Refonte du mécanisme de capacité français

Appel à contributions

22 juillet 2022
23 septembre 2022

Table des matières

1 Introduction 3

1.1 Contexte 3

1.2 Calendrier prévisionnel 4

2 L'évolution du contexte depuis l'introduction du mécanisme de capacité actuel justifie de réinterroger ses choix de conception et d'engager sa refonte 6

2.1 Contexte d'introduction du mécanisme de capacité actuel 6

2.2 Choix de conception du mécanisme actuel 7

2.3 Evolution du contexte depuis la mise en œuvre du mécanisme et enjeux de la prochaine décennie pour le futur mécanisme 9

3 Rôle et objectifs du futur mécanisme de capacité 16

3.1 Continuer d'assurer la sécurité d'approvisionnement… 16

3.2 … à un coût maîtrisé… 21

3.3 … et selon des modalités simplifiées 21

4 Principes de fonctionnement du futur mécanisme de capacité 23

4.1 Périmètre des capacités participant au futur mécanisme de capacité 23

4.2 Centralisation de la demande et financement du futur mécanisme de capacité 41

Annexe 1 – Récapitulatif des questions posées au sein du présent appel à contributions 54

Annexe 2 – Comparatif des mécanismes de capacité anglais, belge et italien 57

1 Introduction

1.1 Contexte

Le mécanisme de capacité a été institué par la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) du 7 décembre 2010 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France dans le cadre du marché européen. À l'issue d'un long travail de concertation et d'une instruction approfondie par les autorités nationales et communautaires, il a été mis en œuvre à compter de 2017. Défini par plusieurs lois (désormais codifiées aux articles L.335-1 à L.335-7 du code de l'énergie), organisé par les décrets de 2012 et 2018 et régi par plusieurs versions successives de règles de marché entre 2015 et 2021, le mécanisme de capacité repose aujourd'hui sur un cadre réglementaire complet et constitue une réalité opérationnelle pour tous les acteurs de marché.

Conformément à la clause de revoyure qui figure dans les règles du mécanisme, prévue dès la conception du mécanisme, RTE a mené entre 2020 et 2021 un retour d'expérience [1] complet, largement concerté avec l'ensemble des parties prenantes du mécanisme, afin d'en évaluer le fonctionnement concret et sa performance à l'issue de ses premières années de fonctionnement.

Cet exercice a permis d'établir l'intérêt et la valeur économique du mécanisme de capacité et d'attester que, sur la période considérée, le dispositif a bien rempli son objectif de contribuer au maintien d'un niveau de sécurité d'approvisionnement correspondant – ni plus, ni moins – au critère établi par les pouvoirs publics et a procuré un bénéfice économique net à la collectivité. Le mécanisme a par ailleurs permis de conférer une valeur de référence à la sécurité d'approvisionnement, à même de refléter l'occurrence de tensions sur l'équilibre offre demande, sans pour autant occasionner un coût pour le consommateur excédant les estimations conduites avant sa mise en œuvre. Si l'architecture « décentralisée » retenue lors de la conception du mécanisme a démontré sa capacité à fonctionner en pratique, le retour d'expérience a mis en évidence qu'elle s'accompagne d'une importante complexité opérationnelle et qu'elle n'a pas pleinement démontré sa plus-value par rapport à un système centralisé.

Ces travaux ont ainsi permis de constituer un retour d'expérience suffisant et partagé sur le mécanisme pour en connaître les avantages et inconvénients et engager des modifications, y compris structurelles, comme appelé de leurs vœux par l'ensemble des acteurs de marché et institutionnels.

Suite à la publication de ce rapport, RTE a par conséquent proposé un plan d'action séquencé :

1	**Thème « Simplification »**	• Simplification, amélioration du fonctionnement et de la performance du mécanisme, sans remise en cause du cadre réglementaire • Meilleure visibilité sur les signaux du mécanisme ✓ **Approbation d'un nouveau jeu de règles dès la fin 2021**
2	**Thème « Temporalité des échanges et centralisation »**	• Identifier les mesures compatibles avec le cadre réglementaire permettant de renforcer la confiance dans la formation du prix ➔ *Suite à une concertation spécifique fin 2021, il a été décidé de ne pas procéder à la mise en œuvre des mesures envisagées et de prioriser les travaux relatifs aux évolutions structurelles du mécanisme.*
3	**Thème « Autres évolutions structurelles »**	• Instruire les évolutions structurelles du mécanisme nécessaires à l'issue de sa période d'approbation afin de lui permettre d'accompagner le système électrique à l'horizon 2025/2035

[1] Le rapport correspondant et sa synthèse peuvent être consultés au lien suivant : https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/participez-au-mecanisme-de-capacite.html

S'agissant du troisième et dernier thème, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du Ministère de la Transition énergétique a adressé le 12 avril 2022 à RTE un courrier lui donnant pour mandat de conduire cette concertation et en en définissant les thématiques, attendus et éléments de calendrier.

Le présent appel à contributions clôt ainsi la première phase de ce cycle de concertation visant à définir les objectifs et grands principes de l'architecture d'un futur mécanisme de capacité au regard des évolutions anticipées du système électrique et de son cadre de régulation, en tirant parti des enseignements du retour d'expérience et, le cas échéant, en ouvrant à nouveau des questions structurantes initialement tranchées dans un contexte différent, lors de la conception du mécanisme.

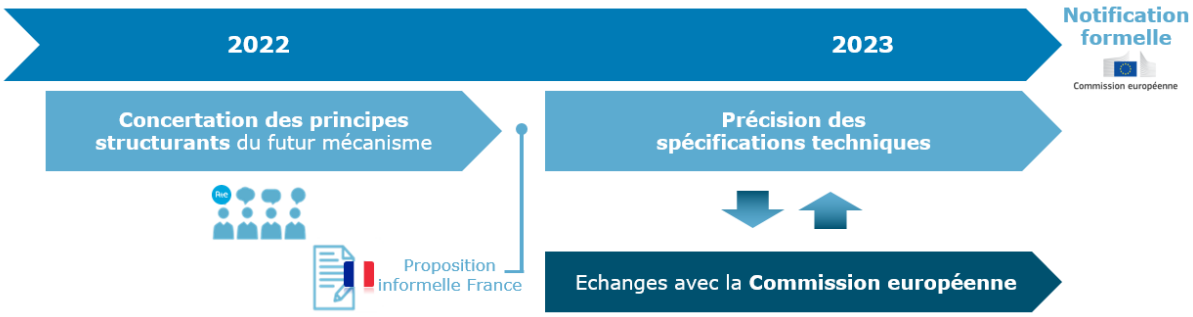
1.2 Calendrier prévisionnel

Le mécanisme de capacité actuel a reçu l'approbation de la Commission européenne pour dix ans à compter de novembre 2016 et cette autorisation s'étend ainsi jusqu'en 2026. La refonte du mécanisme de capacité interviendra par conséquent à une échéance où il aurait de toute façon dû faire l'objet d'un nouvel examen de la part des autorités communautaires.

Par ailleurs, l'expiration du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) au 31 décembre 2025 et le lien constructif qui s'est établi avec le mécanisme de capacité justifie que ce dernier ne perdure pas – dans sa forme actuelle – en l'absence de dispositif redistributif et que les révisions respectives des deux mécanismes soient conduites en parallèle.

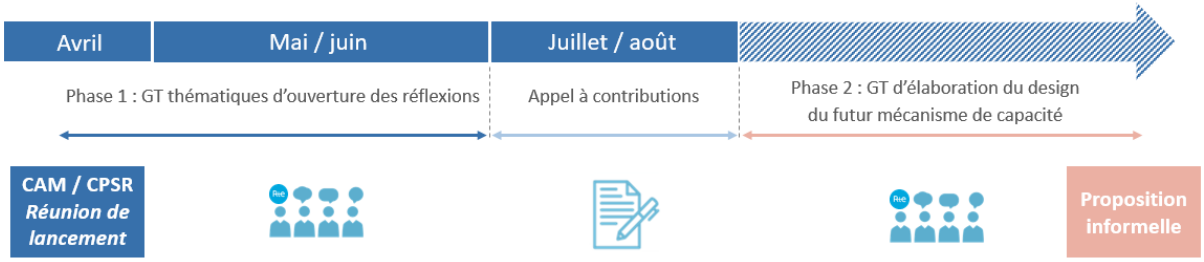
L'objectif est que le nouveau mécanisme soit déployé à compter de l'année 2026, sous réserve de l'atteinte plus ou moins rapide d'un consensus et de la durée d'examen du dispositif par la Commission européenne au titre des aides d'Etat. En l'état de la réglementation européenne[2], l'approbation recherchée devrait être de dix ans. Le futur mécanisme devrait donc vraisemblablement s'appliquer sur la décennie 2026-2036.

Le planning d'élaboration de ce futur mécanisme proposé par RTE, en lien avec les pouvoirs publics, s'articule en deux grandes phases, représentées ci-dessous et structurées autour de la conception d'une proposition d'architecture élaborée avec les parties prenantes françaises de nature à soutenir de premiers échanges avec les autorités européennes.



La première phase s'est ouverte avec la tenue par RTE, la DGEC et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) d'une réunion de lancement des travaux le 15 avril 2022, qui a permis d'en dessiner les principaux enjeux, de préciser les attentes des pouvoirs publics quant à ces travaux et d'annoncer les objectifs et le planning des travaux pour les années 2022 et 2023.

[2] Règlement n°2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, article 22, paragraphe 8



RTE a depuis réuni par trois fois son groupe de travail « Mécanisme de capacité ». Ces trois réunions ont chacune été consacrées à l'une des thématiques de la refonte du mécanisme de capacité et ont permis de mettre en évidence les principales questions qui permettront d'établir les grands principes du futur mécanisme.

Groupe de travail	Thème	Date
GT 1	**Profil de consommation et paysage de défaillance entre 2025 et 2035**	21 avril
GT 2	**Caractéristiques du parc de production entre 2025 et 2035**	24 mai
GT 3	**Fondamentaux économiques du futur mécanisme**	29 juin

Les parties prenantes participantes ont été invitées à exprimer des points de vue préliminaires sur de nombreuses questions posées à l'occasion de chacune de ces réunions.

L'ensemble de ces questions sont reprises dans le présent appel à contributions, pour lequel les réponses doivent être déposées sur www.concerte.fr avant **le 23 septembre 2022**.

A l'issue de cet appel à contributions et d'une phase d'instruction des réponses reçues, RTE organisera un nouveau groupe de travail visant à la restitution des contributions reçues et marquant l'ouverture d'une nouvelle phase de concertation en vue d'élaborer un futur mécanisme de capacité dont le *design* fait consensus parmi les parties prenantes françaises.

2 L'évolution du contexte depuis l'introduction du mécanisme de capacité actuel justifie de réinterroger ses choix de conception et d'engager sa refonte

2.1 Contexte d'introduction du mécanisme de capacité actuel

Les choix de conception de l'actuel mécanisme de capacité sont indissociables du contexte et de l'état du système électrique français à l'orée des années 2010 : le mécanisme constitue en effet par nature une intervention publique visant à répondre aux inquiétudes quant à la faculté des marchés de l'électricité à assurer la sécurité d'approvisionnement sur le temps long, en particulier au regard des spécificités du système électrique français que constituent sa thermosensibilité et l'occurrence des pointes de consommation.

Dès la publication des premiers Bilans prévisionnels, les études d'adéquation publiées par RTE ont mis en évidence le caractère dominant de l'aléa de température pour le système électrique français. Il en résulte un phénomène de pointe électrique hivernale en cas de vague de froid qui s'est accru au fil des décennies, jusqu'à faire compter la France pour la moitié de la thermosensibilité de la consommation d'électricité européenne. Cet aléa a donc conduit à dimensionner le système électrique autour de cette pointe, de façon à lui permettre d'assurer un niveau de continuité d'alimentation permettant au maximum trois heures de défaillance par an en espérance (ce qui correspondait, à l'époque, à la demande qui se matérialiserait lors de la survenue d'une vague de froid décennale).

Le critère de sécurité d'approvisionnement, prévu par le code de l'énergie, représente ainsi le niveau de risque contre lequel la collectivité souhaite se prémunir[3]. Les travaux menés en 2010 dans le cadre du groupe de travail[4] présidé par les parlementaires Bruno Sido, député, et Serge Poignant, sénateur, ont ainsi relevé une croissance continue de la puissance appelée en période de pointe plus rapide que la consommation d'électricité elle-même (+ 5 GW de différence entre la puissance moyenne appelée en hiver et la pointe annuelle entre 1997 et 2008). Sans mesure correctrice, la pointe de consommation était donc appelée – au même titre que sa volatilité selon l'ampleur des vagues de froid – à poursuivre cette trajectoire de croissance, au risque d'occasionner d'importants problèmes de sécurité d'approvisionnement. L'organisation du système électrique ne conduisait alors pas à maîtriser l'évolution de la forme de la consommation d'électricité de manière efficace.

Symétriquement, le parc de production français a fait face à d'importantes difficultés économiques au début des années 2010. En particulier, les conditions de marché sur les années 2013 à 2015 ont conduit à des pertes financières pour de nombreux exploitants de cycles combinés au gaz (CCG). Non seulement les rentes inframarginales perçues sur le marché de l'électricité par les CCG ne permettaient pas de dégager un bénéfice suffisant pour couvrir les coûts d'investissements (CAPEX) initialement consentis, mais ces revenus ne permettaient pas non plus de couvrir les coûts annuels de fonctionnement (coûts fixes annuels d'exploitation et de maintenance). Ces difficultés économiques ont conduit à des restructurations importantes de la filière et des cessions d'actifs. Tandis que les marges en capacité par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement étaient en voie de réduction sous l'effet d'impulsions politiques, ces difficultés économiques faisaient craindre la mise sous cocon ou la fermeture de certaines unités de production dans l'attente de conditions de marché

[3] La définition du critère de sécurité d'approvisionnement figure à l'article L. 141-7 du code de l'énergie et son niveau est fixé par le ministre en charge de l'énergie par voie réglementaire (article D. 141-12-6).
[4] Rapport Sido-Poignant, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010

plus favorables alors que ces actifs étaient particulièrement nécessaires lors des périodes de pointe de consommation et ainsi au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

La faculté du modèle d'organisation du système électrique français – qui reposait sur le postulat que l'adéquation de capacité pouvait être assurée par le seul fonctionnement des marchés de l'énergie, d'inciter aux investissements dans les capacités de pointe et d'en assurer la viabilité économique – était parallèlement déjà remise en cause. Ces difficultés ont en effet alimenté les débats sur les imperfections de ce modèle théorique, largement détaillées dans la littérature économique. En particulier, si ce modèle de marché suppose, en espérance, sur le long-terme, une couverture exacte des coûts complets d'un actif par ses revenus issus du marché de l'énergie, certaines imperfections de marché (ex : existence d'un plafond de prix inférieur au coût de l'énergie non distribuée[5]) réduisent le niveau des rentes infra-marginales censées apparaître en situation de pénurie et peuvent entraver la couverture des OPEX fixes d'un actif de production : en résulte alors un phénomène de *missing money*. Un modèle reposant en outre sur l'apparition en espérance de pics de prix d'occurrence rare mais de forte amplitude semble par ailleurs peu compatible avec les standards de gestion du risque des acteurs de marché : ces derniers sont ainsi empêchés de prendre leurs décisions d'investissements dans des capacités aux revenus trop incertains mais pourtant nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Cette volatilité des prix de l'énergie peut par ailleurs contribuer à la formation de cycles d'investissements (*''boom-bust cycles"*) consistant à ce qu'une multitude d'investissements non-coordonnés, suscités par l'occurrence d'importants pics de prix, conduisent à une situation momentanée de surcapacité qui risque de se retourner brutalement en cas de fermetures simultanées d'actifs devenus non-rentables.

Ceci conduit à interroger la faculté du modèle de marché alors institué à s'adapter aux évolutions de la structure de coûts de la production et de l'effacement et à assurer le niveau collectivement consenti de sécurité d'approvisionnement. Elles ont alors accrédité le besoin de compléter le marché de l'énergie par un mécanisme capacitaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement et le bon fonctionnement économique des marchés de l'électricité.

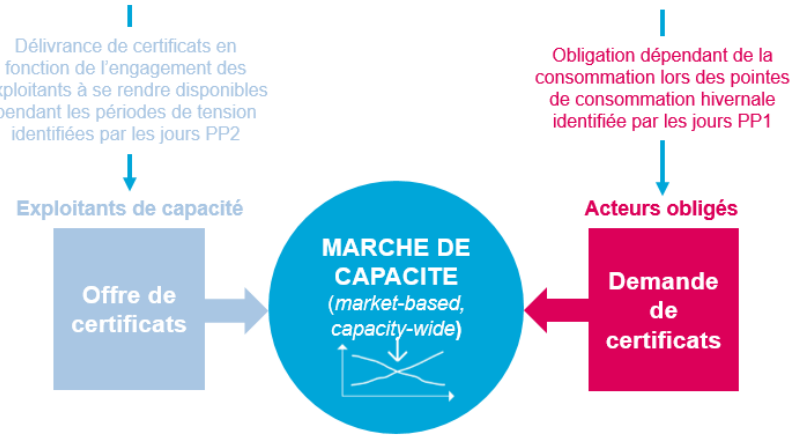
2.2 Choix de conception du mécanisme actuel

Introduit dans son principe par la loi NOME, le mécanisme de capacité vise par conséquent à répondre, d'une part, aux problématiques posées à l'époque par les perspectives précitées d'évolution des pointes de consommation et, d'autre part, à remédier aux difficultés économiques rencontrées par les actifs de production, en complément du marché de l'énergie.

Sa conception repose dès lors sur deux piliers :

1. une obligation de capacité, dont l'objectif est de refléter la contribution des fournisseurs – et, à travers eux, de leurs portefeuilles de clients respectifs – au risque de défaillance et d'inciter par ce biais au déclenchement d'actions de réduction de la pointe de consommation ;
2. la délivrance de garanties de capacités aux exploitants de capacité à hauteur de leur disponibilité lors des périodes de pointe : ces garanties pouvant être valorisées sur le marché de capacité offrent dès lors une source de rémunération complémentaire assurant le maintien en fonctionnement des actifs existants nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ou, lorsque cela est nécessaire pour les besoins de cette dernière, l'émergence de nouvelles capacités.

[5] *Value of lost load*, ou *VoLL*



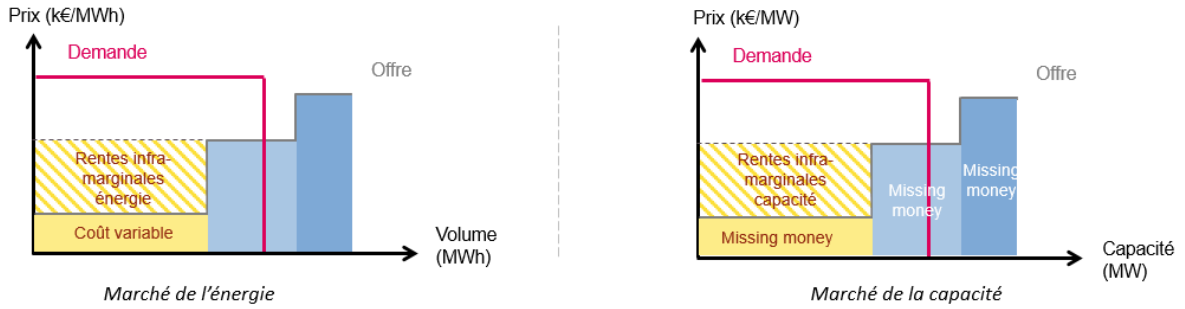
Dès l'origine, il est recherché une symétrie entre le design du mécanisme de capacité et celui du marché européen de l'énergie, afin d'assurer la meilleure insertion du premier dans le second. Le mécanisme de capacité est par conséquent fondé sur des principes structurants, proches de ceux qui sous-tendent le marché de l'énergie.

D'emblée, le mécanisme adopte une caractéristique technologiquement neutre et un périmètre conséquent : toutes les capacités de production situées en France ont l'obligation d'y participer (*capacity-wide*), la participation des capacités d'effacement explicites restant facultative. Il repose en outre sur une architecture dite « décentralisée » qui relève d'une logique de responsabilisation des acteurs de marché : chaque acteur est en effet le seul comptable de son équilibre par rapport à l'obligation qui lui est attribuée (disponibilité lors des périodes de pointe pour les exploitants, détention d'un nombre de garanties de capacité équivalent à son obligation pour les acteurs obligés) et assume le rôle d'effectuer par lui-même ses prévisions et de définir sa stratégie propre et son comportement sur le marché. A titre d'exemple, un fournisseur bénéficie d'autant plus de ce système qu'il sera capable d'anticiper la consommation de ses clients et d'influer sur celle-ci à travers ses pratiques commerciales ou tarifaires.

Il prend la forme d'un mécanisme de marché : le volume en capacité à couvrir comme le prix de la capacité sont révélés par l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de la capacité. Les acteurs obligés et les exploitants peuvent échanger les garanties de capacité bilatéralement, sur le marché de gré à gré (dit *over the counter* ou « OTC ») ou encore au travers du marché organisé par EPEX Spot. Ces sessions d'enchères organisées sont, en régime de fonctionnement continu, au nombre de quinze pour une année de livraison (AL) donnée, avant son démarrage. Une fois l'année de livraison écoulée, un contrôle effectif de la composition des portefeuilles des acteurs obligés ainsi que de la disponibilité réelle des capacités est effectué et peut conduire à pénaliser les écarts constatés de disponibilité, pour les exploitants de capacité, et de couverture de l'obligation, pour les acteurs obligés.

A l'instar du marché de l'énergie, le mécanisme de capacité repose sur un fonctionnement en *pay-as-clear* : toutes les capacités fournissant le même bien, elles doivent percevoir la même rémunération pour leur contribution à la sécurité d'approvisionnement. Cette caractéristique favorise l'émergence sur les enchères organisées d'un prix unique[6] pour la sécurité d'approvisionnement. Surtout, du fait de cette logique marginaliste, le mécanisme permet par construction aux capacités offertes à un prix inférieur à la capacité marginale de percevoir des rentes inframarginales capacitaires.

[6] Ce prix pouvant évoluer d'une enchère à l'autre, traduisant l'évolution des conditions de la sécurité d'approvisionnement, et jouant également un rôle directeur sur le prix des échanges réalisés en dehors des enchères organisées, en gré-à-gré.



Le mécanisme jouant le rôle de complément du marché de l'énergie, il suppose que les exploitants de capacité offrent leurs garanties de capacité – et donc, au travers d'elles, leurs capacités – à hauteur du revenu qu'ils n'ont pu percevoir sur le marché de l'énergie (*missing money*) et qui participe de leur décision de rester ou non en fonctionnement. En conséquence, les capacités existantes sont censées être offertes au niveau de leurs coûts d'opération et de maintenance (O&M ou OPEX) fixes, une fois déduits les revenus perçus par l'installation sur les marchés de l'énergie (y compris les services système), c'est-à-dire à leur *missing money* de court terme. La diversité des *missing money* des différentes technologies conduit à ce qu'une courbe d'offre théorique prenne la forme de paliers successifs – dans l'idéal où l'ensemble de l'offre et de la demande se rencontreraient sur une unique enchère. La stratégie d'offre des nouvelles capacités s'établit quant à elle au niveau de la couverture de leurs coûts complets annualisés – une fois retranchées les prévisions de revenus sur les marchés de l'énergie et de la capacité sur la durée de vie du projet –, permettant en principe la prise de décision à l'investissement.



