24 rue Jacques Ibert – CS 50001
92533 Levallois-Perret Cedex

Tél. : +33 (0)1 47 48 81 00
Fax. : +33 (0)1 47 05 03 67

affaires.reglementairesENI@eni.com
eni.com/fr.

Refonte du mécanisme de capacité français

GT RTE – septembre 2022

Contribution d'ENI GAS & POWER France

Propos liminaire

ENI remercie RTE d'avoir ouvert toutes les portes pour re-disgner le mécanisme de capacité français. Nous suggérons, si cela est faisable, que RTE accompagne chacune des architectures proposées d'une étude comparative coûts/bénéfices.

Le mécanisme de capacité est un marché qui existe en tant qu'aide d'Etat pour garantir la sécurité d'approvisionnement. Le niveau de cette aide doit être proportionné à l'objectif poursuivit, à savoir garantir la disponibilité de capacités suffisantes pour répondre aux critères de défaillance et encourager la flexibilité de la demande. Il est en ce sens essentiel que la rémunération des capacités soit proportionnelle (i) au missing money pour les centrales existantes et (ii) aux coûts complets de production pour les nouvelles capacités, via des véhicules d'aide dédiés (appels d'offres long terme ou autres mécanismes de soutien). "*La formation adéquate du prix de la garantie de capacité est une condition essentielle pour atteindre les objectifs du mécanisme*", sert à limiter les effets d'aubaine et *le coût du mécanisme pour le consommateur*, comme le rappel la Cour des comptes[1].

Proposition ENI de mécanisme de capacité centralisé

ENI est favorable à la mise en place d'une architecture centralisée (demande et obligation) autour d'un acheteur unique intervenant sur les enchères pour acheter les certificats de capacités permettant de répondre à la définition centralisée de la courbe de Demande France, arrêtée par les pouvoirs publics sur la base des scenarii de RTE (types bilan prévisionnel).

Nous proposons de limiter le nombre d'enchères à deux enchères pour une année de livraison (AL) :

- une enchère principale en AL-3 qui vise à contractualiser le plus grand volume de capacités pour l'AL en question (exemple 95% du niveau de la Demande France). Nous proposons qu'elle se tienne 3 ans en amont pour que les producteurs puissent plus facilement estimer leur missing money par rapport aux prix des produits futur sur le marché de l'énergie.
- une enchère d'ajustement optionnelle en AL-1, suite à la révision de la demande par RTE, qui permet de contractualiser les capacités manquantes si nécessaire, tout en favorisant les effacements.

Les modalités de fonctionnement de ces enchères sont résumées ci-dessous :

- toutes les capacités certifiées sont contraintes de participer pour créer la courbe d'offre ;
- les producteurs ont l'obligation réglementaire de proposer leurs capacités sans prix de réserve – encadré par un contrôle des prix par la CRE et par la capacité de sanctionner les abus ;
- les capacités sélectionnées lors des enchères sont rémunérées en pay-as-bid ;
- les capacités sélectionnées doivent être disponibles les jours de tensions – la définition de ces jours peut évoluer afin de refléter des périodes plus larges et dynamiques – RTE contrôle et pénalise les producteurs en cas de manquement (comme cela est le cas aujourd'hui pendant les jours PP2) ;
- toute la demande est contractualisée en AL-1 sans ajustement a posteriori, les producteurs peuvent réaliser des échanges sur le marché secondaire pour s'équilibrer.

Le financement du mécanisme est assuré par un terme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement :

- il est modulé selon la consommation et indexé sur les volumes consommés lors des périodes de tension ;
- il est indépendant du TURPE et payé par les consommateurs selon leur participation à la pointe ;
- il est conçu pour inciter les fournisseurs à proposer des solutions de maîtrise de la consommation afin d'optimiser son coût pour les consommateurs flexibles.

[1] Cour des comptes, *L'organisation des marchés de l'électricité*, Rapport public thématique, Évaluation de politique publique, Juillet 2022, p.124.

Il est naturel que les capacités de production ne soient par toutes rémunérées au même niveau. En effet, la perception d'une rente infra-marginale sur le marché de la capacité, liée à une architecture *capacity wide* et à une organisation des enchères en *pay-as-clear*, n'est pas justifiée lorsque ce signal n'incite pas à l'investissement dans de nouvelles capacités par exemple. Cela s'applique en premier lieu à la capacité nucléaire qui engendre, sur ce marché, des transferts financiers importants des consommateurs vers les producteurs. Comme la Cour des comptes l'a souligné, l'exclusion de rémunération capacitaire aurait pu concerner l'ensemble du parc nucléaire, au-delà des volumes ARENH[2]. D'autant plus que le monopole d'EDF sur cette capacité, couplée à une multitude d'enchères pour une AL conduit à des stratégies de rétention de l'offre de capacité et à une inflation du prix pour les consommateurs finals.

