

Faut-il essayer d'amender, voire de supprimer l'ARENH ?

Note technique, Anne Debrégeas

Contexte : L'ARENH, dispositif transitoire mis en place par la loi NOME de 2011 et censé s'éteindre en 2025, focalise depuis des années les critiques et les débats sur le marché de l'électricité. Son prix vient d'être revalorisé à 49.5 €/MWh suite à un amendement LR, alors que cinq amendements de suppression ont été rejetés à quelques voix près.

Ce mécanisme impose à EDF de mettre à disposition de ses concurrents un volume de production nucléaire à prix coûtant¹. L'objectif affiché de l'ARENH était de mettre fin à la concurrence déloyale que subirait les fournisseurs alternatifs de la part d'EDF, puisque l'opérateur public bénéficiait de la production peu chère du parc nucléaire historique, largement amorti. En leur donnant accès à une partie de cette production à prix coûtant, l'ARENH était censé favoriser la concurrence sur l'activité de fourniture le temps que les concurrents développent de nouvelles capacités de production, ce qui n'a jamais eu lieu.

Mais ce mécanisme est-il le bon coupable ? A quoi sert-il et quels sont ces biais ? Faut-il le faire évoluer ou le supprimer et dans ce cas, par quoi le remplacer ?

Sommaire

1	L'ARENH est un sparadrap, pas la cause du problème	2
2	L'ARENH spolie EDF ?	2
2.1	Un vrai problème : son caractère asymétrique	2
2.2	Un prix trop bas ?	2
3	Un volume trop ou pas assez élevé ?	3
4	Un rôle ambivalent : stabilisateur de prix et aubaine les fournisseurs	4
4.1	Pour les usagers, un stabilisateur de prix	4
4.2	Pour les fournisseurs alternatifs, une aubaine ?	4
5	Que se passera-t-il si l'on supprime l'ARENH ou si on limite son volume ?	4
6	Le cas particulier des 20 TWh supplémentaires de 2022	5
7	Conclusion	5
8	Annexes :	6
8.1	Mode de calcul du Tarif Réglementé de Vente (part Energie, hors réseau et taxes)	6
8.2	Ecart entre droit à l'ARENH et volume demandé (Enerpresse)	7
8.3	ARENH : le casse-tête des 20 TWh supplémentaires	8
8.4	Quand un fournisseur assume de spéculer sur l'ARENH	8
8.5	Valorisation de l'ARENH : extrait du rapport de la Cour des Comptes	9
8.6	Amendements NUPES déposés	9

¹ Ce coût de production a été estimé en 2011 à 42€/MWh puis réévalué à 46.2 €/MWh en 2022 pour les 20 TWh supplémentaires. Le volume avait été fixé à 100 TWh, soit environ un quart de la production nucléaire de 2011, censé correspondre à la part de consommation en base du portefeuille de clients des fournisseurs alternatifs. Un volume supplémentaire de 20 TWh a été ajouté en 2022 pour faire face à la flambée des prix cf. ci-après.

1 L'ARENH est un sparadrap, pas la cause du problème

Les dérives du secteur ont débuté avec l'ouverture du marché, bien avant la mise en place de l'ARENH : prix de marché volatils, découpe d'EDF, apparition de fournisseurs sans plus-value, cession des barrages sur le Rhône à la CNR devenue dans la foulée filiale à 50% d'un groupe privé, Engie, orientation d'EDF vers une recherche de rentabilité à court terme (le conduisant notamment à un expansionnisme international), etc.

La cause des difficultés du secteur électrique est donc bien sa mise en concurrence, pas l'ARENH. D'ailleurs, **les pays autres pays européens, qui n'ont pas l'ARENH, ne s'en sortent pas mieux**, au contraire.

Le mode de calcul du Tarif réglementé de vente, adossé depuis 2015 au prix marché, est bien plus problématique (cf. annexe 8.1).

