Le réseau de transport d'électricité

DISPOSITIF DE CONTRACTUALISATION PLURIANNUELLE POUR LES NOUVELLES CAPACITÉS

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Groupe de travail du 03/08/2017

ORDRE DU JOUR DU GT

1. **Introduction**

2. **Partage autour de l'étude d'impact de RTE et prolongements pour les travaux relatifs à la courbe de demande**

3. **Bilan des contributions reçues et analyse de RTE**

4. **Prochaines étapes**

Le réseau de transport d'électricité

1 INTRODUCTION

DÉCLINAISON D'UNE MESURE NÉGOCIÉE AVEC LA COMMISSION EUROPÉENNE

Révision nécessaire du décret et des règles du mécanisme de capacité

Les autorités françaises se sont engagées "à mettre en place un dispositif de contractualisation pluriannuelle visant à favoriser l'investissement dans de nouvelles capacités »

- A côté du dispositif pérenne, un dispositif transitoire sera prévu devant permettre une entrée en vigueur plus rapide du dispositif.
- Les autorités françaises se sont engagées à ce que le dispositif entre en vigueur à compter de l'année de livraison 2019:
  - Pour le dispositif transitoire, trois enchères en 2019, couvrant respectivement les périodes allant respectivement de 2020 à 2026, de 2021 à 2027 et de 2022 à 2028.
  - Pour le dispositif pérenne, première enchère en 2019, couvrant la période 2023 à 2029, puis une enchère par an ensuite.

Le réseau de transport d'électricité

OBJECTIFS DE LA SÉANCE

1 Partage de premiers éléments d'analyse économique en vue des travaux futurs de RTE relatif à la courbe de demande administrée

2 Discussion sur les contributions reçues, en réponse aux questions posées lors du GT du 21 juin dernier

3 Présentation des orientations proposées par RTE pour le cadre règlementaire et identification des points techniques devant être précisés dans le cadre de la concertation future portant sur la révision des règles du mécanisme de capacité



Proposition d'orientations pour la révision du décret mécanisme de capacité

Eléments devant être précisés à l'occasion de la révision des règles

Le réseau de transport d'électricité

2

ÉTUDE D’IMPACT DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

PROLONGEMENTS POUR LES TRAVAUX RELATIFS À LA COURBE DE DEMANDE

RAPPEL DU CONTEXTE ET DE LA DÉMARCHE

Objectifs multiples

- **Question de l'impact du mécanisme de capacité identifiée dans le débat théorique**
- **Études attendues dans le cadre du débat européen**
- **Analyses d'impact prévues dans le cadre réglementaire** *(§10.5 des règles : «Rapport sur l'impact dynamique de la mise en place du Mécanisme de Capacité à long terme »)*

Organisation des travaux

1. **Revue de littérature** des études traitant de l'impact du mécanisme de capacité
   - Analyse des conclusions des études existantes
   - Identification des axes d'étude non représentés dans les études

2. **Partage des travaux au cours de deux GT** dédiés aux études économiques en mai-juin 2016.

3. Réalisation d'une étude d'impact par RTE visant à combler les lacunes des études existantes dans la littérature.

   Publication d'un rapport sur l'analyse d'impact du mécanisme de capacité (automne 2017)

Le réseau de transport d'électricité

REVUE DE LITTÉRATURE

Bilan revue de littérature

- **7 études d'impact européennes répertoriées et analysées à l'aide d'une grille de lecture**
- **Des conclusions à première vue divergentes sur l'impact des mécanismes de capacité, mais qui sont à mettre en regard des hypothèses et modélisations utilisées**
- **Des prérequis pour évaluer les impacts économiques du mécanisme de capacité français :**
  - Simulation de décisions basée sur un calcul de rentabilité des actifs
  - Prise en compte de l'aversion au risque
  - Modélisation d'un marché de capacité compatible avec l'architecture du mécanisme français et bien dimensionné
- **Quatre études peu adaptées pour évaluer la pertinence économique des mécanismes de capacité.**
- **Trois études pertinentes justifient l'intérêt d'un mécanisme de capacité.**

	(1) CE-E3MLab	(2) FTI-CL	(3) CEEM	(4) UFE-BDEW	(5) DECC	(6) Frontier Economics - Consentec	(7) Thema
Décisions reposant sur un calcul de rentabilité des actifs	✘ Oui, sauf pour une partie de la capacité qui est hors-marché	✔ Oui, décisions d'investissement endogènes basées sur un calcul de rentabilité					✘ Non
Type(s) de mécanisme de capacité modélisés	✘ Mécanisme de capacité *capacity wide* stylisé	✔ Mécanisme de marché, basé sur une obligation de capacité (ou courbe de demande de capacité), où toutes les capacités peuvent participer (*capacity-wide*)				✔ Divers : mécanisme *capacity-wide*, appel d'offre ciblé, réserve stratégique,	✘ Paiement de capacité sélectif
Paramètres du mécanisme de capacité	? Critère de marge non explicité	✔ LOLE à 3h			✘ LOLE à 3h + marge 3 GW	✘ LOLE à 3h sans *intercos*	✘ Prix égal au missing money des TAC
Aversion au risque des investisseurs	✘ Exogène (coût du capital différencié selon le market design)	✔ Oui, aversion au risque endogène			✘ Non, pas d'aversion au risque		
Aléas de court terme (météorologiques, disponibilité des groupes, etc.) et prise en compte dans le risque	✘ Aléas de court terme représentés mais non pris en compte dans le risque	✔ Oui			✘ Non, scénarios déterministes		
Dynamique d'investissements	✔ Oui, simulation d'investissements sur un horizon pluriannuel			✘ Non, photo 2030	✔ Oui, simulation d'investissements sur un horizon pluriannuel		
Aléas de long terme (évolution du contexte, de la demande, etc.) et prise en compte dans le risque	✘ Aléas de long terme représentés mais non pris en compte dans le risque	✘ Non, pas de prise en compte d'aléas de long terme dans le risque					

ANALYSE DU RISQUE

Deux types de risque potentiellement impactés par la mise en place du mécanisme de capacité

- **Risque de court terme** : résultant notamment des aléas météorologiques (occurrence des vagues de froid, aléa sur la production éolienne et solaire, etc.)
- **Risque de long terme** : résultant des incertitudes sur l'évolution de la demande, du mix, des prix de combustibles, etc.

Certaines études existantes récentes ont intégré le risque dans leur modélisation mais aucune d'entre elles n'a permis d'évaluer l'effet du mécanisme sur le risque de long terme

- **Exemple : étude UFE-BDEW-Artelys :**
  Suppose implicitement un prix de la capacité fixe et garanti pour toute la durée de vie des centrales (raisonnement en parc adapté).
- **Autre exemple : étude FTI-CL :**
  Suppose une anticipation parfaite des trajectoires de prix et de la capacité à long terme dans les prises de décision d'investissement.

