

Réponse de l'association A.N.O.D.E à la consultation sur la nouvelle régulation économique du nucléaire existant

Total Direct Energie ne partage pas la position ci-dessous concernant les modalités de traitement de la capacité (favorable à la 2^{ème} option) et de gestion des reversements financiers (favorable à un traitement via les fournisseurs).

Propos liminaires :

Le marché français de l'électricité est caractérisé par un fournisseur historique qui conserve encore une position de quasi-monopole sur l'ensemble de la chaîne :

- à l'amont, EDF est en monopole sur la production de base, de surcroît pilotable, avec plus de 85% des capacités (nucléaire et hydraulique) ;
- EDF est également en position de force au niveau des réseaux. Le réseau de distribution a notamment permis pendant très longtemps au groupe EDF de maintenir la confusion auprès des consommateurs entre son activité de fournisseur et celle de distributeur et lui permet encore aujourd'hui de compter sur une source de revenu stable et garantie ;
- à l'aval, EDF détient toujours un monopole sur les tarifs réglementés de vente qui lui garantissent une part de marché de 75% sur le segment des consommateurs particuliers plus de 13 ans après l'ouverture du marché à la concurrence sur ce segment. Si l'on considère qu'un marché est ouvert dès lors qu'aucun fournisseur ne détient plus de 30% des parts de marché, alors il faudrait encore au moins 20 ans pour achever ce processus d'ouverture.

Le monopole d'EDF sur la production d'électricité de base pilotable constitue un avantage concurrentiel important pour son activité de fournisseur, qui ne peut en aucun cas être répliqué par les fournisseurs alternatifs.

Le dispositif ARENH, en corrigeant cet important biais du marché français à l'amont a contribué au développement de la concurrence sur le marché aval, même si la situation reste encore relativement fermée sur les segments de clients pour lesquels des tarifs réglementés de vente de l'électricité (TRVE) sont maintenus.

Toutefois, le dispositif ARENH en vigueur est à bout de souffle avant même la fin de la période de mise en œuvre du dispositif prévue dans la loi, soit fin 2025, en raison notamment du plafonnement du volume, de l'instabilité des règles et de la différence de traitement entre EDF Commerce et les autres fournisseurs.

Dans ce contexte, une réforme profonde du marché français est indispensable à court et moyen termes. Deux schémas de réforme sont possibles :

- un modèle basé 100% sur le marché à l'amont et à l'aval qui nécessiterait, d'une part la séparation patrimoniale entre les activités en monopole d'EDF, dont la production nucléaire, et les activités concurrentielles, dont la fourniture, et d'autre part la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité et la remise en concurrence des concessions hydroélectriques ;
- un modèle basé sur la mise en œuvre d'une régulation du nucléaire en tant que facilité essentielle pour le marché français, qui doit garantir des règles identiques pour tous les fournisseurs.

Les pouvoirs publics ont soumis à consultation un projet de réforme basé sur une régulation économique du nucléaire.

L'A.N.O.D.E salue tout d'abord le temps d'analyse laissé par la DGEC aux acteurs de marché pour répondre à cette consultation publique.

Enfin, pour l'A.N.O.D.E la définition du modèle d'organisation cible pour le marché français est un point important notamment au regard de l'échéance de fin 2025 pour le dispositif ARENH. Toutefois, deux autres éléments sont tout aussi importants : l'amélioration du dispositif existant pendant la période de transition, essentielle au bon fonctionnement du marché, et la visibilité qui sera donnée aux acteurs de marché entre la définition de cette cible et sa mise en œuvre effective compte tenu des engagements contractuels qui seront déjà pris par de nombreux fournisseurs.

Question 1 : Partagez-vous ces constats sur la régulation économique du nucléaire actuelle ?

L'association A.N.O.D.E partage le constat sur la contribution de l'ARENH au développement de la concurrence sur le marché de fourniture d'électricité français. En effet, l'ARENH a permis de garantir des conditions économiques équivalentes entre EDF Commerce et les fournisseurs alternatifs. Il a également permis aux consommateurs de bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique, largement amorti, et de sa contribution à la stabilité du prix de l'électricité, quel que soit leur fournisseur.