2 L'ARENH spolie EDF ?

2.1 Un vrai problème : son caractère asymétrique

EDF est obligé de vendre à ses concurrents 100 TWh à coût de production estimé (42€/MWh avant réévaluation), mais ceux-ci ne sont pas obligés de l'acheter à ce prix : l'ARENH peut être assimilée à une option gratuite. En cas de prix de marché bas, comme entre 2016 et 2018, le nucléaire s'échange à perte pour EDF, au prix de marché. **Ce caractère asymétrique de l'ARENH est clairement une aberration².**

2.2 Un prix trop bas ?

Quand les prix de marché sont plus hauts que l'ARENH, les fournisseurs s'approvisionnent au « prix de l'ARENH », soit 42€/MWh³ jusqu'à 2021. EDF a-t-il été spolié par un prix trop bas et jamais réévalué entre 2011 et 2021, comme le dénoncent régulièrement EDF et l'intersyndicale ?

La Cour des comptes a publié en décembre 2021 un rapport sur l'[Analyse des coûts du système électrique en France](#), puis en juillet 2022 un rapport sur l'[organisation du système électrique](#) qui donne des éléments de réponse.

Il apparaît d'abord que ce prix est difficile à établir, qu'il n'existe pas de mode de calcul incontestable et qu'il dépend fortement des hypothèses retenues, notamment en matière de rémunération du capital public investi (CMPC) et de volumes de production. Ce dernier point est lié au fait que la majeure partie des coûts de production sont fixes : quand les volumes produits diminuent, le prix au MWh augmente mécaniquement. C'est ce qui s'est passé depuis 2020. Il convient également de se mettre d'accord sur les charges que recouvrent l'ARENH (prolongement des centrales au-delà de 40 ans, mesures post-Fukushima, etc.). La Cour des comptes note d'ailleurs une absence de transparence dans l'estimation de ces coûts et recommande de « *rendre publics les paramètres de calcul des coûts de production de l'électricité retenus pour en vérifier la couverture par les tarifs réglementés de vente (CRE, 2022)* ».

Dans les rapports cités ci-dessus, **la Cour des comptes estimait au contraire que le montant de l'ARENH avait été légèrement surévalué sur la période 2011-2021**, malgré une croissance de 35% sur

² Les auteurs de ce mécanisme, comme l'économiste Jacques Percebois, membre de la commission Champsaur, reconnaissent d'ailleurs qu'ils n'avaient pas prévu que les prix de marché puissent passer sous le niveau de l'ARENH.

³ Ce prix est régulièrement dénoncé comme trop bas par EDF et l'intersyndicale. Il a été réévalué à 46.2€/MWh pour les 20 TWh supplémentaires de 2022.

la période 2011-2019 : « sur la période 2011-2021 prise dans son ensemble, les revenus du parc nucléaire historique ont bien couvert ses coûts complets, les dépassant même de l'ordre de 1,75 Md€. ». Elle note les difficultés liées à des prix de marché bas, régulièrement inférieurs à l'ARENH entre 2016 et 2018 et aux fortes hausses de prix liés à l'effondrement des volumes depuis 2020 : « L'analyse de la période récente met cependant en exergue les difficultés de couverture des coûts rencontrées entre 2016 et 2018 du fait de l'optionalité de l'ARENH, et depuis 2020 plus particulièrement du fait de la baisse des volumes de production » (voir complément en annexe 8.5).

3 Un volume trop ou pas assez élevé ?

Le volume d'ARENH accessible aux fournisseurs alternatifs était plafonné à 100 TWh et a été relevé de 20 TWh supplémentaires en 2022. En théorie, il a été calé pour correspondre au volume vendu par les fournisseurs à leurs clients aux heures creuses, dites « heures ARENH ».

En supposant qu'il ait été bien dimensionné en 2011 (à 100 TWh), deux facteurs agissant dans un sens opposé auraient dû faire évoluer ce volume :

- Une augmentation de la part de marché des fournisseurs alternatifs, qui aurait dû faire augmenter le volume ARENH
- Une baisse de la production nucléaire (passant d'environ 400 TWh à environ 300 TWh), qui aurait dû la faire diminuer.

Toute modification du volume d'ARENH devrait être justifiée par la part de marché des fournisseurs alternatifs appliquée à la production nucléaire.