Le réseau de transport d'électricité

OBJECTIFS DE L'ÉTUDE D'IMPACT RTE

Face aux limites des études existantes, RTE a développé une modélisation adaptée à l'étude des enjeux économiques de long terme associés au mécanisme de capacité avec pour objectifs :

- Représenter l'évolution à long terme des décisions d'acteurs de marché en termes d'investissements, de maintien en service, de mise sous cocon ou de fermeture de capacités, en fonction de l'architecture de marché et des signaux de prix de marché, et en supposant un comportement en concurrence pure et parfaite.
- Représenter l'influence de l'incertitude et de l'aversion au risque des acteurs dans leurs prises de décisions, en évaluant notamment l'impact du risque sur le coût du capital des projets.
- Modéliser diverses incertitudes pesant sur l'évolution des prix de l'énergie et de la capacité, en particulier des aléas de court terme (sur la température, la météo et les indisponibilités des moyens de production) et des aléas de long terme sur l'évolution du contexte énergétique (sur l'évolution de la demande, de la pénétration des EnR notamment).
- Permettre d'étudier une diversité d'architectures de marché, se différenciant notamment par l'existence ou non d'un mécanisme de capacité, et par les niveaux des plafonds de prix pouvant exister sur les marchés de l'énergie et de la capacité

Mécanisme de capacité / **Marché de l'énergie**	Sans mécanisme de capacité	Avec mécanisme de capacité et plafond de prix à 60.000 €/MW
Plafond de prix à 3.000 €/MWh	« EOM 3k »	« EM 3k + CM 60k »
Plafond de prix élevé à 20.000 €/MWh	« EOM 20k »	« EM 20k + CM 60k »

MODÉLISATION

Définition des hypothèses

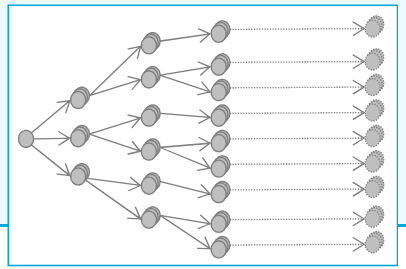
- Architecture de marché
  - Obligation de capacité
  - Caps de prix éventuels
- Hypothèses parc électrique
  - Scénarios de demande
  - Scénarios de production EnR
  - Coûts variables
  - Coûts fixes + primes de risque
  - …

Entrées modèle d'optimisation

1

Simulation de la dynamique de décisions en concurrence pure et parfaite et en avenir incertain

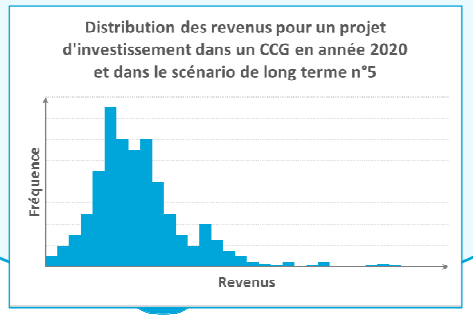
(modèle d'optimisation des investissements et du dispatch)



Sorties modèle d'optimisation

2

Calcul de la distribution de revenus probabilisés pour les projets d'investissement dans les différentes filières



Test de sortie de la boucle si atteinte d'un équilibre

(i.e. si les résultats en termes de composition du mix et de coûts du capital sont inchangés par rapport à l'itération précédente)

Si non, adaptation des hypothèses de coût du capital

Résultats

- Défaillance
- Mix de capacités
- Surplus collectif…

RÉSULTATS

Les résultats obtenus confirment l'intérêt d'un mécanisme de capacité pour assurer de manière efficiente et à moindre coût la sécurité d'approvisionnement en France

Le mécanisme de capacité, associé à un marché de l'énergie avec plafond de prix à 3.000 €/MWh est l'architecture de marché la plus efficiente économiquement pour assurer la sécurité d'approvisionnement :

→ Le surplus collectif par rapport à une architecture de marché *energy only* avec cap de prix à 3.000 €/MWh, s'élève à environ 400 M€/an, essentiellement grâce à une réduction de l'énergie non distribuée.

→ Le surplus collectif par rapport à une architecture de marché *energy only* avec *scarcity pricing* (i.e. avec cap de prix élevé à 20.000 €/MWh) est d'environ 150 M€/an, notamment grâce à une réduction du coût du risque.

Focus sur le risque : l'aversion au risque des acteurs de marché est modélisée via une adaptation du coût du capital en fonction du niveau de risque sur la rentabilité des différents actifs.

→ Plus un investissement dans une nouvelle capacité apparaît risqué (en d'autres termes, plus la distribution des revenus possibles est étendue) et plus, ce projet de nouvelle capacité est supposé avoir un coût du capital élevé.

→ Ce coût du capital, qui peut varier de +/- 2 points selon l'architecture de marché, affecte directement les coûts fixes d'investissement des capacités considérées et se retrouve dans les coûts pour le consommateur.

→ **Un dispositif de marché permettant de réduire le risque** (par exemple, le mécanisme de capacité) **permet d'abaisser les coûts de financement des nouvelles capacités, et peut donc conduire à un gain pour le consommateur**.

Les résultats détaillés seront publiés dans le rapport sur l'analyse d'impact au moyen de différents indicateurs (sécurité d'approvisionnement, mix de capacités installées, surplus collectif, analyses de sensibilité, etc.)

2.b PROLONGEMENTS POUR LES TRAVAUX SUR LA COURBE DE DEMANDE

RAPPEL DES OBJECTIFS

Le dispositif de contrats pluriannuels

L'objectif du dispositif de contrats pluriannuels est essentiellement de réduire le risque financier pour les investissements dans de nouvelles capacités, en sécurisant le prix de la capacité pour les sept années suivant la mise en service.

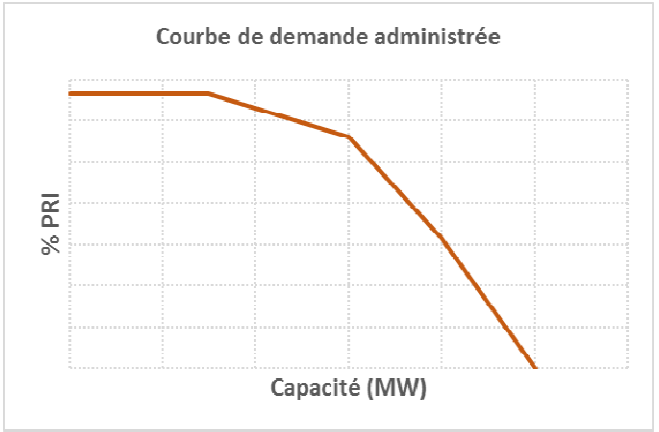
Ceci permet de réduire les coûts fixes des capacités et **se traduit *in fine* par un gain pour le consommateur.**

Sélection par courbe de demande administrée

Les nouvelles capacités qui pourront bénéficier de contrats pluriannuels leur permettant une sécurisation du prix de la capacité, seront sélectionnées à l'aide d'une courbe de demande administrée, qui sera élaborée annuellement par RTE.

La courbe de demande devra refléter la valeur de la nouvelle capacité pour la collectivité.

→ **L'élaboration de cette courbe de demande s'appuiera sur les éléments méthodologiques développés dans le cadre de l'analyse d'impact du mécanisme de capacité** (analyse de la dynamique d'investissements en avenir incertain, impact du risque sur les décisions et les coûts pour le consommateur, etc.)