Il convient toutefois de moduler ce constat sur deux points :

- Sur le marché de masse, et le segment des consommateurs particuliers notamment, EDF dispose encore d'une part de marché très confortable, principalement en raison du maintien des TRVE qui jouent un rôle de verrou ;
- Depuis l'atteinte du plafond de 100 TWh, le dispositif a perdu de son efficacité dans la mesure où il contraint les fournisseurs alternatifs alors qu'EDF fournisseur a accès à la production nucléaire sans limite de volume.

En revanche, l'A.N.O.D.E n'est pas alignée avec la note de consultation sur les points suivants :

1. L'optionalité de l'ARENH a permis d'accélérer la contribution du dispositif au développement de la concurrence car elle a bénéficié en premier lieu aux consommateurs (multiplication par exemple des clauses ARENH dans les contrats de fourniture permettant aux clients de bénéficier du meilleur prix entre ARENH et marché, y compris pour les achats de l'Etat). En effet, les arbitrages réalisés par les fournisseurs alternatifs entre le marché et l'ARENH lorsque les prix sur le marché de gros sont inférieurs à celui de l'ARENH permettent à ces derniers de proposer des offres plus attractives aux consommateurs. Dans le cas particulier du marché de masse, lorsque les prix sur le marché de gros sont supérieurs à celui de l'ARENH, la contestabilité des TRVE n'est pas garantie pour les fournisseurs alternatifs en raison des modalités de calcul du complément d'approvisionnement sur le marché (moyenne des prix sur 2 ans), de la prise en compte des coûts commerciaux d'EDF (pas de coûts d'acquisition et effet d'échelle conséquent pour les coûts de gestion) et des gels tarifaires ou autres lissages opérés par les pouvoirs publics. Par ailleurs, les acteurs qui critiquent cette optionalité ne s'interrogent jamais sur les gains réalisés par EDF lorsque les prix sur le marché sont bien supérieurs à celui de l'ARENH et a fortiori aux coûts du nucléaire historique.
2. L'ARENH a toujours fait l'objet de nombreuses incertitudes que ce soit sur le prix, les modalités de souscription et autres règles opérationnelles (évolutions de dernière minute et projet d'évolution réglementaire structurante) ou le volume, notamment depuis l'atteinte du plafond de 100 TWh. Ces incertitudes induisent des risques supplémentaires pour les fournisseurs alternatifs, en plus du risque lié à la prévision du portefeuille de clients, qui ne pèsent pas sur le fournisseur EDF.
3. Concernant l'amont, il est important de rappeler que l'ARENH est un dispositif qui vise à ouvrir la concurrence à l'aval. Elle ne constitue en aucun cas un mécanisme d'ouverture de la concurrence à l'amont. Pour autant, les opérateurs alternatifs ont contribué au développement de nouvelles capacités de production dès lors qu'ils en

avaient la possibilité. Ils ont été à l'initiative de la plupart des centrales au gaz construites en France et sont très actifs dans le développement des énergies renouvelables, ainsi que l'effacement. Le nucléaire est inaccessible aux opérateurs alternatifs et la puissance publique a pris le parti de ne pas mettre en concurrence les concessions hydrauliques malgré les demandes de nombreux opérateurs alternatifs et de la Commission Européenne. Enfin, l'Etat n'autorise plus la construction de nouvelles capacités de production thermique.

4. Le prix de l'ARENH fait l'objet d'une polémique constante depuis la mise en place du dispositif en raison d'une très forte politisation du sujet et de l'absence d'une méthodologie claire et transparente sur la détermination des coûts du nucléaire, qui serait mise en œuvre par un acteur totalement indépendant.

Question 2 : Au regard des objectifs poursuivis mentionnés plus haut, une régulation économique vous paraît-elle nécessaire après 2025 ?

