principes.

1. **Les charges opérationnelles** : elles seront répercutées « au fil de l'eau » (selon une logique « *pass-through* »). Sont pris en compte les coûts liés au combustible consommé dans l'année (y compris les dépenses pour [l'aval du cycle](#)), les achats engagés pour l'exploitation et la maintenance des 58 réacteurs nucléaires, les charges de personnel, les impôts et taxes (hors impôt sur les sociétés) supportés au titre des tranches nucléaires. Ces charges représentent (selon la commission, aidée en cela par les fonctionnaires des ministères des finances et de l'énergie) environ 10 milliards d'euros par an soit, ramenées à une production nucléaire

annuelle de 420 TWh (chiffre de l'époque), environ **25 €/MWh**.

2. **Les investissements de maintenance et de prolongation éventuelle du parc actuel.** Les réacteurs en fonctionnement atteindront l'âge de 40 ans entre 2020 et 2040 (durée de vie initialement retenue). Au moment où se réunit la commission Champsaur II (fin 2010), les investissements de maintenance sont estimés entre 3 et 4 milliards d'euros 2011 par an mais on sait qu'ils sont appelés à croître.

Il est possible de prendre en compte les annuités de remboursement, le capital immobilisé étant rémunéré à un taux égal au WACC (coût moyen pondéré du capital) avant impôt (logique dite de « vie économique »), soit considérer ces dépenses d'investissements au même titre que les charges opérationnelles et les répercuter dans le prix l'année où elles sont effectuées ou au plus tard l'année suivante (logique dite de « liquidité »). Dans ce dernier cas, les investissements sont financés, quelle que soit la durée d'exploitation autorisée in fine par [l'ASN \(Autorité de sûreté nucléaire\)](#) mais cela comporte un risque, EDF pouvant être tenté d'anticiper certains investissements en fin de période, à l'approche de l'année butoir 2025.

C'est cette seconde solution qui est retenue car plus simple et les investissements seront donc répercutés selon une logique « *pass-through* ». La commission les estime entre 5 à 8 euros 2011 par MWh au début de période et à 10 €/MWh au plus fort de la mise en œuvre du programme de prolongation de la durée de vie des 58 réacteurs (dépenses dites de « grand carénage »). Finalement, la commission retient le chiffre moyen de **8 €/MWh**.

3. **Les investissements passés :** ils doivent être rémunérés et remboursés pour permettre à EDF de procéder au renouvellement éventuel du parc, sachant que l'ARENH ne doit toutefois pas se préoccuper du financement du parc futur puisque seuls les réacteurs « historiques » sont concernés. La commission Champsaur II propose de construire une base d'actifs couvrant le capital résiduel encore immobilisé pour le parc en fonctionnement (lequel a en moyenne 26 ans d'âge à l'époque, il reste donc près de 15 ans pour amortir le solde sur la base d'une durée de vie de 40 ans).

Les investissements passés ont déjà été en partie remboursés par la vente de l'électricité depuis le milieu des années 1980. Il s'agit donc de déterminer la part résiduelle du capital restant à rémunérer et à rembourser (sous forme de dettes et fonds propres). Au début de la vie du parc, l'amortissement, calculé selon une méthode dégressive et sur 30 ans seulement (par précaution), est très important. Les intérêts de la dette sont payés et les fonds propres rémunérés. La valeur nette comptable, c'est-à-dire l'investissement non encore amorti, est ainsi estimée à 15 milliards d'euros 2011.

À cela s'ajoute le fait qu'EDF a l'obligation légale de constituer un portefeuille d'actifs dédiés pour un montant correspondant aux provisions pour les charges à long terme du parc historique (démantèlement des réacteurs et gestion des déchets). Ce montant a été évalué à 18 milliards d'euros 2011, dont 15,3 milliards déjà acquis et 2,7 milliards à effectuer. Il paraît donc raisonnable que le prix de l'ARENH permette de rembourser d'ici à 2025 un montant égal aux 15/40e du montant total à provisionner (18 milliards), ce qui donne environ 7 milliards d'euros 2011 sur les 15 ans à venir.