Le réseau de transport d'électricité

ILLUSTRATION PÉDAGOGIQUE (1/2)

Si l'on était en avenir certain (déterministe) …



Anticipation parfaite de l'évolution des déterminants de la demande en capacité et des besoins d'investissements en nouvelles capacités

Besoins de nouvelles capacités pour AL pour respecter le critère de 3 heures :

X GW

(de manière certaine)

MAIS

→ **Si l'on était en avenir certain, le dispositif de contrats pluriannuels permettant de sécuriser le prix de la capacité pour les investissements dans de nouvelles capacités serait inutile.**

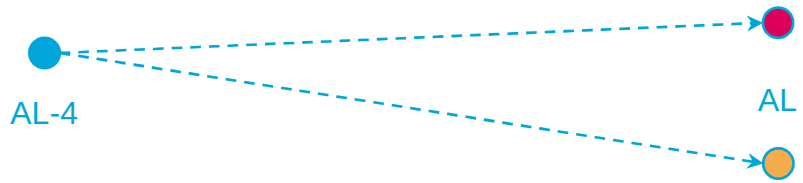
→ **En pratique, il existe toujours des incertitudes** sur l'évolution à moyen et long terme des déterminants du contexte énergétique : évolution de la demande, de la pénétration des EnR, des prix des combustibles, etc. **Les décisions se prennent systématiquement en avenir incertain.**

Le réseau de transport d'électricité

ILLUSTRATION PÉDAGOGIQUE (2/2)

… mais en pratique, il existe toujours des incertitudes sur les évolutions futures

Exemple illustratif



Scénario 1 : quasi-stabilité de la demande
→ Besoin de **3 GW** de nouvelles capacités

Scénario 2 : baisse de la demande
→ Besoin de **1 GW** de nouvelles capacités

Comment évaluer le volume de nouvelles capacités à sélectionner en AL-4 ?

- Prendre la moyenne du besoin de nouvelles capacités (2 GW) des deux scénarios ne suffit pas, même si les scénarios sont équiprobables. En effet, les surcoûts liés à une situation de sous-capacité ou de surcapacité sont potentiellement asymétriques.
- La stratégie optimale nécessite un arbitrage économique, tenant compte des scénarios possibles et des coûts pour la collectivité en fonction du volume de nouvelles capacités développées.

→ **Nécessite une optimisation économique de la décision en avenir incertain**

Le réseau de transport d'électricité

PRINCIPE GÉNÉRAL

Construction de la courbe de demande par estimation de la valeur de la nouvelle capacité pour la collectivité, en fonction du volume contractualisé

Modélisation développée dans le cadre de l'étude d'impact du mécanisme de capacité

Hypothèses structurantes sur le parc installé, les coûts de production ainsi que sur l'évolution du contexte énergétique

(croissance de la demande, pénétration des EnR, objectifs politiques en termes de capacités EnR, nucléaires et effacements, etc.)

S'appuiera sur la concertation autour des études du Bilan Prévisionnel

Evolution probabiliste de l'EOD vue de l'année AL-4

Simulation de l'évolution des décisions en avenir incertain

Augmentation δQ de la capacité installée

Calcul de l'augmentation δW du surplus collectif

On obtient ainsi une construction étape par étape de la courbe de demande

Travaux en cours, s'appuyant sur des méthodes comparables à celles utilisées pour la certification (approche marginale)

Réseau de transport d'électricité

3 ANALYSE DES CONTRIBUTIONS REÇUES

PRÉSENTATION GÉNÉRALE DES CONTRIBUTIONS REÇUES

Consultation sur un mois (21 juin au 20 juillet), portant sur 14 questions relatives aux objectifs du dispositif et aux différentes composantes de son architecture.

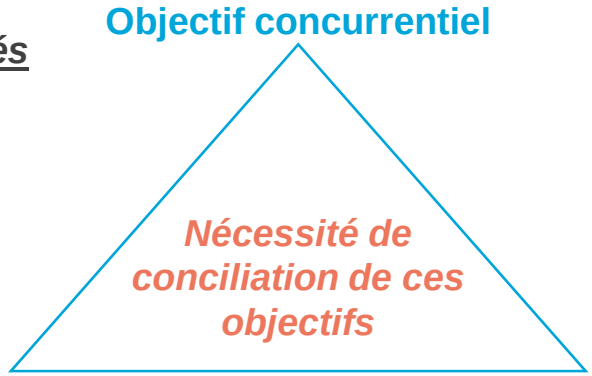
7 réponses d'acteurs, publiées sur le site Concerte

- AFIEG
- ENGIE
- CELEST
- UNIDEN
- EDF
- UNIPER
- RESTORE

Le réseau de transport d'électricité

LES OBJECTIFS DU DISPOSITIF (1/2)

Rappel des objectifs identifiés par RTE



- **Une majorité d'acteurs partage les objectifs initialement identifiés**
- La possibilité de disposer d'un **cadre plus favorable à la réalisation de nouveaux investissements**, via l'émergence d'un signal prix stable sur une plus longue période est saluée par près de la moitié des acteurs ayant répondus
- Des objectifs additionnels ont été suggérés par les répondants: (i) **objectif de non distorsion du marché**, (ii) **objectif de simplicité**
- Un acteur juge ces objectifs redondants et émet des réserve quant aux effets bénéfiques que pourra avoir le dispositif pour le consommateur
- Un acteur juge préférable de revoir plus globalement le fonctionnement du mécanisme de capacité pour que l'ensemble des besoins soient exprimés et sélectionnés 4 années à l'avance, à l'occasion d'une enchère unique

Le réseau de transport d'électricité

LES OBJECTIFS DU DISPOSITIF (2/2)

- Les **objectifs de non distorsion du marché, et de simplicité du dispositif** sont pertinents et devraient être retenus dans la conception du dispositif
- **L'objet de cette concertation,** et plus globalement de la révision du mécanisme de capacité qu'elle prépare, **n'est** en revanche **pas de modifier substantiellement l'architecture décentralisée du mécanisme**. Des réflexions sur des évolutions plus structurelles pourront être envisagées à l'occasion de la **clause de revoyure** prévue par les règles, à l'échéance 2019 et sur la base d'un retour d'expérience sur le fonctionnement du marché.
- La préoccupation exprimée par les consommateurs industriels est légitime et **la plus grande attention sera portée quant à l'impact du dispositif pour le consommateur**

Propositions pour la révision du décret mécanisme de capacité

1. Le dispositif devrait viser des **objectifs concurrentiels**, de **gains pour le consommateur**, de **sécurité d'approvisionnement**, de **simplicité** et de **non distorsion du fonctionnement du marché**
2. Un **REX donnant lieu à la publication d'un rapport pourrait être conduit 4 années** après la mise en œuvre du dispositif, pour analyser l'effet du dispositif sur le fonctionnement du marché et l'atteinte des objectifs poursuivis.