L'ANODE partage la nécessité de maintenir une régulation économique de la production nucléaire après 2025.

En effet, comme indiqué en introduction, la production nucléaire constitue pour le groupe EDF un avantage significatif non répliquable par les autres fournisseurs.

Par ailleurs, comme l'indique la note de consultation, la stratégie énergétique de la France prévoit une place importante pour la production nucléaire dans le mix électrique jusqu'en 2035, malgré l'accélération du développement de la production renouvelable.

Dans ces conditions, la non-régulation de la production nucléaire historique conduirait, en l'absence d'une séparation patrimoniale entre les activités de production et de fourniture du fournisseur historique et d'une suppression des TRVE, à un risque important de fermeture pure et simple du marché de détail français pour plusieurs raisons :

- En cas de prix sur le marché supérieurs au coût de production du parc nucléaire, les fournisseurs alternatifs ne seront plus en mesure de concurrencer les offres d'EDF ;
- Pour bénéficier de la compétitivité et de la visibilité offertes par la production nucléaire historique, les consommateurs seraient fortement incités à rester chez EDF ;
- EDF serait en mesure de proposer des contrats de longue durée aux consommateurs en s'adossant sur son parc de production ;
- Les TRVE auraient un impact aggravant. Si ces derniers sont fixés sur les coûts d'EDF comme cela a été le cas jusqu'en 2016, ils constitueront une barrière au développement de la

concurrence lorsque les prix sur le marché seront supérieurs au coût de production d'EDF. Si les TRVE sont fixés par l'empilement des coûts comme cela est le cas aujourd'hui (avec une brique approvisionnement calée à 100% sur les prix de marché) ils constitueront une subvention pour l'activité de production d'EDF lorsque les prix sur le marché seront supérieurs au coût de production du parc nucléaire.

Question 3 : Selon vous, quels effets une telle régulation est-elle susceptible d'avoir sur le fonctionnement des marchés ?

Le schéma envisagé par les pouvoirs publics, bien qu'il semble séduisant sur le papier, soulève de nombreuses difficultés pour les fournisseurs en termes de gestion opérationnelle, dont certaines sont structurantes.

- Concernant le principe de l'universalité du mécanisme : ce principe est cohérent avec la mise en place d'un service d'intérêt économique général (SIEG) et permet d'éviter certains arbitrages des consommateurs. L'A.N.O.D.E s'interroge néanmoins sur sa compatibilité avec le modèle de certains fournisseurs et les attentes de certains consommateurs. Les consommateurs cherchant des offres vertes ne comprendront pas leur obligation de financer le parc nucléaire. Cette universalité du mécanisme représente donc un risque sur son acceptabilité.
 - ⇒ *Deux solutions pourraient être envisagées : une solution visant à conserver le principe d'engagement volontaire des fournisseurs dans le dispositif mais sur une période relativement longue par exemple de 5 ans, qui permettrait de garantir une certaine visibilité aux fournisseurs comme au producteur nucléaire et d'éviter les effets d'aubaine, ou une solution visant à exempter les offres vertes à hauteur des consommations des clients concernés uniquement.*
- Concernant le périmètre du parc de production concerné par le SIEG : la note de consultation explique à plusieurs reprises que l'un des objectifs motivant la proposition de régulation du nucléaire est de garantir le transfert aux consommateurs de l'avantage compétitif du parc nucléaire qu'il a financé pendant des décennies. Or, l'EPR de Flamanville ne relève pas du nucléaire historique, et est loin de représenter un avantage compétitif car il s'agit d'un investissement relativement récent qui n'a pas encore été mis en service et dont les coûts ont considérablement dérivé au regard du budget initial, notamment en raison des problèmes de gestion du projet par l'entreprise EDF. Par ailleurs, l'A.N.O.D.E rappelle que les concessions hydroélectriques devront nécessairement être remises en concurrence dans les toutes prochaines années, en cohérence avec le droit communautaire.