La commission Champsaur II prend comme base d'actifs la somme de la part des actifs dédiés (soit 7 milliards) et de la valeur nette comptable du parc historique (soit 15 milliards), ce qui fait un total de 22 milliards d'euros. Le taux de rémunération du capital retenu à l'époque est de 8,4% réel avant impôt. On suppose que l'ensemble des coûts passés seront remboursés en

fin de période (2025), sur une durée d'amortissement de 15 ans, ce qui permettra d'apurer la dette. En cas de prolongation du parc, cela laissera une valeur nette à l'entreprise mais la décision de prolongation n'est pas actée.

L'annuité économique permettant de rembourser la base d'actifs de 22 milliards d'euros 2011 d'ici 2025 est donc estimée à **6 €/MWh**.

Au total le « juste prix » de l'ARENH est donc estimé par la commission Champsaur II à environ 39 euros 2011 par MWh (25 € + 8 € + 6 € par MWh). La commission propose une plage de valeurs au ministre (38-40 €/MWh), du fait de certaines incertitudes inhérentes à toute évaluation.

Cohérence avec le TRV et le TaRTAM

La difficulté pour la commission est d'assurer la double cohérence entre l'ARENH tel que calculé ci-dessus et le TRV d'une part, l'ARENH et le TaRTAM d'autre part.

Le prix de l'ARENH proposé est supérieur d'environ 5 à 7 €/MWh au coût du nucléaire historique sous-jacent dans les tarifs réglementés de vente de l'époque (TRV), estimé à l'époque à environ 32-34 €/MWh, mais la commission considère que cela se justifie par l'effort d'investissement qui doit être consenti pour prolonger la durée de vie du parc. Pour la commission Champsaur II, retenir 39 €/MWh dès le départ, c'est anticiper des coûts à venir.

Le chiffre de 39 €/MWh est en revanche cohérent avec le coût du nucléaire sous-jacent au TaRTAM. Il faut en effet qu'un fournisseur alternatif puisse proposer à un client anciennement soumis au TaRTAM une offre de prix comparable tout en couvrant ses coûts. Cette cohérence avec le TaRTAM dépend du taux d'allocation du volume d'ARENH et du prix du marché de gros, qui sont deux variables exogènes. À l'époque, le prix de gros est de l'ordre de 60 €/MWh en moyenne « en base » et d'environ 76 €/MWh « en pointe ». La difficulté tient aussi au fait qu'il existe plusieurs valeurs de TaRTAM mais la commission prend en compte une valeur moyenne.

Le prix de l'ARENH « cohérent TaRTAM » entraîne pour les fournisseurs désirant concurrencer les TRV (notamment le TRV « bleu ») des coûts d'approvisionnement supérieurs au prix de vente. Cela provoque un « effet de ciseau tarifaire » (on parle de « ciseau tarifaire » lorsqu'une entreprise en position dominante pratique des prix de gros supérieurs à ses prix de détail, empêchant ainsi la concurrence de se développer) ; d'où l'idée de compenser ce handicap par une augmentation du volume d'ARENH attribué aux fournisseurs, au moins pour la vente aux petits consommateurs. Notons que d'après les calculs de la commission, ce « ciseau tarifaire » doit disparaître vers 2015, ce qui sera le cas.

Avec l'entrée en vigueur de l'ARENH, la « charge TaRTAM » supportée par EDF pour compenser les fournisseurs disparaît (cette taxe est assise sur le nucléaire mais aussi l'hydraulique et est en quasi-totalité supportée par EDF). Si l'on tient compte de la disparition de ce mécanisme de compensation, l'ARENH réellement perçu par EDF équivaut à un montant de 41 à 42 €/MWh.

Le rapport de la commission Champsaur II est remis au ministre juste après Fukushima ; faute de pouvoir estimer les coûts de sûreté supplémentaires que cela va entraîner pour EDF, **les pouvoirs publics décident de façon unilatérale (la commission Champsaur II n'a qu'un rôle consultatif) de retenir le chiffre de 40 €/MWh pour les six derniers mois de 2011 et de 42 €/MWh à compter du 1er janvier 2012.**

Fin de l'ARENH : Et ensuite ?