ENI, l'ANODE et d'autres acteurs, défendent un mécanisme *market based*, *capacity wide,* transparent et dont les coûts sont maîtrisés pour les consommateurs finals. Nous proposons que le futur mécanisme de capacité renforce les pouvoirs de surveillance des prix de la CRE, en interdisant la pratique des prix de réserve et en instaurant un mécanisme de juste rémunération des capacités, passant par le *pay-as-bid* pour protéger les consommateurs. Cette solution nous semble la plus simple à mettre en place contrairement aux prix plafonds par technologie ou aux options de fiabilité. Nous ne sommes pas fermés à d'autres mécanismes de contrôle dès lors qu'ils conjuguent transparence et simplicité.

Enfin, il est primordial que le mécanisme de capacité incite les consommateurs à la flexibilité en favorisant l'élasticité de la demande par un signal prix clair, transparent et dissociable du reste de la fourniture. C'est pourquoi nous sommes favorables au modèle n°3 qui remplit les deux objectifs suivants (i) réduire la consommation lors des périodes de pointe, en envoyant un signal tarifaire incitatif qui favorise l'adhésion aux offres de flexibilité et de maîtrise de la consommation ; et (ii) inciter les fournisseurs à proposer des offres de maîtrise de la consommation à la pointe en optimisant le coût du terme pour leurs clients : ainsi la flexibilité devient un enjeux de compétitivité. La logique de marché nous semble être la plus capable de remplir ce dernier objectif.

Questions

Q1 : Nous partageons le constat de RTE que le risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement, lors des périodes de pointes hivernales, est provoqué par les consommateurs résidentiels (C5) thermosensibles. Toutefois, nous rappelons que les consommateurs industriels y participent également et qu'ils ne doivent pas être exclus du mécanisme.

Q2 : Nous partageons le constat que pour la décennie à venir, et très probablement les suivantes, le mécanisme de capacité devra inciter à la réduction de la consommation. A la fois pour maîtriser la pointe de consommation "traditionnelle" et la "pointe de demande résiduelle".

D'une part, il est essentiel qu'à terme, et dans le prolongement du déploiement des compteurs Linky, les développements SI côté GRDs soient réalisés pour permettre le passage de tous les consommateurs en courbe de charge pour qu'ils puissent être responsabilisés quant à l'impact de leur consommation lors des périodes de tension. Cette évolution majeure va dans le sens de la fin des offres monoprix souhaitée par l'administration pour accompagner la flexibilité du système et permettra aux fournisseurs de designer des offres de pilotage et d'effacement pour leurs consommateurs.

D'autre part, la définition des jours de pointe devra évoluer pour couvrir toutes les périodes de tension de l'année et non pas uniquement l'hiver. Il faudra en ce sens capitaliser sur le développement du système EcoWatt mis en place par RTE pour communiquer et inciter au développement de comportements vertueux pour le système.

Q3 et Q4 : Nous n'y sommes pas favorables.

Le mécanisme de capacité ne peut pas inciter au développement de nouvelles capacités, cela a été démontré par le REX de RTE, pour plusieurs raisons :

- les investissements dans le domaine de l'énergie se font sur le long-terme. Or, le mécanisme de capacité ne peut pas, et ne pourrait jamais, donner de visibilité suffisante (maximum 3 à 4 ans, comme pour le marché de l'énergie) ;
- l'expérience montre que les nouvelles centrales se construisent quasiment toutes via intervention des pouvoirs publics (mécanisme de soutien aux EnR, plan d'investissement dans le nucléaire, AOLT pour les effacements, etc.).
    - A ce titre, nous sommes favorables au maintien des appels d'offres long terme et à en élargir la temporalité (7 à 15 ans selon les technologies, comme au Royaume-Uni).
    - Ces appels d'offre peuvent continuer de prendre le mécanisme de capacité comme référence de prix, notamment pour définir le niveau du complément de rémunération (comme c'est le cas dans le système actuel).
    - Les capacités certifiées pour ces unités de production ne sont pas rémunérées par les enchères, mais participent à la construction de la courbe d'offre en bidant à 0€ (comme les énergies renouvelables en appels d'offre CRE), avec une rémunération au *pay-as-bid.*

[2] *Ibid.*

- Le marché de capacité sert de complément de rémunération à toute centrale (existante ou nouvelle). Les revenus capacitaires entrent dans les modèles d'affaires des producteurs, mais ne sont pas un critère de déclenchement d'une nouvelle construction ; cela s'observe notamment pour les capacités bénéficiant de rente-infra marginales. Ce qui vient questionner l'intérêt de cette rente supplémentaire.