Toutefois, si celles-ci devaient ne pas être ouvertes à la concurrence, elles devront être incluses dans le périmètre du SIEG afin de garantir un approvisionnement dans des conditions économiques équivalentes à l'ensemble des fournisseurs.

⇒ *L'A.N.O.D.E préconise de retenir le même périmètre d'actifs nucléaires que pour l'ARENH, en excluant donc le nouvel EPR de Flamanville*

- Concernant les incitations pour le producteur EDF : il est essentiel qu'EDF producteur soit incité sur l'ensemble de son activité. Tout d'abord sur le volume d'énergie mis à disposition du marché (maximisation de la disponibilité du parc et engagement à l'avance sur les volumes). De plus, l'opérateur doit être incité sur l'efficacité de ses coûts. A ce titre, il est intéressant de rappeler que l'analyse de l'Autorité de la concurrence, reprise par le Conseil d'Etat, concernant les TRVE est que la couverture des coûts n'a pas pour vocation de garantir une rémunération pour le fournisseur EDF.
- Concernant l'activité de fourniture : les modalités de formation du prix de marché prises en compte pour les règlements financiers (moyenne pondérée des prix de vente d'EDF production sur 24 mois) combinées à l'existence d'un corridor et à la gestion de ces règlements financiers par les fournisseurs soulèvent de nombreuses difficultés. Sur ce point, la note de consultation indique que les fournisseurs seraient libres de leur stratégie d'approvisionnement. Cette affirmation est erronée.
 - Coûts liés au risque prix : lorsqu'un fournisseur fera une offre à un client, il aura 2 options. Ce fournisseur pourra faire une offre « TRV – X% » et devra répliquer chaque jour la stratégie d'approvisionnement qui sera prise en compte dans les TRV. Il devra donc intervenir tous les jours sur le marché pour couvrir le CfD et le complément d'approvisionnement marché. Or, l'intervention journalière sur les marchés pose de nombreuses difficultés pour les plus petits fournisseurs (disposer d'un portefeuille de clients suffisant pour justifier de ces achats journaliers, disposer des équipes et des compétences pour réaliser ces achats, supporter les surcoûts liés à ces interventions tels que les appels de marge, etc.). Ce fournisseur pourra également décider de faire une offre avec un prix fixe non indexé sur les TRV. Dans ce cas de figure, il devra couvrir le risque prix lié à la différence entre le prix de son contrat de le CfD. Lorsque le corridor est égal à 0€/MWh (soit prix plancher = prix plafond), une telle couverture nécessite de disposer d'une équipe de trading capable de gérer ce type d'options et génère un surcoût pouvant grever la compétitivité du fournisseur. Avec la notion de corridor, s'ajoutent à ces surcoûts une activité de couverture de risque supplémentaire qui fait appel à des produits financiers spécifiques et peu

courants qu'il s'agit de développer. L'existence d'un corridor exposerait donc les fournisseurs à des risques plus élevés de décalage entre les stratégies d'approvisionnement répliquant le CfD sur deux ans et celles suivant la contractualisation avec les clients. Le corridor génère donc encore plus de coûts supplémentaires pour les fournisseurs et les consommateurs qu'un simple prix représentant les coûts du nucléaire.

⇒ *Les fournisseurs de l'A.N.O.D.E sont défavorables à la mise en place d'un corridor et ne comprennent pas la raison d'être de ce corridor. Cette notion n'est pas compatible avec le principe du SIEG. Elle n'apporte aucune plus-value au dispositif puisqu'EDF sera contraint sur son rythme de mise à disposition des volumes sur les marchés en AL-2 et AL-1 et ne pourra donc pas chercher à maximiser ses revenus. En revanche, l'introduction d'un corridor risque de générer une complexité de gestion pour les fournisseurs en particulier pour les plus petits d'entre eux et des surcoûts importants pour les fournisseurs comme pour les consommateurs. Ce corridor pourrait décourager l'entrée sur le marché de nouveaux fournisseurs d'électricité. Il pourrait conduire également à un appauvrissement des offres proposées sur le marché compte tenu de la complexité pour déployer des offres telles que les offres à prix fixes proposées actuellement.*