On pourrait également se baser sur les demandes ARENH des fournisseurs, qui ont beaucoup augmenté⁴ puisque les textes de la CRE leur impose de demander le volume ce qu'ils prévoient comme consommation de base pour leur portefeuille, attestation sur l'honneur à l'appui⁵. Mais la réalité est toute autre, comme le relevait le quotidien spécialisé *Enerpresse* récemment (cf. annexe 8.2), sans qu'aucune sanction ne soit appliquée.

Le volume demandé par les fournisseurs a une incidence directe sur les Tarifs réglementés de vente (TRV) puisque la partie écrêtée, c'est-à-dire l'écart entre les demandes ARENH des fournisseur et le volume accordé pour rester dans les 100 TWh (écart apparu pour la première fois en 2019) est valorisé au prix de gros des 3 premières semaines de décembre dans les Tarifs réglementés de Vente (cf. annexe 8.1) : ce volume écrêté, pesant pour environ 25% du volume dans le TRV, a ainsi été valorisé en 2021 à 257 €/MWh, expliquant une grande partie de la hausse du TRV avant bouclier tarifaire⁶ : le régulateur considère donc, de manière invraisemblable, que les fournisseurs dont l'activité principale consiste à se couvrir sur les marchés découvrent au guichet ARENH de novembre qu'ils vont être écrêtés – ce que pourtant tout le monde savait - et n'anticipent pas leurs achats sur les marchés.

Il serait indispensable et urgent :

- De demander à la CRE une méthodologie claire pour évaluer les droits réels des fournisseurs ainsi qu'une estimation de ce volume, sur la base de leur part de marché.
- De supprimer dans les TRV la référence à la cotation de décembre pour le volume ARENH écrêté.

⁴ En 2021, elle s'élevait à 160 TWh

⁵ cf. [Délibération du 12 mai 2022](#)

⁶ Cette période d'indexation du volume d'ARENH écrêté a donné lieu à contestation juridique de la CLCV et de l'intersyndicale.

- De supprimer le caractère asymétrique de l'ARENH.

4 Un rôle ambivalent : stabilisateur de prix et aubaine les fournisseurs

4.1 Pour les usagers, un stabilisateur de prix

La loi impose aux fournisseurs de répercuter à leurs clients le prix de l'ARENH. Cela garantit donc normalement aux consommateurs qu'une partie de leur électricité est facturée au coût de production du nucléaire, permettant ainsi aux consommateurs français de bénéficier d'une production nucléaire souvent moins chère que les prix de marché. D'ailleurs, ce mécanisme est contesté par la Commission Européenne car ce serait un avantage compétitif pour les entreprises françaises (et en particulier les industries électro-intensives).

Dans les faits, néanmoins, il est impossible de contrôler que les fournisseurs reportent bien aux consommateurs l'avantage de l'ARENH⁷. Elle demande même aux consommateurs de se manifester si ce n'est pas le cas, ce qui est un aveu d'échec.

L'ARENH entre également dans le calcul du Tarif réglementé de vente (TRV), comme on l'a vu précédemment et comme détaillé en annexe 8.1.

4.2 Pour les fournisseurs alternatifs, une aubaine ?

Si les textes sont respectés, le montant de l'ARENH devrait être répercuté sur les consommateurs, sans impact pour les fournisseurs. Néanmoins, ceux-ci en bénéficient de plusieurs manières :

- 1) Quand les prix de marché passent en dessous du prix de l'ARENH, les fournisseurs peuvent vendre en dessous du coût de production, contrairement à toutes les règles de concurrence. Certains assument même le fait de spéculer sur l'ARENH, ce qui est pourtant interdit, comme le fournisseur Ekwateur dans l'émission [Complément d'Enquête « EDF, un géant sous tension »](#) (France 2, janvier 2022, à 39'47. Retranscription en annexe).
- 2) Même si l'ARENH était bien calé et devenait un mécanisme symétrique (c'est-à-dire un prix fixe du nucléaire), cela reviendrait à mettre les fournisseurs sur un pied d'égalité avec le producteur EDF, faisant perdre à celui-ci l'avantage de disposer d'un parc de production et d'en faire profiter ses clients. Sans l'ARENH, certains pensent que les fournisseurs disparaîtraient (voir ci-après).