Enfin, le mécanisme doit, entre autre, participer au développement des effacements implicites. Ainsi, la proposition d'ENI inclut la mise en place d'un terme tarifaire modulé en fonction de la participation du consommateur à la pointe. De plus, nous serions favorables à ce que l'appel d'offre expérimental de RTE "AOEIF 2023" soit pérennisé et organisé en guichets pluriannuels.

Q5 et Q6 : ENI défend un mécanisme de capacité *capacity-wide* avec un renforcement du contrôle des prix.

Nous sommes partisans pour que toutes les capacités certifiées participent au mécanisme de capacité pour créer la courbe d'offre et à leur rémunération en *pay-as-bid*.

Toutefois, nous ne sommes pas fermés sur la question de l'exclusion des capacités non pilotables, si elles sont également retirées de la demande. Le concept de pilotabilité n'étant pas évident, il conviendrait de le définir pour que nous puissions nous positionner sur la base d'éléments complémentaires.

La future architecture doit permettre une rémunération proportionnée des moyens de production sélectionnés, en répondant aux objectifs d'efficacité et d'efficience. La Cour des comptes rappelle que dans l'organisation actuelle « *le niveau des revenus perçus par les différentes filières n'est aujourd'hui pas suffisamment justifié au regard des strictes nécessités de la sécurité d'approvisionnement.*» [3].

Q7 : Dans la future régulation du nucléaire, il sera essentiel d'articuler correctement la rémunération de cette production avec les revenus capacitaires, afin de limiter le coût total du dispositif pour le consommateur final. Nous rappelons également, que la rémunération capacitaire ne contraint pas les choix d'arrêts pour maintenance d'EDF[4].

D'une part, nous estimons que la future régulation du nucléaire a pour objectif de couvrir les coûts complets de production et d'en garantir la rentabilité. D'autre part, il nous semble pertinent par souci de simplicité, que toutes les capacités certifiées participent à la construction de la courbe d'offre et que celles déjà rentables sur le marché de l'énergie bident à 0€ et soient rémunérées au prix du *bid* : option 3.

Nous souhaiterions que la future architecture questionne également la production hydroélectrique, pour laquelle toutes les centrales ne font pas face à des problèmes de *missing money*

Analyse de la Cour des comptes[5]

L'hydroélectricité représente 15% de la capacité certifiée et 22% des recettes de la capacité en 2019. La Cour des comptes a constaté que sur 14 centrales hydrauliques, représentant 50% des valorisations de garanties de capacités, seulement 5 avaient de la *missing money*.

Si le futur mécanisme de capacité ne retenait pas le *pay-as-bid* ni l'interdiction réglementaire de pratiquer des prix de réserver, alors nous serions favorables à ce que les capacités nucléaires ne participent pas au mécanisme de capacité et soit retirées de la Demande : option1.

Q8 : Nous avons déjà répondu.

Q9 : Bien que nous partagions le besoin d'adapter la rémunération des capacités au niveau de leur *missing money*, nous ne partageons pas le constat que dans un système en *pay-as-bid* les producteurs proposeraient fatalement leurs capacités à des niveaux de prix en anticipation de celui de la dernière offre retenue, au lieu du niveau de leur *missing money*. C'est pourquoi ENI propose d'instaurer une l'interdiction pour les exploitants de capacité de proposer leurs capacités avec prix de réserve.

Nous ne partageons pas l'idée qu'un système en *pay-as-bid* serait lourd et intrusif. Un tel dispositif pourrait fonctionner (au niveau de la vérification des offres) sur base d'estimation des CAPEX et OPEX par filière technologique et d'un rebouclage avec les prix de marché. Il pourrait être présenté sous-forme de fourchette de coûts / d'ordres de grandeur, intégrant : les coûts associés aux heures de fonctionnement par an et les prix des produits futurs sur le marché de l'énergie. Si le contrôle ex-post en pay-as-bid est trop compliqué, nous sommes favorables à l'introduction de prix plafonds par technologie, basés sur la méthode d'estimation de la *missing money* décrite ci-dessous.