2.3 Evolution du contexte depuis la mise en œuvre du mécanisme et enjeux de la prochaine décennie pour le futur mécanisme

Depuis le lancement effectif du mécanisme en 2017, ses premières années de fonctionnement et l'analyse qui en a été faite au sein du retour d'expérience mené par RTE ont permis d'éprouver le fonctionnement pratique de ces choix de conception. Le retour d'expérience a permis de mettre en évidence les défauts du mécanisme de capacité actuel, soit qu'ils résultent de choix de conception initiaux, soit qu'ils découlent d'exigences européennes ou des différents impératifs de prise en compte des spécificités de certaines filières. Ces problématiques – dont les plus aisées à corriger sans remise en cause des fondamentaux du mécanisme l'ont été dans les versions successives des règles – plaident désormais, comme appelée de leurs vœux par une majorité d'acteurs et par les pouvoirs publics, pour une évolution significative du fonctionnement du mécanisme et donc pour une refonte de celui-ci.

Une telle refonte devrait intervenir à une échéance où, du fait de l'expiration de son approbation décennale, il aurait de toute façon dû faire l'objet d'un nouvel examen de la part des autorités

communautaires. Le contexte politique et juridique des mécanismes de capacité a toutefois largement évolué depuis l'approbation initiale du mécanisme français en novembre 2016 et ces évolutions doivent être dûment prises en compte dans les réflexions sur le mécanisme de capacité.

Enfin, sans préjuger de sa future temporalité, le mécanisme de capacité constitue par nature un instrument de long-terme : le système électrique qu'il accompagne a donc l'occasion d'amorcer des évolutions structurelles pendant la durée de fonctionnement du mécanisme. Compte-tenu des changements importants susceptibles d'affecter le système électrique des quinze prochaines années, il est dès lors nécessaire d'adapter le mécanisme aux enjeux de ce futur système électrique.

2.3.1 Evolution de l'environnement politique et juridique des mécanismes de capacité européens

Si le cadre juridique européen relatif aux aides d'Etat[7] constituait, lors de l'approbation du mécanisme de capacité français, la seule norme de référence pour l'évaluation de la conformité d'un mécanisme de capacité, le droit européen organise désormais un cadre complet et spécifique aux mécanismes de capacité et prévoit un ensemble de conditions préalables[8] à toute évolution ou introduction d'un mécanisme de capacité. De nombreux mécanismes de capacité ont depuis été introduits en Europe, notamment en Italie, en Belgique, en Irlande ou en Pologne[9], installant *de facto* ces instruments d'intervention publique dans le paysage énergétique européen, tandis que ces dispositifs restaient rares et peu connus lors de l'approbation du mécanisme français.

Dans le contexte actuel, l'approche des autorités européennes tenant à considérer les mécanismes de capacité comme des instruments de dernier recours n'est plus aussi tranchée qu'auparavant[10] et les évolutions du mécanisme français devront tenir compte des nouvelles propositions de *market design* qui sont attendues au cours de l'année 2022, en réponse aux conséquences de la crise énergétique.

2.3.2 Perspectives d'évolutions du système électrique entre 2026 et 2036

2.3.2.1 La nature du système électrique entre 2026 et 2036 dépend des travaux programmatiques en cours et à venir

Le système électrique national devrait connaître au cours des quinze prochaines années une profonde transformation dont les contours sont appelés à être précisés. Les documents programmatiques en vigueur, à l'instar de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), sont en cours de révision. Une loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC), à laquelle il revient de définir les objectifs décennaux de la PPE en termes de diversification du mix électrique devra être adoptée avant le 1er juillet 2023 et portera donc, comme la future PPE (2024-2033) qui devra être adoptée sous douze mois après la LPEC, sur l'horizon pertinent pour la refonte du mécanisme. Ces futures LPEC et PPE viseront notamment à actualiser les objectifs de la seconde période quinquennale (2024-2028) de

[7] Ce cadre était alors principalement constitué par la communication de la Commission européenne du 26 juin 2014 portant lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020.

[8] Ces conditions préalables, comme par exemple l'examen prioritaire d'une résolution de la difficulté de sécurité d'approvisionnement par l'introduction d'une réserve stratégique, sont énumérées aux articles 20 et 21 du Règlement n°2019/943 précité.

[9] Le plus récent étant le mécanisme de capacité belge, approuvé en août 2021 par la Commission européenne.

[10] Voir à ce titre la récente communication *REPowerEU* de la Commission européenne en date du 18 mai 2022, qui ouvre la voie à la considération des mécanismes de capacité comme des éléments pérennes de l'architecture de marché.

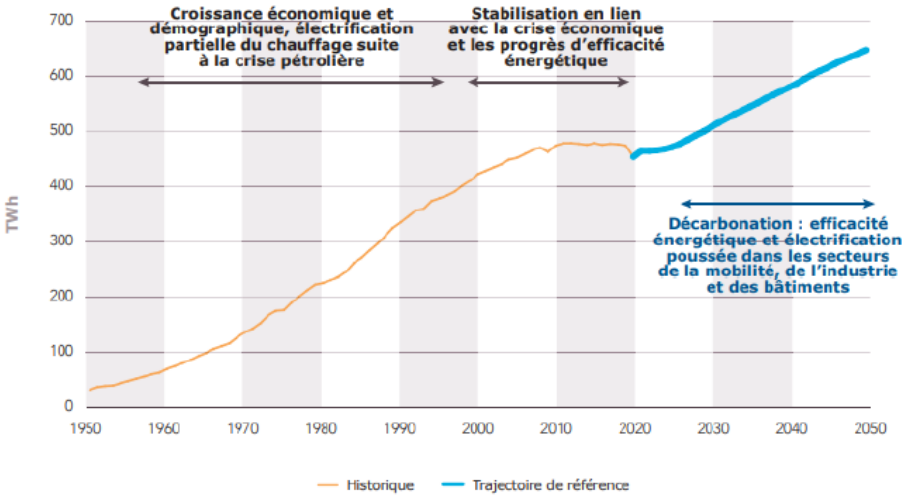
l'actuelle PPE pour tenir compte des nouveaux objectifs européens de politique énergétique[11]. S'ils ne portent pas précisément sur l'intégralité de la période 2026-2036, les *Futurs énergétiques 2050* publiés par RTE en octobre 2021 tracent des perspectives utiles pour l'année 2030 et inspireront vraisemblablement ces travaux programmatiques. Les annonces du président de la République à Belfort le 10 février 2022[12] devraient également mener à des inflexions significatives de politique énergétique.

Bien que ces exercices de révision des principaux documents programmatiques qui définiront la nature du système électrique de la décennie 2026-2036 soient en cours, l'ampleur des travaux de la refonte du mécanisme et les délais réglementaires associés imposent toutefois d'anticiper sans plus attendre. Il est dès lors nécessaire de composer avec ces incertitudes et de se fonder sur les principales tendances d'évolution qu'esquissent ces différents documents, qui tendront à amener le système électrique vers un état vraisemblablement très différent de celui des années 2010, ce dont les travaux de refonte devront tenir le plus grand compte.

2.3.2.2 La consommation devrait augmenter sous l'effet d'une électrification croissante qui crée de nouveaux gisements de flexibilité et renforce les attentes en matière de sécurité d'approvisionnement

Si la décennie 2010 a été marquée par un ralentissement tendanciel du rythme de croissance de la consommation annuelle d'électricité et par une stabilisation de la pointe de consommation, cette tendance à la stabilisation devrait prendre fin sur la décennie 2026-2036.

Quel que soit le scénario considéré, les *Futurs énergétiques 2050* prévoient en effet un infléchissement à la hausse de la consommation annuelle au cours de la décennie 2020 en raison d'une accélération de l'électrification de différents secteurs économiques (transport, bâtiment et industrie) dans le but de réduire les émissions de CO_2 et la dépendance aux énergies fossiles. Le scénario de référence, qui correspond aux orientations publiques à date (objectif de réduction des émissions de 40% en 2030), repose ainsi sur une augmentation de ~30 TWh en 2030 par rapport au niveau de 2019.



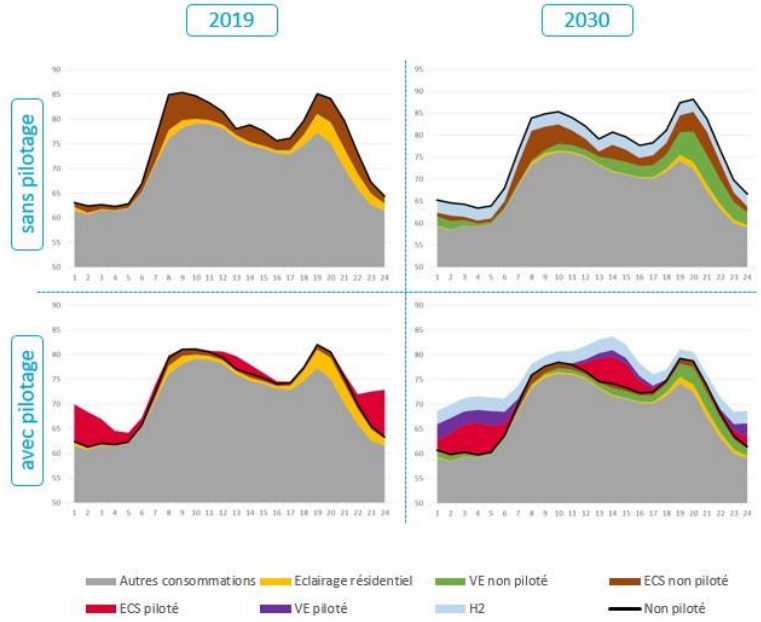
Evolution historique de la consommation d'électricité en France
(source : Futurs énergétiques 2050)

[11] A titre d'étape intermédiaire vers son objectif de neutralité carbone d'ici à 2050, l'Union européenne a relevé son ambition climatique à l'horizon 2030, en s'engageant à réduire ses émissions d'au moins 55 % d'ici à 2030 (voir à ce titre le paquet législatif *Fit for 55*).

[12] « *Reprendre en main notre destin énergétique* », déclaration du président de la République à Belfort, le 10 février 2022

Sur l'horizon 2026-2036, contrairement au paysage des années 2010, la pointe devrait quant à elle croître au même rythme que la consommation, grâce aux efforts d'efficacité énergétique appliqués aux usages contribuant à la pointe, et devrait continuer d'apparaître en hiver du fait de la persistance d'une forte thermosensibilité.

A l'horizon 2030, le développement de nouveaux usages devrait toutefois créer de nouveaux gisements pouvant être pilotés pour tirer parti des heures de forte production d'électricité issue des énergies renouvelables. A l'échelle journalière, la pointe de consommation pourrait ainsi se déplacer vers les heures méridiennes grâce aux efforts d'efficacité énergétique sur les usages contribuant à la pointe et à la croissance de la part pilotable de la consommation (ex : changement de plage horaire d'asservissement de l'eau chaude sanitaire, placement des recharges de véhicules électriques et de la production d'hydrogène, etc.)[13].



Evolution du profil de consommation d'une journée d'hiver
à températures normales en 2019 et 2030 selon le pilotage des usages
(hypothèses issues du Bilan prévisionnel 2021)

Ces évolutions structurelles du profil de consommation sous l'effet des nouveaux usages de l'électricité et de la recherche d'une meilleure synchronisation avec la production renouvelable devraient faire progressivement évoluer la nature des risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement. Le système électrique deviendra en effet plus sensible qu'auparavant aux événements combinant froid et faible production renouvelable. Il en résulte que ce n'est plus nécessairement la pointe de consommation qui devrait constituer l'aléa dimensionnant pour le système électrique sur l'horizon 2026-2036 mais davantage la pointe de consommation résiduelle (c'est-à-dire la part de la pointe non couverte par la production renouvelable).

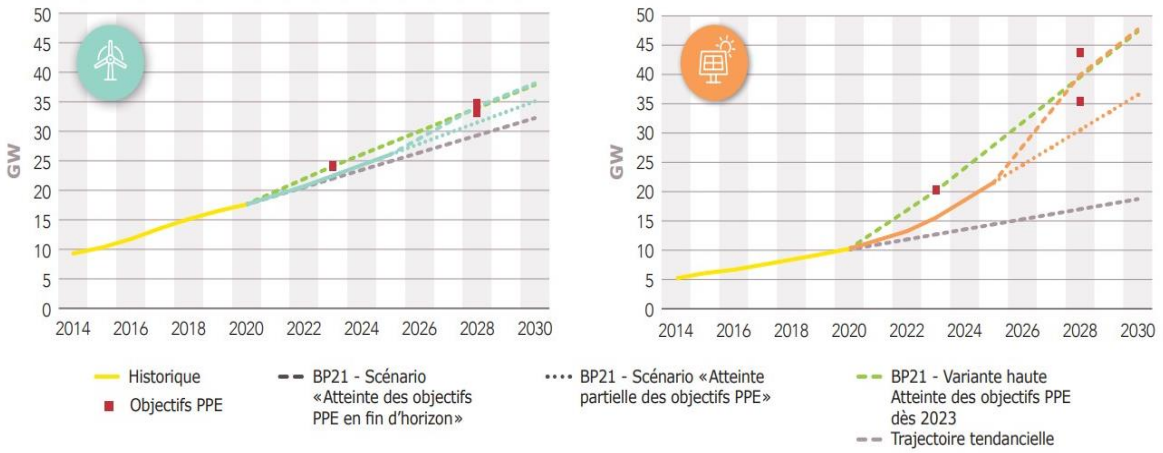
L'ensemble de ces perspectives marque ainsi une évolution notable du profil de consommation d'électricité sur l'horizon concerné par le futur mécanisme de capacité dont les choix d'architecture et de fonctionnement devront tenir compte.

[13] Le développement effectif de ce pilotage constitue bien entendu une hypothèse structurante qui dépend au premier ordre de l'acceptabilité par les consommateurs des contraintes associées.

2.3.2.3 La production d'électricité sera principalement marquée par le développement des énergies renouvelables variables

Comme indiqué précédemment, si les objectifs précis de développement des différents types d'énergies renouvelables sur la période concernée par le futur mécanisme de capacité sont susceptibles d'être précisés – ou, pour certaines filières, redéfinis – dans les prochains mois dans le cadre des travaux de conception des futures LPEC et PPE, les tendances dessinées par l'actuelle PPE, les *Futurs énergétiques 2050* et les perspectives récemment annoncées par le président de la République révèlent une tendance à une croissance soutenue du développement des énergies renouvelables en France, qui peut toutefois varier selon les filières.

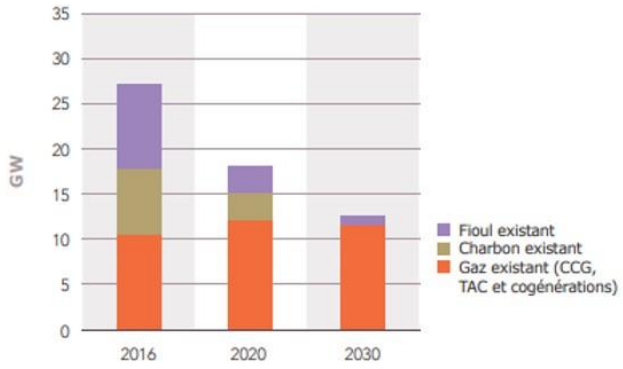
Si la PPE actuelle prévoit en effet d'ores et déjà des objectifs de développement importants pour les différentes filières à horizon 2028 (de 33,2 à 34,7 GW d'éolien terrestre, de 5,2 à 6,2 GW d'éolien en mer et de 35,1 à 44 GW de solaire photovoltaïque), le président de la République a annoncé une redistribution de ces objectifs à cet horizon. L'objectif de développement de l'éolien terrestre serait ainsi conservé mais repoussé à 2040 et, à l'inverse, l'objectif attribué à la filière solaire devrait être accéléré. L'objectif éolien en mer à 2030 ne devrait pas être modifié mais sa trajectoire entre 2030 et 2050 devrait être renforcée.



Trajectoire d'évolutions des filières éolienne terrestre et solaire
(source : Futurs énergétiques 2050)

S'agissant du parc nucléaire historique, le président de la République a également énoncé un principe de prolongation systématique des réacteurs nucléaires existants. Ce principe reste à être confirmé et précisé par la future PPE mais, selon cette hypothèse, le parc nucléaire pourrait demeurer à son niveau actuel de puissance installée sur l'horizon considéré. S'agissant des projets de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, les *Futurs énergétiques 2050* comme les annonces présidentielles n'envisagent pas, conformément aux capacités déclarées de la filière, de divergence du premier EPR 2 avant l'horizon 2037, soit après la période considérée. De même, les *Futurs énergétiques 2050* n'envisagent *a priori* pas l'émergence d'éventuels CCG utilisant des combustibles renouvelables avant l'horizon 2040 dans des scénarios autres que sans relance du nucléaire.

L'accélération de la lutte contre le changement climatique a conduit l'Etat à écarter de nouveaux projets de centrales reposant sur l'utilisation exclusive de combustibles fossiles. Toutes choses égales par ailleurs, le parc installé de centrales thermiques (hors centrales à charbon) sur l'horizon considéré devrait donc demeurer au niveau actuel de 13 GW.



Évolution des capacités thermiques installées entre 2016 et 2030
(source : Futurs énergétiques 2050)

S'agissant des effacements, la PPE fixe un objectif de développement important des effacements de 6,5 GW à l'horizon 2028 qui peut s'entendre « tous types d'effacements confondus », aucun objectif spécifique n'étant fixé pour les effacements implicites. Concernant la filière du stockage, la PPE actuelle ne prévoit pas d'objectif spécifique de développement du stockage par batteries mais prévoit en revanche un horizon de mise en service d'1,5 GW de STEP supplémentaires entre 2030 et 2035.

Au-delà du seul parc de production hexagonal, les *Futurs énergétiques 2050* décrivent un système de plus en plus interconnecté (la France est supposée disposer d'environ 25 GW de capacités d'interconnexion en 2030, contre 15 GW aujourd'hui) et ainsi une plus forte interdépendance des systèmes électriques nationaux. Toutefois, les stratégies énergétiques des Etats interconnectés avec la France sont marquées par des fermetures de capacités pilotables, notamment de centrales au fioul et au charbon. Pour cette raison, l'augmentation de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française reste plus faible que celle des capacités d'interconnexion, cette contribution passant d'ici 2050 de 80 % à 60 % de la capacité d'import.

Au total, sous réserve d'une relative incertitude qui aura vocation à s'estomper à mesure que s'achèveront les travaux programmatiques en cours, il semble établi que le système électrique de la décennie 2026-2036 sera marqué par un mouvement de transition conséquent et sera vraisemblablement très différent de celui des années 2010 qui a inspiré l'actuel mécanisme de capacité.

La part respective des différentes filières au sein du mix devrait ainsi être particulièrement différente : les capacités « de pointe » ne seront plus exactement celles des années 2010 et celles dont le développement devrait être le plus important sur la décennie considérée (éolien et solaire), conformément aux objectifs des PPE successives, ne seront par définition pas celles qui assureront la couverture de la consommation résiduelle.

2.3.2.4 La nécessité d'un mécanisme de capacité à l'horizon 2030 a été établie par le Bilan prévisionnel 2021 et sera étayée par les travaux du prochain Bilan prévisionnel

Les analyses menées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2021 ont démontré que les trajectoires d'évolution du système électrique envisagées permettaient d'assurer, selon l'approche probabiliste usuelle, le respect du critère de sécurité d'approvisionnement sur les prochaines années et jusqu'à l'horizon 2030, avec des marges plus ou moins substantielles selon les cas de figure étudiés (notamment dans des configurations intégrant une limitation des imports, voire certains *stress tests* tels qu'une disponibilité dégradée du parc nucléaire, des retards sur la trajectoire de développement des énergies renouvelables, etc.). Ces constats, qui doivent être réévalués à la lumière des

bouleversements actuels, supposaient le maintien en service des moyens thermiques existants (CCG, TAC au gaz et au fioul). Cependant, d'après les études de viabilité économique menées pour la première fois dans le cadre du Bilan prévisionnel 2021, ces capacités n'apparaissaient pas économiquement viables dès l'année 2023 sans rémunération capacitaire. Cette analyse justifiait ainsi sur le plan économique le besoin d'un mécanisme de capacité à moyen-terme pour assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement conforme au critère, voire une augmentation de la résilience du système à certains aléas qui nécessite de reconstituer des marges au-delà de son respect strict.

Ces éléments devront être actualisés et confirmés dans le cadre des travaux d'élaboration du prochain Bilan prévisionnel, en intégrant par ailleurs les récentes évolutions du contexte entourant le système électrique français et européen. Toutefois, à date, il n'existe pas d'élément remettant en cause la nécessité d'un mécanisme de capacité en France.

Question n°1 :

Avez-vous des remarques sur ces éléments de contexte et sur ces perspectives ?

3 Rôle et objectifs du futur mécanisme de capacité

3.1 Continuer d'assurer la sécurité d'approvisionnement…

3.1.1 Rémunérer les capacités disponibles lors des périodes de tension pour le système électrique

Par nature, le mécanisme de capacité a pour vocation fondamentale d'assurer la sécurité d'approvisionnement en France, c'est-à-dire d'assurer le respect du critère traduisant le niveau de risque collectivement consenti en garantissant la présence et la disponibilité de suffisamment de capacités de production et d'effacement pour couvrir un certain niveau de consommation d'électricité. Cet objectif est d'ailleurs consacré comme tel par la réglementation européenne[14].

Les analyses récemment menées par RTE en application du cadre réglementaire français[15] ont à ce titre permis d'attester de la conformité de la méthodologie historiquement utilisée en France pour la définition du critère aux exigences européennes applicables et de justifier en conséquence la reconduction du critère actuel[16], qui compte parmi les standards les plus exigeants au sein de l'Union européenne. Des réflexions sur l'évolution du critère à moyen-terme seront en outre menées par RTE, en cohérence avec les travaux d'élaboration de la prochaine PPE, afin de répondre aux attentes collectives (très haut niveau de sécurité d'approvisionnement dans un contexte d'électrification croissante, résilience à divers *stress tests*, disponibilité de marges, etc.).Par ailleurs, comme indiqué précédemment, le risque auquel la collectivité cherche à se couvrir prenait essentiellement la forme de la pointe de consommation susceptible de se produire en hiver. Compte-tenu du contexte de la décennie 2026-2036, le futur mécanisme de capacité devra par conséquent davantage assurer la couverture de la pointe de demande résiduelle. Cela implique donc de concevoir un mécanisme à même de délivrer des incitations, non seulement à la réduction de la pointe de consommation résiduelle, mais aussi au déplacement de la consommation sur les heures de forte production renouvelable.

Pour couvrir cette pointe de demande résiduelle, il reste valable que le mécanisme de capacité devra viser à inciter à la présence et à la disponibilité, au moyen d'une rémunération octroyée en complément des revenus sur les marchés de l'énergie, des capacités nécessaires lors de la matérialisation de ces pointes.

Question n°2 :

Compte-tenu de ces éléments, quelle serait selon vous la meilleure façon d'atteindre cet objectif ? Le besoin à couvrir par le futur mécanisme devra-t-il continuer à être défini comme la pointe de consommation (mais de laquelle la contribution des capacités non pilotables pourrait être déduite) ou bien comme la pointe de consommation résiduelle ?