[L'accord](#) établit un prix moyen de 70 euros par MWh pour l'électricité nucléaire à partir de 2026, valable pour 15 ans. Ce dispositif inclut un mécanisme de plafonnement des prix destiné à protéger les consommateurs, qui s'enclenchera si les tarifs d'EDF dépassent ce prix moyen de 70 euros par MWh..

Lorsque le prix moyen sera supérieur à 78-80 euros par MWh, 50% des revenus supplémentaires d'EDF au-delà de ce seuil seront redistribués à la collectivité, c'est-à-dire aux consommateurs. Si le prix moyen excède 110 euros, cette redistribution s'élèvera à 90% des revenus excédentaires.

#### Variations de la demande d'ARENH et du volume livré

A sa mise en place, le niveau de demande de l'ARENH est très faible. Ce n'est qu'au début de la hausse des prix sur les marchés de gros, d'abord liés aux quotas d'émissions de CO2 puis aux conséquences de l'invasion russe en Ukraine et de la sous-production nucléaire d'EDF, que la demande dépasse le plafond livrable.

L'Arenh ne satisfait plus personne : ni EDF, qui se plaint de devoir vendre à ses concurrents à prix bradés, ni les opérateurs alternatifs qui critiquent le plafond. L'Arenh est régulièrement dénoncée par EDF comme un "poison" qui pèse sur ses finances déjà mal en point

Volume d'ARENH demandé par les fournisseurs alternatifs à EDF, d'année en année	
Année	Quantité demandée en TWh
2012	60,8
2013	64,3
2014	71,5
2015	16,1
2016	rien
2017	82,2
2018	87,1
2019	132,93
2020	147,0
2021	146,2
2022	160,33
2023	148,3

2011 - 2016 : sous le plafond

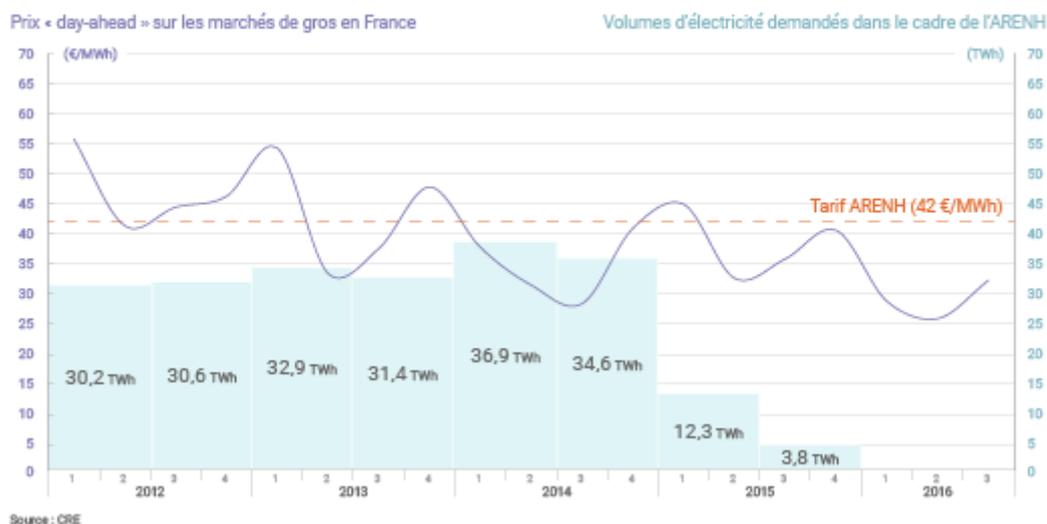
La demande d'ARENH ne dépasse guère les deux tiers du volume disponible entre le second semestre 2011 et fin 2014. Cette demande s'effondre en 2015 et est même nulle en 2016. La commission n'a pas anticipé que le prix du marché de gros deviendrait dès 2015 plus bas que le montant de l'ARENH fixé à 42 €/MWh.