- Couts liés au risque volume : comme indiqué ci-dessus, pour couvrir le risque prix lié au CfD, les fournisseurs devront répliquer la stratégie de formation du prix de référence de vente du nucléaire. Or, une telle couverture nécessite d'avoir une bonne prévision de son portefeuille de clients 2 ans à l'avance ce qui est totalement illusoire. Ce problème avait déjà été soulevé à plusieurs reprises concernant le complément d'approvisionnement sur le marché pris en compte dans les TRVE, qui représente environ 30% de l'approvisionnement des clients particuliers. La proposition faite par les pouvoirs publics augmenterait fortement ce risque. EDF fournisseur, qui dispose d'un portefeuille important, qui évolue lentement et bénéficie d'effets de foisonnement significatifs serait beaucoup moins exposé à ce risque que des fournisseurs alternatifs avec des portefeuilles beaucoup plus petits et en forte croissance, qui dispose d'un retour d'expérience faible pour évaluer au plus juste les taux d'acquisition clients et de churn, notamment pour certaines catégories de clients (marchés publics, clients particuliers qui peuvent résilier leurs contrats à tout moment et sans justification).

⇒ *L'utilisation d'une période de 2 ans pour calculer le prix de référence de vente du nucléaire n'est pas compatible avec le rythme de contractualisation des clients.*

- Couts liés au risque facturation et trésorerie : en l'état de notre compréhension de la proposition, il est envisagé que les versements financiers liés au CfD soient reversés ou collectés auprès des consommateurs finals par les fournisseurs selon des modalités peu définies à ce stade. Ces mouvements financiers vont toutefois faire peser sur les fournisseurs des risques importants en termes de trésorerie et d'impayés. Pour ces raisons, l'A.N.O.D.E n'est pas favorable à ce que les fournisseurs jouent ce rôle de chambre de compensation entre EDF production et les consommateurs.

⇒ *Si les pouvoirs publics devaient maintenir leur proposition de gestion des versements financiers via les fournisseurs, plusieurs garde-fous seraient nécessaires pour limiter le risque porté par les fournisseurs (trésorerie, impayés, portefeuille) : le reversement, quel que soit le sens, devra être réalisé tous les mois pendant toute la période de livraison, et son montant exprimé en €/MWh des volumes recouverts et non facturés, devra faire l'objet d'une décision qui pourrait, le cas échéant, être opposée aux clients. Des régularisations ex-post pourront éventuellement être réalisées.*

Par ailleurs, l'Anode constate que de nombreux points ne sont pas abordés ou sont peu détaillés dans le projet de note de consultation :

- Modalités de détermination des droits à compensation : l'utilisation des droits ARENH actuels évoquée dans la note ne permet de prendre en compte le vrai besoin des clients qui, pour la plupart d'entre eux, ont une consommation modulée. La prise en compte de cette modulation est indispensable dans la mesure où, comme il est indiqué dans la note de consultation, la production du parc nucléaire est modulée. Or, l'un des objectifs forts de cette régulation est bien de transférer aux consommateurs les avantages du parc nucléaires. Il ne serait pas justifié qu'EDF Producteur soit le seul à pouvoir bénéficier de l'avantage de la saisonnalité du nucléaire. Par ailleurs, quelle que soit la clé de répartition retenue, cette clé devra être transparente, non discriminatoire et identique pour tous les consommateurs car le dispositif ne doit pas générer de distorsions entre catégories de consommateurs. La note ne précise pas non plus la façon dont sont traités les revenus des ventes de la production nucléaire sur le marché spot.
- Traitement des garanties de capacité liées au parc nucléaire : Deux options sont possibles pour le traitement de la capacité dans le futur dispositif :
 - Les volumes associés au productible régulé pourraient être cédés gratuitement par le producteur selon la même clé de répartition que celle utilisée pour les versements financiers du CfD.