[14] L'article 21 du Règlement n°2019/943 précité dispose en effet que « *pour résoudre les difficultés résiduelles d'adéquation des ressources, les États membres peuvent […] introduire des mécanismes de capacité* ». L'article 25 du même règlement souligne en outre le lien direct entre le critère de sécurité d'approvisionnement que doivent définir les Etats membres et le mécanisme de capacité qu'il leur est possible d'introduire pour en assurer le respect.

[15] Le décret n°2021-1781 du 23 décembre 2021 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique a en effet mandaté RTE pour actualiser – au regard des exigences prévues par le Règlement n°2019/943 précité en matière d'harmonisation des méthodologies de calcul des paramètres de la sécurité d'approvisionnement – ses estimations de ces paramètres et les notifier au ministre chargé de l'énergie et à la CRE.

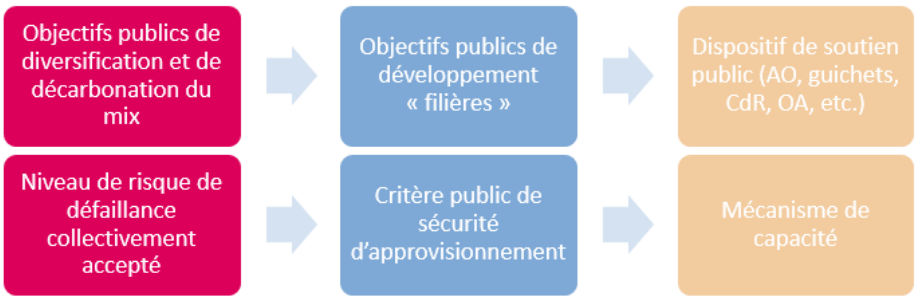
[16] Cette proposition a été validée par la CRE dans sa délibération n°2022-152 du 25 mai 2022 portant proposition d'une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement électrique pour la France métropolitaine continentale.

Dans le cadre des études qui conduiront à l'élaboration du prochain Bilan prévisionnel, RTE s'attachera à étayer les analyses justifiant le besoin d'un mécanisme de capacité en France pour résoudre les difficultés d'adéquation. Elles prendront la forme d'études de viabilité économique des filières contribuant à la sécurité d'approvisionnement.

3.1.2 Faire éventuellement émerger de nouvelles capacités lorsque celles-ci sont nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement

Lorsque le système électrique comporte un niveau de moyens de production et d'effacement insuffisant pour la couverture de la pointe de demande, la sauvegarde du critère public de sécurité d'approvisionnement peut nécessiter l'émergence de nouveaux moyens. Si, dans le mécanisme actuel, le prix de la capacité est ainsi supposé révéler ce besoin et inciter au développement de nouveaux moyens[17], la reconduction de ce rôle pour le futur mécanisme génère davantage d'interrogations dans un contexte où des objectifs de développement volontaristes sont assignés à certaines filières et sont assortis de dispositifs de soutien public dédiés.

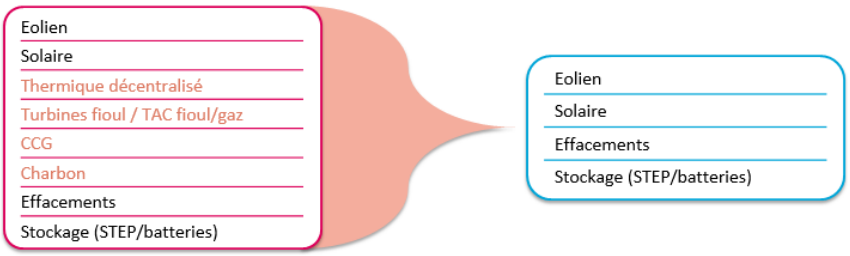
Au-delà du niveau de risque par rapport auquel le système électrique français et donc la collectivité doit se couvrir (« volume »), la puissance publique intervient en effet dans la composition du mix (« structure »). Il en résulte la coexistence de deux types de dispositifs contribuant à faire émerger de nouvelles capacités : d'une part, les dispositifs de soutien technologiques – qui ont pour but exprès d'assurer l'émergence de certaines technologies – et, d'autre part, le mécanisme de capacité – qui vise au maintien d'un certain niveau de sécurité d'approvisionnement, et, lorsque qu'il est nécessaire, à l'investissement dans de nouvelles capacités à la hauteur du volume manquant.



Par ailleurs, l'aspect *capacity-wide* et *technology-neutral* du mécanisme actuel permettait en principe à la totalité des filières du parc français – parmi celles autorisées par le cadre réglementaire en vigueur – de faire l'objet d'investissements de nature à combler le volume manquant. Or, l'interdiction depuis 2019 de nouveaux projets de centrales thermiques fossiles[18] réduit fortement l'assiette des filières susceptibles de se développer sur la période du futur mécanisme : à moyen terme, à cadre réglementaire inchangé, les principales filières concernées seraient *a priori* les effacements, l'éolien, le solaire et le stockage. A plus long terme, de nouvelles centrales thermiques à combustible décarboné pourraient également émerger.

[17] En pratique, l'augmentation du prix de la capacité pendant la crise sanitaire en 2020 a permis la mobilisation d'un gisement supplémentaire d'effacement. Par ailleurs, lors de sa première édition organisée en 2019, l'AOLT a retenu pour plus de 375 MW de nouvelles capacités décarbonées.

[18] Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023, p. 150



L'ensemble de ces filières susceptibles de se développer font par ailleurs l'objet d'objectifs publics de développement et de dispositifs de soutien dédiés. Cet état de fait interroge nécessairement sur la faculté du futur mécanisme – quelle que soit sa forme – à permettre l'émergence de nouvelles capacités en mobilisant des gisements supplémentaires que ces dispositifs *ad hoc* ne parviendraient pas déjà à mobiliser.

Le futur mécanisme pourrait constituer un levier complémentaire pour permettre l'émergence de moyens dont le développement n'a pas été suscité par ces dispositifs de soutien, soit qu'ils n'aient pas atteints leur objectif, soit que la somme des volumes générés ne suffit pas à atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement (et qu'il reste un gisement accessible pour la filière considérée). Cela suppose que le futur mécanisme comprenne des éléments de *design* susceptibles de mobiliser des gisements supplémentaires par rapport à ceux mobilisés par des dispositifs conçus spécifiquement pour répondre aux besoins propres de chaque filière.

Les volumes contractualisables au travers de ces dispositifs de soutien étant par ailleurs établis au niveau du potentiel réel de développement des filières, il est probable que ces gisements résiduels qui devraient être mobilisés par le futur mécanisme soient *in fine* restreints ou accessibles en contrepartie d'un coût élevé. Un choix s'offre donc quant à la vocation du futur mécanisme :

1. Faire pleinement reposer sur les dispositifs de soutien publics le soin de prévoir des appels d'offres permettant à la fois d'atteindre les objectifs de développement par filière et de disposer de suffisamment de capacités pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement ;
2. Continuer à attribuer ce rôle au futur mécanisme, permettant d'assurer – de manière technologiquement neutre – le bouclage entre les objectifs de développement par filière et le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, au prix d'une complexité supplémentaire générée par les nécessaires éléments de *design* spécifiques à leur émergence.

Le choix de reconduire un tel rôle pour le futur mécanisme constitue par conséquent un déterminant de premier ordre de son architecture : il conditionnerait ainsi les choix à réaliser en termes de temporalité (celle du mécanisme actuel débutant dès AL-4 visait par exemple la durée théorique de construction d'un moyen de production thermique de type CCG) mais aussi certains éléments de *design*.

Question n°3 :

Considérez-vous nécessaire de continuer à assigner comme rôle au futur mécanisme de capacité celui de faire émerger de nouvelles capacités ? Pour quelles raisons ?

Dans l'affirmative, certaines filières pourraient-elles selon vous émerger dans des proportions excédant celles visées par les dispositifs de soutien ? Si oui, lesquelles, et dans quelles conditions ? Dans le cas contraire, quelles modalités devraient être prévues selon vous afin de permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ?

Identifiez-vous d'autres filières susceptibles de se développer sur l'horizon considéré ?

Du fait de la logique annuelle du mécanisme actuel, la faculté du seul signal prix de la capacité à inciter à l'émergence de potentielles nouvelles capacités est incertaine[19] par rapport aux besoins réels des filières susceptibles de se développer sur la période considérée. Si un tel rôle était assigné au futur mécanisme, il semblerait alors nécessaire – afin d'assurer une attractivité du futur mécanisme potentiellement supplémentaire par rapport à celle des dispositifs de soutien technologiques[20] – de permettre au sein du futur mécanisme la sécurisation pluriannuelle d'un certain niveau de revenus pour permettre l'amortissement des investissements nécessaires aux nouvelles capacités.

Deux modèles de dispositif pluriannuel peuvent être distingués :

1. la pérennisation d'un dispositif de long-terme, parallèle au mécanisme, évaluant le bénéfice pour la collectivité de faire émerger de nouvelles capacités sur toute la durée de sécurisation des revenus, et fonctionnant en contrat pour différence (*contract for difference* ou « CfD ») par rapport à celui-ci (à l'instar de l'actuel AOLT) ;
2. un dispositif de contractualisation à long-terme, complètement intégré au mécanisme, avec différentes durées de sécurisation possibles – généralement entre 3 et 15 ans – selon les niveaux de coûts d'investissement à consentir par les exploitants (choix de la plupart des mécanismes européens).

L'expérience des mécanismes de capacité européens suggère que ces contrats long-terme puissent être accessibles sur une enchère organisée suffisamment en amont et s'accompagnent d'autres éléments de design, notamment :

- Plafonds de prix intermédiaires pour les capacités existantes ;
- Contraintes d'éligibilité (ex : critère d'émission de CO_2 ou de caractéristiques de flexibilité, etc.) permettant, lorsque cela est efficace et pertinent pour la collectivité, le remplacement de capacités existantes par de nouvelles.

Question n°4 :

Considérez-vous nécessaire de conserver un dispositif pluriannuel dans le cadre du futur mécanisme ? Dans l'affirmative, quel type de dispositif souhaiteriez-vous privilégier ? *(merci d'étayer vos raisons et les caractéristiques qu'un tel dispositif devrait avoir)*

S'agissant des filières susceptibles d'émerger via le mécanisme de capacité sur l'horizon concerné :

- **Avec quelle anticipation le signal-prix devrait-il selon vous se former afin de permettre la réalisation des investissements ? Sur quelle(s) enchère(s) considérez-vous qu'une contractualisation pluriannuelle devrait être rendue accessible ?**
- **Quelles durées de sécurisation seraient selon vous nécessaires pour chaque filière, et pour couvrir quels niveaux de coûts d'investissement ?**

Que pensez-vous de ces éléments de design ? D'autres éléments devraient-ils selon vous être également considérés ?

[19] Ce sont précisément ces préoccupations qui ont conduit la Commission européenne à approuver le mécanisme actuel sous la réserve de l'introduction, au sein de ce dernier, d'un dispositif de contractualisation long-terme, qui a pris la forme de l'appel d'offres de long-terme.

[20] La plupart des dispositifs de soutien (appels d'offres pour l'éolien et le solaire, appel d'offres effacement 2023, potentiellement le futur appel d'offres « stockage » prévu par l'article L. 352-1-1 du code de l'énergie) reposent en effet sur une telle sécurisation pluriannuelle.

3.1.3 Sécuriser les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en amont de la période de livraison

En réponse aux craintes exprimées en 2016 par la Commission européenne quant au risque d'une faible liquidité sur le marché de capacité qui allait être créé *ex nihilo*, le mécanisme tel qu'approuvé comprend un nombre important d'enchères en amont de chaque année de livraison. Parallèlement, compte-tenu de la forte concentration du marché français, des mesures asymétriques ont également été introduites (obligation pour les acteurs ayant un portefeuille de plus de 3 GW d'offrir un certain volume de garanties à un rythme donné).

L'analyse issue du retour d'expérience révèle que, compte-tenu de la liberté de couverture qui leur est offerte par l'actuelle architecture « décentralisée » et dont la temporalité s'étend jusqu'en AL+3, les acteurs obligés n'ont pas couvert la totalité de leur pré-estimation d'obligation avant le début de l'AL : pour les AL 2017, 2018 et 2019, une partie notable de la demande (~ 5 GW) n'était en effet pas encore couverte au 1er janvier AL et restait à couvrir au cours de l'AL. Il en résulte que les revenus capacitaires de certaines capacités – pourtant nécessaires à la sécurité d'approvisionnement – n'ont pas été sécurisés en amont de la période de livraison.

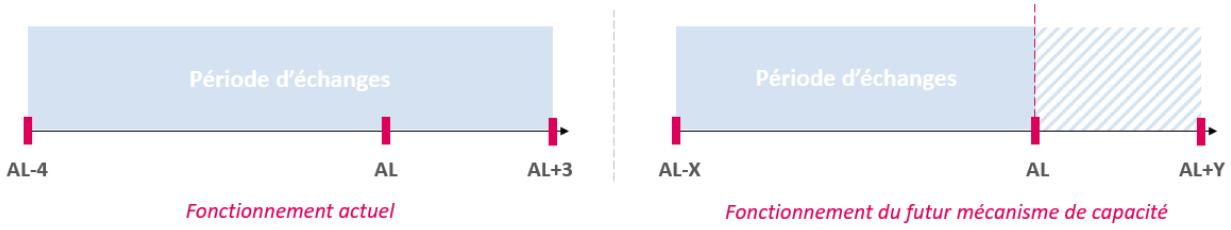
Du fait notamment de ces mesures, qui conduisent à fractionner l'expression de l'offre et de la demande et à rendre incertain le niveau de leur rencontre, comme relevé par la CRE[21], « *certains exploitants [ont proposé] leurs garanties de capacité à un prix de réserve, au niveau de leur estimation du 'prix théorique'* », ce qui complexifie et rend moins transparente la formation du prix.

Ces enjeux avaient fait l'objet d'une instruction spécifique fin 2021 afin de déterminer s'ils étaient susceptibles d'être résolus rapidement dans le cadre du mécanisme actuel. Au regard de la complexité à laquelle aurait conduit une mise en œuvre dans ce cadre contraint, il a été décidé d'y apporter une solution dans le cadre de la refonte du mécanisme.

Afin d'éviter la reconduction des problématiques rencontrées dans le cadre du mécanisme actuel, il est nécessaire que l'architecture du futur mécanisme conduise à ce que l'ensemble des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement soit *a minima* engagé contractuellement avant le début de la période de livraison, de façon à les « sécuriser ».

En particulier, dans une architecture dans laquelle le besoin serait défini par une entité centralisée – la contractualisation (i.e. la sélection des capacités et leur engagement à l'issue des enchères) pourrait être distinguée du financement de ces capacités. L'achat effectif pourrait ainsi intervenir ultérieurement mais les exploitants dont les capacités ont été retenues à l'issue des enchères seraient alors assurés de percevoir un revenu capacitaire.

Cela implique *a priori* une expression de l'intégralité de la demande avant le début de la période de livraison et donc l'absence d'enchères à compter de cette échéance.



Par ailleurs, il sera nécessaire que les modalités de formation du prix au sein du futur mécanisme soient les plus lisibles et transparentes possibles. Ceci constitue une condition *sine qua none* pour favoriser

[21] CRE, Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, 2018

l'appropriation et la compréhension du futur mécanisme par l'ensemble des parties prenantes et garantir que ledit prix traduise à tout instant et avec clarté un diagnostic fiable sur la sécurité d'approvisionnement.

3.2 … à un coût maîtrisé…

Par nature, un mécanisme de capacité constitue un dispositif complémentaire aux marchés de l'énergie visant l'atteinte d'objectifs spécifiques de politique publique. Dans la mesure où il vise – quelle que soit sa forme – à octroyer une rémunération complémentaire aux capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et où son coût est *in fine* porté par le consommateur d'électricité, le mécanisme de capacité conduit à faire payer à ce dernier le coût de sa sécurité d'approvisionnement.

Ce coût constitue ainsi la contrepartie du respect du critère de sécurité d'approvisionnement et des bénéfices liés à l'existence d'un mécanisme de capacité comme son effet de long-terme sur les prix de l'énergie, que le retour d'expérience a largement détaillé. L'analyse économique menée au sein de ce dernier a notamment conduit à identifier un bénéfice net pour la collectivité (coût évité de la défaillance par rapport à une situation contrefactuelle sans mécanisme de capacité, diminué du coût de fonctionnement du dispositif), de l'ordre de 75 à 280 M€/an. Sur les premières années de fonctionnement du mécanisme actuel, le coût moyen observé pour le consommateur s'est révélé conforme aux niveaux anticipés et dans la moyenne des pays européens avec un mécanisme de capacité (1 à 2€/MWh). Ces résultats sont entre autres fortement liés au choix de faire coexister un mécanisme *capacity-wide* avec le dispositif ARENH, lequel assure la redistribution des revenus capacitaires de la filière nucléaire et limite significativement le coût du mécanisme pour le consommateur.

Il en résulte que, si le futur mécanisme de capacité devra, comme tout instrument de politique publique, être efficace – c'est-à-dire atteindre son objectif au moindre coût –, son coût ne dépendra pas uniquement de son assiette (autrement dit, du périmètre des capacités autorisées à y participer) mais également des dispositifs redistributifs et de proportionnalisation de la future rémunération capacitaire qu'il comprendra. La maîtrise du coût du futur mécanisme ne passera donc pas mécaniquement par une réduction de son assiette.

Enfin, au-delà de sa profondeur plus ou moins importante, l'acceptabilité du coût du futur mécanisme dépendra également de la lisibilité qui lui sera accordée au travers du mode de financement retenu.

3.3 … et selon des modalités simplifiées

Si, de manière structurelle, il existe une complexité intrinsèque à tout mécanisme de capacité qui valorise non pas l'énergie produite, mais la capacité à produire ou à renoncer à consommer de l'énergie lors des périodes de tension, le retour d'expérience a permis de mettre en lumière un consensus parmi l'ensemble des acteurs institutionnels et de marché quant à la complexité – notamment opérationnelle – du mécanisme de capacité actuel.

Le retour d'expérience et la majorité des retours des acteurs révèlent qu'une part importante de cette complexité semble provenir du choix initial d'une architecture décentralisée qui conduit par construction à démultiplier le nombre de parties prenantes.

Les sources de complexité qui ont été distinctement identifiées par le retour d'expérience comportent en outre toutes un sous-jacent commun tenant à une volonté initiale de précision et de délivrance d'incitations particulièrement fines. Il en résulte par exemple un lourd et chronophage processus de certification, des mesures de contrôle du pouvoir de marché générant une complexité opérationnelle

importante et un débouclage financier du mécanisme trois ans après une année de livraison, au prix d'échanges de données particulièrement conséquents mobilisant l'ensemble des parties prenantes.

En acceptant une moindre précision et la centralisation de plusieurs leviers, la refonte du mécanisme de capacité offre ainsi l'occasion de tirer parti des constats du retour d'expérience et de s'assurer, à l'avenir, de la plus grande efficacité du mécanisme dans l'atteinte de son objectif d'assurer la sécurité d'approvisionnement en France.

4 Principes de fonctionnement du futur mécanisme de capacité

4.1 Périmètre des capacités participant au futur mécanisme de capacité

4.1.1 Généralités sur la nécessité d'une rémunération capacitaire

Comme indiqué précédemment, l'objectif assigné au mécanisme reste d'assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement. Cela implique qu'il permette, en complément des revenus issus des marchés de l'énergie (y compris les services systèmes) :

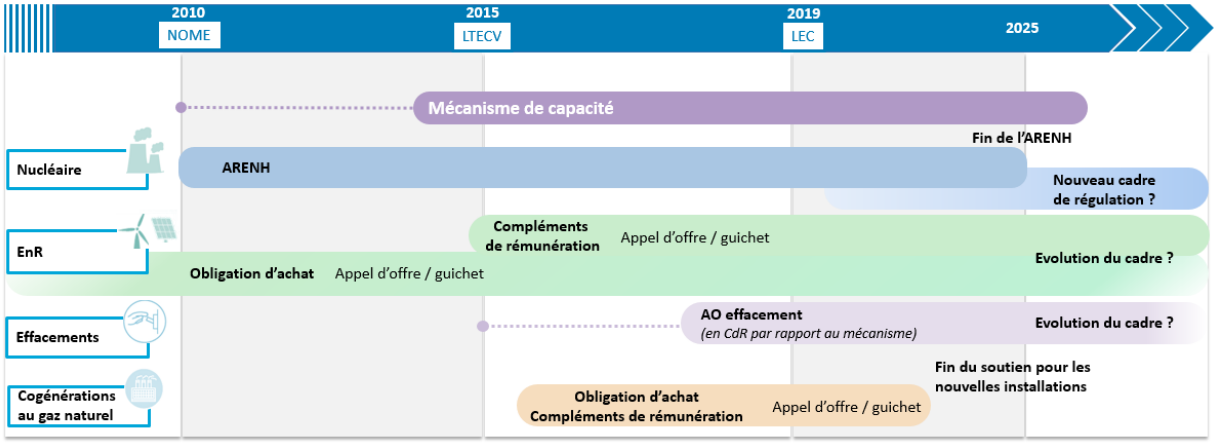
- aux capacités existantes de couvrir *a minima* leurs coûts fixes d'opération et de maintenance (O&M ou OPEX fixes), une fois déduits les revenus « énergie » estimés de l'installation ;
- un signal à l'investissement pour faire émerger de nouvelles capacités si besoin pour assurer la sécurité d'approvisionnement et – s'il était décidé que ce rôle continue d'être assigné au futur mécanisme – une fois retranchées les prévisions de revenus sur les différents marchés sur la durée de vie du projet.

Il convient de noter que, si le fonctionnement en *pay-as-clear* peut conduire les capacités existantes infra-marginales à percevoir une rémunération capacitaire allant au-delà de la couverture des OPEX fixes, ces rentes infra-marginales capacitaires peuvent participer à la couverture des coûts d'investissement (CAPEX).

Toute capacité ne couvrant pas ses coûts complets pourrait donc nécessiter une rémunération capacitaire pour constituer un projet rentable à l'échelle de sa durée de vie.

Toutefois, compte-tenu de la complexité inhérente à l'estimation *ex ante* d'un *missing money* de long-terme qui suppose de se fonder sur des projections de revenus, il semble périlleux d'autoriser ou de refuser *ex ante* la participation d'une capacité au motif qu'elle ne subirait *a priori* pas un tel *missing money* et n'aurait dès lors pas la nécessité d'une rémunération capacitaire pour le couvrir.

Les capacités soutenues ou régulées – qui voient leurs coûts complets couverts par un dispositif dédié – sont placées dans une situation différente dans la mesure où une rémunération capacitaire ne semble pas nécessaire à leur fonctionnement[22]. Compte-tenu des constats précédemment évoqués, un nombre croissant de filières devrait faire l'objet de mesures de soutien ou de régulation sur l'horizon concerné, ce qui pose nécessairement la question de l'opportunité de maintenir ces capacités éligibles à une rémunération capacitaire ou de les y déclarer inéligibles.



[22] Sans préjudice du fait que certains de ces dispositifs de soutien peuvent intégrer une part capacitaire.