Le réseau de transport d'électricité

FOCUS SUR LA QUESTION DES POTENTIELS EFFETS D'AUBAINE ÉVOQUÉS PAR CERTAINS ACTEURS

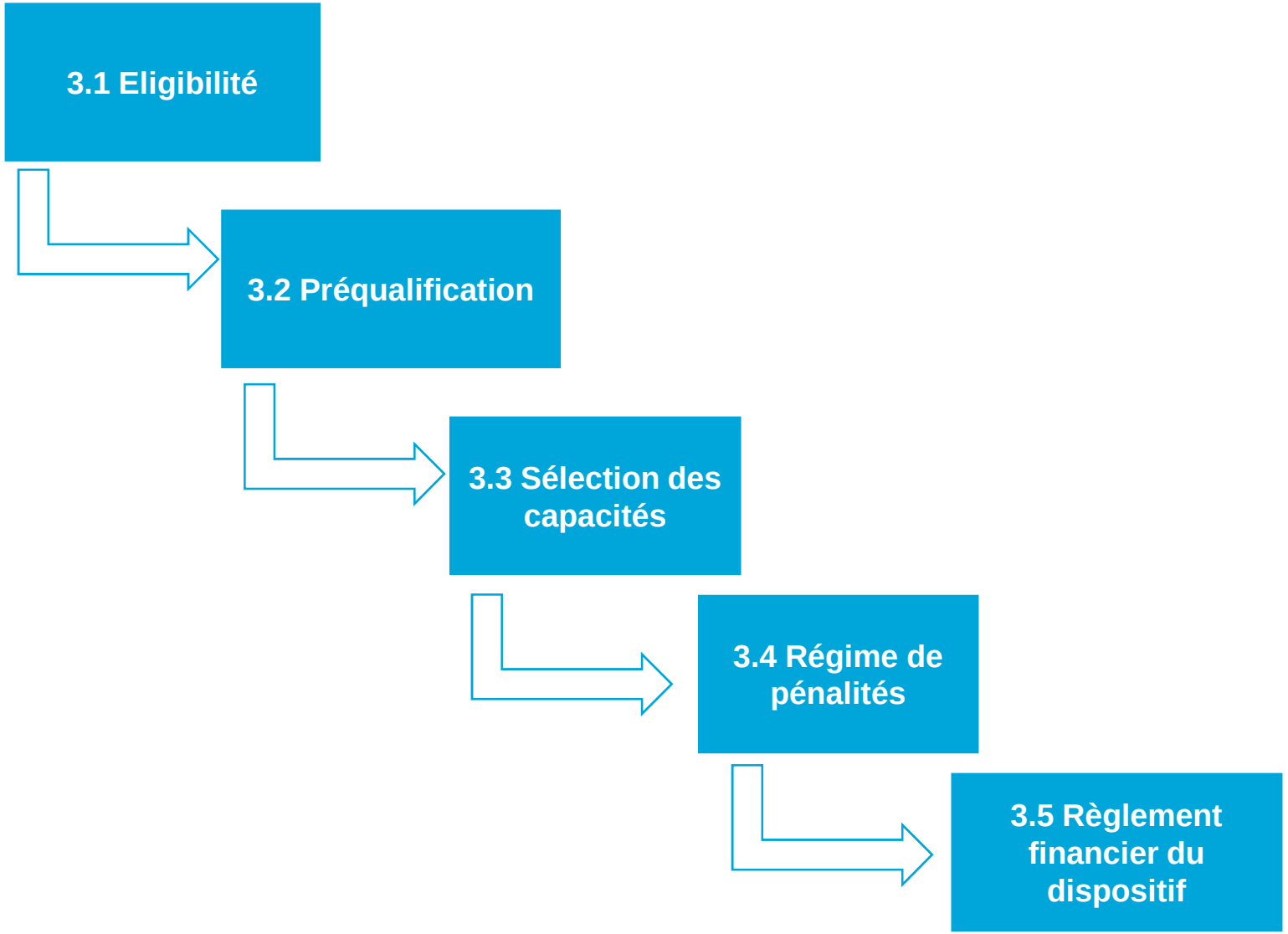
Certains acteurs ont évoqué des risques d'effets d'aubaine, qui seraient liés selon eux à:

- **l'existence d'un régime transitoire**: trois enchères organisées en 2019 au titre du régime transitoire, pour les périodes 2020-2026, 2021-2027, 2022-2028
- **la possibilité offerte à des capacités déjà certifiées** avant la tenue de l'enchère, en tant que capacité en projet, **de participer au dispositif pluriannuel**

- L'analyse suivant laquelle des projets déjà initiés, souhaitant participer au dispositif pluriannuel, bénéficieraient d'un effet d'aubaine est discutable. Le dispositif devrait conduire les acteurs à effectuer un arbitrage entre réduction du risque et renoncement à une partie de leurs revenus en espérance
- Une ouverture aux capacités déjà en projet ne représenterait dès lors pas un surcoût pour la collectivité
- Compte tenu du délai relativement restreint de 4 ans, prévu entre la contractualisation et le début de la période d'engagement pour l'acteur concerné, un état avancement initial du projet au moment de la participation à l'enchère apparait même souhaitable.
- Par ailleurs, la suppression du régime transitoire demandée par certains acteurs est impossible au vu des engagements pris par les autorités françaises et de la mention explicite dans la décision d'approbation de la Commission européenne (*considérant 138*)

Le réseau de transport d'électricité

RAPPEL DES PRINCIPALES COMPOSANTES DU DISPOSITIF



Le réseau de transport d'électricité

3.1 CONDITIONS D'ÉLIGIBILITÉ

Questions 2 et 3

RAPPEL DES SOLUTIONS ENVISAGÉES

Le considérant 131 de la décision d'approbation précise que:

> *Toutes les nouvelles capacités seront éligibles au dispositif si elles ne disposent pas déjà d'un mécanisme de soutien*

Sur cette base, RTE envisageait deux approches possibles:

1. **une approche par filière**
2. **une approche à la maille site**

Approche filière

Toute filière bénéficiant d'un dispositif garantissant à des capacités, du fait de leur appartenance à cette filière, un prix ou un complément de prix portant sur l'énergie ou la capacité, serait exclue du dispositif.

La liste des filières non-retenues pourrait être définie dans un arrêté *ad hoc* ou par les services de la CRE. Seraient également exclues les installations bénéficiant d'une **mesure individuelle** leur conférant des garanties analogues

Approche maille site

Chaque site se verrait offrir la possibilité de choisir entre une participation au dispositif pluriannuel et le bénéfice du dispositif de soutien auquel il est éligible.

Le respect de la règle du non cumul serait assuré *ex post* via les dispositifs de répression des fraudes.

S'agissant de la définition d'une nouvelle capacité, RTE préconisait d'y inclure:

- les capacités n'ayant jamais été certifiées pour une année de livraison avant AL (début du contrat pluriannuel) et ayant procédé à leur première certification pour cette même année AL (certification en tant que capacité en projet);
- les futures capacités n'ayant encore jamais été certifiées.
- Les capacités vérifiant les critères de l'article L. 311-1 du code de l'énergie (changement de la source d'énergie primaire ou augmentation de la puissance installée d'au moins 20%)

RETOUR DES ACTEURS ET ANALYSE DE RTE

- Une majorité d'acteurs est **favorable à l'exclusion du dispositif des capacités bénéficiant déjà d'un mécanisme de soutien**.
- Des acteurs soulignent les difficultés qu'il y aurait à procéder à l'examen d'une telle éligibilité sur le seul critère d'appartenance à une filière:
  - Non prise en compte des spécificités des sous-filières ou de certaines installations
  - En particulier dans le cas des dispositifs de soutien reposant sur un appel d'offres
- Certains répondants indiquent que la maille du site n'est pas toujours la mieux adaptée (développement d'une nouvelle installation sur un site existant)
- Un acteur juge nécessaire la prise en compte d'un critère basé sur le coût de l'investissement financier, à côté des autres critères permettant de définir les nouvelles capacités

- Au vu des réserves exprimées par les acteurs s'agissant d'une appréciation de l'éligibilité sur la base de la filière d'appartenance des capacités, il semble nécessaire de retenir une approche permettant de prendre en compte la réalité de la situation de chaque installation
- L'impératif de simplicité plaide néanmoins pour qu'il soit tenu compte de la filière d'appartenance de l'installation, et que les vérifications soient accrues pour les installations potentiellement soutenues du fait de leur appartenance à une filière
- La prise en compte de critères financiers peut avoir un sens économique mais soulève de nombreuses difficultés techniques, régulatoires et juridiques.
- La participation d'une installation nouvelle, développée sur un site existant, sera possible sous réserve de la souscription d'un contrat de décompte (règles du mécanisme de capacité, nécessité de pouvoir vérifier le respect de l'engagement pris)

Le réseau de transport d'électricité

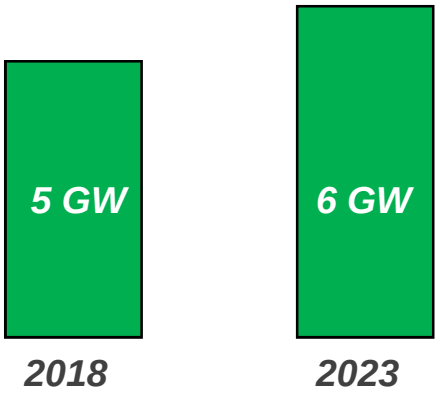
RETOUR SUR LA QUESTION DES EFFACEMENTS

Plusieurs acteurs se sont inquiétés de l'incidence que pourrait avoir une non éligibilité des capacités d'effacement au dispositif de contractualisation pluriannuelle, au motif que cela pourrait:

- réduire l'espace économique pour les capacités d'effacement
- accroître le coût du dispositif pour le consommateur
- avoir un effet négatif sur la liquidité du dispositif

Les interrogations des acteurs portent notamment sur le timing d'élaboration de la courbe de demande en AL-4, soit en amont du développement des capacités d'effacement (plus proche de l'AL); et sur les modalités de remplacement des projets de capacité ayant été contractualisés mais abandonnés en cours de route.