Les volumes demandés par les fournisseurs alternatifs dans le cadre de l'ARENH n'ont jamais atteint 100 TWh par an au cours de ces années. Aucun volume d'électricité n'avait été demandé dans le cadre de l'ARENH en 2016. En cause, [les prix sur les marchés de gros](#), parfois inférieurs au tarif ARENH, [voire « négatifs » lors de certaines périodes](#).

L'injection croissante d'électricité issue de [sources intermittentes \(éolien et photovoltaïque\)](#), rémunérée hors marché à un prix garanti, a en effet eu tendance à faire chuter les prix de gros. Sur les marchés de gros, les prix spot « day-ahead » (veille pour le lendemain) en France ont ainsi oscillé la plupart du temps en dessous du niveau du tarif ARENH au cours des dernières années.

Cette chute des prix de gros s'explique par la conjonction de plusieurs facteurs : une demande d'électricité remarquablement stable en Europe, une surcapacité chronique de l'offre d'électricité liée en particulier à l'injection massive d'électricité renouvelable (éolienne et solaire) financée hors marché via des « *feed-in tariffs* » et qui participe aux enchères à coût nul. Cette injection à coût marginal nul fait chuter les prix « spot » une grande partie du temps mais accroît les prix TTC payés par les consommateurs, la différence entre le prix garanti au producteur d'électricité d'origine renouvelable et le prix de gros étant en France financée par une taxe ([la CSPE jusqu'en 2017](#), une partie de la TICPE assise sur les produits pétroliers depuis).

### ARENH : volumes d'électricité demandés et évolution des prix de gros



Quantité d'électricité livrée par semestre dans le cadre du dispositif ARENH et évolution des prix de gros. (©Connaissance des Énergies, d'après CRE)

Pour le premier semestre 2017, la CRE constate en revanche « une augmentation importante des demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs », avec un volume total demandé s'élevant à 40,75 TWh (et 41,45 TWh à date pour le second semestre). Ce regain d'intérêt pour le dispositif est lié à la prévision d'une hausse des prix sur les marchés de gros. « Les alternatifs anticipent un prix de gros en moyenne supérieur à 42 euros/MWh et utilisent donc cette option à coût nul pour se couvrir », explique Jacques Percebois, Professeur d'économie à l'Université Montpellier I, qui cite les craintes de délestage, d'une demande d'électricité plus forte ou encore de nouveaux arrêts de tranches nucléaires.

En mars 2018, la Cour des Comptes avait publié un référé sur l'évolution de ce dispositif(9), recommandant entre autres d'adapter l'ARENH « pour que les fournisseurs alternatifs prennent un engagement de moyen terme qui rende compte de conditions économiques équivalentes à celles

*assumées par l'exploitant* » (donc avec moins de visibilité par rapport à l'évolution des prix du marché de gros).

2019 : premier dépassement du plafond

La demande d'ARENH dépasse pour la première fois le plafond de 100 TWh par an début 2019. Deux facteurs expliquent cette forte demande d'ARENH : la présence de nouveaux fournisseurs entrants d'une part, des anticipations à la hausse du prix de gros de l'électricité d'autre part.

La hausse des prix de l'électricité fin 2018-début 2019 sur le marché « spot » est la conséquence de trois évolutions : la hausse du cours du pétrole (donc celle du gaz, ce qui fait monter le coût de production de l'électricité d'origine « thermique »), la hausse du cours du dollar par rapport à l'euro (ce qui renchérit le prix du pétrole importé) et surtout la hausse du prix de la tonne de CO2 sur [le marché européen des quotas de carbone](#) (avec un passage en quelques années de 5 à 7 €/t CO2 à plus de 20 €/t CO2, suite aux réformes en cours impulsées par la Commission européenne pour réduire l'offre de quotas et pénaliser ainsi les centrales polluantes au charbon).