Sur la question de la rente infra-marginale, nous sommes en phase avec la logique économique selon laquelle dans une structure optimale ces rentes attireraient de nouveaux investissements. Toutefois, le marché de la capacité est une aide d'Etat qui doit répondre à certains prérequis, tels qu'une rémunération proportionnée des moyens de production sélectionnés pour maitriser et passer les pointes de consommation. Ce qui signifie : rémunérer la *missing money*. De plus, puisquecette rente infra-marginale n'a pas été mobilisée par le passé pour de nouveaux

[3] *Ibid.*, p.134.
[4] *Ibid.*, p.131.
[5] *Ibid.*

investissements l'Etat a dû introduire les AOLT qui permettent de susciter l'investissement. Nous ne voyons pas comment le futur mécanisme pourrait se passer de ces véhicules financiers.

Q10, Q.11, Q.12 et Q.13 :

Bien que notre proposition de mécanisme de capacité centralisé diverge de ces propositions de contrôle, nous ne sommes pas défavorables à l'application de prix plafond par technologie, ni à l'exclusion de certaines capacités considérées comme rentables en les sortants de la courbe de demande, ni à l'instauration d'options de fiabilité. Nous souhaitons que la simplicité et la rationalité économique l'emporte.

Q14 : N.A.

Q15 : ENI ne se prononce pas sur le choix du mode de contrôle, cependant nous nous interrogeons sur le principe de *load following* dans un système basé sur le *merit order*. Nous restons toutefois très favorables à un contrôle du niveau de disponibilité des capacités contractualisées à l'issue de l'enchère.

Le contrôle doit se baser sur la disponibilité des capacités sur les heures/périodes à risque de défaillance, afin que le mécanisme de capacité remplisse correctement son rôle de garant de la sécurité d'approvisionnement, notamment en envoyant des signaux permettant de maîtriser la pointe de consommation.

ENI est donc favorable à l'élargissement de la plage horaire (définissant les périodes de pointe) pour qu'elle soit dynamique. En ce sens, il nous semble important que ces jours ne soient pas cantonnés à la période hivernale et qu'ils s'étendent à toutes les périodes de tension – le dérèglement climatique nous y pousse et nous en avons déjà le retour d'expérience

Q16 : N.A.

Q17 : ENI est favorable à la centralisation du mécanisme de capacité autour d'un acheteur unique, répondant aux besoins d'une courbe de Demande France centralisée. Cela améliorera la transparence autour de la formation des prix, répondra à la distorsion de concurrence entre fournisseurs et exploitants de capacité et permettra de sécuriser, en amont de l'AL, toute la Demande France.

Son niveau serait arrêté par les pouvoirs publics sur le fondement d'une étude d'adéquation réalisée par RTE pour l'enchère principale (AL-3) et réévaluée pour l'enchère d'ajustement (AL-1). La courbe de Demande France est ainsi égale au niveau de capacités nécessaires pour souscrire au critère de sécurité d'approvisionnement, inscrit au D.141-12-6 du code de l'énergie.

RTE a par ailleurs prouvé sa capacité à prévoir justement le niveau d'obligation France.

Q18 : Nous sommes favorables à la méthodologie n°2 reprenant la méthodologie de l'ACER.

Q19 : ENI est favorable à la définition d'un besoin centralisé et à une contractualisation centralisée, comme cela est le cas dans d'autres pays européens.

Q20 : ENI est favorable à deux enchères : une principale en AL-3 et une d'ajustement, après révision du besoin en AL-1. L'idée étant que toutes les capacités soient contractualisées avant l'AL sans ajustement a posteriori.

i. L'enchère de référence en AL-3 pour que les producteurs puissent plus facilement estimer leur *missing money* par rapport aux prix des produits futurs disponibles sur le marché de l'énergie (CAL+3).
   - L'acheteur unique contractualise le maximum de garanties de capacité pour remplir son l'obligation de contractualisation minimale arrêtée par voie règlementairement.
   - Contractualisation d'un volume minimal de la courbe de demande important pour garantir la sécurité d'approvisionnement (exemple : 95%).

ii. Une enchère d'ajustement en AL-1 peut se tenir, sur la base d'une révision du besoin France, par RTE.
   - Elle permet à l'acheteur unique de contractualiser les dernières garanties de capacité nécessaires pour couvrir la Demande France.
   - Elle doit favoriser l'intégration des effacements.
   - Elle n'a pas lieu si toute la Demande France est couverte par l'enchère d'AL-3.

Entre l'enchère principale et l'AL, les producteurs devraient pouvoir s'échanger des garanties de capacité pour s'équilibrer.

L'organisation d'une seule enchère ne serait pas suffisante puisque comme l'a indiqué RTE dans son REX, le niveau réel de la Demande France est connu avec certitude à mesure que l'AL se rapproche. Ainsi, le risque de sur-contractualisation est important et donc le coût ne serait pas maîtrisé pour les consommateurs finals.