5 Que se passera-t-il si l'on supprime l'ARENH ou si on limite son volume ?

Mécaniquement, si l'on ne modifie pas en parallèle le mode de calcul du tarif réglementé de vente, celui-ci va se retrouver plus fortement indexé sur les prix de marché.

En augmentant le volume d'ARENH, on augmente la part des TRV calée sur l'ARENH aux dépens de la part « écrétée » calée sur les prix de décembre. En période d'envolée des prix de marché, on baisse donc mécaniquement le niveau des TRV : même si cette solution est assez invraisemblable et très critiquable, le volume ARENH supplémentaire de 20 TWh a ainsi conduit à endiguer la hausse du TRV

⁷ Comme l'écrivait Philippe Rodriguez dans un article d'Enerpresse intitulé « ARENH : le casse-tête des 20 TWh » : « Le point le plus délicat est le contrôle de la répercussion des volumes d'ARENH ou de la valeur correspondante par les fournisseurs alternatifs sur leurs clients [...] [pour les 10% de contrats non indexés automatiquement aux TRV], il faudrait pour regarder les contrats au cas par cas, ce que ni les services de la DGEC ni ceux de la CRE ne sont en capacité de faire ». Cf. Annexe pour plus de détail.

à 4% (cf. ci-après). Cela a également un impact sur les offres de marché, dont la plupart sont indexées sur le TRV (voir annexe 8.1 pour plus de détail) et les 10% restantes doivent refléter la baisse de coût d'approvisionnement induite par le relèvement du volume d'ARENH.

A court terme, on ne peut donc demander sa suppression sans proposer un mécanisme de stabilisation alternatif. L'intersyndicale des IEG (industries électriques et Gazières) indique, dans un communiqué du 11 juillet 2022 : *« Cette suppression est d'autant plus légitime que d'autres solutions sont à la disposition du Gouvernement pour assurer la protection des consommateurs français face aux dérives du marché de l'électricité, en conformité avec les dispositions proposées par la Commission européenne dans son plan REPowerEU, qu'il s'agisse d'aides directes et ciblées ou de la pleine utilisation des leviers fiscaux pesant sur l'électricité. »* Il est pourtant assez clair que des aides ciblées et des mesures fiscales ne peuvent constituer des solutions efficaces, encore moins pérennes. Elles seront coûteuses pour le contribuable, insuffisantes et complexes.

A plus long terme, l'ARENH étant censé être un mécanisme provisoire conçu pour disparaître en 2025, certains font le pari que quand ce mécanisme disparaîtra, les fournisseurs disparaîtront avec. Or tant que le droit européen imposera une concurrence du secteur électrique, la CE ne laissera pas faire et d'autres mécanismes seront inventés pour faire vivre artificiellement ces fournisseurs.

6 Le cas particulier des 20 TWh supplémentaires de 2022

Pour endiguer l'envolée des tarifs réglementés de vente, le gouvernement a imposé une augmentation exceptionnelle du volume ARENH de 20 TWh.

Pour rappel, **avant cette mesure, l'augmentation du TRV proposée par la CRE⁸ était de 44,5% HT, et de 111% sur la seule part Energie alors que, rappelons-le, les coûts de production n'ont augmenté que de 4%⁹.**

Le procédé est invraisemblable car il consiste à demander à EDF de racheter sur les marchés, à prix d'or, une électricité que l'entreprise n'a pas encore produite mais avait déjà vendue, conformément à la politique de couverture qui lui est imposée. Finalement, le prix d'achat a été fixé à 257€/MWh ¹⁰. Sous un habillage de marché, il s'agit donc de demander à EDF, pour 20 TWh, d'acheter à ses concurrents à 257 €/MWh pour leur revendre à 46.2€, soit plus clairement de les payer à hauteur de 211€/MWh (257-46) pour une électricité qu'elle produit ! Avec une complexité extrême de mise en œuvre et une grande difficulté pour contrôler que les fournisseurs répercutent bien à leurs clients l'avantage de l'ARENH.