Cette hausse du prix « spot » de l'électricité accroît mécaniquement le prix de l'électricité payé par le consommateur final puisque le tarif réglementé (TRV « bleu ») est obtenu par empilement de divers coûts : la « part ARENH », le « complément marché », les péages d'accès aux réseaux de transport et de distribution. À cela s'ajoutent les taxes (CSPE plafonnée, taxes locales et TVA). Par ricochet, les prix dits « en offre de marché », souvent indexés au moins en partie sur le TRV, ont eux aussi tendance à monter.

Pour l'année 2019, 69 fournisseurs d'électricité (hors filiales EDF) ont ainsi fait une demande à la CRE dans le cadre de l'ARENH. Leurs demandes cumulées portent sur un volume de 132,93 TWh, soit bien plus que le plafond du mécanisme. Dans cette situation de « sursouscription », la CRE a procédé pour 2019 à la répartition du volume légal de 100 TWh « *au prorata des demandes des fournisseurs* ».

Les concurrents d'EDF comme les associations de consommateurs réclament alors un accroissement de la « part ARENH » afin de limiter la hausse, considérant que le nucléaire doit venir au secours des plus modestes. L'opérateur historique EDF ne partage évidemment pas ce point de vue.

2020 : un plafond dépassé... malgré la baisse de la consommation due au confinement

Pour l'année 2020, un total de demandes de 147,0 TWh d'électricité formulées par 73 fournisseurs ont été formulées, soit bien plus que le plafond autorisé. Cet appétit s'explique par la multiplication des concurrents d'EDF, qui gagnent des parts de marché, ainsi que par leur souhait de s'approvisionner à des prix inférieurs à ceux du marché de gros. Ces fournisseurs seront servis au prorata de leur demande : chacun "*recevra une quantité d'Arenh égale à 68,0 % de sa demande*", indique la CRE. N'ayant pu s'approvisionner autant qu'ils l'auraient voulu, les fournisseurs alternatifs vont maintenant devoir aller acheter à prix plus élevés les électrons qui leur manquent sur le marché de gros.

Pour compenser ce surcoût, ils risquent finalement d'augmenter leur tarifs pour les consommateurs. "*Il y a une urgence à ce que l'arrêté soit pris et à s'assurer en amont que les ministres concernés ont bien l'intention d'augmenter le plafond*", alerte pourtant Antoine Autier, de l'UFC-Que Choisir. "*Il y a un risque que non seulement le prix des alternatifs augmente mais aussi derrière les TRV*" - les tarifs réglementés de vente commercialisés par EDF - souligne-t-il. Les tarifs réglementés de vente (TRV) commercialisés par EDF augmenteraient alors également: ils sont calculés pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'être compétitifs et de pouvoir proposer des tarifs inférieurs à l'opérateur historique. "*Si le gouvernement ne remonte pas le plafond, ça coûtera entre 1,5 et 1,7 milliard de plus*

*aux consommateurs, tous confondus*", calcule Frank Roubanovitch, président du Comité de liaison des entreprises consommatrices d'électricité (CLEEE).

La loi énergie-climat, adoptée la même année, [prévoit que le gouvernement puisse, par arrêté, relever à 150 TWh le plafond de l'Arenh. Mais le](#) gouvernement avait décidé de ne pas recourir à cette possibilité pour l'instant. La CRE avait pourtant *"renouvelé sa recommandation aux autorités françaises et européennes d'augmenter le plafond des volumes de l'Arenh, qui n'est plus adapté à la situation actuelle sur le marché français de l'électricité"*.

De son côté EDF - déjà dans une situation financière délicate - critique depuis des années le mécanisme de l'ARENH, dont le tarif est jugé trop bas et qui n'a pas bougé depuis des années.

Le gouvernement réfléchissait également à une remontée de ce tarif pour donner de l'air à EDF mais cela nécessiterait des négociations avec Bruxelles, qui pourraient être longues.