4.1.2 Le critère de participation au futur mécanisme ne se résume pas à la seule nécessité d'une rémunération capacitaire mais peut aussi comprendre le maintien d'incitations à la disponibilité

Au-delà de la nécessité d'une rémunération capacitaire, les raisonnements théoriques ayant initialement conduit au choix de l'actuelle architecture *capacity-wide* ont été éprouvés et continuent de se justifier :

- Toutes les capacités disponibles lors de la pointe de consommation participent à sa couverture et ainsi à assurer la sécurité d'approvisionnement : il semble donc pertinent de continuer, dans le cadre du futur mécanisme, à permettre la participation de l'ensemble des capacités qui permettent la couverture de l'ensemble de la demande s'exprimant à la pointe.
- En faisant participer toutes les technologies (« *technology-neutral* »), cette architecture permet de créer un marché entraînant le moins possible de distorsions, et ainsi de révéler les capacités les moins chères permettant de minimiser le coût pour le consommateur.

D'après le retour d'expérience, **le choix de cette architecture *capacity-wide* a permis de renvoyer des incitations directes à se rendre disponibles sur les périodes de pointe pour assurer la sécurité d'approvisionnement, bien que cela suscite en contrepartie une certaine complexité opérationnelle** pour les gestionnaires de réseaux et les acteurs liée à la certification de l'ensemble des capacités du système électrique français.

Ainsi, la participation de toutes les capacités au mécanisme permet de disposer d'un signal unique et cohérent de disponibilité – quelle que soit sa forme – sur les périodes de tension pour le système électrique. A l'inverse, une exclusion de certaines capacités soutenues ou régulées du mécanisme renverrait la charge d'inciter à la disponibilité aux dispositifs de soutien ou de régulation dédiés dont elles font l'objet, créant *de facto* deux situations possibles :

- Une identité des incitations à la disponibilité renvoyées par le mécanisme de capacité et les dispositifs dédiés, assurant leur cohérence et leur lisibilité. Outre qu'il serait complexe de concevoir une stricte identité des incitations dans des mécanismes qui diffèrent dans leur fonctionnement même, la plus-value d'exclure les capacités concernées semblerait dans un tel cas peu justifiée ;
- Des incitations à la disponibilité différentes et propres à chaque dispositif, ce qui pourrait justifier l'exclusion des capacités concernées mais présente un risque de désalignement des signaux et de l'incitation à la disponibilité en période de tension.

Si le choix de restreindre la participation au mécanisme pourrait également permettre de réduire la volumétrie des capacités à certifier et, partant, la complexité du dispositif, il convient néanmoins de noter que cela pourrait aboutir à reporter la complexité opérationnelle associée à la certification et au contrôle de disponibilité sur les dispositifs de soutien ou de régulation.

De la même façon, si la diminution du périmètre du mécanisme pourrait permettre de réduire son coût pris isolément, le coût des dispositifs de régulation et de soutien pourrait en réalité augmenter en conséquence, pour un effet nul à la maille de la collectivité.

Au total, l'arbitrage quant au fait de permettre ou non la participation d'une capacité donnée au futur mécanisme de capacité doit s'apprécier sous trois angles principaux :

- le principe privilégiant la participation de toutes les capacités au marché, y compris des capacités soutenues afin de minimiser les revenus à financer par les dispositifs de soutien (cela

ouvre donc la question de la répartition du financement des capacités soutenues entre ces dispositifs et les mécanismes de marchés) ;

- les incitations à la disponibilité sur les périodes de pointe qu'il est souhaité de renvoyer aux capacités participantes ;
- la complexité opérationnelle induite par leur certification, et l'éventuel risque de la déporter sur les autres dispositifs dédiés.

Question n°5 :

Que pensez-vous des critères de participation au mécanisme évoqués ci-dessus ?

Considérez-vous que d'autres éléments doivent être pris en compte dans l'arbitrage de la participation des capacités au mécanisme ?

Un signal unique d'incitation à la disponibilité devrait-il être conservé ?

Si oui, selon vous, considéreriez-vous plus pertinent que le futur mécanisme demeure ouvert à toutes les capacités pour leur délivrer ce signal ou bien que celui-ci soit internalisé par chacun des dispositifs dédiés ?

Dans le cas où le besoin à couvrir par le futur mécanisme serait défini comme la pointe de consommation, compte-tenu des incitations à la disponibilité relativement faibles pouvant être renvoyées par nature aux capacités non pilotables [23], il pourrait être envisagé à des fins de simplification de restreindre leur participation au futur mécanisme. Deux options pourraient alors être possibles pour ces capacités :

- soit elles seraient exclues par défaut du futur mécanisme ;
- soit elles ne seraient pas tenues de participer au futur mécanisme : contrairement aux principes régissant l'actuel mécanisme, la participation au futur mécanisme pourrait alors devenir facultative pour ces capacités (possibilité d'« *opt-out* »[24]).

L'éventuelle contribution à la sécurité d'approvisionnement des capacités ne participant pas au futur mécanisme pourrait être prise en compte par une réduction de ce besoin (moyennant une gratification reflétant leur contribution à cette réduction).

A noter en revanche que si le besoin à couvrir est défini comme la pointe de consommation résiduelle, cela impliquerait nécessairement que les capacités non pilotables ne puissent pas participer au futur mécanisme car leur contribution serait alors déjà prise en compte dans la définition du besoin.

Question n°6 :

Que pensez-vous de cette proposition visant à réduire le périmètre du futur mécanisme aux capacités pilotables ? Pensez-vous qu'il serait préférable d'opter pour une participation facultative plutôt qu'une exclusion par défaut des capacités non pilotables ?

Voyez-vous d'autres possibilités à explorer ? Pensez-vous que la proposition d'une participation facultative pourrait être élargie à d'autres capacités ?

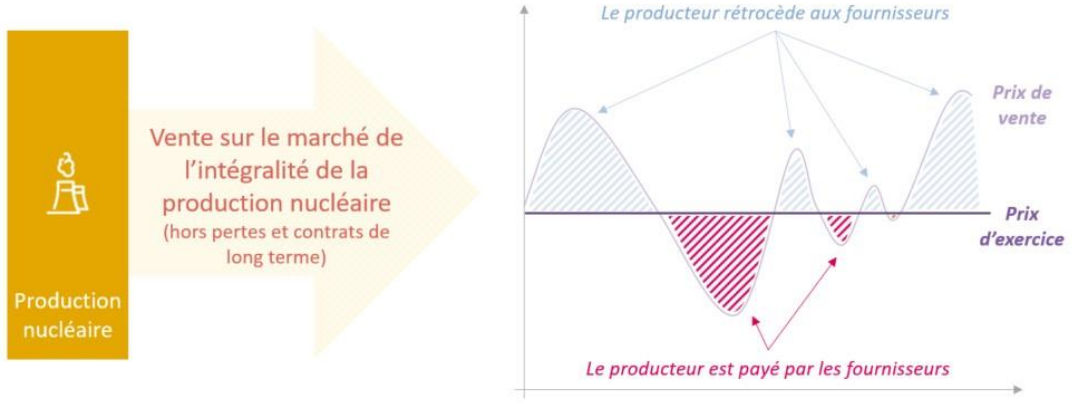
Considérez-vous qu'il soit nécessaire de conserver une obligation de participer pour toutes les capacités ?

[23] Le cas des capacités renouvelables non pilotables mais couplées à des dispositifs de stockage pourrait mériter un traitement spécifique.

[24] La notion de « *opt-out* » désigne la possibilité de ne pas participer au mécanisme, et ainsi le choix de ne pas percevoir de rémunération capacitaire ni d'être tenu de respecter des engagements de disponibilité.

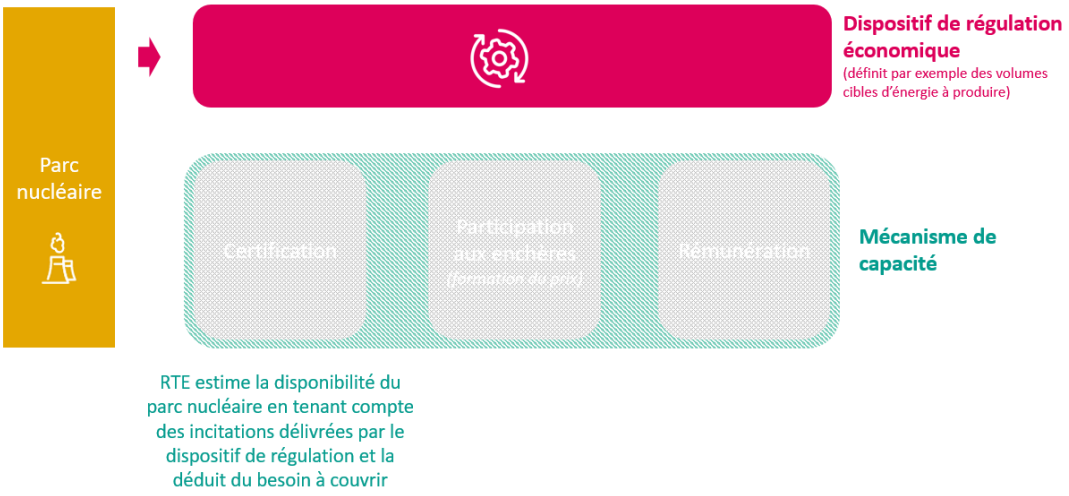
Dans un contexte où les pouvoirs publics instruisent actuellement la possibilité d'introduire un nouveau dispositif de régulation de la production électronucléaire susceptible de succéder à l'ARENH après son expiration fin 2025, se pose également la question de l'articulation du futur mécanisme de capacité avec un tel dispositif. Le cas échéant, il s'agit en particulier de s'interroger sur les modalités de participation des installations nucléaires au regard des incitations à la disponibilité lors des périodes de pointe.

Dans l'hypothèse où aucun dispositif de régulation ne succéderait à l'ARENH, la filière nucléaire devait vraisemblablement participer au futur mécanisme de capacité. Dans le cas contraire, des modalités spécifiques pourraient être envisagées. Le dispositif de régulation devrait en effet en principe comprendre dans son *design* même – dont les modalités ne sont à date pas connues – des incitations à la disponibilité du parc nucléaire lorsque cela est utile pour le système électrique, en intégrant par exemple des volumes cibles d'énergie à produire. Il pourrait prendre la forme d'un contrat pour différence appliqué à la production nucléaire, selon les principes mis en consultation par les services de l'Etat en 2020[25].



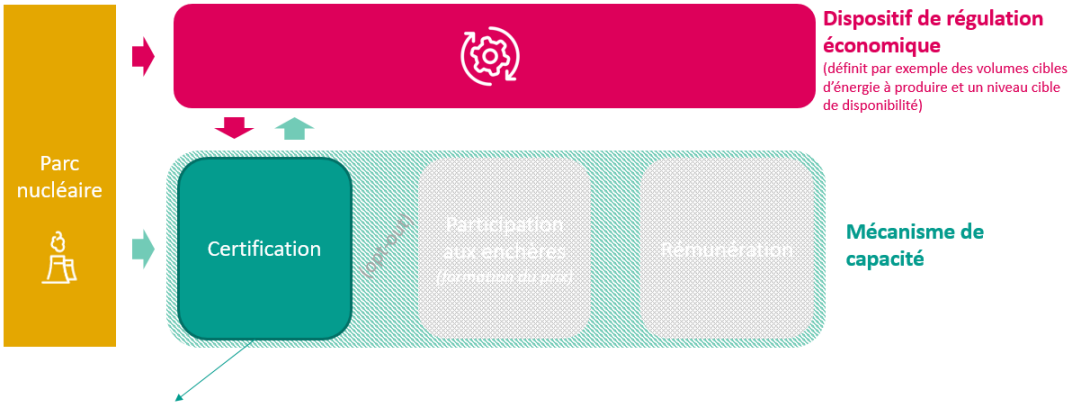
En fonction des incitations à la disponibilité supplémentaires que pourrait renvoyer le mécanisme de capacité, trois schémas d'articulation du possible futur dispositif de régulation de la production nucléaire existante avec le futur mécanisme de capacité seraient envisageables :

1. **une absence de participation du parc nucléaire régulé au futur mécanisme, dans le cas où l'incitation à la disponibilité inhérente au dispositif de régulation serait jugée suffisante**

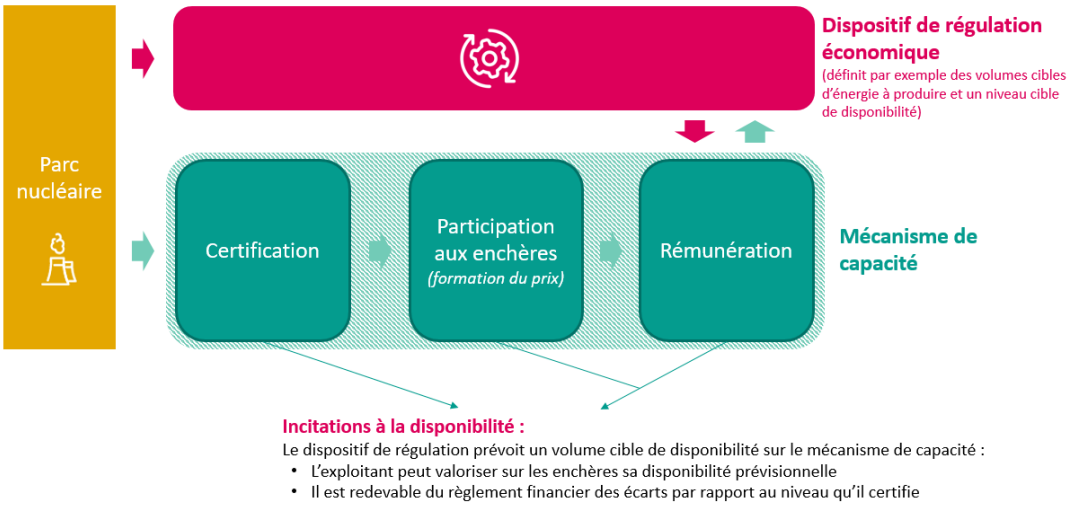


[25] Ministère de la Transition énergétique, « *Nouvelle régulation économique du nucléaire existant* », document de consultation, février 2020

2. une participation « hybride », réduite au processus de certification, dans le cadre d'une articulation avec le dispositif de régulation



3. une participation complète, en prévoyant là aussi une articulation avec le dispositif de régulation



Question n°7 :

Que pensez-vous des schémas envisagés pour articuler un éventuel dispositif de régulation du nucléaire avec le futur mécanisme de capacité ?

Dans la mesure où elle fait également l'objet d'un dispositif de soutien lui assurant la couverture de ses coûts et qu'une incitation à la disponibilité pourrait utilement continuer à lui être délivrée, considérez-vous que ces principes de participation pourraient aussi s'appliquer à la filière effacement[26] ?

[26] Les spécificités de cette filière dont la valeur économique est principalement d'ordre capacitaire et les réflexions en cours sur l'évolution de l'appel d'offres effacement imposent une instruction approfondie de ce cas particulier.

4.1.3 Périmètres possibles du futur mécanisme de capacité

Traditionnellement, deux modèles canoniques de dispositifs capacitaires s'opposent en termes de périmètre : le choix d'un dispositif portant sur toute la capacité (*capacity-wide*), tel que réalisé en France, et le choix d'un dispositif « ciblé » de réserve stratégique, à l'instar du cas allemand[27] ou de l'ancien dispositif belge[28]. Toutefois, si un dispositif ciblé et réservé à certaines installations ou filières peut sembler de prime abord plus simple, économique ou efficient, cette apparence peut masquer le fait qu'un tel dispositif peut en réalité transférer un grand nombre de détails à des actes délégués ou des contrats opérationnels, entraîner des effets de bord voire générer un coût non-négligeable.

En effet, une réserve stratégique correspond à la « réservation », hors marché, d'un volume de capacités qui ne sera activé que lors des situations de défaillance. Elle fait donc coexister des capacités participant au marché (fonctionnement « *energy-only* ») et des capacités réservées n'étant activées qu'en dernier ressort. Ce type de dispositif repose donc sur le postulat que la réduction des capacités participant au marché augmente le niveau global de défaillance, ce qui améliore leurs revenus en situation de pénurie et élimine leur *missing money* : son bon dimensionnement doit donc permettre à ces capacités de couvrir leurs OPEX fixes.

La complexité inhérente à ce dimensionnement et à l'anticipation de ses effets sur le prix de l'énergie et les *missing money* pourrait alors justifier une approche prudente tenant à placer en réserve l'ensemble des capacités « à risque » d'un point de vue économique (soit près de 9 GW selon les analyses menées dans le cadre du REX), **pour un coût qui pourrait *in fine* être supérieur à un mécanisme de capacité**[29].

Ces défauts de la réserve stratégique, identifiés et analysés dès 2014[30], semblent par conséquent toujours valables. Ceci ne préjuge toutefois pas de la future analyse qui sera menée pour évaluer la faculté d'une réserve stratégique à résoudre la problématique de sécurité d'approvisionnement identifiée en France, conformément à la réglementation européenne[31]. Ce type de dispositif est d'ailleurs plus généralement utilisé pour gérer la sortie de certaines capacités vieillissantes d'un système donné.

S'il est possible d'envisager des périmètres du futur mécanisme de capacité qui seraient plus restreints qu'aujourd'hui, comme illustré *supra*, **cela n'implique dès lors pas mécaniquement que l'alternative consiste en la mise en place d'une réserve stratégique.**

Comme dans d'autres mécanismes de capacité européens, en Angleterre, Belgique ou Italie, il pourrait être mis en place un mécanisme de logique *capacity-wide* accompagné de critères d'éligibilité pour pouvoir participer au mécanisme. Par exemple, il pourrait être considéré que les capacités bénéficiant

[27] A ce titre, il est notable de constater que la réserve stratégique allemande s'inscrit dans un ensemble de diverses réserves dont au moins une seconde (réserve « lignite ») a pour visée expresse d'assurer la sécurité d'approvisionnement. La considération du coût et le périmètre unitaire d'une seule de ces réserves ne peut donc ne peut donc à elle seule suffire à apprécier le coût complet du maintien de la sécurité d'approvisionnement dans un tel système.

[28] Si ce choix a initialement été fait en Belgique, l'Etat belge a pris la décision de mettre ce dispositif en extinction et de lui substituer à compter de 2021 un mécanisme de capacité *capacity-wide*, assorti de critères d'éligibilité.

[29] Une analyse rigoureuse et exhaustive du coût d'une réserve stratégique implique de dûment considérer le coût de la « réservation » – qui doit *a minima* permettre de couvrir l'ensemble des OPEX fixes des capacités réservées –, le coût d'activation de ces dernières le cas échéant ainsi que l'augmentation générale des prix sur le marché de l'énergie qui doit permettre la couverture des *missing money* des autres capacités.

[30] RTE, Rapport d'accompagnement de la proposition de règles du mécanisme de capacité, 2014

[31] En application de l'article 21 du Règlement n°2019/943 précité, la résolution par la mise en œuvre d'une réserve stratégique de la problématique de sécurité d'approvisionnement identifiée doit être examinée prioritairement.

déjà d'une subvention publique ne soient pas éligibles à une participation au futur mécanisme, ou bien ce critère d'éligibilité pourrait être restreint aux capacités pilotables.

En synthèse, les deux grands types de périmètres qui pourraient être envisagés pour le futur mécanisme pourraient se présenter de la façon suivante :

Mécanisme capacity-wide
(le cas échéant, avec contrôle de la rémunération)

- Toutes les capacités participent au mécanisme et à la formation du prix
- Les capacités répondent aux incitations à la disponibilité renvoyées par le mécanisme sur les périodes de pointe

Mécanisme capacity-wide avec critère d'éligibilité
(ex : bénéfice ou non d'une subvention publique)

- Seules les capacités éligibles participent
- Des incitations différentes peuvent être adressées entre capacités participantes et non éligibles
- Le coût du mécanisme diminue au profit d'une possible augmentation du coût des subventions

Des solutions intermédiaires, combinant des caractéristiques propres à chaque modèle, pourraient également être proposées.

Question n°8 :

Auriez-vous une préférence entre un modèle « capacity-wide » et un modèle « capacity-wide assorti de critères d'éligibilité » ? D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

Dans un modèle avec critères d'éligibilité, lesquels considéreriez-vous pertinents ?

Dans tous les cas, **la question de l'assiette des capacités participantes et de l'éventuelle pérennisation de la logique *capacity-wide* devra pouvoir être distinguée de la question de la nécessité d'une rémunération capacitaire et son niveau.** En effet, l'enjeu d'assurer une rémunération capacitaire proportionnée à cette nécessité pourrait parfaitement être assuré dans un mécanisme *capacity-wide* prévoyant d'éventuels dispositifs redistributifs et de régulation de la future rémunération capacitaire.

4.1.4 Une rémunération capacitaire proportionnée aux nécessités de la sécurité d'approvisionnement

En théorie, la mise en œuvre d'un mécanisme de capacité dans une structure de mix optimale devrait conduire à ce que les rentes infra-marginales capacitaires attirent de nouveaux investissements, de telle sorte que la rémunération capacitaire – une fois déduits les revenus obtenus sur les marchés de l'énergie (y compris les services système) – conduise *in fine* à une couverture, ni plus ni moins, des coûts complets de toutes les capacités.

Toutefois, le dimensionnement du mix français et sa répartition entre moyens de base et pointe ne sont pas optimaux du fait de contraintes physiques ou technico-économiques[32], en raison de l'évolution du contexte par rapport aux projections anticipées lors du développement des différents moyens, mais aussi du caractère très fortement interconnecté du mix à l'échelle européenne. Ainsi, certaines rentes infra-marginales capacitaires ne correspondent pas à la couverture des coûts complets mais reflètent seulement une situation de rareté. De plus, dans un contexte d'un

[32] En pratique, le libre développement et la répartition du mix sont contraints sous l'effet de différents facteurs pouvant concerner une ou plusieurs filières : plafonds de capacité installée, enjeux d'acceptabilité de l'implantation, monopole d'exploitation, objectifs de développement publics, forte intensité capitalistique, etc.

désalignement structurel entre prix de marché et coûts – et, en particulier, de prix de l'énergie élevés et de perspectives de moyen et long-terme de coûts dominés par ceux des technologies bas-carbone (des coûts variables faibles et des coûts d'investissement élevés) – **ces rentes infra-marginales capacitaires peuvent entraîner une rémunération au-delà des coûts complets et ainsi excéder l'objectif du mécanisme de capacité.**

A ce titre, afin d'assurer l'objectif de sécurité d'approvisionnement au meilleur coût pour le consommateur en garantissant une rémunération proportionnée des capacités y participant, **l'enjeu du futur mécanisme sera donc de permettre la couverture *a minima* de leurs OPEX fixes, jusqu'aux coûts complets (intégrant une marge raisonnable), mais pas au-delà, pour toutes les capacités engagées dans le dispositif.**

S'agissant des capacités qui seront engagées dans le futur mécanisme de capacité et concernées par des dispositifs de soutien public, une articulation spécifique est nécessaire entre les différents dispositifs. **Les dispositifs de soutien existants ainsi que le possible futur dispositif de régulation du nucléaire ont *a priori* précisément pour vocation d'assurer la couverture exacte des coûts complets, garantissant *de facto* une rémunération proportionnée aux objectifs de sécurité d'approvisionnement.**

Au regard des éléments présentés précédemment, s'il était fait le choix de conserver des incitations à la disponibilité sur les périodes de pointe aux capacités soutenues et régulées dans le futur mécanisme, **ces dispositifs devraient nécessairement intégrer des mesures visant à empêcher le cumul des rémunérations et les effets d'aubaine (comme cela découle déjà de certains dispositifs en place) :**

- L'actuel dispositif de soutien aux effacements se présente déjà comme un complément de rémunération par rapport au prix de référence issu du mécanisme de capacité ;
- Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, qu'ils prennent une forme d'obligation d'achat ou de complément de rémunération, prévoient aussi la déduction de la rémunération capacitaire du montant du soutien ;
- Dans le cas d'une participation complète de la filière nucléaire au mécanisme de capacité, le dispositif de régulation devra intégrer des mesures visant à prévenir le cumul des rémunérations.