7 Conclusion

Il est nécessaire et urgent de proposer une solution pérenne pour garantir une stabilité des prix et une équité de traitement pour les usagers / consommateurs, mais également un retour sur investissement pour les producteurs (sans pour autant dégager de sur-rémunérations. Ce but ne peut être atteint par une modification ou une suppression de l'ARENH. Il nécessite la mise en place d'une grille tarifaire basée sur le coût de production et s'imposant à tous. Cette mesure devrait être prioritaire.

⁸ Commission de Régulation de l'Energie, en charge de proposer les tarifs

⁹ Voir [tribune du Monde](#) et données [ici](#) pour plus de détail

¹⁰ Soit le prix moyen de cotation des 3 premières semaines de décembre 2021 servant de référence pour le volume d'ARENH écrêté dans le TRV

8 Annexes :

8.1 Mode de calcul du Tarif Réglementé de Vente (part Energie, hors réseau et taxes)

Depuis 2015, le TRV n'est plus calculé à partir des coûts de production de l'opérateur historique mais pour s'approcher des conditions d'approvisionnement d'un *fournisseur* alternatif qui ne disposerait pas de moyens de production, dans un objectif de « contestabilité » (c'est-à-dire de permettre aux fournisseurs alternatifs de proposer une offre moins chère). La part énergie du tarif reflète donc :

- Les coûts du prix régulé du nucléaire (ARENH à 42€/MWh), pour 42% de la part énergie en 2021 (contre 68% jusqu'en 2019, lorsqu'il n'y avait pas d'écêtement)
- Le prix de gros lissé sur deux ans pour 33% de la part énergie.
- Et depuis 2019, le prix de gros cotés sur les 3 premières semaines de décembre (pour une livraison l'année suivante), correspondant au volume écrêté de l'ARENH - environ 25% en 2021¹¹.

Proposition CRE Evolution des TRV Février 2022				
	Part	Coût 2021 (€/MWh)	Coût 2022 (€/MWh)	Evolution
ARENH	42%	42	42	0%
Complément d'approvisionnement lissé	33%	49	75	51%
Part consécutive à l'écêtement	25%	48	257	433%
Coût d'appro en capacité		5		
Coût de commercialisation		16,7		
Rémunération de l'activité fourniture		3,7		
Total		55,4	116,9	111%

¹¹ Ce deuxième terme est apparu en 2018. Il est lié au fait que le volume total accessible à l'ARENH est limité par les textes à 100 TWh. Or depuis 2019, les demandes de fournisseurs, qui se basent sur le volume de consommation de leurs clients aux « heures ARENH » de faible consommation, dépassent ce volume de 100 TWh. Ils se voient donc appliquer un taux d'écêtement. Le volume ainsi écrêté est exposé aux prix de marché de décembre et en parallèle, la part accessible à l'ARENH diminue (elle était de 68% jusqu'en 2018).

8.2 Ecart entre droit à l'ARENH et volume demandé (Enerpresse)

ÉLECTRICITÉ

FRANCE

Arenh livré en 2021 : grand écart entre fournisseur

La CRE relève que l'écart relatif entre la quantité d'Arenh demandée lors du guichet de novembre 2020 pour livraison en 2021 et le droit constaté varie de - 70 % du droit constaté – le fournisseur a formulé une demande inférieure de 70 % à son droit ex-post – à + 295 % - le fournisseur a formulé une demande presque trois fois supérieure à son droit constaté. Dans une délibération publiée jeudi 30 juin, la Commission de régulation de l'énergie souligne que plus de la moitié des fournisseurs présentent « *une demande comprise entre - 10 % et + 10 % de leur droit ex-post* ». Parallèlement, onze fournisseurs ont effectué « *une demande au moins 20 % trop élevée au regard de leur droit ex-post, et quatre fournisseurs présentent une demande de plus de 50 % supérieure à leur droit constaté* ». À l'inverse, dix fournisseurs ont formulé une demande « *au moins 30 % inférieure* » à leur droit, et trois d'entre eux présentent une demande inférieure de moitié à leur droit constaté. Lors du guichet Arenh de novembre 2020, la demande totale des fournisseurs, à l'exclusion des filiales d'EDF, s'élevait à 172,6 TWh ; dont 146,2 TWh hors pertes.