Il est toutefois essentiel de s'assurer qu'il n'y ait pas de rétention de capacités, si plusieurs enchères sont organisées. C'est pourquoi nous suggérons d'imposer l'obligation pour les détenteurs de capacités certifiées de participer aux enchères, en appliquant également les modalités de contrôle évoquées précédemment. Par ailleurs, avec une seule

enchère, l'intégration des effacements, notamment diffus dont le développement fera l'objet d'une obligation réglementaire au 1er juillet 2023[6] est compromis puisqu'ils ne bénéficieraient pas de rémunération capacitaire (niveau d'effacement connu en N-1).

Il est important que l'enchère d'AL-1 se tienne suffisamment en amont de l'AL, au moins 6 mois.

Q21 : Nous avons partiellement répondu à cette question, à la question 20.

Sur les éléments complémentaires :

- Une répartition optimale des volumes pour les deux enchères permettrait de contractualiser suffisamment de capacités pour garantir la sécurité d'approvisionnement, tout en laissant suffisamment de marge pour être sûr qu'il n'y ait pas de sur-contractualisation, et permettre l'intégration d'un volume significatif d'effacement. Le volume réservé à l'enchère d'ajustement peut-être exprimé via un pourcentage limité (proche de 5%) de la demande estimée en AL-3.
- En cas de réactualisation à la baisse des volumes en AL-1, nous ne sommes pas favorables à une remise en cause des volumes contractualisés en AL-3 ou AL -4, ce mécanisme joue un rôle assurantiel assumé par la collectivité.
- Nous ne sommes pas favorables à l'opt-out des capacités pour l'enchère principale en AL-3.

Q22 : Nous sommes favorables au maintien, dans tous les cas (centralisation, obligation fournisseur, …), d'un marché OTC.

Dans le cas d'une contractualisation et d'une obligation centralisée, le maintien du marché en gré-a-gré entre les exploitants de capacité leur permettra de s'équilibrer en cas d'aléas. Le coût de ce rééquilibrage, lié aux prévisions des exploitants, ne sera pas répercuté sur le coût de la capacité et n'impactera donc pas la valeur économique intrinsèque de la capacité, ni les consommateurs.

Q23 : La proposition d'ENI est fondée sur le modèle 3.

En effet, nous souhaitons la suppression de l'obligation portée par les fournisseurs pour plusieurs raisons :

- l'obligation de capacité n'a pas permis au mécanisme de remplir son objectif principal à savoir assurer la sécurité d'approvisionnement en amont de l'année de livraison ;
- elle n'a pas poussé les fournisseurs à développer des offres d'effacement implicite, étant donné que les gains liés à ces offres (réduction de l'obligation) sont inférieurs au risque que leur fait porter cette obligation (difficultés d'anticipation du prix dans la mesure où le mécanisme est très sensible à des situations conjoncturelles) ;
- le calendrier de *sourcing* en certificats de capacité, qui démarre en AL-4, est incompatible avec l'activité de fourniture sur le marché de masse. Les fournisseurs ne peuvent pas prévoir avec suffisamment de fiabilité leur portefeuille de clients plusieurs années à l'avance et les offres sur ce segment ne permettent pas, dans la majorité des cas, de transférer facilement les coûts non directement liés au prix de l'électricité ;
- le mécanisme actuel est également une barrière à l'entrée pour tout nouveau fournisseur ;
- le prix de la capacité n'est pas transparent et dépend majoritairement d'un seul acteur, tellement l'offre est concentrée par rapport à la demande en capacité.

La centralisation du mécanisme offre de nombreux avantages :

- elle assure une plus grande transparence sur la formation du prix pour tous les acteurs mais notamment pour les consommateurs ;
- elle limite les risques de distorsion de concurrence entre les exploitants de capacités et les fournisseurs.

La proposition d'ENI de financer le mécanisme de capacité par une composante tarifaire modulée pousserait au développement du pilotage de la consommation. Cette proposition permettrait également de garantir une totale transparence pour les consommateurs sur le coût de la capacité qui serait identique quel que soit le choix du fournisseur, tout en ouvrant le champ de la concurrence entre acteurs de marché sur les services d'effacement (voir **annexe 1** et notre présentation).

Q24 : ENI est favorable à une définition des jours/périodes de pointe qui associe : définition ex-ante d'une plage horaire et de jours de pointe en J-1, en cas de centralisation du mécanisme. Toutefois, nous ne sommes pas fermés à d'autres options.