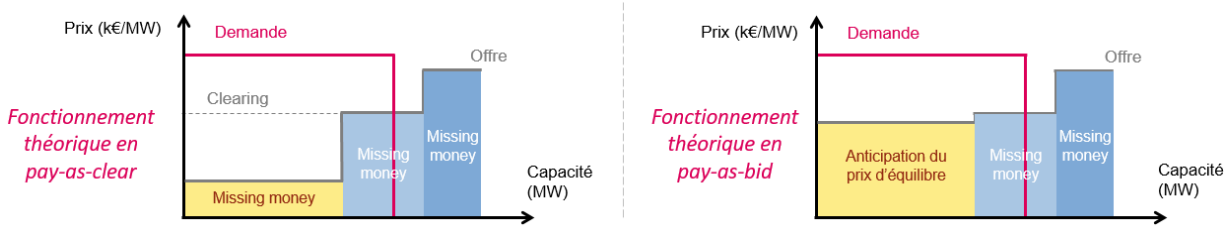
L'exemple des différents mécanismes de capacité introduits par d'autres Etats européens permet par ailleurs d'analyser et d'envisager divers dispositifs de contrôle et de régulation de la rémunération octroyée par ces mécanismes.

4.1.4.1 Un fonctionnement en pay-as-bid n'influerait vraisemblablement pas sur les revenus capacitaires

Les rentes infra-marginales capacitaires résultant du fonctionnement en *pay-as-clear*, le passage – au sein du futur mécanisme – à un fonctionnement en *pay-as-bid* (les capacités retenues reçoivent le prix qu'elles ont offert) semblerait de prime abord de nature à faciliter la maitrise de la rémunération capacitaire nécessaire pour chaque capacité. Un tel fonctionnement, privilégié par exemple au sein du mécanisme de capacité belge[33], supposerait alors un contrôle systématique de toutes les offres déposées afin de vérifier la cohérence des prix offerts avec les *missing money* de chaque capacité.

[33] Le cadre réglementaire belge prévoit toutefois une clause de revoyure et la possibilité de lui substituer au fonctionnement en *pay-as-bid* un fonctionnement en *pay-as-clear* si le retour d'expérience ne se révèle pas suffisamment concluant.

A défaut de tels contrôles qui seraient lourds et intrusifs, la littérature économique[34] souligne qu'un fonctionnement en *pay-as-bid* aurait pour effet d'inciter les producteurs à ne plus offrir leurs capacités à leurs *missing money* respectifs mais à l'anticipation du prix de la dernière offre retenue, de façon à maximiser leurs revenus. **Il serait ainsi moins transparent, pourrait favoriser les acteurs dont la taille ou les moyens leur permet d'anticiper correctement le prix de la dernière offre retenue. En outre, cela ne permettrait pas d'atteindre les effets escomptés car ce fonctionnement n'influerait pas significativement sur les rémunérations capacitaires perçues.**



Question n°9 :

Partagez-vous ces constats ? Selon vous, serait-il préférable de conserver un fonctionnement en *pay-as-clear* ? Dans le cas contraire, quels contrôles pensez-vous nécessaires dans un fonctionnement en *pay-as-bid* ? Identifiez-vous des contextes particuliers dans lesquels un fonctionnement en *pay-as-bid* vous semblerait pertinent ?

4.1.4.2 Un premier dispositif d'encadrement des revenus capacitaires a été introduit en Europe : les plafonds de prix intermédiaires

Au-delà du plafond de prix défini pour chaque marché de capacité (75 k£/MW en Angleterre ou 75 k€/MW en Belgique et en Italie[35]), certains mécanismes de capacité européens prévoient également un plafond de prix intermédiaire pour les capacités existantes, généralement défini au niveau de l'estimation du *missing money* de court terme de la capacité existante marginale.

Selon le mécanisme, ce plafond de prix intermédiaire peut jouer un rôle différent :

- En Angleterre, il constitue un plafond d'offre maximal (fixé à 25 k£/MW) : les capacités existantes ne peuvent pas (sauf cas dérogatoire) offrir à un prix supérieur au plafond de prix intermédiaire. En revanche, les capacités retenues perçoivent le prix de *clearing* (fonctionnement *en pay-as-clear*) même s'il se situe au-dessus du plafond de prix intermédiaire. L'objectif est alors de se prémunir *ex ante* contre un risque d'abus de pouvoir de marché des capacités existantes.
- En Italie, il constitue un plafond de rémunération (fixé à 33 k€/MW) : les capacités existantes peuvent offrir au-delà du plafond de prix intermédiaire. Lorsqu'elles sont retenues, elles perçoivent le minimum entre le prix de *clearing* (fonctionnement *en pay-as-clear*) et le plafond de prix intermédiaire.

[34] Bert Willems, Yueting Yu (2022) « *Bidding and Investment in Wholesale Electricity Markets: Pay-as-Bid versus Uniform-Price Auctions* » ; Alberto Pototschnig, Jean-Michel Glachant, Leonardo Meeus, Pippo Ranci Ortigosa (2022) « *Recent energy price dynamics and market enhancements for the future energy transition* » ; Susan Tierney, Todd Schatzki, Rana Mukerji (2008) « *Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference?* »

[35] Ces plafonds de prix, équivalents du prix administré dans l'actuel mécanisme de capacité français, sont le plus souvent établis au niveau du coût d'entrée d'une nouvelle capacité (*Cost of new entry*, ou CoNE), majorés le cas échéant (par exemple, 1,5*CoNE).

- En Belgique, il constitue à la fois un plafond d'offre et de rémunération (fixé à 20 k€/MW) : les capacités existantes ne peuvent pas (sauf dérogation) offrir à un prix supérieur au plafond de prix intermédiaire. Lorsqu'elles sont retenues, elles perçoivent leur prix d'offre (fonctionnement *en pay-as-bid*), constituant alors également un plafond de rémunération.

A l'inverse du mécanisme britannique, les mécanismes belge et italien visent donc explicitement, au travers de ce plafond de prix intermédiaire, un encadrement effectif des revenus capacitaires en différenciant la rémunération capacitaire des capacités existantes et celle perçue par les nouvelles capacités, celles-ci nécessitant *a priori* une rémunération plus importante pour permettre leur développement.

L'introduction de tels plafonds de prix intermédiaires dans le futur mécanisme de capacité pourrait ainsi permettre de proportionner la rémunération des capacités existantes à leur besoin (couverture des OPEX fixes), tout en maintenant un prix unique de la sécurité d'approvisionnement susceptible d'inciter le cas échéant au développement de nouvelles capacités. Cette approche conserverait néanmoins l'existence possible de rentes infra-marginales qui pourraient toujours conduire à une rémunération au-delà des coûts complets, excédant ainsi l'objectif du mécanisme de capacité.

Il pourrait donc par exemple être envisagé que ces plafonds de prix intermédiaires soient définis par type de technologie pour ajuster plus finement la rémunération capacitaire nécessaire aux besoins de chaque technologie. Plusieurs niveaux seraient alors possibles :

1. Plafonds de prix au niveau des OPEX fixes (option 1) ou des coûts complets (option 2) en fonction des coûts dont la couverture par le futur mécanisme serait souhaitée : dans ce cas, la couverture de ces coûts serait donc assurée, y compris dans l'hypothèse d'une absence de revenus sur le marché énergie.
2. Plafonds de prix au niveau du *missing money* de court terme (option 3) ou du *missing money* de long-terme (option 4) correspondant à la couverture des mêmes coûts mais après déduction de projections de revenus sur le marché énergie (qui peuvent contribuer significativement à la couverture de ces coûts) : dans ce cas, la rémunération capacitaire serait limitée au niveau de l'estimation des revenus manquants pour couvrir les OPEX fixes ou les coûts complets.



Quatre niveaux possibles de fixation des plafonds de prix intermédiaires

Question n°10 :

Seriez-vous favorables à l'introduction de plafonds de prix intermédiaires ? Dans l'affirmative, auquel de ces quatre niveaux faudrait-il selon vous les définir ? Seriez-vous favorables à la définition de plafonds de prix intermédiaire par par type de technologie ?

Considérez-vous que des plafonds de prix intermédiaires différenciant capacités existantes et nouvelles capacités seraient plus adaptés ? Lequel de ces quatre niveaux vous semblerait le plus approprié pour les nouvelles capacités, d'une part, et pour les capacités existantes, d'autre part ?

4.1.4.3 Un second dispositif d'encadrement des revenus capacitaires a été introduit en Europe : les options de fiabilité (reliability options)

Le principe des options de fiabilité repose sur une logique d'écrêtement des revenus excessifs : les producteurs doivent restituer (« *payback* ») la différence entre le prix de référence de l'énergie et le prix d'exercice ou « *strike price* », lorsque celle-ci est positive. Ce dispositif est le plus souvent assorti d'un dispositif de « *stop-loss* » : le producteur ne peut rembourser plus que ce qu'il a perçu sur le mécanisme de capacité.

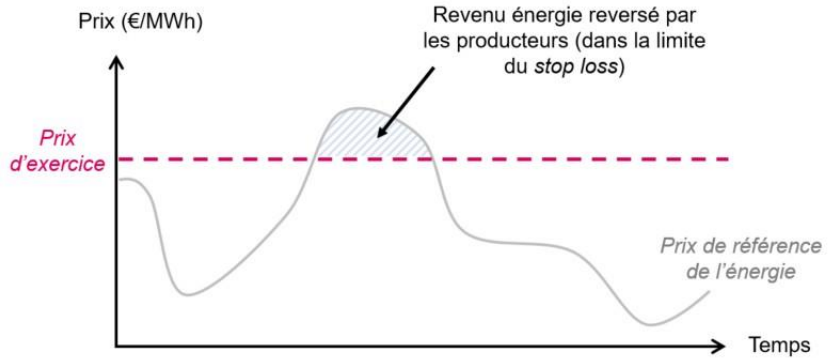


Illustration du fonctionnement des options de fiabilité

La mise en œuvre d'options de fiabilité implique donc de définir, en amont des enchères et pour chaque période de livraison, un prix d'exercice ainsi qu'un prix de référence de l'énergie. Les valeurs et référence varient selon les mécanismes et, du fait de la difficulté inhérente à leur bonne définition, induisent une certaine complexité pour la ou les entités qui en sont chargées :

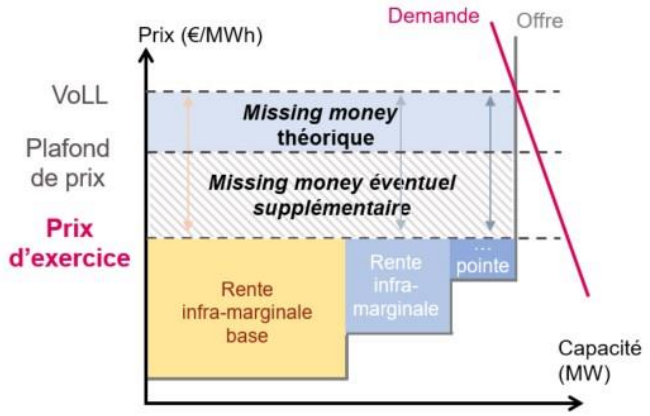
- En Belgique : le prix de référence correspond au prix *spot* révélé en J-1 et le prix d'exercice est fixé à hauteur de 300 €/MWh[36] (des dérogations sont possibles si une installation peut justifier de coûts variables supérieurs à ce niveau) ;
- En Italie : le prix d'exercice est fixé au niveau du coût variable de la capacité marginale (125 €/MWh), lequel est calculé en simulant une vente des volumes sur les différents marchés de l'énergie (référence de prix composite).

Une fois mises en œuvre, les options de fiabilité ont pour effet premier de réduire la sensibilité de revenus sur le marché énergie à l'occurrence de pics de prix (ce qui, incidemment, réduit l'incertitude des exploitants quant à l'estimation de leurs revenus énergie). Elles conduisent également à réduire l'espérance globale des revenus sur le marché énergie. Deux configurations sont alors possibles :

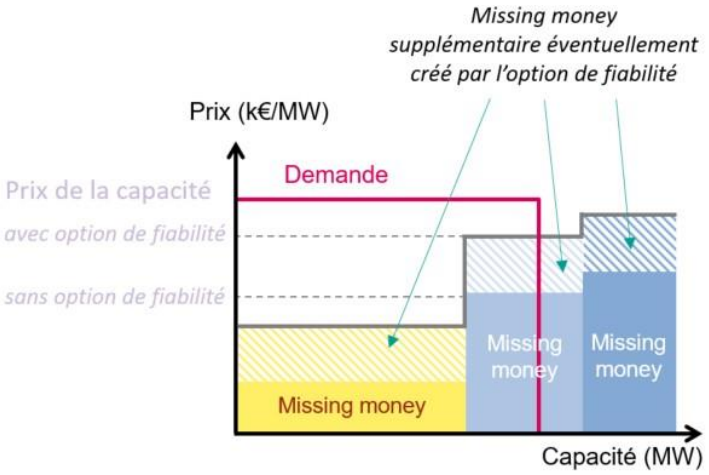
- En fonction du niveau auquel est fixé le prix d'exercice, les revenus écrêtés peuvent toutefois correspondre à des revenus dits « exceptionnels » ou « risqués » qui ne sont d'ores et déjà pas pris en compte par les exploitants dans le calcul de leurs *missing money*. Dans ce cas, l'introduction d'un dispositif d'options de fiabilité n'affecte en principe pas les *missing money* des capacités ni le prix de la capacité. Elle participe alors seulement à limiter les effets d'aubaine en supprimant les revenus sur le marché de l'énergie au-delà de ceux anticipés *a priori* par les exploitants lors de leur calcul de *missing money* et de la définition de leurs offres sur le marché de capacité.
- Si le niveau du prix d'exercice conduit, en revanche, à écrêter des revenus qui étaient en partie pris en compte dans le calcul des projections de *missing money,* alors l'introduction d'un

[36] Ces valeurs prévues pour un fonctionnement en régime normal ne préjugent pas des rehaussements qui ont pu être décidés à titre exceptionnel dans le contexte actuel de crise énergétique liée à la guerre en Ukraine.

dispositif d'options de fiabilité peut également conduire à créer un *missing money* supplémentaire et ainsi à augmenter dans cette proportion les offres de toutes les capacités sur le marché de la capacité.



Dans ces conditions, les options de fiabilité peuvent également conduire à un transfert de ces revenus « énergie » rares et volatils vers des revenus « capacité » lissés, ce qui réduit le risque porté par les exploitants quant à leur rémunération totale. Celle-ci n'est *in fine* pas modifiée, dans la mesure où les *missing money* de toutes les capacités – et donc le prix de la capacité – augmentent alors dans la même proportion[37] et les rentes infra-marginales capacitaires perçues par chaque type de capacité sont inchangées.



Effet potentiel d'une option de fiabilité sur le *missing money*

Ainsi, en France, l'introduction d'un tel dispositif d'options de fiabilité dans le futur mécanisme pourrait par exemple permettre de limiter les effets d'aubaine (c'est-à-dire les revenus excédant manifestement les coûts qu'ils visent à couvrir), réduire les incertitudes des exploitants sur l'estimation de leur *missing money* et ainsi réduire la volatilité du prix de la capacité.

Un ajustement plus fin de la rémunération capacitaire nécessaire aux besoins de chaque type de technologie nécessiterait cependant que des prix d'exercice différenciés par type de technologie soient définis afin de proportionner la rémunération capacitaire à la couverture des coûts (OPEX fixes ou coûts complets en fonction des coûts dont la couverture par le futur mécanisme serait souhaitée).

[37] Sous réserve qu'elle soit bien prise en compte par les exploitants, cette réduction du risque permise par les options de fiabilité peut toutefois aboutir à des *missing money* – et donc à des offres sur le marché de la capacité – moins élevés.

Question n°11 :

Seriez-vous favorables à l'introduction d'un dispositif d'options de fiabilité ? Conduirait-il selon vous à augmenter effectivement les *missing money* et, si oui, dans quelles proportions ?

Vous semblerait-il plus à même que des plafonds de prix intermédiaires de proportionner la rémunération capacitaire à la couverture des coûts ?

Doit-il selon vous nécessairement s'accompagner d'un mécanisme de *stop-loss* ?

Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?

4.1.4.4 La combinaison de ces deux dispositifs pourrait être envisagée au sein du futur mécanisme

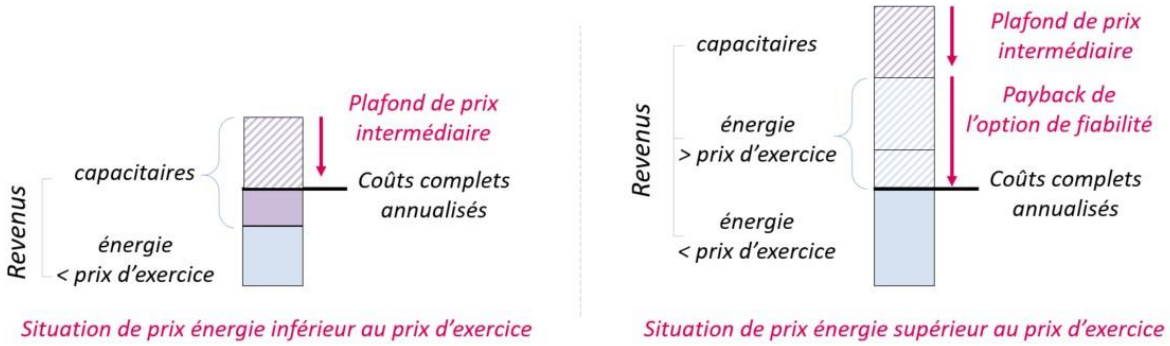
S'il est possible d'analyser individuellement les avantages et inconvénients des dispositifs de plafonds de prix intermédiaires et d'options de fiabilité, il est notable de constater que certains Etats comme la Belgique ont fait le choix de les combiner pour poursuivre des objectifs proches de ceux du futur mécanisme.

L'introduction de plafonds de prix intermédiaires permet en effet, d'une part, de proportionner *ex ante* la rémunération capacitaire aux besoins de chaque type de technologie pour couvrir ses coûts, en tenant en compte, le cas échéant, de projections de revenus sur le marché énergie. D'autre part, la mise en œuvre, en complément, d'un dispositif d'options de fiabilité permet quant à elle de réduire les incertitudes sur la réalisation de ces projections.

La combinaison des deux dispositifs semble en outre permettre de limiter *ex post* d'éventuels effets d'aubaine : si le prix sur le marché de l'énergie excède le prix d'exercice défini pour cette capacité – conduisant à la perception de revenus énergie plus élevés qu'estimés au moment du calcul du plafond de prix intermédiaire –, alors le revenu capacitaire perçu *ex ante* est rétrocédé (*payback*) dans la limite du principe de *stop loss*.

Cette combinaison semble ainsi être privilégiée lorsqu'une rémunération capacitaire proportionnée est recherchée, en permettant une maîtrise *ex ante* du prix de la capacité et une préservation *ex post* contre les effets d'aubaine.

Toutefois, l'enjeu de rémunération proportionnée des capacités ne s'apprécie pas qu'à la lumière de la seule rémunération capacitaire mais peut s'apprécier, comme indiqué précédemment, dans le contexte plus large d'un désalignement structurel entre coûts et prix de marché ainsi que de réflexions sur une possible réforme des marchés de l'électricité. Dans cette perspective, la même combinaison dépourvue de *stop loss* pourrait ainsi permettre au mécanisme d'assurer la proportionnalité de la rémunération des installations au niveau de l'ensemble des revenus perçus, et non pas seulement au niveau de la rémunération capacitaire.



Combinaison possible d'un dispositif d'options de fiabilité et de plafonds de prix intermédiaires dans un objectif de proportionnalité de l'ensemble des revenus perçus par les capacités

Question n°12 :

Qu'en pensez-vous ? Seriez-vous favorables à la combinaison d'un dispositif d'options de fiabilité et de plafonds de prix intermédiaires ? Quelle fréquence de révision des valeurs de prix d'exercice et de niveau du plafond de prix intermédiaire vous semblerait à privilégier, le cas échéant ?

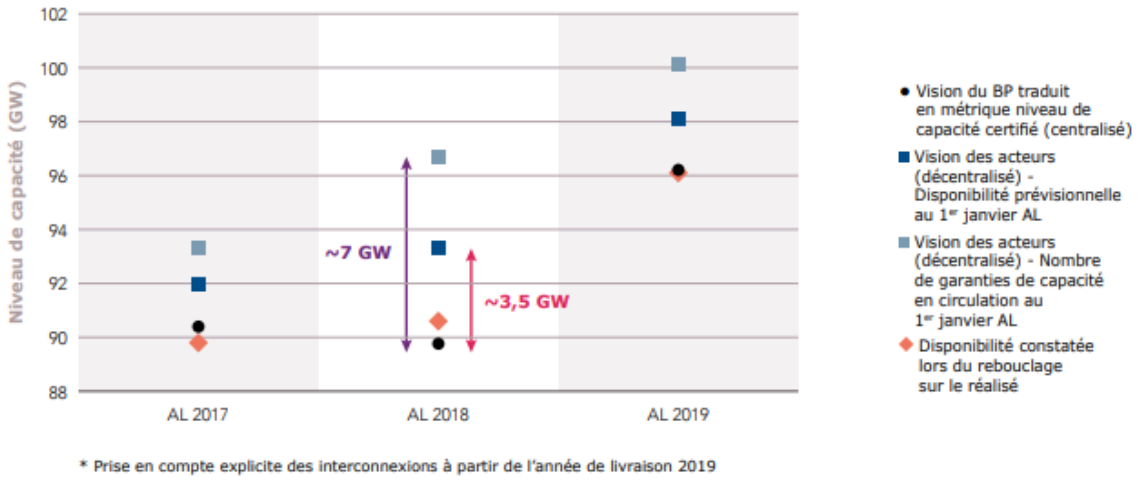
Si cet objectif était recherché, le futur mécanisme vous semblerait-il un outil pertinent pour assurer une rémunération proportionnée des installations, au-delà de la seule rémunération capacitaire ?

4.1.5 Modalités de participation au futur mécanisme de capacité

4.1.5.1 Certification ex-ante du niveau de capacité disponible

Au-delà de la détermination de l'assiette des capacités susceptibles de participer au futur mécanisme de capacité, il sera nécessaire de définir en pratique les modalités concrètes de participation de ces installations en s'assurant de la fiabilité de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement.

Sur les premières années de fonctionnement du mécanisme, le retour d'expérience a en effet montré un fort biais à l'optimisme des exploitants de capacité sur leur niveau de disponibilité, représenté par un écart de 2 à 7 GW entre les niveaux de capacité certifiés et effectifs. A l'inverse, ces analyses ont montré que la disponibilité du parc prévue par le Bilan prévisionnel a été globalement très proche de la disponibilité réalisée.