Or le COVID et son confinement sont passés par là, avec une baisse de la consommation d'électricité dans les entreprises, provoquant **un effondrement des prix sur le marché de gros**. Certains fournisseurs, dont Total Direct Energie, filiale du géant pétrolier et gazier, ont voulu alors renoncer à cette électricité pré-commandée, évoquant [un cas de force majeure avec la pandémie de Covid-19](#).

"Maintenant que la demande a baissé en particulier de la part des entreprises et que les prix ont baissé, ils s'aperçoivent que *oh pas de chance on va peut-être perdre de l'argent*, alors ils nous disent *non non finalement on n'en veut pas de toute cette électricité, gardez-vous la*", a déclaré Jean-Bernard Lévy, avant l'assemblée générale d'EDF.

Le tribunal de commerce de Paris a donné raison à Total en juillet 2020, qui contestait la décision d'EDF de résilier son contrat de fourniture d'électricité nucléaire à Total Direct Energie. EDF a fait appel auprès de la cour d'appel de Paris, "contestant l'existence d'un cas de force majeure dans le cadre des contrats Arenh", et en attendant avait choisi de résilier les contrats, "à titre conservatoire".

La cour d'appel de Paris a finalement donné raison à EDF, qui avait résilié en juin le contrat d'apport en électricité nucléaire passé avec plusieurs fournisseurs alternatifs dont Total Direct Energie.

Depuis 2021 : un plafond dépassé chaque année

Avec la reprise de l'économie après le confinement lié au COVID-19, l'invasion en Ukraine et les sous-performances du parc nucléaire français, **les prix sur les marchés ont explosé**.

La situation a été telle que 11 fournisseurs n'ayant pas assez de réserves pour fournir leurs clients et tenir financièrement ont dû **mettre la clé sous la porte**. Une situation unique depuis l'ouverture du marché à la concurrence en 2007.

Dans le cadre du bouclier tarifaire, l'exécutif, qui avait déjà réduit au maximum la principale taxe sur l'électricité - mesure insuffisante pour contenir cette flambée -, a dû "*mettre en œuvre une mesure complémentaire en augmentant de 20 térawattheures (TWh) le volume d'électricité nucléaire vendu à prix réduit par EDF à ses concurrents, pour le faire passer à titre exceptionnel de 100 à 120 TWh*", a annoncé le ministre en janvier 2022. "*Les fournisseurs répercuteront intégralement l'avantage retiré au bénéfice des consommateurs. Ce point fera l'objet d'une surveillance étroite, en lien avec la Commission de régulation de l'énergie*", ajoute le ministère. Alors qu'elle est actuellement vendue à 42 euros du mégawatt/heure (au lieu de quelque 250 euros sur le marché actuellement) par EDF à ses concurrents, le gouvernement a "*proposé de relever ce prix de vente de 42 à 46,2 euros/MWh, ce qui permet de réduire la facture pour EDF*". Cette mesure coûtera entre 7,7 et 8,4 milliards d'euros à EDF, a estimé Bruno Le Maire, en terme d'impact sur son excédent brut d'exploitation.

Un décret et deux arrêtés parus au journal officiel et trois avis favorables sur ces textes de la Commission de régulation de l'énergie, autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France, sont également publiés samedi au JO. En février, le Conseil supérieur de l'énergie (CSE), organe consultatif composé de parlementaires, représentants de consommateurs, de collectivités locales, d'entreprises du secteur énergétique et de salariés, avait pour sa part donné un avis défavorable au relèvement de l'Arenh.