Objectifs de développement des capacités d'effacement prévus par la PPE



- Le développement des effacements demeure un objectif de la politique énergétique française, et il existe à ce titre des outils de soutien dédiés
- Les objectifs de développement inscrits dans la PPE rendent compte de cette volonté de développement
- Dans le cadre des évolutions futures de l'AOE, la mise en œuvre d'un dispositif pluriannuel spécifique à l'effacement pourra être envisagée
- Par ailleurs, en cas d'abandon entre AL-4 et AL d'un projet contractualisé, le volume manquant ne fera pas l'objet d'une contractualisation additionnelle et les capacités d'effacement joueront un rôle important de bouclage.

Le réseau de transport d'électricité

SYNTHÈSE DES ORIENTATIONS RÈGLEMENTAIRES PROPOSÉES PAR RTE

Propositions pour la révision du décret mécanisme de capacité

- Le décret pourrait disposer que sont éligibles toutes les nouvelles installations de production, ne disposant pas déjà d'un mécanisme de soutien garantissant à l'installation un prix ou complément de prix portant sur l'énergie ou la capacité;
- Le décret pourrait distinguer des filières présumées éligibles et des filières présumées non éligibles, pour lesquelles une procédure spécifique d'information du régulateur serait à suivre;
- La distinction entre filières éligibles et non éligibles pourrait être renvoyée à un arrêté *ad hoc*
- Seraient considérées comme des nouvelles installations au titre du dispositif pluriannuel, les capacités:
  - N'ayant encore jamais fait l'objet d'une certification pour aucune année de livraison;
  - Encore jamais certifiées pour une année de livraison antérieure à AL (début du contrat pluriannuel) mais faisant l'objet d'une certification en tant que capacité en projet pour l'année de livraison AL;
  - Les installations remplissant les critères de l'article L311-1 du code de l'énergie

Le réseau de transport d'électricité

3.2 PROCÉDURE DE PRÉQUALIFICATION

Question 4

PROCÉDURE DE PRÉQUALIFICATION

Rappel de la proposition de RTE

RTE propose que le dispositif intègre **une procédure de préqualification** au cours de laquelle l'éligibilité des capacités souhaitant participer au dispositif serait évaluée.

Cette procédure de préqualification devant par ailleurs permettre de:

- de garantir la **crédibilité du dispositif** et d'éviter des participations purement spéculatives à l'enchère;
- de **se prémunir vis-à-vis d'éventuels risques pour la sécurité d'approvisionnement** liés à des annonces de développements de nouvelles capacités qui ne seraient pas suivies d'effet.

Cette procédure de préqualification devrait être articulée au régime de pénalités associé au dispositif de contractualisation pluriannuelle (partie 3.4)

La majorité des acteurs soulignent la nécessité d'une telle procédure, pour assurer la crédibilité du dispositif

Les propositions suivantes ont été effectués par les acteurs:

- Prévoir dans le dossier de pré-qualification, un calcul de marges de tolérance venant modérer l'application des pénalités prévues par le dispositif
- Organisation de la procédure de préqualification peu de temps avant l'enchère, pour disposer d'une visibilité suffisante sur les éléments techniques du projet
- Introduire un critère de part de marché pour apprécier l'éligibilité de l'offre

Le réseau de transport d'électricité

ANALYSE ET PROPOSITIONS DE RTE

- Il semble pertinent que la procédure de pré-qualification:
  - ait lieu peu de temps avant la sélection des capacités
  - intègre un calcul de marges de tolérance portant sur le calendrier de mise en service (+/- xx mois) et sur le NCC finalement délivré (+/- xx% du NCC initialement offert)
- L'introduction d'un critère de part de marché ne semble pas opportune, dans la mesure où:
  - ce point ne fait pas partie des engagements pris par les autorités françaises
  - un tel critère reviendrait à restreindre la concurrence lors de la sélection des capacités ce qui pourrait se traduire par des prix plus élevés pour le consommateur

Propositions de RTE pour la révision du décret mécanisme de capacité

- Le décret pourrait prévoir la tenue d'une procédure de préqualification, permettant: (i) d'identifier les acteurs souhaitant participer à l'enchère, (ii) d'attester du caractère sérieux des projets associés et (iii) de collecter les garanties financières correspondantes
- Des marges de tolérance venant modérer l'application des pénalités pourraient être intégrées au dispositif

Eléments devant être précisés à l'occasion de la révision des règles

- Détail des éléments constitutifs du dossier de préqualification;
- Temporalité de la procédure
- Montant des garanties financières requises
- Niveaux des marges de tolérance associées aux projets et l'impact de celles-ci sur le calcul des pénalités

3.3 SÉLECTION DES NOUVELLES CAPACITÉS

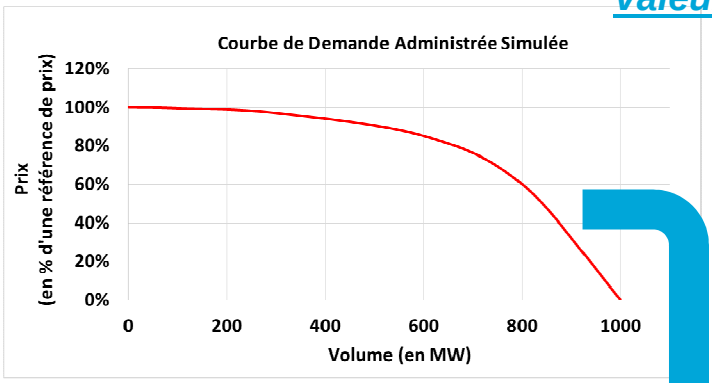
Question 5, 6, 7 et 8

RAPPELS DES ÉTAPES ENVISAGÉES POUR L'ÉLABORATION DE LA COURBE DE DEMANDE ADMINISTRÉE

Valeurs illustratives

Etape 1

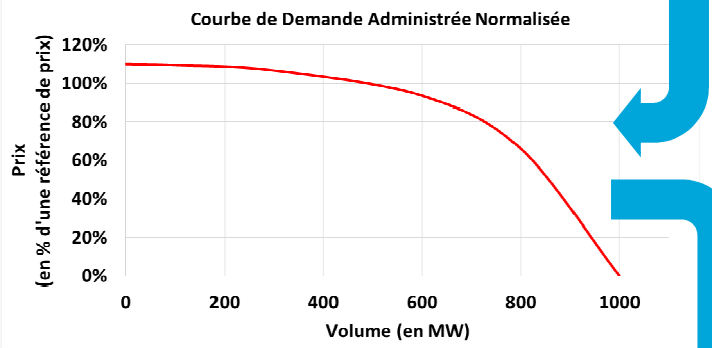
Elaboration de la ***Courbe de Demande Administrée Simulée***, à partir d'un modèle d'adéquation probabiliste intégrant une modélisation du marché (voir slide 2.b)