Comparaison de la vision décentralisée des exploitants de capacité et de la vision centralisée reconstituée à partir du Bilan prévisionnel *(source : retour d'expérience)*

Dans le futur mécanisme, pour s'assurer que toutes les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement soient bien sécurisées à l'issue des enchères avant le début de l'année de livraison, il est nécessaire qu'au global, le niveau de disponibilité de l'ensemble des capacités soit estimé au plus juste[38]. Une sous-estimation, par les exploitants de capacités existantes, des aléas pouvant survenir proche de l'année de livraison et ainsi réduire la disponibilité de leurs capacités, pourrait effectivement empêcher de faire émerger de nouvelles capacités utiles pour la sécurité d'approvisionnement.

Pour répondre à cet enjeu, il pourrait être envisagé d'adapter les méthodes de certification ayant actuellement court dans le mécanisme actuel en **proposant une certification plus centralisée, qui permettrait alors de se rapprocher des hypothèses utilisées au sein du Bilan prévisionnel.**

Par exemple, **la plupart des mécanismes de capacité en Europe recourent à une certification reposant sur l'application de *derating factors* calculés pour chaque filière et qui visent à limiter le niveau de certification possible pour les exploitants.** En particulier :

- En Belgique : le *derating factor* est appliqué au niveau de disponibilité déclaré par l'exploitant (qui est plafonné à un *nominal reference* power, déterminé de façon centralisée sur la base de la disponibilité historique), selon un schéma équivalent aux coefficients filière utilisés dans le mécanisme de capacité actuel.
- En Angleterre : le *derating factor* est appliqué à la puissance installée d'une capacité. L'exploitant peut déclarer son niveau de disponibilité dans cette limite.

L'application de ces coefficients vise *in fine* à rapprocher le mécanisme de capacité de l'étude d'adéquation nationale afin d'éviter les biais à l'optimisme et de se prémunir contre les abus de pouvoir de marché. Ce type de dispositif pourrait être décliné aux capacités qui participeraient au futur mécanisme de capacité français.

Question n°13 :

Que pensez-vous de l'utilisation de *derating factors* ?

Partagez-vous l'intérêt de centraliser davantage la certification du niveau de capacité disponible afin d'assurer un meilleur pilotage de la sécurité d'approvisionnement ?

Si oui, seriez-vous favorable à un fonctionnement basé sur le calcul de derating factors ?

Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?

Diverses modalités de calcul de ces coefficients pourraient être envisagées : s'ils sont généralement calculés selon le niveau de disponibilité moyen de chaque filière basé sur les données historiques (ils prennent alors la forme d'un pourcentage de la puissance installée), des alternatives pourraient consister à déterminer le niveau de disponibilité historique de chaque installation, ce qui pourrait néanmoins induire une complexité importante liée à la recherche d'un haut niveau de précision.

Ensuite, il serait possible d'envisager différentes façons de les appliquer selon le degré de centralisation et de liberté laissé aux exploitants pour effectuer leur prévision de disponibilité :

- **un haut degré de centralisation correspondrait à l'obligation de se certifier au niveau de l'application des *derating factors***, de façon à aligner complètement le mécanisme de capacité avec le Bilan prévisionnel mais au prix d'une responsabilité complète de RTE dans cette certification ;

[38] Sans préjudice d'un éventuel marché secondaire qui permettrait aux exploitants d'échanger leurs engagements de disponibilité à hauteur de leurs actualisations de disponibilités.

- **un degré moindre de centralisation consisterait en un plafonnement du niveau possible de certification déterminé par l'application des *derating factors* :** l'exploitant serait toujours responsable de déclarer son niveau de disponibilité prévisionnel dans la limite des paramètres définis par le Bilan prévisionnel[39].

Question n°14 :

Quelle solution préféreriez-vous ? Ces coefficients devraient-ils constituer une obligation de certification ou plutôt un plafond de certification ?

Quelle méthodologie de calcul considéreriez-vous pertinente pour déterminer ces coefficients ?

Considéreriez-vous préférable de conserver un tunnel de certification, qui serait le cas échéant adapté pour éviter les écarts avec le Bilan prévisionnel ?

Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?

4.1.5.2 Contrôle ex-post du niveau de disponibilité

La garantie de la sécurité d'approvisionnement et l'efficacité du futur mécanisme justifient de conserver des incitations à la disponibilité adressées aux capacités participantes en contrepartie de la rémunération capacitaire qu'elles perçoivent.

Quel que soit le modèle de certification *ex-ante* retenu, il semble pertinent de conserver un contrôle de disponibilité *ex-post* afin de renvoyer ces incitations. L'approche actuellement utilisée à travers le calcul du niveau de capacité effectif serait vraisemblablement à réinterroger et pourrait conduire à :

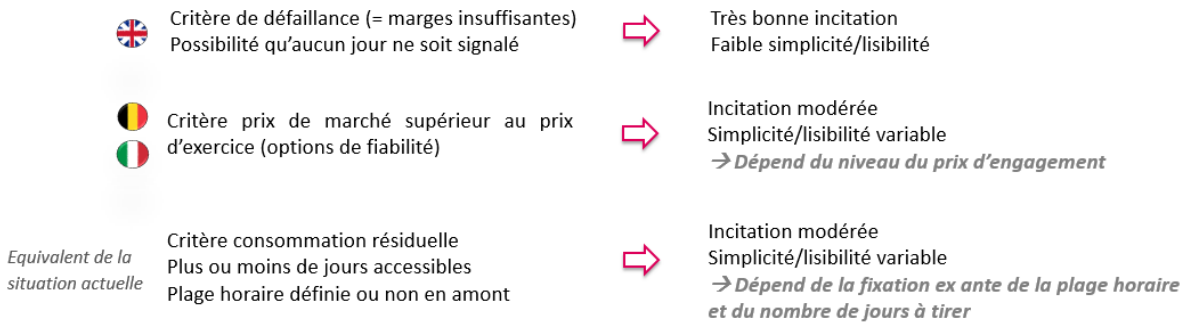
- Conserver un contrôle *ex-post* du niveau de disponibilité, par nature non-observable, quitte à en réduire la précision ;
- Privilégier un contrôle du réalisé selon un principe de *load following* en l'adaptant aux spécificités du système électrique français : l'engagement de la capacité pourrait par exemple être modulé en fonction du niveau de consommation nationale (par exemple, si 70% de la capacité globale contractualisée est nécessaire pour couvrir le niveau de demande, chaque capacité doit produire/s'effacer à hauteur de 70% de son engagement).

Au-delà du type de contrôle, le cycle de concertation mené par RTE en 2021 et ayant abouti à l'adoption d'un jeu de règles « V4 » a témoigné des attentes fortes des acteurs pour **faire évoluer la plage temporelle de contrôle du niveau de disponibilité.**

Compte-tenu l'importance de conserver des incitations vertueuses à la disponibilité des capacités participantes, le contrôle de disponibilité devrait vraisemblablement continuer d'être réalisé sur les heures de risque de défaillance. Néanmoins, afin de renvoyer efficacement des incitations à la disponibilité, il est primordial d'assurer la simplicité et la lisibilité du dispositif pour les exploitants.

Les incitations possibles dépendront donc en particulier : i) du critère de signalement des périodes de contrôle, ii) de leur nombre et de leur prévisibilité. **Ainsi, différentes modalités de sélection des périodes de contrôle de la disponibilité peuvent être proposées :**

[39] Le choix de privilégier cette option implique nécessairement la disparition du tunnel de certification que comprend le mécanisme actuel. Il ouvrirait en outre l'opportunité de la compléter d'un niveau plancher de certification et/ou d'une possibilité de déroger au plafonnement.



De plus, **il pourrait être remis en question le choix d'une plage horaire fixe** (actuellement les heures de contrôle de la disponibilité sont systématiquement [7h ; 15h] et [18h ; 20h]). En particulier, il pourrait être proposé de rendre variables (y compris au sein d'une même période de livraison, par exemple) les plages horaires de contrôle en fonction des besoins pour le système électrique.

Question n°15 :

Partagez-vous l'intérêt que présenterait le maintien d'un contrôle de disponibilité *ex post* ? Un modèle de contrôle de type *load following* vous semblerait-il préférable ?

Avez-vous une préférence parmi les modalités exposées ?

Quel(s) critère(s) faudrait-il selon vous considérer pour sélectionner les périodes de contrôle de la disponibilité ?

Considéreriez-vous nécessaire de conserver une plage horaire de contrôle figée (tel qu'aujourd'hui [7h ; 15h] et [18h ; 20h]) ?

Considéreriez-vous plus pertinent que cette plage horaire puisse varier en fonction des besoins pour le système électrique, moyennant toutefois une certaine complexité ?

D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

4.1.6 Synthèse

De manière générale, il résulte de l'ensemble des éléments qui précèdent que le besoin d'une rémunération capacitaire semble pouvoir constituer une condition suffisante pour être éligible à participer au futur mécanisme de capacité.

En revanche, cela ne constitue pas forcément une condition nécessaire. En effet, une éventuelle participation au mécanisme de capacités pour lesquelles une rémunération capacitaire ne serait pas strictement nécessaire permettrait également de renvoyer des incitations à la disponibilité pour favoriser le bon fonctionnement du système électrique.

Une telle participation au futur mécanisme de capacité qui resterait largement ouverte impliquerait toutefois que :

- la rémunération capacitaire soit proportionnée aux objectifs de sécurité d'approvisionnement afin de garantir le meilleur coût pour le consommateur ;
- les modalités de participation soient simplifiées, et permettent une meilleure cohérence avec les études d'adéquation, à l'instar du Bilan prévisionnel ;
- les incitations à la disponibilité soient maintenues, voire renforcées, pour assurer l'efficacité du futur mécanisme.

La garantie apportée par le mécanisme en termes de sécurité d'approvisionnement devra *in fine* être financée par les consommateurs qui en bénéficient.

Question n°16 :

Voyez-vous d'autres enjeux à instruire quant à la participation des capacités au futur mécanisme de capacité ?

4.2 Centralisation de la demande et financement du futur mécanisme de capacité

L'architecture du mécanisme de capacité actuel est caractérisée par son aspect décentralisé. Ce choix de conception a été justifié historiquement afin de responsabiliser les acteurs obligés dans leur contribution à l'équilibre offre-demande en les incitant à (i) anticiper la consommation de leur portefeuille de clients à la pointe, (ii) la limiter au travers d'effacements implicites et (iii) la couvrir selon leurs stratégies individuelles.

Le principe d'obligation de capacité introduit par la loi NOME[40] supposait ainsi que des offres tarifaires soient adaptées ou conçues sur le fondement du signal PP1 délivré par le mécanisme de capacité.

Le retour d'expérience a mis en lumière le fait que les effets attendus du caractère décentralisé du mécanisme actuel n'ont pas été déterminants. L'estimation prévisionnelle des acteurs de leur propre obligation a été dans l'ensemble de qualité analogue aux anticipations centralisées – à l'exception des plus petits acteurs qui ont pu rencontrer des difficultés ou n'ont pas transmis d'estimation. Ainsi, l'agrégation des anticipations des acteurs n'a pas donné d'information plus fiable que l'évaluation prévisionnelle centralisée réalisée par RTE, ce qui est de nature à interroger sur la plus-value du dispositif.

En pratique, les effacements implicites observés sur les jours PP1 du mécanisme actuel sont liés, sauf exception, au tarif EJP/TEMPO. D'après les analyses du retour d'expérience, seuls 300 MW d'effacements implicites supplémentaires se sont développés spécifiquement sur les jours PP1. Ainsi cette architecture reposant sur les acteurs obligés et le signal dédié PP1 n'a pas pu renvoyer de réelles incitations supplémentaires par rapport aux signaux tarifaires préexistants. Ceci peut résulter d'une recherche de simplicité dans les offres des fournisseurs qui s'accommodent mal de multiples signaux et d'une faible opportunité économique (la part capacitaire dans la rentabilité des offres tarifaires est relativement faible).



Evolution des volumes d'effacements implicites sur les trois premières AL
(source : retour d'expérience)

Par ailleurs, le retour d'expérience a mis en évidence le fait que la liberté de couverture laissée aux acteurs obligés par l'architecture actuelle a fortement contribué aux problématiques de transparence de la formation du prix.

[40] Ce principe figure désormais à l'article L. 335-1 du code de l'énergie.

Au-delà de ces difficultés, ce choix a indéniablement induit une complexité accrue (démultiplication du nombre de participants au mécanisme, non-superposition des périmètres d'acteurs obligés et des périmètres de responsables d'équilibre, barrières à l'entrée, calculs d'obligation devant être réalisés par les gestionnaires de réseaux, etc.).

Fort de ces constats, des alternatives à l'architecture actuelle – tendant vers un modèle davantage centralisé – pourraient être privilégiées, en permettant de surcroît un pilotage plus efficace du niveau de sécurité d'approvisionnement grâce à une meilleure cohérence avec les études de sécurité d'approvisionnement publiées par RTE.

Plusieurs degrés de centralisation sont toutefois envisageables, selon que cette centralisation se limite à la seule définition du besoin en capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement ou s'étend à la contractualisation voire au financement de la couverture du besoin en capacité.

4.2.1 Centraliser la définition du besoin de capacité : pertinence et méthodologie

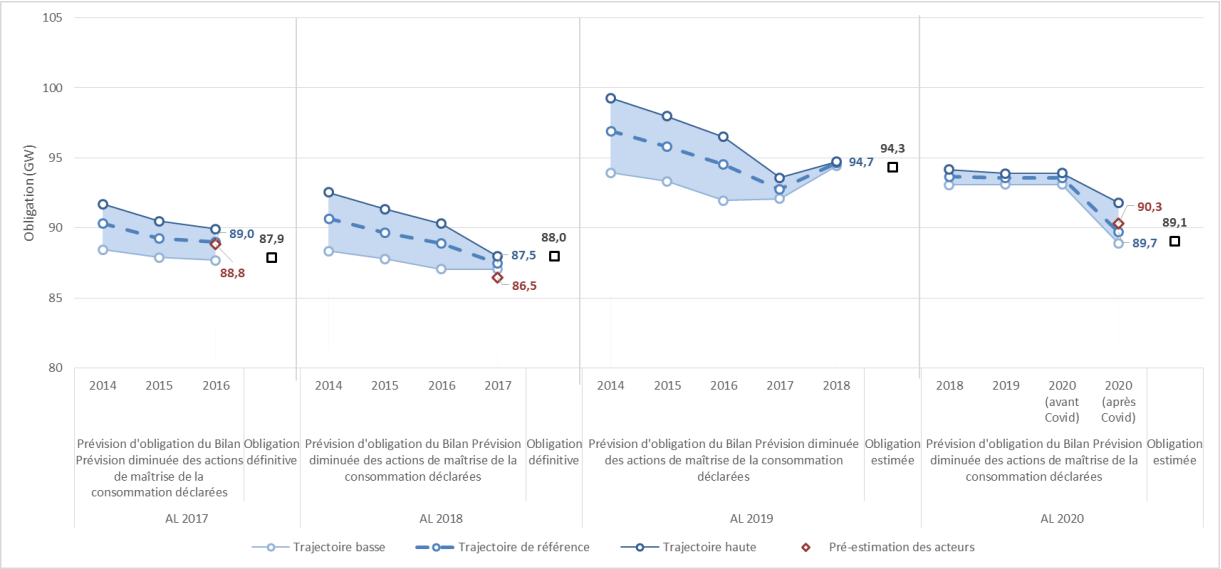
4.2.1.1 Pertinence

La forme la plus immédiate de centralisation du futur mécanisme consisterait en une définition centralisée du niveau de capacité nécessaire à la sécurité d'approvisionnement pour une période de livraison donnée. Un tel choix assurerait la cohérence du futur mécanisme avec le diagnostic de sécurité d'approvisionnement dressé par RTE dans ses études d'adéquation : les hypothèses de trajectoires de consommation utilisées dans les Bilans prévisionnels pourraient ainsi définir la cible globale du besoin de capacité.

Il convient de noter qu'un passage du mécanisme – qui repose actuellement sur un fonctionnement en année civile – en année à cheval (*cf. infra*) permettrait également d'accentuer la cohérence avec le diagnostic formulé par le Bilan prévisionnel, qui considère les hivers dans leur intégralité, à cheval entre deux années civiles.

Cette évolution accroîtrait ainsi le rôle des études de sécurité d'approvisionnement dans le dimensionnement du besoin et la responsabilité de l'entité évaluatrice (pour cette raison, dans la plupart des mécanismes européens, le besoin est *in fine* fixé par l'Etat sur proposition du gestionnaire du réseau de transport).

En pratique, les prévisions d'obligation issues des analyses du Bilan prévisionnel forment des cônes d'incertitudes qui s'affinent et se précisent en se rapprochant de la période de livraison. Même si des réactualisations seraient par conséquent envisageables proche de la période de livraison, cette estimation ne pourrait par construction être aussi précise qu'une estimation actualisée pendant, voire après la période de livraison : un risque de sous ou de surdimensionnement existerait et devrait alors être collectivement assumé. Le retour d'expérience a toutefois démontré que sur les premières années de fonctionnement du mécanisme, les estimations centralisées d'obligation réalisées en AL-1 ont été au moins aussi performantes que la somme des pré-estimations des acteurs obligés et ont été très proches des niveaux définitifs d'obligation. La légère surestimation pouvant être observée pour certaines AL matérialise le risque de surestimation d'un besoin de capacité qui serait défini de façon centralisée (mais qui resterait, en tout état de cause, moins coûteux pour la collectivité qu'une sous-estimation qui mettrait en danger la sécurité d'approvisionnement).



Comparaison entre les prévisions d'obligation de RTE, la somme des pré-estimations des acteurs obligés et les calculs d'obligation définitifs ou estimés pour les AL 2017 à 2020 *(source : retour d'expérience)*

Cette définition centralisée viserait à couvrir le niveau de risque collectivement souhaité et fixé au travers du critère sécurité d'approvisionnement : dans ce cadre, des aléas exceptionnels (hors dimensionnement statistique) peuvent ainsi survenir au cours d'une année de livraison. Le traitement des principales incertitudes (performance des principales filières, chocs exogènes, etc.) et les moyens dont disposeront RTE et les pouvoirs publics pour réaliser ou contrôler cette évaluation seront des questions clés.

Une telle centralisation ne préjuge en revanche pas de l'opportunité de conserver des acteurs obligés, même si ces derniers se verraient retirer de facto une responsabilité : ils ne contribueraient plus à définir la cible globale du besoin en capacité.

Question n°17 :

Compte-tenu de ces éléments, seriez-vous favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin de capacité ? Si oui, sous quelles conditions ? Si non, pourquoi ?

Une fois ce besoin déterminé une première fois pour une année donnée, considérez-vous que des réactualisations seraient nécessaires ? Si oui, à quelle fréquence ?

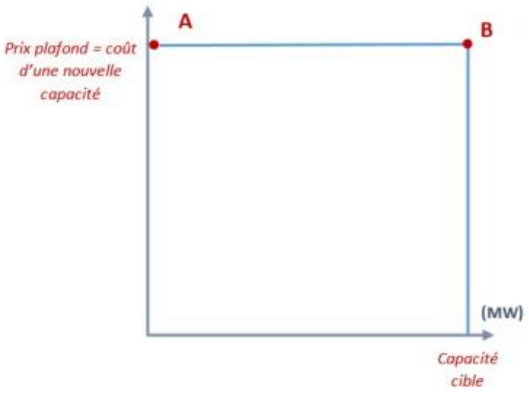
4.2.1.2 Méthodologie possible

D'un point de vue méthodologique, plusieurs possibilités existent pour déterminer le besoin de capacité de façon centralisée :

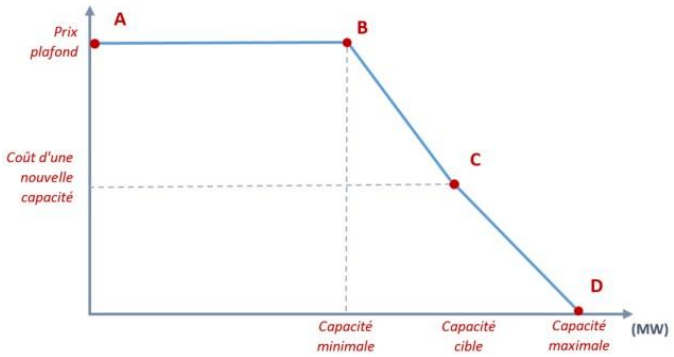
1. *La définition d'un volume cible à couvrir, sur le modèle des prévisions d'obligation publiées par RTE dans le cadre du mécanisme actuel*. Il s'agirait ici de déterminer le volume cible de capacités à acheter au niveau du prix plafond. Une telle méthodologie ne permet pas de rendre compte des différentes trajectoires – basse et haute – de besoin qui seraient établies par RTE sur la base des analyses du Bilan prévisionnel. Elle présente en outre l'inconvénient de conduire à une forte volatilité du prix de la capacité, du fait des incertitudes à la fois sur l'estimation du besoin (plusieurs GW peuvent séparer les différentes trajectoires[41]) et les

[41] Les différentes trajectoires de prévision d'obligation peuvent par exemple être séparées d'un écart de 4,5 GW entre l'analyse faite en AL-4 et celle réalisée en AL-1.

estimations de disponibilité des capacités. Des variations de quelques GW voire quelques MW sur ces hypothèses peuvent faire varier le prix de la capacité d'un prix nul à l'atteinte du prix plafond.



2. *Le calcul d'une courbe de demande*, à l'instar du modèle type utilisés par la plupart des modèles des mécanismes de capacité européens, qui permet d'établir le niveau de capacité optimal pour le système électrique (C) en déterminant deux autres points : un volume minimal de capacité à acheter à un prix élevé – impliquant un niveau de sécurité d'approvisionnement dégradé par rapport au critère accepté collectivement, en contrepartie d'un coût limité pour le consommateur – (B) et un volume maximal de capacité qui permet d'assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement excédant le critère pour un surcoût limité (D).



3. *Le calcul d'une courbe de demande suivant les principes de la « courbe de demande administrée »* que RTE détermine, en application des dispositions du code de l'énergie[42], pour établir l'existence ou l'absence d'un bénéfice économique que procurerait à la collectivité l'émergence d'une nouvelle capacité et donc le lancement d'un AOLT.
   Cette méthodologie permet théoriquement de déterminer le bénéfice collectif lié l'émergence d'une nouvelle capacité mais elle constitue en l'état une méthode particulièrement complexe[43] et parfois difficilement lisible pour les participants au mécanisme. Le recours à cette approche n'est donc pas privilégié à ce stade pour le futur mécanisme.

[42] Ces exigences figurent aux articles R. 335-71 et R. 335-73 du code de l'énergie.
[43] La CRE a eu l'occasion de souligner dans sa délibération n°2019-244 du 14 novembre 2019 la complexité de cette méthodologie, au point de requérir une pédagogie et une transparence accrues préalablement à chaque utilisation. Nonobstant, la complexité inhérente à cette méthodologie, qui nécessite un nombre important de calculs et la modélisation d'incertitudes conséquentes, emporte le risque d'une moindre lisibilité de la courbe et d'une moindre confiance des parties prenantes dans celle-ci.