Q25 : La thermo-sensibilité est un élément important à prendre en compte dans le calcul de la demande. Il est également important de refléter les périodes de tension qui interviennent toute l'année, notamment dû au dérèglement climatique avec des tensions l'été. La répartition des jours/périodes de tension devrait être plus dynamique et non pas cantonnée à la période hivernale.

[6] Délibération de la CRE du 27 juillet 2022.

Annexe 1 : proposition de terme tarifaire

- Terme tarifaire

Le financement du mécanisme est assuré par les consommateurs au prorata de leur consommation ou de leur participation au risque de défaillance du système.

Les compétences tarifaires de la CRE seront amenées à évoluer avec l'ajout d'un terme tarifaire additionnel au TURPE.

La participation des consommateurs est collectée par les fournisseurs par un « *terme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement* », reversé aux GRT et GRD. Dans le cadre des contrats CART et CARD le terme tarifaire est directement versé par les consommateurs au GRT.

Le GRT et les GRD reversent ensuite les montants issus du terme au Fonds de garantie de capacité géré par l'ORF.

Le **terme tarifaire donne un prix à la capacité**. **Il est fixé pour une période tarifaire** (4 ans si on suit le TURPE) **et est réévalué annuellement par les pouvoirs publics sur proposition de la CRE**.

La révision annuelle du terme assure aux consommateurs de payer le prix le plus juste et à l'acheteur unique de couvrir la Demande France, en tenant compte :

- de l'évolution du prix de la capacité ;
- des ajustements de la Demande France en AL-1;
- du niveau de dotation du Fonds suite à l'exercice précédent[7] ;
- de l'intégration au Fonds des certificats de capacité d'interconnexion vendus par RTE et des montants des pénalités payés par les producteurs (prix de réserve[8], indisponibilité[9]).

- Construction du terme tarifaire et capacité des fournisseurs/tiers à l'optimiser pour leurs clients

Le terme tarifaire n'est pas intégré au tarif réseau, il est une nouvelle composante tarifaire, comme l'ATS en gaz.

La position d'ENI repose sur deux objectifs :

i. réduire la consommation lors des heures de pointes en envoyant un signal tarifaire incitatif qui favorise l'adhésion aux offres de flexibilité et de maîtrise de la consommation ;
ii. inciter les fournisseurs à proposer des offres de maîtrise de la consommation à la pointe en optimisant le coût du terme de capacité de leurs clients. La flexibilité devient un enjeu de compétitivité.

[7] Celui-ci peut être soumis à un niveau de dotation minimal.
[8] Sanction CRE.
[9] Sanction RTE.

24 rue Jacques Ibert – CS 50001
92533 Levallois-Perret Cedex

Tél. : +33 (0)1 47 48 81 00
Fax. : +33 (0)1 47 05 03 67

affaires.reglementairesENI@eni.com
eni.com/fr.

ENI identifie 3 options de tarification du terme, non exhaustives :

1 Option basique
100% profilé

- Les consommateurs paient un **terme forfaitaire en €/MWh en période de pointe** = la CRE définit annuellement une **grille de tarifs** qui dépend des profils de consommation. Les consommateurs qui souscrivent à une **offre de flexibilité bénéficient d'un abattement sur le terme**, dont le niveau est défini réglementairement. Cela est cohérent avec l'obligation pour certains fournisseurs de proposer une offre dynamique.

Si en N+2, les GRT-GRD constatent que la consommation à la pointe n'a pas diminué sur l'un des segments profilés (C1 à C5), alors le niveau du terme défini pour ce segment profilé augmentera l'année suivante pour récupérer les écarts.

- L'offre de flexibilité souscrite par le consommateur (ex. pointe mobile) l'incite à limiter sa consommation en période de pointe et le récompense ou le sanctionne financièrement en cas de consommation excessive.

Principaux écueils de l'option 1 :

- **L'incapacité à reboucler avec la consommation réelle ne permet pas de récompenser les comportements vertueux individuels, et peut pénaliser tout un profil de consommation en envoyant des signaux contradictoires aux consommateurs vertueux.**
- **L'offre de flexibilité du fournisseur peut ne pas être suffisamment incitative, par ex. pour une offre à pointe mobile les différentiels de prix, entre période de pointe et période classique, pourraient être non significatifs et ne pas pousser à la maîtrise de la consommation tout en autorisant l'abattement. Cercle vicieux entrainant une inflation du terme.**

2 Option intermédiaire
Profilé et réel

- Les consommateurs, qu'ils soient profilés ou en courbe de charge, sont facturés du terme capacitaire forfaitaire, sans vérification du niveau réel de performance (pour les profilés): dans les mêmes conditions que l'option 1.