$\times \frac{PRI_{réel}}{PRI_{simulé}}$

Etape 2

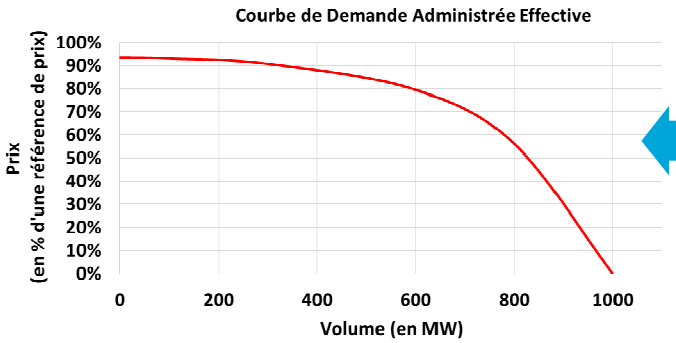
Recalage à l'aide du Prix de Référence Initial, pour obtenir la ***Courbe de Demande Administrée Normalisée***.



$C_{abattement}$

Etape 3 optionnelle

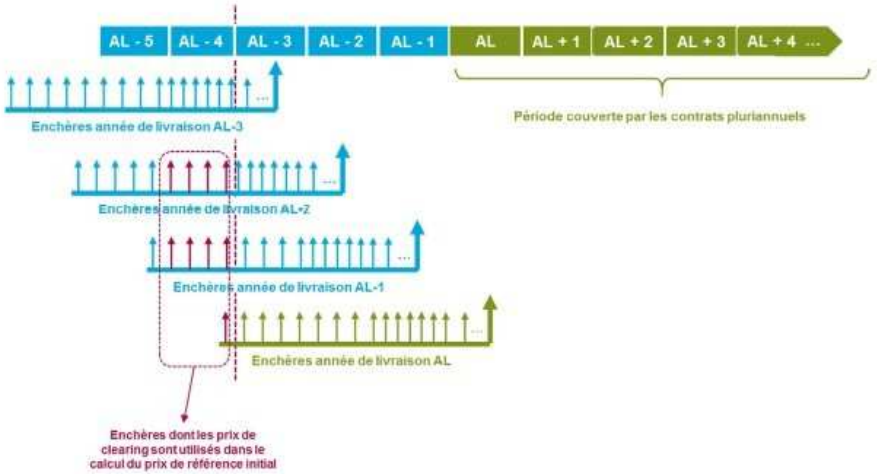
Application d'un coefficient d'abattement visant à garantir que le consommateur bénéficie au moins pour partie de la réduction du risque : obtention de la ***Courbe de Demande Administrée Effective***



Le réseau de transport d'électricité

RAPPEL SUR L'ÉLABORATION DU PRI ET SUR LA SÉLECTION DES NOUVELLES CAPACITÉS

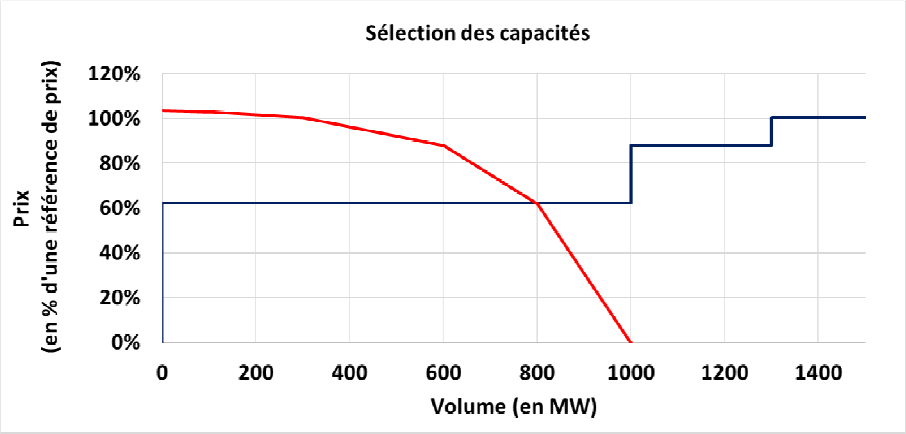
Elaboration du PRI



Pondération des enchères réalisées en AL-4, pour les années de livraison AL, AL-1 et AL-2

- Un $PRI_{réel}$ calculé à partir des prix de marché constatés
- Un $PRI_{simulé}$ à partir des résultats du modèle

Sélection des capacités



Confrontation des courbes d'offre et de demande pour:

- déterminer les capacités sélectionnées
- le volume contractualisé et le prix garanti aux acteurs (*pay-as-clear*)

Pour la sélection des capacités marginales:

- Option: V_{min} et V_{max}
- Option: test de valorisation collective

Le réseau de transport d'électricité

RETOUR DES ACTEURS ET ANALYSE DE RTE (1/3)

Sur la Courbe de Demande Administrée Simulée	• Une majorité d'acteurs insiste sur le besoin de **prudence** et de **transparence** quant aux hypothèses retenues et à la modélisation employée pour l'élaboration de la courbe de demande • Certains acteurs indiquent que la courbe de demande devrait être exprimée en % du CONE

- L'importance des enjeux de prudence et de transparence pour le choix des hypothèses et pour la modélisation de la courbe de demande est partagée
- La construction de la courbe de demande sera établie à l'aide des principes suivants:
  - Les acteurs seront consultés (consultation du Bilan Prévisionnel) sur les scénarios énergétiques et les hypothèses utilisés pour la construction de la courbe de demande
  - L'approbation ministérielle de la courbe de demande assurera une cohérence avec les objectifs de la politique énergétique nationale
  - Seuls seront modélisés des risques probabilisables
- Une d'indexation directe de la courbe de demande sur le coût de la nouvelle entrée n'apparaît pas pertinente car :
  - la courbe de demande doit exclusivement représenter les bénéfices pour la collectivité, les coûts d'investissement seront reportés sur la courbe d'offre;
  - une indexation arbitraire de la courbe de demande sur le CONE risquerait de se traduire par des incitations au sur-investissement

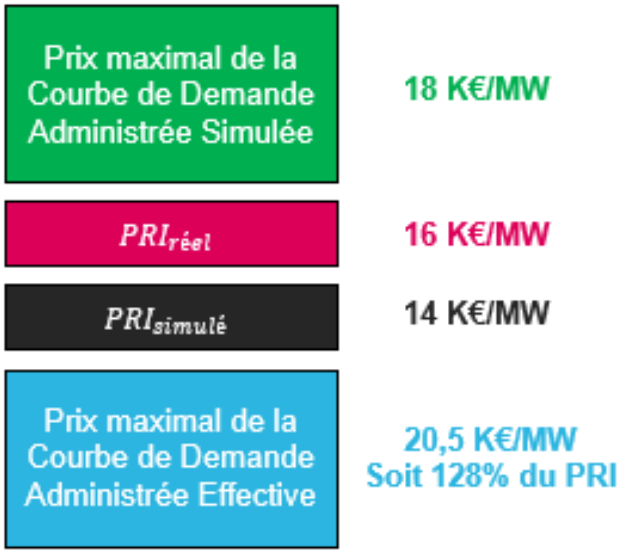
Le réseau de transport d'électricité

RETOUR DES ACTEURS ET ANALYSE DE RTE (2/3)