Question n°18 :

Que pensez-vous de ces méthodologies ? Selon vous, quelle serait la méthodologie à privilégier ? Voyez-vous d'autres méthodologies possibles à instruire ?

4.2.2 Centraliser la contractualisation du besoin en capacités

Si, dans le cadre du futur mécanisme, le besoin de capacité continuait d'être révélé de façon décentralisée par le jeu du marché et l'estimation de leur obligation par les acteurs, il en résulterait obligatoirement une contractualisation des capacités nécessaires à la couverture du besoin de façon décentralisée par les acteurs.

A l'inverse, une architecture dans laquelle le besoin serait défini par une entité centralisée n'impliquerait pas nécessairement que la contractualisation soit effectuée par cette même entité. Plusieurs configurations pourraient ainsi être envisagées :

Contractualisation centralisée	Contractualisation décentralisée avec bouclage centralisé	Contractualisation décentralisée avec prescription centralisée
RTE contractualise les capacités nécessaires	Les acteurs obligés contractualisent les capacités à hauteur de leur estimation RTE contractualise l'éventuel volume de capacités non achetées mais nécessaire pour couvrir le besoin identifié	RTE prescrit un niveau à couvrir par chaque acteur sur chaque enchère[44]

Toutefois, dans un tel cas où la définition du besoin serait réalisée de façon centralisée, il semblerait moins complexe et davantage cohérent que la même entité assure également la contractualisation de ces capacités.

Une telle centralisation ne préjuge en revanche pas de l'opportunité de conserver des acteurs obligés, même si ces derniers se verraient retirer *de facto* la responsabilité de contractualiser auprès des exploitants les capacités nécessaires à la couverture de leur portefeuille de consommation.

Question n°19 :

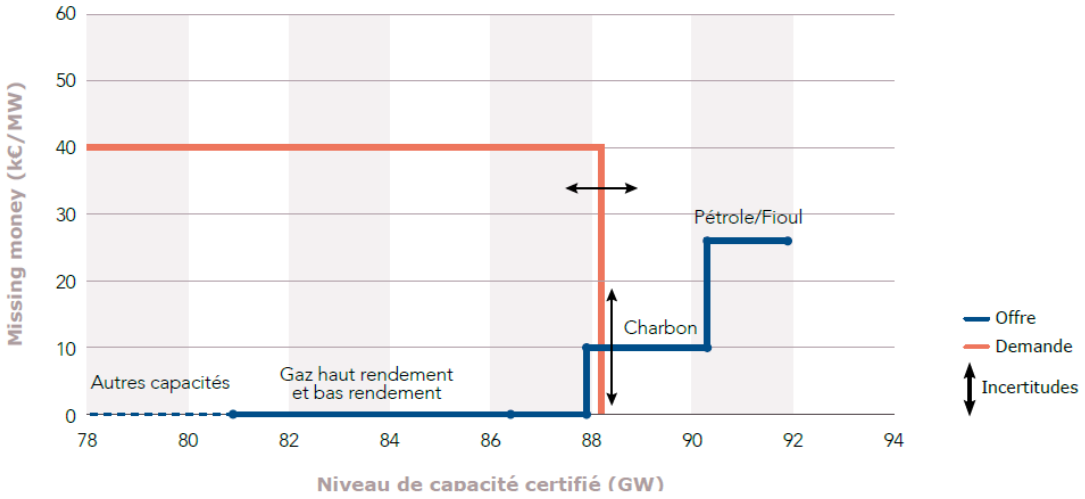
Dans le cas où vous seriez favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin, seriez-vous également favorables à une contractualisation des capacités nécessaires à la couverture de ce besoin de manière centralisée (option 1) ?

Si non, préféreriez-vous conserver une architecture décentralisée ? Dans ce cas, partagez-vous l'intérêt des modalités proposées (bouclage centralisé – option 2 – ou prescription centralisée – option 3) visant à assurer la bonne sécurisation de toutes les capacités avant le début de la période de livraison ainsi qu'une meilleure lisibilité du prix ? Dans l'affirmative, laquelle vous semblerait préférable ?

[44] Contrairement au fonctionnement actuel du mécanisme, afin de s'assurer de la couverture du besoin défini par l'entité centralisée, une clé de répartition doit permettre de prescrire le niveau de ce besoin à couvrir par chaque acteur. En outre, pour résoudre les enjeux de lisibilité de formation du prix, il est nécessaire de supprimer les incertitudes liées à la fragmentation de la demande sur les enchères.

4.2.3 Définir un mode efficace d'organisation des échanges

Pour assurer une parfaite lisibilité de la formation du prix dans le futur mécanisme, il faudrait en théorie que l'ensemble de l'offre et de la demande se rencontrent en une unique enchère : dans une telle configuration, et dans le cas d'une rémunération en *pay-as-clear*, tous les acteurs participant à l'enchère sont alors en effet incités à offrir leurs capacités à leurs *missing money* respectifs.



Formation théorique du prix sur une enchère unique

Malgré l'intérêt évident de cette configuration en termes de transparence dans la formation du prix, les enjeux de temporalité (par exemple, contractualisation de capacités suffisamment en amont vs. ajustement du besoin au plus proche de l'année de livraison) pourraient conduire à privilégier une architecture reposant sur au moins deux enchères. Par ailleurs, les configurations envisageables sur l'organisation des échanges intègrent des possibilités plus ou moins restreintes d'échanges en gré-à-gré.

4.2.3.1 Les enchères organisées

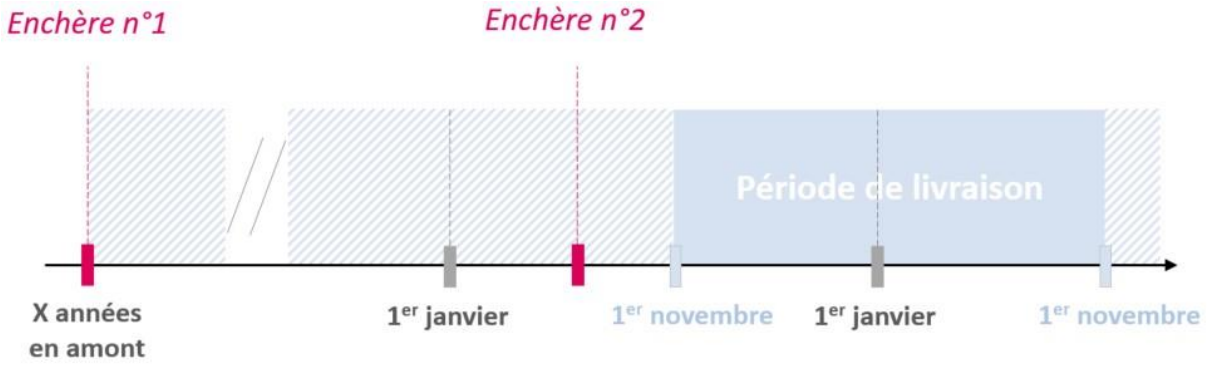
D'une part, comme expliqué précédemment, l'évolution des prévisions du besoin à couvrir jusqu'au plus proche de la période de livraison pourrait justifier l'organisation d'une seconde enchère afin de permettre d'ajuster le besoin et de contractualiser les capacités nécessaires, qui ne sont pas encore contractualisées.

D'autre part, la sécurisation des revenus des capacités existantes et l'éventuelle émergence de nouveaux moyens pourraient nécessiter une enchère le plus en amont possible, tandis qu'une enchère proche de la période de livraison pourrait être nécessaire à certaines filières (ex : effacements).

Les incertitudes sur la définition du besoin à couvrir et les contraintes de certaines filières pourraient par conséquent justifier l'organisation d'au moins deux enchères, dont la temporalité exacte resterait à définir en fonction de l'anticipation souhaitée (combien d'années à l'avance ?), pour la première enchère, et du délai nécessaire aux filières susceptibles de se développer entre les deux enchères ainsi que de la fréquence d'actualisation du besoin, pour la seconde.

Afin de concilier ces enjeux tout en limitant les occurrences de rencontre de l'offre et de la demande – permettant d'améliorer les modalités de formation du prix sur les enchères, la plupart des mécanismes européens reposent ainsi sur deux enchères (AL-4 et AL-1) et un fonctionnement en année à cheval.

Dans le cadre du futur mécanisme, un passage en année à cheval[45] doublé d'une enchère proche de la période de livraison, par exemple, avant l'été, pourrait offrir (i) une meilleure cohérence du mécanisme avec le Bilan prévisionnel et (ii) un levier d'ajustement du besoin au regard de l'hiver à venir.



Exemple de temporalité possible pour l'organisation des enchères dans le futur mécanisme

Question n°20 :

Seriez-vous favorables à la tenue de plusieurs enchères ? Deux suffiraient-elles ?

Si le mécanisme ne visait pas l'émergence de nouveaux moyens, une seule enchère suffirait-elle ? A quelle échéance les/l'organiser ?

Seriez-vous favorables à un passage en année à cheval et à sa combinaison avec une enchère proche de la période de livraison ?

Si plusieurs enchères étaient organisées, répartir de façon optimale le volume à couvrir sur chacune d'entre elles devra faire l'objet d'un compromis entre :

- le « bon » niveau à couvrir sur les enchères en amont (estimation haute, basse, moyenne…) compte-tenu de l'éventuel risque de sous ou sur-couverture du niveau de capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et de l'évolution ultérieure du besoin ;
- la nécessité d'assurer un espace économique entre les enchères pour certaines filières.

Ainsi, une stratégie type consistant à ne couvrir sur la première enchère que la part « certaine » du besoin assurerait de ne pas sur-contractualiser en amont et de laisser un espace économique important sur la seconde enchère mais augmenterait le risque de sous-couverture si elle ne permet pas de contractualiser l'ensemble des capacités manquantes. A l'inverse une stratégie consistant à couvrir sur la première enchère un volume supérieur à la part « certaine » du besoin limiterait l'espace économique sur la seconde enchère et augmenterait le risque de sur-contractualiser en amont (si le besoin est ensuite réévalué à la baisse, et dans le cas où il ne serait pas possible de désengager des capacités contractualisées) mais permettrait de s'assurer de disposer de suffisamment de capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Afin d'assurer aux effacements un espace économique suffisant, la plupart des mécanismes de capacité européens réservent en AL-4 un volume minimum à contractualiser en AL-1 (par exemple,

[45] Dans la mesure où le choix d'une année de livraison prenant la forme d'une année civile au sein de l'actuel mécanisme était historiquement motivé par la recherche d'une cohérence avec les pratiques contractuelles sur le marché de la fourniture d'électricité, un passage en année à cheval semblerait facilité dans une architecture ne reposant plus sur l'existence d'acteurs obligés (*cf.* modèle n°1 *infra*). Cette facilité resterait à instruire dans une architecture reposant directement sur des fournisseurs n'étant plus acteurs obligés (*cf.* modèle n°2 *infra*).

1,5 GW au Royaume-Uni). Ainsi, ce niveau réservé est déduit du niveau à couvrir en AL-4 et constitue un volume minimum à contractualiser sur l'enchère AL-1.

Dans le cas où la participation au mécanisme serait facultative, certaines capacités – qu'elles soient pilotables ou non – pourraient décider de ne pas participer aux enchères (« *opt out* »). Le cas échéant, les capacités concernées devraient avoir l'obligation de le déclarer et leur éventuelle contribution à la sécurité d'approvisionnement pourrait être déduite du niveau du besoin à couvrir sur l'enchère centralisée de façon à se ramener aux conditions théoriques de formation du prix, assurant la bonne rencontre de l'ensemble de l'offre résiduelle avec la demande résiduelle.

Question n°21 :

Que pensez-vous de ces propositions de répartition du volume à couvrir entre les différentes enchères ?

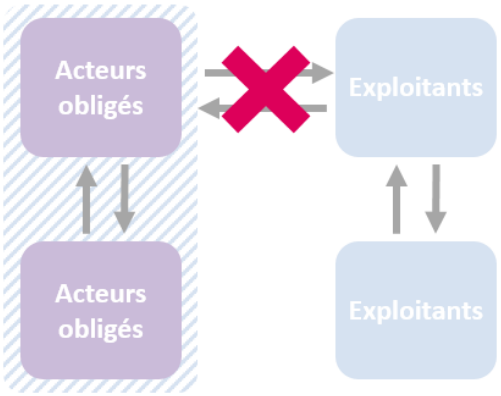
Compte-tenu de ces éléments, quelle serait, selon vous, une répartition optimale de la couverture du besoin entre les deux enchères ? Pensez-vous qu'en cas de réactualisation à la baisse du besoin, il soit souhaitable que les engagements contractualisés sur la première enchère puissent être révisés ?

Hormis les enjeux de réactualisation du besoin, pensez-vous qu'il serait nécessaire de réserver un volume minimum de capacités à contractualiser sur la seconde enchère, eu égard notamment à la temporalité de développement des effacements ? Si oui, pourquoi et quel serait ce volume ?

4.2.3.2 Le marché de gré-à-gré

Dans un mécanisme où toutes les capacités seraient contractualisées par une entité centralisée, les acteurs obligés ne supportent plus la charge de financer directement les exploitants de capacité. Il n'existerait donc pas de marché de gré-à-gré entre ces deux types d'acteurs. L'absence de marché de gré-à-gré entre l'offre et la demande pourrait par ailleurs présenter un intérêt y compris dans le cas où le futur mécanisme ne reposerait pas sur une contractualisation centralisée, afin de concentrer la liquidité sur les enchères, dont le nombre serait fortement restreint, et ainsi d'assurer une bonne lisibilité de la formation du prix.

En revanche, des échanges de gré-à-gré pourraient rester possibles entre exploitants (marché secondaire d'échanges des engagements de disponibilité selon l'actualisation de leur niveau de disponibilité), d'une part, voire entre acteurs obligés (seulement dans le modèle 1 proposé en GT 1 et détaillé au point 4.2.4.1 ci-après).



Seulement dans le modèle 1

Question n°22 :

Dans le cas où la contractualisation du besoin en capacités ne serait pas centralisée, verriez-vous un inconvénient à la disparition d'un marché de gré-à-gré entre offre et demande ?

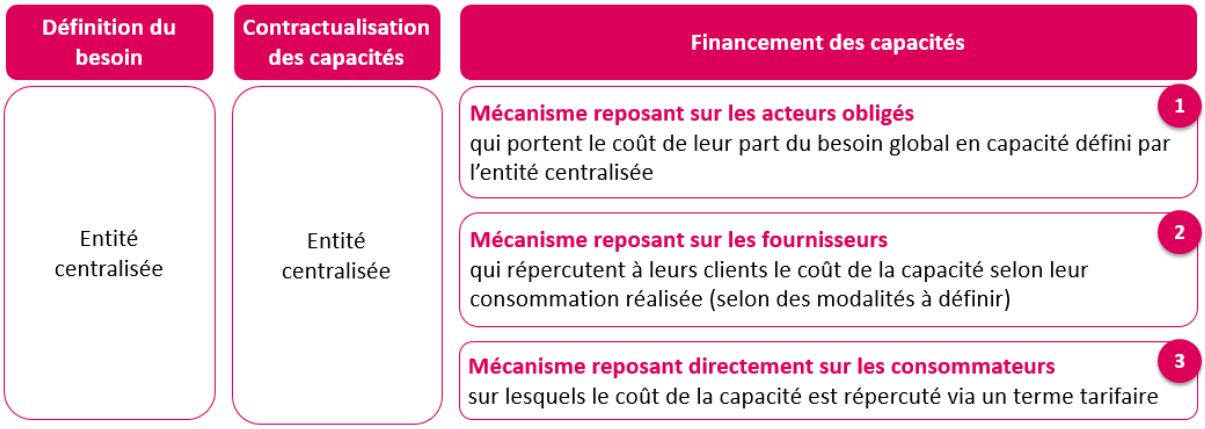
A l'inverse, dans le cas d'une contractualisation centralisée avec le maintien des acteurs obligés (modèle n°1 ci-après), une possibilité d'échanges en gré-à-gré entre acteurs obligés vous semblerait-elle devoir être conservée ? Le prix de ces échanges devrait-il selon vous être encadré afin que le consommateur supporte *in fine* le seul prix de l'enchère ?

De la même façon, une possibilité d'échanges en gré-à-gré vous semblerait-elle devoir être conservée entre exploitants ?

4.2.4 Nature des acteurs portant le financement du futur mécanisme

L'actuel mécanisme de capacité fait reposer, au travers de l'achat et de la vente des garanties de capacité, la contractualisation et le financement des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement sur les acteurs obligés. **Au sein du futur mécanisme, dans le cas où tout ou partie des capacités serait contractualisé par une entité centralisée, trois modèles faisant porter le financement de ces capacités par différents acteurs apparaissent possibles.**

Leurs modalités précises – en termes de flux financiers, d'incitations et de simplifications – devront faire l'objet d'une instruction spécifique, compte-tenu notamment des enjeux de trésorerie associés et des besoins économiques respectifs de chaque filière.



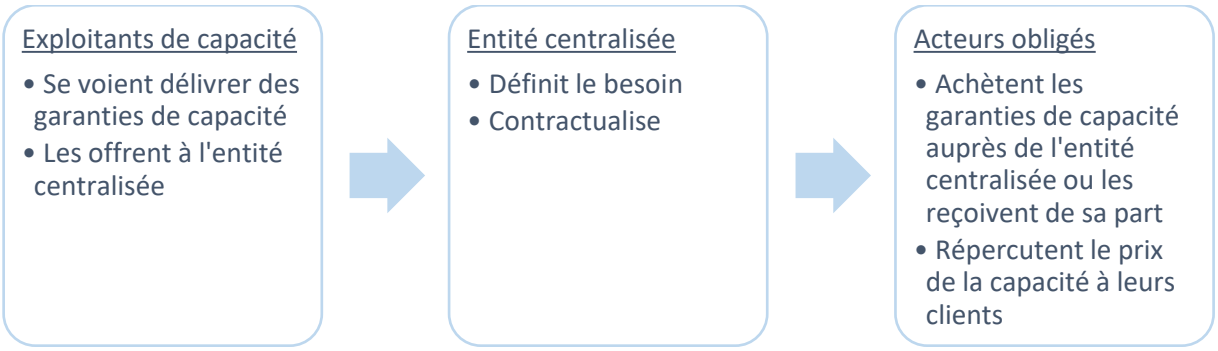
4.2.4.1 Modèle 1 : Mécanisme reposant sur les acteurs obligés

Un tel modèle reconduirait le principe d'obligation de capacité et l'existence de la qualité d'acteurs obligés qui continueraient d'assurer – bien qu'indirectement – le financement des capacités nécessaires. En pratique, la contractualisation réalisée par l'entité centralisée permettrait de sécuriser le bon niveau de capacité nécessaire et ainsi de définir l'obligation globale. Le rôle précis des acteurs obligés pourrait alors être de deux ordres :

- soit les acteurs obligés restent en charge d'estimer leur niveau d'obligation individuelle au sein de l'obligation globale contractualisée par l'entité centralisée et ils se procurent auprès de cette dernière les garanties nécessaires à leur couverture ;
- soit l'entité centralisée se charge de répartir entre acteurs obligés les garanties nécessaires à la couverture de leur obligation individuelle (une régularisation *ex post* voire un marché secondaire devraient dans un tel cas être prévus).

Les acteurs obligés ne réaliseraient donc plus de transaction avec les exploitants mais directement avec l'entité centralisée, qui revêtirait davantage un rôle d'intermédiaire. La conservation d'acteurs obligés pourrait toutefois préserver l'un des avantages revendiqués à la création du mécanisme actuel : ce sont eux qui connaissent le mieux leurs clients et leurs profils de consommation et qui sont les plus à même d'acheter le niveau de garanties de capacité adéquat.

Selon le schéma retenu, il pourrait en résulter une importante simplification pour les acteurs obligés qui pourraient donc ne plus avoir à estimer – voire même à couvrir – leur obligation individuelle. Le niveau de simplification souhaité impliquera nécessairement un compromis sur le niveau délivré d'incitations à la maîtrise de la consommation à la pointe, en fonction des modalités de calcul du niveau d'obligation de chaque acteur.

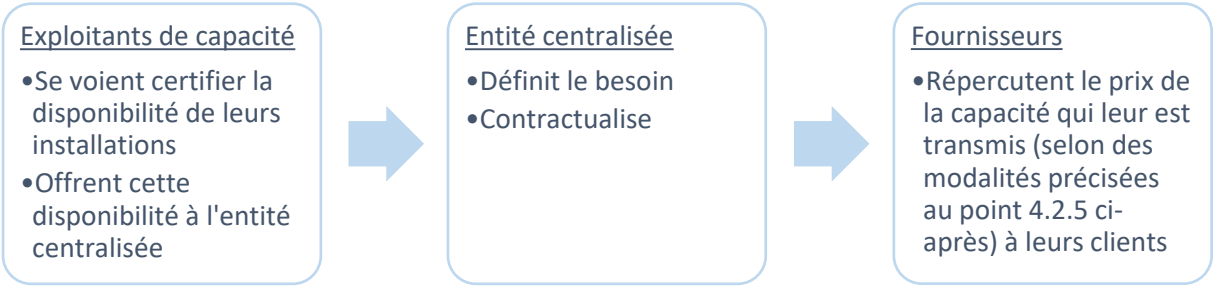


4.2.4.2 Modèle 2 : Mécanisme reposant sur les fournisseurs[46]

Dans ce modèle, le principe d'obligation de capacité et, par conséquent, la qualité d'acteur obligé seraient supprimés. Il reviendrait par conséquent à l'entité centralisée de contractualiser directement, au nom de la collectivité, les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement[47]. Le coût de la capacité serait alors réparti entre les fournisseurs au prorata de la consommation de leur portefeuille de clients lors des pointes de consommation (*cf. infra*).

Il en résulterait une importante simplification pour les acteurs qui ont actuellement la qualité d'acteurs obligés : ceux-ci se verraient alors affranchis d'une obligation réglementaire, de la tâche d'estimer et de couvrir leur obligation individuelle ainsi que des risques financiers associés.

Les incitations à la maîtrise de la consommation à la pointe dépendraient du niveau de simplification souhaité et du choix fait en termes de clé de répartition du coût du mécanisme entre les fournisseurs (ils pourraient ainsi chercher à minimiser la part de leur portefeuille dans la consommation totale sur la période considérée).



[46] Les consommateurs s'approvisionnant directement sur les marchés et les gestionnaires de réseaux pour leurs pertes pourraient ici être assimilés aux « fournisseurs ».

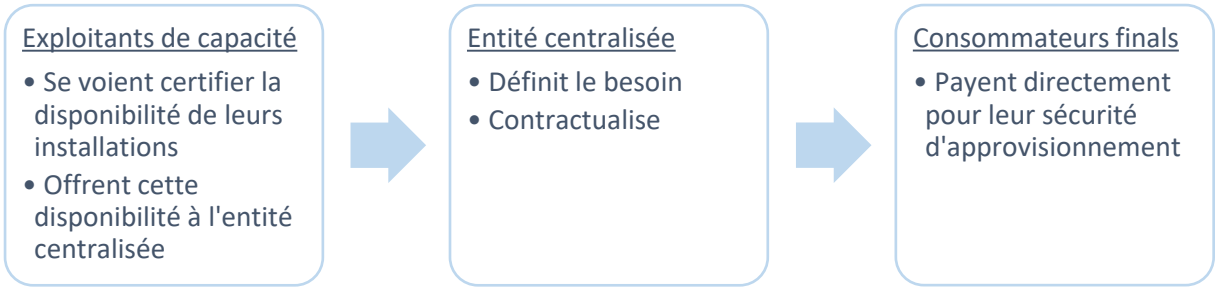
[47] De ce fait, le système actuel reposant sur l'existence d'un produit de marché (la garantie de capacité) serait abandonné.