- Des enchères de capacité pourraient être organisées parallèlement au dispositif de mise en vente de la production d'énergie, les recettes pour EDF issues des enchères seraient intégrées dans le prix de référence utilisé pour le déclenchement des versements financiers.
- ⇒ *Compte tenu de la complexité plus importante liée à l'option de commercialisation aux enchères des capacités, l'ANODE privilégie la première option. En tout état de cause, compte tenu de la réforme à venir du mécanisme de capacité avec une mise en œuvre du nouveau dispositif à l'horizon 2023, il serait utile de lancer les travaux de concertation pour mettre en cohérence la nouvelle régulation du nucléaire avec le futur mécanisme de capacité.*

Question 4 : Vous paraît-il opportun au regard des objectifs poursuivis que la stabilité recherchée avec cette régulation maintienne sur le productible nucléaire une exposition partielle au prix du marché, et le cas échéant quel serait l'amplitude pour le corridor en €/MWh ?

Comme indiqué à la question précédente, l'A.N.O.D.E ne comprend pas la raison d'être de ce corridor, ni l'objectif recherché par les pouvoirs publics. Dès lors que la production nucléaire devra être vendue sur les marchés à terme à un rythme prédéterminé, la possibilité d'optimiser les revenus de cette vente est nulle. En l'état de notre compréhension, le principe du corridor semble mélanger des notions de couverture de coûts et de perspectives de recettes et génère beaucoup de confusion. Il semblerait que le transfert de valeur opéré par EDF production au bénéfice des consommateurs ne concernerait qu'une partie de la production nucléaire (« ruban annuel de profil stable »), alors que le plafond et plancher seraient déterminés sur la base des coûts de production et, des perspectives de recettes d'EDF production incluant la valorisation de l'ensemble de la production, y compris la forme. Par ailleurs, l'Association A.N.O.D.E considère que la notion de corridor est incompatible avec le principe de SIEG. Le producteur EDF doit être régulé comme tous les autres opérateurs d'infrastructures régulés. Le régulateur doit déterminer les coûts d'un opérateur efficace qui devront être couverts et fixer un niveau de rémunération adéquat pour cette activité. Le régulateur devra également mettre en place les mécanismes incitatifs adaptés pour cette activité concernant la maîtrise et la réduction des coûts, ainsi que la disponibilité des capacités et le niveau de production, etc, afin d'éviter toute sur-rémunération d'EDF producteur comme doit le prévoir les modalités du SIEG.

- ⇒ *Le prix de référence devra nécessairement être la moyenne des prix de gros non pondérée des volumes afin qu'il soit répliquable par tous les fournisseurs.*

- ⇒ *Les fournisseurs de l'A.N.O.D.E s'attendent également à ce que la production nucléaire soit vendue sur les marchés selon un rythme prédéterminé et connu de tous de façon à ne pas perturber les marchés.*
- ⇒ *Dans cette configuration, un corridor n'a plus aucune plus-value au dispositif et peut donc être transformé en référence de prix fixe.*

Au-delà de son inutilité, nous considérons que ce corridor sera ingérable car il fera courir beaucoup de trop de risques pour l'activité des fournisseurs et induira des coûts supplémentaires qui seront *in fine* portés par les consommateurs. Il pourrait conduire également à un appauvrissement des offres disponibles sur le marché français et constituer une difficulté pour l'entrée de nouveaux fournisseurs sur le marché français.

Question 5 : Un mécanisme reposant sur des règlements financiers parallèles à la cession des volumes sur les marchés tel que présenté ci-dessus vous paraît-il plus pertinent qu'un dispositif d'allocation physique ?

L'A.N.O.D.E est favorable à une « financiarisation » du dispositif d'accès à la production nucléaire afin de permettre l'écoulement de la production nucléaire sur le marché et l'augmentation de la liquidité du marché de gros.