Sur le rôle et la pondération du PRI

- Les acteurs sont partagés sur le bien-fondé d'un recalage de la courbe de demande administrée à l'aide du PRI
- Plusieurs acteurs semblent considérer que le PRI constituera un plafond de prix
- Certains acteurs ont proposé des pondérations pour le calcul du PRI:
  - Un acteur demande à ce que les enchères relatives à AL-2 et AL-1 soient privilégiées pour des raisons de liquidité;
  - Une moyenne arithmétique ou pondérée de **toutes** les enchères organisées en AL-4

Illustration numérique



- Le recalage de la courbe de demande administrée à l'aide du PRI est prévu dans la décision de la Commission
- Le recalage proposé n'a en revanche pas pour effet de faire du PRI un plafond de prix systématique pour l'enchère (cf. illustration numérique ci-contre). Un tel plafonnement reviendrait à:
  - Potentiellement sous-estimer le besoin de capacité;
  - Faire des signaux de prix en AL-4 pour les années AL, AL-1,AL-2, le principal indicateur du besoin de nouvelles capacités pour la période [AL;AL+6], ce qui serait source d'inefficacités
- Les propositions de pondération transmises par les acteurs seront examinées dans le cadre de la concertation à venir sur la révision des règles

Rte Le réseau de transport d'électricité

RETOUR DES ACTEURS ET ANALYSE DE RTE (3/3)

Sur la contractualisation des capacités marginales	• Les acteurs sont globalement favorables à ce que des volumes minimal et maximal puissent être associés à une offre. • Les réponses sont en revanche plus partagées sur l'opportunité d'un test de valorisation collective. Si un tel test devait être mis en œuvre, les acteurs soulignent que celui-ci devrait être **simple** et **transparent**.
Sur l'opportunité d'introduire un coefficient d'abattement	• Les acteurs sont divisés quant à la nécessité d'introduire un tel coefficient. • Certains acteurs mettent en avant les difficultés pour en objectiver la valeur et soulignent que le jeu de la concurrence assurera un transfert au consommateur. • D'autres acteurs considèrent en revanche qu'il s'agit d'un garde-fou bienvenu.

- La majorité des acteurs souhaitent pouvoir associer un volume maximal et un volume minimal à leurs offres
- Une règle permettant de décider de la contractualisation ou non de la capacité marginale devra être prévue.
- La concertation relative aux règles du mécanisme permettra d'approfondir cette question et de trancher entre les deux options envisagées à ce stade: (i) contractualisation des capacités « en dessous » de la courbe de demande, (ii) test de valorisation collective
- L'opportunité d'introduire un coefficient d'abattement sera également traitée dans le cadre de cette concertation

Le réseau de transport d'électricité

SYNTHESE DES ORIENTATIONS RÈGLEMENTAIRES PROPOSÉES PAR RTE

Propositions pour la révision du décret

- RTE élaborerait en AL-4 une Courbe de Demande Administrée Simulée
- Un Prix de Référence Initial, correspondant à une pondération des enchères réalisées en AL-4 pour les AL ultérieures, interviendrait pour recaler la Courbe de Demande Administrée Simulée sur les prix de marché constatés, afin d'obtenir une Courbe de Demande Administrée Effective
- Un coefficient d'abattement reflétant la diminution de la prime de risque pour les investisseurs du fait de la contractualisation pluriannuelle pourrait intervenir dans le calcul de la Courbe de Demande Administrée Effective
- Pour chaque exercice du dispositif, la Courbe de Demande Simulée serait proposée par RTE et approuvée par le Ministre et la CRE.
- Pour la sélection des capacités retenues, la fixation du volume contractualisé et du prix garanti, les offres déposées par les acteurs seraient interclassées et confrontées à la Courbe de Demande Administrée Effective. Les acteurs pourraient associer des volumes minimal et maximal à leurs offres. Les règles du mécanisme de capacité prévoiront un critère permettant de décider de la contractualisation ou non de la capacité marginale.

Eléments devant être précisés à l'occasion de la révision des règles

- Méthodologie détaillée de l'élaboration de la Courbe de Demande Administrée Simulée
- Pondération utilisée pour le calcul du PRI
- Poursuite des réflexions sur l'opportunité:
  - d'introduire un coefficient d'abattement;
  - de prévoir la réalisation d'un test de valorisation collective

Le réseau de transport d'électricité

3.4 RÉGIME DE PÉNALITÉS DU DISPOSITIF

RAPPEL DES ÉLÉMENTS PRÉSENTÉS LORS DU PRÉCÉDENT GT

Trois risques principaux identifiés

Risque d'abandon du projet

Risque de non livraison d'une partie de la capacité

Risque de retard dans la finalisation du projet

Nécessité d'un régime de pénalités propre au dispositif pour:

⇒ **assurer la crédibilité du dispositif**;

⇒ apporter des garanties supplémentaires en termes de **sécurité d'approvisionnement**

Paramètres devant intervenir dans le calcul des pénalités:

- **Volume de capacité concerné**
- **Date de déclaration**
- **Ampleur du retard**

Conciliation de deux impératifs contradictoires

Garanties bancaires nécessaires pour se prémunir du risque de contrepartie

Risque de détérioration de l'attractivité du dispositif, en particulier pour les nouveaux entrants

Le réseau de transport d'électricité

BILAN DES CONTRIBUTIONS DES ACTEURS ET ANALYSE DE RTE

- **Une majorité d'acteurs est favorable à la mise en œuvre d'un régime de pénalités proportionnées, spécifique au dispositif**
- **Un acteur indique que l'abandon devrait être plus lourdement sanctionné que le retard, pour éviter des risques d'arbitrage**
- **Plusieurs acteurs suggèrent de concentrer les pénalités en AL-1 (pénalités quasi-nulles ou nulles avant) sous réserve de la qualité des informations transmises par les exploitants pour justifier de l'avancée du projet.**
- **Plusieurs acteurs proposent de prévoir une possibilité d'exclure les acteurs n'ayant pas respecté leurs engagements dans le cadre d'une enchère précédente**
- **Plusieurs acteurs demandent à ce qu'il soit tenu compte des facteurs externes, qui devraient être exclus de la responsabilité contractuelle des acteurs**

- Sans remettre en cause le principe de proportionnalité des pénalités, il n'est *a priori* pas justifié de les « concentrer » en AL-1
- Il semble effectivement pertinent de pénaliser plus lourdement l'abandon d'un projet qu'un éventuel retard dans l'achèvement de celui-ci. La prise en compte du prix garanti et du PRM dans le calcul des pénalités permettrait de limiter les risques d'arbitrage évoqués
- La proposition de pouvoir exclure des prochaines enchères les acteurs n'ayant pas remplis leurs engagements au titre des enchères précédentes constitue une modalité de pénalisation supplémentaire qui pourrait être intégrée au dispositif
- S'agissant des facteurs externes, l'application des pénalités de retard pourraient être modulées si l'acteur concerné démontre avoir fait ses meilleurs efforts pour respecter ses engagements en termes de délai.