8.3 ARENH : le casse-tête des 20 TWh supplémentaires

ÉLECTRICITÉ

Arenh : le casse-tête des 20 TWh

Le gouvernement a décidé la livraison uniquement en 2022 de 20 TWh d'Arenh supplémentaires, une mesure qui avec la réduction de la TICFE vise à contenir la hausse des tarifs de l'électricité. Les modalités de mise en œuvre s'avèrent particulièrement délicates à caler.

Dit comme ça, livrer 20 TWh d'Arenh supplémentaires ne semble pas une mesure forcément compliquée. Sauf que concrètement il en va tout autrement. Le gouvernement aurait sans doute été mieux inspiré d'augmenter le plafond d'Arenh à l'occasion du guichet de novembre 2021 comme le lui demandaient les fournisseurs, les consommateurs et la CRE. En vain. Contraint par une sur-explosion des prix de gros en décembre 2021, il n'a finalement pas pu faire autrement début mi-janvier, au grand dam d'EDF (cf. *Enerpresse* n°2998). Pour l'attribution de ces 20 TWh supplémentaires au prix de 46,20 €/MWh, l'idée de mettre en place un nouveau guichet a été écartée. « *Cela nécessiterait des modifications assez lourdes des textes* », explique à *Enerpresse* un connaisseur avisé du sujet. Quoiqu'il en soit, la mesure nécessitera de modifier le décret Arenh en Conseil d'État avant sa mise en œuvre. Et pour une entrée en vigueur au 1^{er} avril, le calendrier est serré. Une consultation de la DGEC est attendue dans les prochains jours.

Pour répartir ces 20 TWh, mesure qui ne vaut que pour cette année, une première méthode consisterait « *à transférer les volumes d'Arenh supplémentaires aux différents fournisseurs actuels au prorata de leur demande* » de novembre 2021, explique notre expert. Dans ce cas de figure, EDF doit racheter les volumes qu'il a vendus sur les marchés et les 20 TWh d'Arenh doivent ensuite être réalloués aux fournisseurs alternatifs à 46,20 €/MWh. Problème : cette option « *impose d'aller sur le marché de l'électricité et quelque part d'influencer les prix* », relève-t-il. 20 TWh, ce n'est pas neutre et cela peut avoir un impact sur les prix de gros. Une autre option qui revient d'ailleurs régulièrement dans les débats sur l'Arenh, pourrait consister en une opération purement financière, en déterminant la valeur des 20 TWh comme si EDF les avait rachetés sur le marché, explique une autre source. Une formule de prix de vente définissant une quantité d'argent à redistribuer serait à déterminer pour les trois derniers trimestres de 2022. Cette option permettrait d'éviter d'aller sur le marché de gros de l'électricité. Ici, l'une des difficultés vient de l'ampleur des modifications réglementaires qu'elle nécessite.

Quelle que soit l'option retenue, le point le plus délicat de ce dossier est le contrôle de la répercussion des volumes d'Arenh ou de la valeur correspondante par les fournisseurs alternatifs sur leurs clients. Le gouvernement a indiqué que pour 90 % des consommateurs, cette répercussion sera automatique (pour ceux aux TRV et ceux dont l'offre de marché est indexée aux TRV). Une surveillance renforcée – confiée à la CRE – sera effectuée sur les 10 % restants. La typologie des contrats et l'ingénierie contractuelle font qu'il est quasiment impossible de raisonner par masse. Il faudrait pouvoir regarder les contrats au cas par cas, ce que ni les services de la DGEC ni ceux de la CRE ne sont en capacité de faire. Les associations de fournisseurs alternatifs ont assuré qu'elles procéderaient à la répercussion des volumes d'Arenh supplémentaires auprès de leurs clients. Mais il ne fait pas de doute que des consommateurs feront remarquer que le compte n'y est pas pour eux.