4.2.4.3 Modèle 3 : Mécanisme reposant directement sur les consommateurs

Le principe d'obligation de capacité et, par conséquent, la qualité d'acteur obligé seraient également supprimés dans ce modèle. Il reviendrait par conséquent également à l'entité centralisée de contractualiser directement, au nom de la collectivité, les capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement[48]. Le coût de la capacité serait directement transmis au consommateur au travers d'un véhicule tarifaire dédié.

Il en résulterait une simplification majeure pour les actuels acteurs obligés : le mécanisme serait dans ce cas de figure complètement exogène aux acteurs qui n'auraient aucun rôle ni aucune obligation réglementaire à assumer dans son fonctionnement – hormis la collecte du tarif.

Les incitations à la maîtrise de la consommation à la pointe dépendraient des modalités retenues pour l'intégration du coût dans le tarif de réseau ou de la conception du terme tarifaire (*cf. infra*). Un tel terme pourrait par exemple présenter l'avantage de révéler explicitement au consommateur final l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement et sa contribution individuelle à cette dernière.



L'intérêt de conserver une architecture décentralisée – ou d'évoluer vers l'un de ces trois modèles centralisés – devra aussi être évalué au regard des perspectives d'évolutions de la consommation sur la décennie 2026-2036. Inciter à la maîtrise de la pointe de consommation résiduelle pourrait en effet passer de façon plus simple, à travers le futur mécanisme de capacité, par le renchérissement d'autres signaux tarifaires préexistants sans pour autant reposer sur une architecture prévue pour cette incitation.

Question n°23 :

De manière générale, souhaiteriez-vous conserver un mécanisme fondé sur une obligation de capacité ?

Si vous êtes un fournisseur, considérez-vous également le mécanisme actuel comme un levier de différenciation concurrentielle ? Dans l'affirmative, le modèle 2 vous paraît-il conserver un espace concurrentiel suffisant ? *(si votre réponse contient des éléments confidentiels, merci de le préciser)*

Quel modèle préférez-vous et pour quelles raisons ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être envisagés ? Verriez-vous un enjeu spécifique en termes de temporalité du mécanisme et d'avance de trésorerie (i.e. un paiement pendant ou après l'AL vous semblerait-il possible ?)

4.2.5 Répercuter justement et efficacement le coût du mécanisme de capacité

Comme indiqué précédemment, quelle que soit l'architecture *in fine* retenue et donc quel que soit le type d'acteur sur lequel reposera le financement du futur mécanisme, différents niveaux d'incitations

[48] Dans ce modèle également, le système actuel reposant sur l'existence d'un produit de marché (la garantie de capacité) serait abandonné.

à la maitrise de la consommation sont possibles et dépendent de la clé de répartition du coût du futur mécanisme entre les acteurs.

Plus cette clé de répartition repose précisément sur la consommation mesurée sur les situations de défaillance, plus elle est théoriquement incitative à l'effacement implicite (et fournit une solution optimale du point de vue de la collectivité).

Le niveau d'incitations, et le cas échéant le degré de complexité, dépend par conséquent du ciblage choisi des périodes de pointe et de l'éventuelle prise en compte de la thermosensibilité de la consommation.

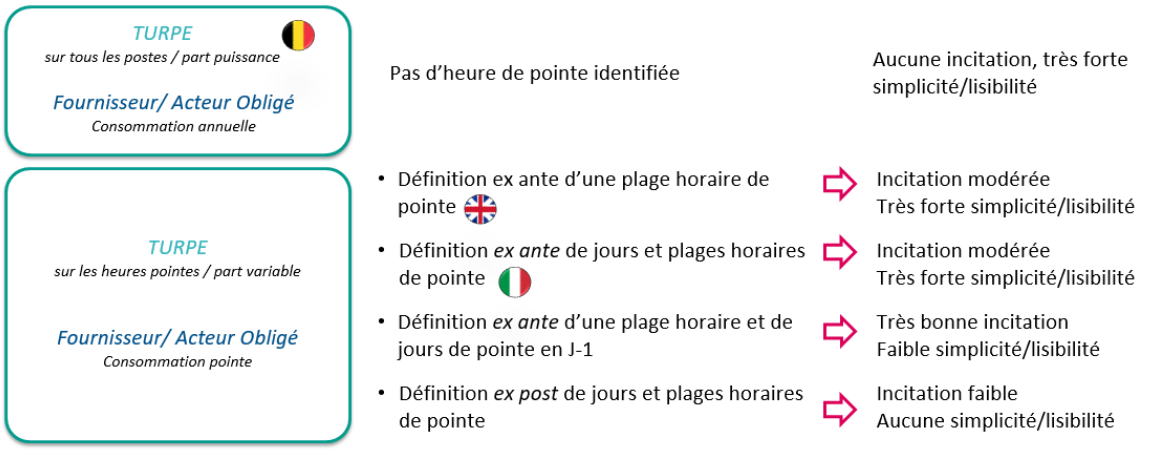
4.2.5.1 Ciblage des périodes de pointe

Un ciblage précis des heures de risque de défaillance permet par principe un haut niveau d'incitations. En fonction du type d'incitations souhaitées (déplacement de la consommation sur d'autres plages horaires, et/ou déplacement de la consommation sur des jours de moins forte consommation), les heures de risque de défaillance pourraient être définies par une plage horaire de pointe et/ou des jours de pointe.

La simplicité et la lisibilité *ex ante* du dispositif par les acteurs et les consommateurs sont également un déterminant des incitations à l'effacement implicite. Un bon niveau d'incitations serait donc a priori renvoyé grâce à un dispositif de signalement *ex-ante* des périodes de pointe. Néanmoins, le retour d'expérience a montré qu'un tel signalement crée des incertitudes sur le placement des périodes de pointe. Ainsi, continuer de baser le ciblage des périodes de pointe sur un signalement des jours de pointe en J-1 impliquera nécessairement un compromis entre d'une part, le niveau de précision et d'incitations et d'autre part, le niveau de simplification souhaités.

A l'inverse, une absence d'incitation se traduit généralement par une répercussion du coût du mécanisme sur la base de la consommation mesurée sur toute l'année.

Ainsi, différentes modalités de ciblage des périodes de pointe pour le calcul de la clé de répartition du coût du mécanisme pourraient être proposées :



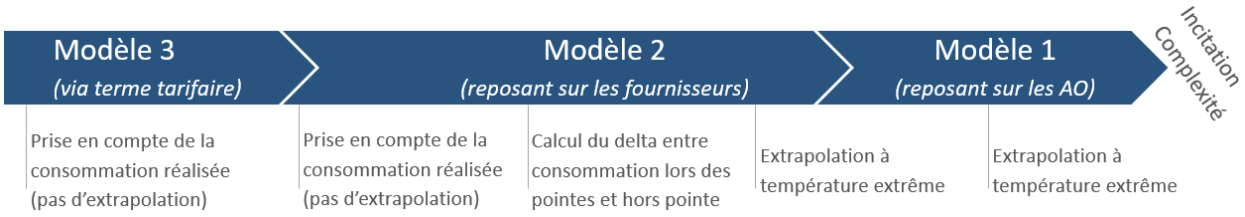
Question n°24 :

Avez-vous une préférence pour l'une de ces modalités de ciblage des périodes de pointe pour le calcul de la clé de répartition du coût du mécanisme ? D'autres modèles vous semblerait-il devoir être considérés ?

4.2.5.2 Prise en compte de la thermosensibilité

Le mécanisme actuel ayant initialement pour objectif de contenir les phénomènes de pointe, la prise en compte de la thermosensibilité de la consommation visait à la fois à dimensionner le système électrique au niveau d'une vague de froid et à refléter la juste contribution de chaque consommateur à cette pointe. Le calcul de l'obligation de chaque acteur obligé repose ainsi sur une extrapolation à température extrême. Ce calcul contribue néanmoins à la complexité du mécanisme actuel, notamment pour la détermination des gradients de thermosensibilité : pérenniser la prise en compte de la thermosensibilité dans la répartition du coût du futur mécanisme impliquera donc nécessairement un compromis entre d'une part, le niveau de précision et d'incitations et d'autre part, le niveau de simplification souhaités.

Selon le modèle choisi parmi les trois modèles de financement du futur mécanisme précédemment évoqués, différentes modalités de prise en compte de la thermosensibilité seraient envisageables :



Question n°25 :

Vu d'aujourd'hui, jugeriez-vous nécessaire de continuer à prendre en compte la thermosensibilité de la consommation dans le calcul de la contribution de chaque acteur au risque de défaillance ?

Si oui, dans l'objet d'atteindre un compromis pertinent entre incitations et simplification, quelles modalités de prise en compte de la thermosensibilité vous sembleraient pertinentes ?

Voyez-vous d'autres modalités possibles de prise en compte de la thermosensibilité ?

Annexe 1 – Récapitulatif des questions posées au sein du présent appel à contributions

1	Avez-vous des remarques sur ces éléments de contexte et sur ces perspectives ?
2	*Compte-tenu de ces éléments, quelle serait selon vous la meilleure façon d'atteindre cet objectif ? Le besoin à couvrir par le futur mécanisme devra-t-il continuer à être défini comme la pointe de consommation (mais de laquelle la contribution des capacités non pilotables pourrait être déduite) ou bien comme la pointe de consommation résiduelle ?*
3	*Considérez-vous nécessaire de continuer à assigner comme rôle au futur mécanisme de capacité celui de faire émerger de nouvelles capacités ? Pour quelles raisons ?* *Dans l'affirmative, certaines filières pourraient-elles selon vous émerger dans des proportions excédant celles visées par les dispositifs de soutien ? Si oui, lesquelles, et dans quelles conditions ? Dans le cas contraire, quelles modalités devraient être prévues selon vous afin de permettre le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ?* *Identifiez-vous d'autres filières susceptibles de se développer sur l'horizon considéré ?*
4	*Considérez-vous nécessaire de conserver un dispositif pluriannuel dans le cadre du futur mécanisme ? Dans l'affirmative, quel type de dispositif souhaiteriez-vous privilégier ? (merci d'étayer vos raisons et les caractéristiques qu'un tel dispositif devrait avoir)* *S'agissant des filières susceptibles d'émerger via le mécanisme de capacité sur l'horizon concerné :* • *Avec quelle anticipation le signal-prix devrait-il selon vous se former afin de permettre la réalisation des investissements ? Sur quelle(s) enchère(s) considérez-vous qu'une contractualisation pluriannuelle devrait être rendue accessible ?* • *Quelles durées de sécurisation seraient selon vous nécessaires pour chaque filière, et pour couvrir quels niveaux de coûts d'investissement ?* *Que pensez-vous de ces éléments de design ? D'autres éléments devraient-ils selon vous être également considérés ?*
5	*Que pensez-vous des critères de participation au mécanisme évoqués ci-dessus ?* *Considérez-vous que d'autres éléments doivent être pris en compte dans l'arbitrage de la participation des capacités au mécanisme ?* *Un signal unique d'incitation à la disponibilité devrait-il être conservé ?* *Si oui, selon vous, considéreriez-vous plus pertinent que le futur mécanisme demeure ouvert à toutes les capacités pour leur délivrer ce signal ou bien que celui-ci soit internalisé par chacun des dispositifs dédiés ?*
6	*Que pensez-vous de cette proposition visant à réduire le périmètre du futur mécanisme aux capacités pilotables ? Pensez-vous qu'il serait préférable d'opter pour une participation facultative plutôt qu'une exclusion par défaut des capacités non pilotables ?* *Voyez-vous d'autres possibilités à explorer ? Pensez-vous que la proposition d'une participation facultative pourrait être élargie à d'autres capacités ?* *Considérez-vous qu'il soit nécessaire de conserver une obligation de participer pour toutes les capacités ?*
7	*Que pensez-vous des schémas envisagés pour articuler un éventuel dispositif de régulation du nucléaire avec le futur mécanisme de capacité ?* *Dans la mesure où elle fait également l'objet d'un dispositif de soutien lui assurant la couverture de ses coûts et qu'une incitation à la disponibilité pourrait utilement continuer à lui être délivrée, considérez-vous que ces principes de participation pourraient aussi s'appliquer à la filière effacement ?*
8	*Auriez-vous une préférence entre un modèle « capacity-wide » et un modèle « capacity-wide assorti de critères d'éligibilité » ? D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?* *Dans un modèle avec critères d'éligibilité, lesquels considéreriez-vous pertinents ?*

9	*Partagez-vous ces constats ? Selon vous, serait-il préférable de conserver un fonctionnement en pay-as-clear ? Dans le cas contraire, quels contrôles pensez-vous nécessaires dans un fonctionnement en pay-as-bid ? Identifiez-vous des contextes particuliers dans lesquels un fonctionnement en pay-as-bid vous semblerait pertinent ?*
10	*Seriez-vous favorables à l'introduction de plafonds de prix intermédiaires ? Dans l'affirmative, auquel de ces quatre niveaux faudrait-il selon vous les définir ? Seriez-vous favorables à la définition de plafonds de prix intermédiaire par par type de technologie ?* *Considérez-vous que des plafonds de prix intermédiaires différenciant capacités existantes et nouvelles capacités seraient plus adaptés ? Lequel de ces quatre niveaux vous semblerait le plus approprié pour les nouvelles capacités, d'une part, et pour les capacités existantes, d'autre part ?*
11	*Seriez-vous favorables à l'introduction d'un dispositif d'options de fiabilité ? Conduirait-il selon vous à augmenter effectivement les missing money et, si oui, dans quelles proportions ?* *Vous semblerait-il plus à même que des plafonds de prix intermédiaires de proportionner la rémunération capacitaire à la couverture des coûts ?* *Doit-il selon vous nécessairement s'accompagner d'un mécanisme de stop-loss ?* *Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?*
12	*Qu'en pensez-vous ? Seriez-vous favorables à la combinaison d'un dispositif d'options de fiabilité et de plafonds de prix intermédiaires ? Quelle fréquence de révision des valeurs de prix d'exercice et de niveau du plafond de prix intermédiaire vous semblerait à privilégier, le cas échéant ?* *Si cet objectif était recherché, le futur mécanisme vous semblerait-il un outil pertinent pour assurer une rémunération proportionnée des installations, au-delà de la seule rémunération capacitaire ?*
13	*Que pensez-vous de l'utilisation de derating factors ?* *Partagez-vous l'intérêt de centraliser davantage la certification du niveau de capacité disponible afin d'assurer un meilleur pilotage de la sécurité d'approvisionnement ?* *Si oui, seriez-vous favorable à un fonctionnement basé sur le calcul de derating factors ?* *Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?*
14	*Quelle solution préféreriez-vous ? Ces coefficients devraient-ils constituer une obligation de certification ou plutôt un plafond de certification ?* *Quelle méthodologie de calcul considéreriez-vous pertinente pour déterminer ces coefficients ?* *Considéreriez-vous préférable de conserver un tunnel de certification, qui serait le cas échéant adapté pour éviter les écarts avec le Bilan prévisionnel ?* *Auriez-vous d'autres suggestions à formuler ?*
15	*Partagez-vous l'intérêt que présenterait le maintien d'un contrôle de disponibilité ex post ? Un modèle de contrôle de type load following vous semblerait-il préférable ?* *Avez-vous une préférence parmi les modalités exposées ?* *Quel(s) critère(s) faudrait-il selon vous considérer pour sélectionner les périodes de contrôle de la disponibilité ?* *Considéreriez-vous nécessaire de conserver une plage horaire de contrôle figée (tel qu'aujourd'hui [7h ; 15h] et [18h ; 20h]) ?* *Considéreriez-vous plus pertinent que cette plage horaire puisse varier en fonction des besoins pour le système électrique, moyennant toutefois une certaine complexité ?* *D'autres options vous sembleraient-elles devoir être considérées ?*
16	*Voyez-vous d'autres enjeux à instruire quant à la participation des capacités au futur mécanisme de capacité ?*
17	*Compte-tenu de ces éléments, seriez-vous favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin de capacité ? Si oui, sous quelles conditions ? Si non pourquoi ?* *Une fois ce besoin déterminé une première fois pour une année donnée, considérez-vous que des réactualisations seraient nécessaires ? Si oui, à quelle fréquence ?*

18	*Que pensez-vous de ces méthodologies ? Selon vous, quelle serait la méthodologie à privilégier ? Voyez-vous d'autres méthodologies possibles à instruire ?*
19	*Dans le cas où vous seriez favorables à une architecture reposant sur une définition centralisée du besoin, seriez-vous également favorables à une contractualisation des capacités nécessaires à la couverture de ce besoin de manière centralisée (option 1) ?* *Si non, préféreriez-vous conserver une architecture décentralisée ? Dans ce cas, partagez-vous l'intérêt des modalités proposées (bouclage centralisé – option 2 – ou prescription centralisée – option 3) visant à assurer la bonne sécurisation de toutes les capacités avant le début de la période de livraison ainsi qu'une meilleure lisibilité du prix ? Dans l'affirmative, laquelle vous semblerait préférable ?*
20	*Seriez-vous favorables à la tenue de plusieurs enchères ? Deux suffiraient-elles ?* *Si le mécanisme ne visait pas l'émergence de nouveaux moyens, une seule enchère suffirait-elle ? A quelle échéance les/l'organiser ?* *Seriez-vous favorables à un passage en année à cheval et à sa combinaison avec une enchère proche de la période de livraison ?*
21	*Que pensez-vous de ces propositions de répartition du volume à couvrir entre les différentes enchères ?* *Compte-tenu de ces éléments, quelle serait, selon vous, une répartition optimale de la couverture du besoin entre les deux enchères ? Pensez-vous qu'en cas de réactualisation à la baisse du besoin, il soit souhaitable que les engagements contractualisés sur la première enchère puissent être révisés ?* *Hormis les enjeux de réactualisation du besoin, pensez-vous qu'il serait nécessaire de réserver un volume minimum de capacités à contractualiser sur la seconde enchère, eu égard notamment à la temporalité de développement des effacements ? Si oui, pourquoi et quel serait ce volume ?*
22	*Dans le cas où la contractualisation du besoin en capacités ne serait pas centralisée, verriez-vous un inconvénient à la disparition d'un marché de gré-à-gré entre offre et demande ?* *A l'inverse, dans le cas d'une contractualisation centralisée avec le maintien des acteurs obligés (modèle n°1 ci-après), une possibilité d'échanges en gré-à-gré entre acteurs obligés vous semblerait-elle devoir être conservée ? Le prix de ces échanges devrait-il selon vous être encadré afin que le consommateur supporte in fine le seul prix de l'enchère ?* *De la même façon, une possibilité d'échanges en gré-à-gré vous semblerait-elle devoir être conservée entre exploitants ?*
23	*De manière générale, souhaiteriez-vous conserver un mécanisme fondé sur une obligation de capacité ?* *Si vous êtes un fournisseur, considérez-vous également le mécanisme actuel comme un levier de différenciation concurrentielle ? Dans l'affirmative, le modèle 2 vous paraît-il conserver un espace concurrentiel suffisant ? (si votre réponse contient des éléments confidentiels, merci de le préciser)* *Quel modèle préférez-vous et pour quelles raisons ? D'autres modèles vous sembleraient-ils devoir être envisagés ? Verriez-vous un enjeu spécifique en termes de temporalité du mécanisme et d'avance de trésorerie (i.e. un paiement pendant ou après l'AL vous semblerait-il possible ?)*
24	*Avez-vous une préférence pour l'une de ces modalités de ciblage des périodes de pointe pour le calcul de la clé de répartition du coût du mécanisme ? D'autres modèles vous semblerait-il devoir être considérés ?*
25	*Vu d'aujourd'hui, jugeriez-vous nécessaire de continuer à prendre en compte la thermosensibilité de la consommation dans le calcul de la contribution de chaque acteur au risque de défaillance ?* *Si oui, dans l'objet d'atteindre un compromis pertinent entre incitations et simplification, quelles modalités de prise en compte de la thermosensibilité vous sembleraient pertinentes ?* *Voyez-vous d'autres modalités possibles de prise en compte de la thermosensibilité ?*

Annexe 2 – Comparatif des mécanismes de capacité anglais, belge et italien

Choix de conception	Enseignements clés	Pays concernés
Objectifs du mécanisme (maintenir en fonctionnement les capacités existantes uniquement ou faire émerger également de nouvelles capacités ?)	• Popularité des mécanismes de capacité visant à la fois au maintien des capacités existantes et à **l'investissement dans de nouvelles capacités** afin de répondre au besoin croissant dans des ressources pilotables voire flexibles. • Mise en place de **contrats long-terme** (avec durées de sécurisation entre 3 et 15 ans) intégrés au mécanisme pour **soutenir les investissements** dans ces nouvelles capacités.	
Périmètre du mécanisme	• Tendance aux **mécanismes à l'échelle du marché**, plus adaptés pour inciter à l'investissement et au maintien des capacités existantes • Néanmoins, **les capacités bénéficiant déjà d'une aide d'Etat (soutien public aux EnR par exemple) sont généralement exclues** d'une participation au mécanisme de capacité.	

Architecture	• **Tendance pour des marchés centralisés** permettant de limiter les possibilités d'exercice de pouvoir de marché des acteurs dominants et de renforcer le pilotage de la sécurité d'approvisionnement par le GRT :
	  ○ définition et contractualisation des capacités via une courbe de demande,
	  ○ certification des capacités via l'application de *derating factors*.
		

Temporalité des enchères	• La **limitation du nombre d'enchères** par période de livraison (p.e : une en AL-4 et une en AL-1) est de nature à concentrer la liquidité et renforcer la transparence de la formation du prix pour les acteurs.	 [49]
Encadrement de la rémunération capacitaire	• Tendance dans ces mécanismes à l'échelle du marché vers la **maîtrise des coûts et de la rémunération octroyée** : des dispositifs peuvent permettre de **différencier la rémunération** des filières en fonction de leurs coûts (plafonds de prix intermédiaires, *reliability options*, et *pay-as-bid* – en Belgique seulement).	
Obligations pour les exploitants de capacité	• **L'obligation de livraison d'énergie** en période de tension (« *load-following* ») peut faciliter le contrôle des capacités.	
	• **Le contrôle de disponibilité** peut à l'inverse permettre d'éviter les distorsions[50] sur le marché de l'énergie et la Commission européenne favorise ce découplage.	
Financement du mécanisme	• Un financement **par les fournisseurs** permet de renvoyer des incitations à la maîtrise de la consommation sur les heures de pointe.	
	• Un financement **par le tarif de réseau** fait porter le coût de la sécurité d'approvisionnement de manière plus normative.	

[49] Le mécanisme italien débute quant à lui quatre ans avant la période de livraison et prévoit, pour une période de livraison donnée, quatre enchères annuelles en amont de celle-ci.

[50] Une obligation de type « *load-following* » est en effet susceptible de générer des incitations distortives pour le fonctionnement du marché de l'énergie dans la mesure où, lorsque la consommation augmente durant les épisodes les plus froids, la production des différentes filières n'augmente pas proportionnellement mais dépend du *merit order*.