SYNTHÈSE DES ORIENTATIONS RÈGLEMENTAIRES PROPOSÉES PAR RTE

Propositions pour la révision du décret

- Le décret prévoirait un régime de pénalités spécifique au dispositif de contractualisation pluriannuelle, assorti de garanties bancaires limitant le risque de contrepartie
- Ces pénalités trouveraient à s'appliquer en cas: d'abandon du projet, de retard dans son développement ou de non livraison d'une partie de la capacité contractualisée
- La participation d'un acteur à une enchère du dispositif pluriannuel pourrait lui être refusée, en cas d'abandon par cet acteur d'un projet retenu au titre d'une enchère précédente du dispositif.
- Le calcul des différentes pénalités prévues par le dispositif tiendrait compte: de marges de tolérance, du volume de capacité concerné, de la date à laquelle l'acteur informe RTE de son incapacité à remplir les engagements pris au titre du dispositif, du prix garanti dont bénéficie l'exploitant et des prix de référence marché pour les années de livraison couvertes par le contrat pluriannuel

Eléments devant être précisés à l'occasion de la révision des règles

- Formules de calcul des différentes pénalités prévues par le dispositif
- Montant des garanties bancaires demandées
- Modulation des pénalités du fait:
  - des marges de tolérance
  - des meilleurs efforts de l'acteur pour respecter ses engagements

Le réseau de transport d'électricité

3.5 RÈGLEMENT FINANCIER DU DISPOSITIF PLURIANNUEL

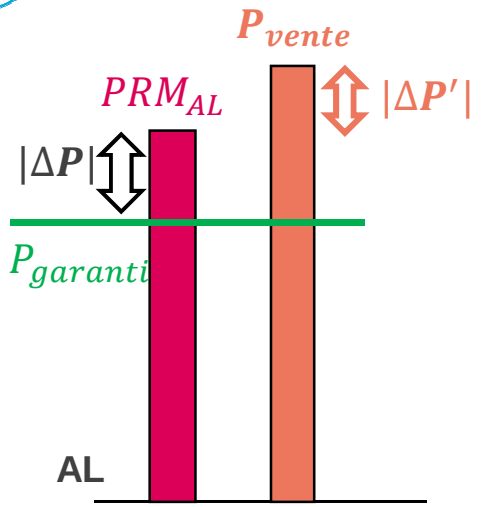
Questions 13, 14 et 15

RAPPEL DES ÉLÉMENTS PRÉSENTÉS LORS DU PRÉCÉDENT GT

Les capacités sélectionnées bénéficieront d'un complément de rémunération pour une durée de 7 ans :

- Si PRM > Prix garanti, l'écart $|\Delta P|$ donne lieu à un remboursement du delta par les exploitants
- Si PRM < Prix garanti, l'écart $|\Delta P|$ donne lieu à un encaissement au bénéfice des exploitants

Les acteurs continuent de vendre leurs certificats sur le marché de capacité et tout revenu généré par la vente de garanties à un prix supérieur au PRM ($|\Delta P'|$) ne donne pas lieu à remboursement de la différence par l'investisseur.



Besoin de financement à la charge des acteurs obligés

Gestion du risque de contrepartie

- **Encaissements préalables aux décaissements**
- **Défaut d'un acteur à la charge de la communauté des acteurs obligés**

Un fonds par année de livraison mais plusieurs enchères rattachées

Gestion des éventuels surplus

Option 1
Redistribution aux AO

Option 2
Redistribution via le TURPE

Le réseau de transport d'électricité

BILAN DES CONTRIBUTIONS DES ACTEURS ET ANALYSE DE RTE (1/2)

Sur le financement du dispositif par les acteurs obligés	• Plusieurs acteurs ont questionné le financement du dispositif par les acteurs obligés et ont proposé d'autres mécanismes de financement • Les acteurs sont globalement favorables à un traitement symétrique des gains et des coûts engendrés par le dispositif, dès lors que le financement est à la charge des AO

- L'article L. 335-1 du code de l'énergie dispose que : les acteurs obligés «contribuent […] à la sécurité d'approvisionnement en électricité.»
- L'article R. 335-52 relatif au dispositif de sécurisation dans le mécanisme de capacité prévoit un financement du dispositif par les acteurs obligés
- Les modalités de financement alternatives proposées reviendraient à faire porter les coûts du dispositif par des véhicules financiers ayant d'autres finalités que le financement de la sécurité d'approvisionnement

Le réseau de transport d'électricité

BILAN DES CONTRIBUTIONS DES ACTEURS ET ANALYSE DE RTE (2/2)

Sur le besoin de visibilité des acteurs et la temporalité du règlement financier	• Plusieurs acteurs soulignent le besoin de visibilité – dès AL-1 – sur les gains/coûts du dispositif de manière à pouvoir répercuter aux clients le coût de la capacité, et un acteur rappelle les contraintes règlementaires qui s'opposent à une facturation des clients au-delà d'un délai de deux ans • Un acteur demande à ce que la référence de prix pour le calcul du complément de rémunération n'intègre pas l'enchère organisée en AL-4 • Plusieurs acteurs demandent à ce qu'un $PRM_{corrigé}$ soit calculé et publié par la CRE afin de faciliter l'appropriation du dispositif par les clients

Δ 1000€ entre la première enchère et la moyenne des 14 suivantes

Incertitude de 66€/MW pour l'exploitant

- Il est proposé de retenir un règlement financier en deux étapes:
  - une première étape en fin AL – début AL+1: avec une contribution/rémunération des AO au prorata de l'obligation estimée pour AL-1
  - une deuxième étape en AL+3 sur la base des obligations constatées
- L'exclusion de l'enchère organisée en AL-4 du calcul du complément de rémunération est envisageable même si son importance apparaît limitée en régime pérenne (illustration numérique ci-contre)
- Dans un souci de visibilité:
  - RTE pourrait communiquer aux acteurs – fin AL-1 – le montant global des contributions ou gains financier associés au dispositif
  - Le traitement du recouvrement des pénalités et des contributions additionnelles requises du fait d'éventuels défauts de paiement des acteurs s'effectuerait lors de la régularisation

SYNTHÈSE DES ORIENTATIONS RÈGLEMENTAIRES PROPOSÉES PAR RTE

Propositions pour la révision du décret

- A chaque année de livraison serait associé un fonds pour le dispositif de contractualisation pluriannuelle servant à la gestion des flux financiers liés au dispositif
- Pour chaque année de livraison, la compensation des exploitants bénéficiant d'un contrat pluriannuel couvrant l'année de livraison serait égale à la différence entre le prix garanti issu de l'enchère à l'occasion de laquelle ils ont été sélectionnés et le PRM de l'année de livraison considérée.
- Si la somme des compensations effectivement versées sur le fonds est inférieure à la somme des compensations devant être versées aux exploitants, l'écart serait recouvré par un versement complémentaire des acteurs obligés sur le fonds au prorata de leurs obligations respectives.
- A l'issue de ces opérations, le solde du fonds, s'il est positif, serait reversé aux acteurs obligés au prorata de leurs obligations de capacité respectives.

Eléments devant être précisés à l'occasion de la révision des règles

- Temporalité et modalités des différentes étapes du règlement financier
- En particulier, modalités de traitement du recouvrement des pénalités, et des contributions additionnelles versées par les acteurs obligés en cas de défaut d'un acteur
- Modalité de publication par RTE, du montant global des contributions ou des gains financiers associés au dispositif

Le réseau de transport d'électricité

4 PROCHAINES ÉTAPES

PROCHAINES ÉTAPES DE MISE EN ŒUVRE DU DISPOSITIF DE CONTRACTUALISATION PLURIANNUELLE

1

Discussions sur la base de cette proposition lors de la CAM du 8 septembre 2017

2

Transmission aux pouvoirs publics dans l'optique d'une déclinaison réglementaire.

3

Poursuite de la concertation sur les éléments encore ouverts en vue d'une révision des règles du mécanisme

Le réseau de transport d'électricité