Les contrats à prix fixe de long terme (1 à 3 ans) qui sont actuellement en cours de renouvellement sont les plus sensibles aux conditions de marché pour les fournisseurs qui les proposent, ce que tous ne font pas. Ici la promesse d'une hausse contenue du prix serait difficile à garantir pour tous types de consommateurs comme l'ont déjà fait remarquer des industriels et des collectivités (cf. *Enerpresse* n°2902). A contrario, le cas des contrats de 1 à 3 ans qui sont en cours d'exécution pose une autre question : les clients de ces contrats vont voir leur facture... baisser, sous l'effet de la réduction de la TICFE et également d'un surplus d'Arenh. Dans le contexte actuel, « *pour ces cas de figure on peut se poser la question de savoir s'ils ont droit à tout ça* », relève l'un de nos deux spécialistes.

Philippe Rodriguez

8.4 Quand un fournisseur assume de spéculer sur l'ARENH

[Extrait de Complément d'Enquête](#), France TV, janvier 2022, 39'47 :

Journaliste : « Qu'est-ce que vous en faites, vous, de cette électricité ARENH ? »

Julien Tchernia, président et cofondateur du fournisseur d'électricité eqWateur : « Ça nous donne droit à un certain volume d'énergie à 42€, que l'on revend sur les marchés, aux prix de marché. Donc si on le revend aujourd'hui, on va acheter à 42 et revendre à – je vais dire n'importe quoi – 100, et cette marge-là, on va la garder pour la mettre en déduction du coût du kWh de nos clients. »

8.5 Valorisation de l'ARENH : extrait du rapport de la Cour des Comptes

Extrait du rapport de la Cour des comptes de juillet 2022 sur [l'organisation du système électrique](#) :

« En regard, les coûts comptables du parc de production nucléaire historique se sont établis en moyenne à 40,5 €/MWh sur la période 2011-2021. Ils ont crû d'environ 35 % entre 2011 (32 €/MWh) et 2019 (43 €/MWh). L'année 2020 a été marquée par un très fort accroissement des coûts unitaires de production (qui ont atteint de l'ordre de 52 €/MWh), du fait de la baisse de production engendrée par la crise sanitaire. L'année 2021 a permis un redressement par rapport à 2020, mais les coûts unitaires ont néanmoins crû de 8,5 % par rapport à 2019. »

8.6 Amendements NUPES déposés

[Amendement PCF 174](#) : demande de suppression

« Nous proposons d'abroger ce mécanisme qui déstabilise l'entreprise EDF et participe à empêcher la stabilité durable des prix. »

« ce dispositif a privé EDF de moyens financiers pourtant essentiels à la sécurité mais également à la réduction de la facture énergétique des consommateurs. Dans un rapport publié le 5 juillet 2022 la Cour des comptes rappelle que l'ARENH a ainsi généré une perte de recettes pour le secteur nucléaire : « qu'en l'absence d'ARENH, les revenus du nucléaire, sur l'ensemble de la période 2011-2021, auraient probablement été supérieurs : ils auraient excédé les coûts comptables d'environ 7 Md€ sur la période. L'ARENH a ainsi limité les revenus du producteur nucléaire. »

La Cour conclut que le dispositif est inefficace et ne semble pas en mesure d'assurer « de sécuriser la continuité du service à un prix abordable ». Compte tenu de la flambée des prix de l'électricité et du besoin essentiel que nous avons de protéger le portefeuille des usagers sur le long terme, nous proposons d'abroger ce mécanisme qui déstabilise l'entreprise EDF et participe à empêcher la stabilité durable des prix. »

Cette proposition de mise en extinction de l'ARENH induit également la proposition de définir un nouveau TRVE, mécanisme bien plus protecteur pour les consommateurs que le bouclier tarifaire reposant sur l'ARENH. Pour être efficace et pérenne, ce nouveau TRVE devra intégrer une meilleure rémunération de la production évaluée en première approche au coût du nucléaire historique, ainsi qu'un complément de marché rémunérateur pour l'entreprise. »

[Amendement PS N° 23](#)

Le présent amendement des députés Socialistes et apparentés vise à supprimer cet article qui prévoit de régulariser le « décret ARENH » qui a relevé son plafond de 20 TWh au 1^{er} avril 2022 et qui a été pris selon une procédure irrégulière, ne respectant pas les consultations préalables obligatoires. Il revient de fait à soustraire ce décret à la justice administrative, alors que ce décret a fait l'objet d'un recours gracieux rejeté et qu'un recours contentieux est en cours devant le Conseil d'État.