*"Du coup, ça ne va pas être 40% de la production d'EDF, mais 50% qui va être en soldes permanentes à la concurrence", a réagi auprès de l'AFP Philippe Page le Mérour, secrétaire (CGT) du CESC d'EDF à l'évocation de cette mesure. Il avait d'ores et déjà pesté dans la semaine contre ce mécanisme, le qualifiant de "poison" qui contribue à la dette d'EDF. "Nous remercions EDF de faire cet effort pour l'intérêt général, évidemment nous serons aux côtés d'EDF pour les aider à passer cette difficulté", a déclaré Barbara Pompili, ministre de la Transition écologique sur LCI. Le Conseil d'État a retoqué les syndicats d'EDF et confirmé en référé les volumes d'électricité nucléaire supplémentaires bon marché vendus par l'électricien à ses concurrents. EDF a par la suite "pris acte" de l'arrêt du Conseil d'État, qui a jugé légale la décision du gouvernement d'obliger le groupe à vendre d'avantage d'électricité bon marché en 2022 à ses concurrents pour contenir la facture des Français. La juridiction administrative avait été saisie par EDF et des organisations de salariés et d'actionnaires. "Dans un contexte de forte hausse des prix sur le marché de gros de l'électricité, à l'origine d'importantes répercussions tant pour les particuliers que pour les professionnels, le juge des référés estime que la mesure contestée présente dans ces conditions un intérêt public", indiquait le Conseil d'État.*

A la suite de cette décision, le groupe avait averti d'un **plongeon de son résultat financier en 2022**, l'imputant notamment au relèvement du plafond de l'Arenh. Le groupe dénonce régulièrement ce mécanisme censé à l'origine encourager la concurrence, le qualifiant de "poison" pour l'entreprise.

L'Etat a décidé de **rabaisser à 100 térawattheures en 2023** le volume d'électricité nucléaire qu'EDF devra vendre à bas prix à ses concurrents, soit environ le tiers de sa production. Les fournisseurs ont demandé au total 148,30 TWh en 2023, une demande supérieure au plafond, mais en baisse. *"Cela reflète d'une part l'anticipation par les fournisseurs d'une baisse de la consommation d'électricité en 2023, d'autre part l'inflexion récente à la baisse ces derniers mois des parts de marché des fournisseurs alternatifs sur le marché de masse",* remarque le régulateur.

Selon le prochain PDG d'EDF, Luc Rémond, ce système est "à bout de souffle" et induit "une sous-rémunération" de l'activité nucléaire d'EDF.

dernière modification le 29 mai 2024

Sources / Notes

1. [Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l'électricité.](#)
2. « *Un consommateur d'électricité résidant en France métropolitaine procure à son fournisseur un droit à l'ARENH, déterminé par application des dispositions de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'ARENH. Le calcul du droit à l'ARENH est fondé sur la consommation prévisionnelle du client pendant les heures creuses ARENH définies par l'arrêté susmentionné* », précise la CRE.
3. [L'évaluation de la mise en oeuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique \(ARENH\), Cour des Comptes, décembre 2017.](#)

4. Les prix de l'électricité sur les marchés de gros sont parfois inférieurs au tarif ARENH, [voire « négatifs » lors de certaines périodes](#), ce qui a remis en cause l'intérêt du dispositif ARENH certaines années. Les concurrents d'EDF continuent toutefois à plébisciter l'ARENH qui constitue pour eux « une garantie » lorsque celui-ci est inférieur au prix spot de l'électricité.
5. [Communiqué de presse du Gouvernement du 13 janvier 2022.](#)
6. [Marché intérieur de l'énergie, Union européenne.](#)
7. [Arrêté du 3 janvier 2007 fixant le niveau du tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.](#)
8. [Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, rapport de la CRE, janvier 2018.](#)
9. [Évaluation de la mise en œuvre de l'ARENH par la Cour des Comptes, décembre 2017.](#)
10. [Fournisseurs ayant disparu depuis la crise des prix de l'énergie](#)

[« Transitions électriques. Ce que l'Europe et les marchés n'ont pas su vous dire », Jacques Percebois et Jean-Pierre Hansen, éditions Odile Jacob, 2017.](#)

[« Énergie : économie et politiques », Jacques Percebois et Jean-Pierre Hansen \(préface de Marcel Boiteux, avant-propos de Jean Tirole\), éditions de Boeck, mai 2019.](#)

[Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité \(Paul Champsaur\), avril 2009, \(ministère de l'Économie\), dit rapport Champsaur I.](#)

[Évaluation du dispositif ARENH entre 2011 et 2017, CRE, janvier 2018.](#)