Variante optionnelle : si en N+2, les GRT-GRD constatent que la consommation à la pointe n'a pas diminué sur l'un des segments profilés (C1 à C5), alors le niveau du terme défini pour ce profil augmentera l'année suivante pour récupérer les écarts. Sauf pour les clients télé-relevés qui ont souscrit une offre de flexibilité et ont été flexibles.

- A date, un fournisseur proposant une offre de flexibilité à ses clients met en place un calendrier fournisseur, ainsi, les GRD disposent de la consommation réelle des clients en période de pointe (transmission des données télé-relevées par Enedis en J+15).

Principaux écueils de l'option 2 :

- **Existence de deux régimes de facturation de termes capacitaires différents (télé-relevés et profilés), générant une complexité opérationnelle pour les fournisseurs ainsi qu'une mauvaise compréhension pour le consommateur.**

3 Option avancée
100% télérelevé

Cette option sous-entend que tous les consommateurs français passent en courbe de charge et que les GRD aient pu réaliser les développements SI nécessaires.

- Les GRD envoient les flux de consommation pendant les périodes de tensions aux fournisseurs en J+14, pour tous les consommateurs en courbe de charge.
- Mensuellement, le fournisseur régularise le coût du terme au réel que doit le consommateur, indexé sur le niveau de sa consommation pendant les périodes de tension.
- L'intégration des termes de capacité étant homogène entre les différentes offres, les offres de flexibilité que proposent les fournisseurs deviennent encore plus attractive, car elles intègrent des termes de capacité moindre que les offres de base.

Principaux écueils de l'option 3 :

- **Cette proposition requière des développements SI importants de la part des GRD-GRT pour passer tous les consommateurs en courbe de charge. Néanmoins, ce développement est nécessaire pour permettre une réelle l'incitation aux comportements vertueux, tel que le prévoit le projet Linky, et la flexibilité du système électrique**

La construction du terme sur la base des composantes suivantes (non-exhaustives) :

Définition du terme par niveau de puissance

- Le Terme est exprimé en €/MWh et est défini par la CRE annuellement.
- Il sert à financer le Fonds de garantie de capacité, utilisé par l'acheteur unique lors des enchères.
- Il est facturé par les GRD/GRT aux clients directement, ou via leurs fournisseurs (contrat unique).
- Il est indexé sur les volumes consommés lors des périodes de tension et individualisé pour chaque consommateur ou profil.
- La participation de chaque consommateur ou profil au Fonds, résulte de la multiplication du son terme par un volume, qui peut être égal à :
  - *La consommation pendant les périodes de pointe (PP1 dans le système actuel) ;*
  - *La différence entre la consommation moyenne et la consommation de période de pointe (PP1 dans le système actuel): cette option a été privilégiée dans la mise en place de l'ATS en gaz pour avantager les consommateurs industriels notamment).*

Reconstitution des flux

- Selon l'option choisie (slide 19), le fournisseur estime le niveau du terme pour chacun de ses clients sur base de leurs profils (grille CRE) et l'intègre dans son tarif.
- Le GRD transmet aux fournisseurs la consommation de chaque client concerné pendant les périodes de pointe via les flux mensuels.
- Le fournisseur facture le bon niveau du terme de capacité à son client, sur base de la consommation envoyée par le GRD/GRT: mensuellement pour les télé-relevés et jusqu'à N+2 pour les profilés.

Alimentation du Fonds de capacité

- Sur la base des flux de consommation agrégés ou estimés les premières années, les GRD/GRT calculent le montant de la participation capacitaire des portefeuilles des fournisseurs et demandent le versement des termes capacitaires collectés par les fournisseurs auprès de leurs clients. Le passage des flux financiers par les gestionnaires de réseaux permet de limi
- Ces sommes alimentent le Fonds de garantie de capacité permettant la contractualisation lors des enchères.

Les périodes de tension (actuels jours PP1)

- Les périodes de tension couvrent une période plus large que l'hiver pour refléter la tension sur le réseau toute l'année.
- Les jours de tension sont communiqués aux clients par leurs fournisseurs d'énergie/RTE (EcoWatt).
- Les fournisseur/tiers développent des offres de flexibilité : EIF ou effacements explicites pour maîtriser le coût du terme.