Dans son rapport de juillet 2022 sur l'organisation du marché de l'électricité, la Cour des comptes considère que : « Dans la mesure où sa mise en œuvre a limité les revenus d'EDF, l'ARENH a amoindri la possibilité pour l'entreprise de dégager une capacité d'investissement. ». Cela est notamment dû au fait que : « le niveau du prix de l'ARENH a été fixé à 42 €/MWh et n'a pas évolué depuis 2012, malgré l'augmentation continue des coûts de production du nucléaire sur la période (+ 46 % entre 2011 et 2021, pour atteindre 46,6 €/MWh) ».

L'ARENH a ainsi sensiblement dégradé la capacité d'EDF à faire face aux enjeux qui sont les siens, tant sur la disponibilité du parc électro-nucléaire, que sur sa prolongation ou le début du démantèlement de certaines implantations. Ainsi, le fait d'avoir privé le décret visé par cet article des consultations préalables nécessaires dans ce contexte, en amplifiant les difficultés d'EDF par le relèvement de ce plafond et en enrichissant ses concurrents comme Total, ne saurait être absolu par la loi.

Amendement LFI N°888 :

« Par cet amendement, nous demandons la suppression de l'article 19.

Nous nous opposons à cet article, qui prévoit la validation du décret obligeant EDF à vendre plus d'énergie à bas prix à ses concurrents au cours de l'année 2022, via l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Depuis la loi NOME (2010), EDF est en effet contraint de tenir une part conséquente de sa production d'énergie (100 TWh) à ses concurrents. Pour l'année 2022, il est prévu qu'EDF livre 20 TWh supplémentaires à ses concurrents.

Nous nous opposons au fait qu'EDF soit bradée. Nous refusons qu'EDF soit contrainte à vendre de l'électricité à bas prix à des fournisseurs qui n'ont pas développé des moyens de production d'énergie et qui engrangent des profits très importants en achetant à bas coût à EDF et en vendant l'électricité à prix d'or sur les marchés ! Il est urgent qu'on en finisse avec la socialisation des coûts et la privatisation des profits. L'outil d'EDF est un bien commun des Français et des Françaises.

Cela va donc davantage affaiblir EDF, puisqu'EDF a déjà vendu sa production pour 2022. Comme le rappelait notamment le communiqué d'Alliance CFE UNSA Énergies en réaction à l'annonce de Bruno Le Maire : « EDF a déjà pré-vendu sa production pour 2022, donc pour fournir les 20TWh supplémentaires, EDF va devoir les racheter sur le marché au prix fort (environ 300€ MWh) ou alors aux clients auxquels ils ont été vendus... pour les mettre à disposition des concurrents qui vont à leur tour les revendre à leurs clients. Ubuesque ! ».

De plus, cette loi NOME n'a pas atteint son objectif : elle devait permettre aux concurrents d'EDF de développer leurs outils de production d'électricité, en bénéficiant au début de l'ARENH. Cela a été un échec, comme l'a rappelé la Cour des comptes : l'ARENH a permis le développement de la concurrence en aval (les parts de marché des fournisseurs alternatifs ont augmenté) mais "les conditions d'un développement de la concurrence sur la production électrique "en base" n'ont jamais pu être réunies. EDF est resté largement dominant sur ce segment depuis 2011".

Nous nous opposons donc à cet article. Nous sommes pour le développement d'un pôle public de l'énergie basé sur la renationalisation des compagnies énergétiques, comme Engie ou EDF, mais sans les démanteler ensuite contrairement à ce que prévoit le Gouvernement. »