En revanche, la gestion de ces flux financiers via le fournisseur fait peser de nombreux risques sur ces derniers. Il est donc important que les pouvoirs publics prévoient d'autres modalités de gestion de ces versements ou, a minima, des modalités permettant aux fournisseurs de refacturer les montants concernés simplement sans risques de trésorerie ou d'impayés (voir les éléments sur ce point à la question 3). Compte tenu de la complexité du projet de régulation envisagé, il sera extrêmement difficile pour les consommateurs, en particulier pour les plus petits d'entre eux, de comprendre la raison d'être et les modalités de calcul de cette compensation. Il sera donc indispensable que les règles d'application soient simples et claires et que le montant de la compensation fasse l'objet d'une décision opposable.

Question 6 : Dès lors que la régulation économique devrait garantir au-delà de 2025 la protection des consommateurs contre des hausses de prix qui seraient déconnectées de la réalité physique de l’approvisionnement électrique français en les faisant bénéficier de l’atout lié à l’investissement consenti dans le parc nucléaire existant, tout en donnant la capacité financière à EDF d’assurer l’exploitation et la maintenance de l’outil de production même dans des scénarios de prix bas, quelles autres dispositifs vous paraîtraient adaptés pour assurer cette double protection ?

L’ANODE considère que 2 autres options pourraient être envisagées et étudiées.

Option 1 : amélioration du dispositif existant, qui présente l’avantage d’avoir été assimilé par l’ensemble des acteurs et serait plus simple à mettre en œuvre et génèrerait moins de risques.

La réforme de l’ARENH reposerait sur les principes suivants :

- Séparer EDF commerce et EDF producteur et soumettre EDF fournisseur à l’ARENH pour garantir une équité de traitement entre tous les fournisseurs ;
- Suppression du plafond de l’ARENH (le dispositif concernerait l’ensemble de la production nucléaire historique) ;
- Conserver le caractère optionnel de l’ARENH et intégrer la valeur de l’option dans le prix de l’ARENH (la CRE serait chargée de déterminer en toute indépendance le prix de l’ARENH y compris de fixer la valeur de cette option) ;
- Option supplémentaire : financieriser l’ARENH pour permettre l’écoulement de la production nucléaire sur le marché de gros. Les livraisons physiques seraient remplacées par une compensation financière des fournisseurs de l’écart de prix entre prix de l’ARENH et une référence de prix marché à déterminer ;
- Pour donner plus de visibilité à EDF production, les engagements des fournisseurs pourraient porter sur une période supérieure à 1 an, 3 à 5 ans par exemple.

Option 2 : une régulation classique du parc de production nucléaire, comme cela est le cas pour les infrastructures régulées. Dans ce schéma, la CRE serait en charge de cette régulation (en coordination avec l’ASN).

- La CRE fixerait à long terme le revenu autorisé de l’opérateur EDF production afin de couvrir les coûts complets de production et une rémunération adéquate pour cette activité (des révisions pourraient être prévues afin d’ajuster, le cas échéant, le niveau du revenu autorisé) ;

- EDF production serait libre de valoriser sa production sur le marché comme n'importe quel autre acteur actif sur le marché de gros avec l'objectif de maximiser les recettes tirées de la vente de sa production sur le marché (choix des produits, des volumes, du calendrier d'intervention) ;
- Chaque année, la CRE calculerait l'écart entre les recettes et le revenu autorisé. Si cet écart est positif, EDF reverserait le surplus aux fournisseurs selon une clé dépendant leur portefeuille. Si l'écart est négatif, les fournisseurs reverseraient à EDF le manque à gagner ;
- La CRE pourrait mettre en œuvre des mécanismes incitant EDF à maîtriser et optimiser ses coûts, à maximiser la disponibilité de son parc et les recettes liées à la vente de sa production sur le marché ;
- Ce dispositif permettrait d'atteindre les objectifs des pouvoirs publics de protection dans la durée des consommateurs et de sécurisation du financement de la production nucléaire. Le mécanisme de reversement financier, s'il devait passer par les fournisseurs, présenterait les mêmes problématiques que celui proposé par l'administration et devra donc être défini de manière à limiter les risques de trésorerie et d'impayés pour les fournisseurs.