Exemple : la CRE définit une grille de termes de capacité en fonction de la puissance soutirée lors des heures de pointe; avec : X > Y > ß > α > X'
Options 1 et 2 *:ces puissances seraient équivalente à celles des profils de consommation : C1 à C5 ;*
Option 3 *: ces puissances seraient définit à une maille qui permette de nuancer des profils de consommation entre les consommateurs*

Options 1 et 2

Profil	Puissance	Terme base	Abattement
C1	Sur mesure	X€/MWh	- … %
C2	> 250 kVA	Y€/MWh	- … %
C3	< 250 kVA - HT	ß€/MWh	- … %
C4	37 à 250 kVA	α€/MWh	- … %
C5	3 à 36 kVA	X'€/MWh	- … %

Option 2 et 3

Profil	Puissance	Terme
P_{max} 1	36-40 kW	X€/MWh
P_{max} 2	4-8 kW	Y€/MWh
P_{max} n	0-4 kW	ß€/MWh

24 rue Jacques Ibert – CS 50001
92533 Levallois-Perret Cedex

Tél. : +33 (0)1 47 48 81 00
Fax. : +33 (0)1 47 05 03 67

affaires.reglementairesENI@eni.com
eni.com/fr.

- **Flux financiers**

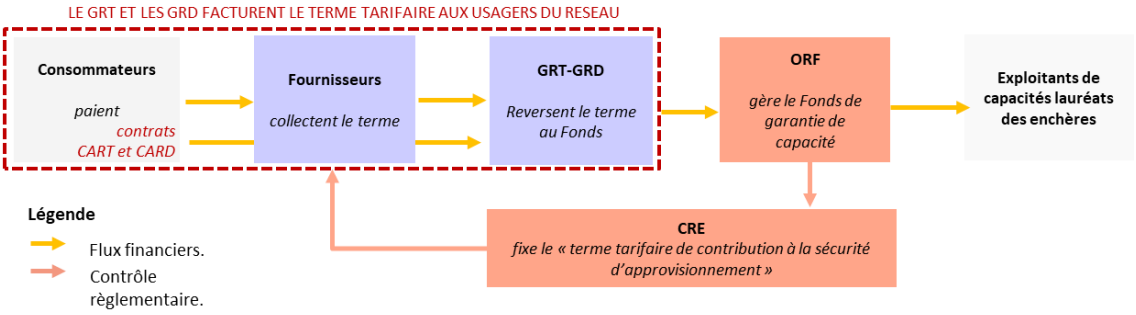
L'Organe de règlement financier (ORF) est un tiers financier dont l'objectif est de garantir la transparence financière du mécanisme et l'allocation efficace des sommes collectées par le Fonds de garantie de capacité. L'acheteur unique (RTE) ou la Caisse des dépôts et des consignations pourrait être cette entité par exemple.

Il est mandaté par l'acheteur unique pour rémunérer les exploitants de capacité lauréats des enchères. Cette délégation pourrait être encadrée sur le modèle de l'accord-cadre ARENH liant EDF et la Caisse des dépôts et des consignations pour le versement des droits aux fournisseurs alternatifs[10]. L'accord cadre définit les droits et les obligations respectifs de chaque partie.

Lors des enchères, l'ORF est mandaté par l'acheteur unique pour assurer le règlement financier du mécanisme auprès des exploitants de capacité. Ses missions, en tant que tiers de confiance sont :

- de garantir l'allocation efficace du Fonds de garantie de capacité ;
- de garantir la transparence financière du mécanisme de capacité, en rémunérant les capacités lauréates au prix révélé par l'enchère ;
- de veiller à ce que l'acheteur unique remplisse en AL-3 son obligation de couverture minimale ;
- de limiter les risques de sur-couverture.

En qualité de teneur des comptes, il peut être auditionné par la CRE pour fixer le niveau du « terme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement », notamment en tenant compte du niveau de dotation du Fonds suite à l'exercice de l'année précédente.



- **Le Fonds de garantie de capacité**

Le Fonds de garantie de capacité est abondé par le GRT et les GRD *via* le « terme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement ».

C'est un fonds de roulement géré par l'ORF pour rémunère les exploitants de capacité lauréats des enchères.

La part résiduelle du Fonds de garantie de capacité, suite à l'exercice de l'année précédente, est intégrée par la CRE dans le calcul du « terme tarifaire de contribution à la sécurité d'approvisionnement ». L'objectif étant de minimiser les coûts du mécanisme pour les consommateurs finals.

Les pénalités payées par les exploitants de capacités (indisponibilités lors des jours de tensions) sont reversées au Fonds de garantie de capacité.

Un niveau minimal de dotation du Fonds peut être fixé, de sorte que le surplus soit réalloué aux consommateurs finals en réduisant le niveau du terme tarifaire pour l'exercice suivant. Cela, tout en garantissant un fonds de roulement suffisant.

[10] Annexe 3, de l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.