Le réseau de transport d'électricité

DISPOSITIF DE CONTRACTUALISATION PLURIANNUELLE POUR LES NOUVELLES CAPACITÉS

MÉCANISME DE CAPACITÉ

Groupe de travail du 21/06/2017

ORDRE DU JOUR DU GT

1. **Contexte et objectifs de la concertation**

2. **Finalités et description générale du dispositif**

3. **Possibilités de déclinaison pour les différentes composantes du dispositif**

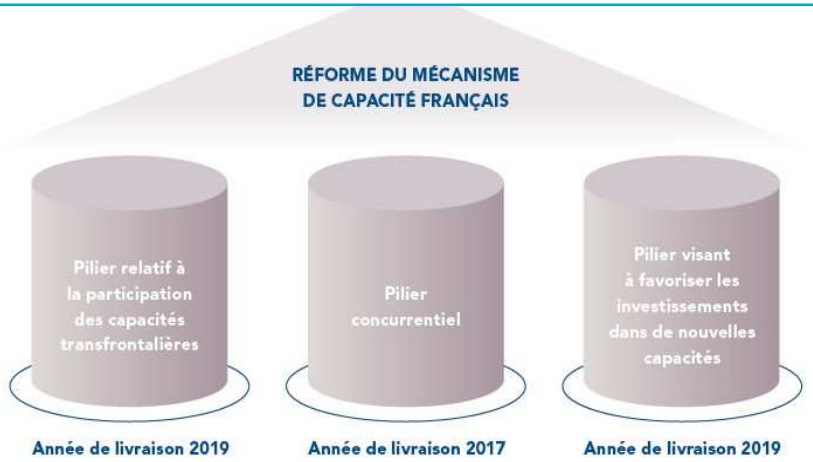
4. **Prochaines étapes de la concertation**

Le réseau de transport d'électricité

1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONCERTATION

RETOUR SUR L'APPROBATION DU MÉCANISME DE CAPACITÉ PAR LA COMMISSION EUROPÉENNE

- La présente concertation s'inscrit dans la continuité de la négociation entre les autorités françaises et la Commission européenne relative au mécanisme de capacité français, qui s'est conclue, le 8 novembre 2016, par l'approbation du dispositif français et par le démarrage de la première année de livraison couverte le 1er janvier 2017.
- L'approbation est conditionnée à la mise en œuvre de trois piliers de mesures, devant être déclinés selon un calendrier précisé dans la décision d'approbation de la Commission.
- La mise en œuvre du premier pilier (pilier concurrentiel) a nécessité une révision des règles du mécanisme, entrée en vigueur le 30 novembre 2016.
- Les deux autres piliers font chacun l'objet d'une concertation dédiée:
  - GT sur la participation des capacités transfrontalières;
  - GT relatif au dispositif de contractualisation pluriannuelle des nouvelles capacités (**présente concertation**).



Le réseau de transport d'électricité

PILIER RELATIF À LA PARTICIPATION DES CAPACITÉS TRANSFRONTALIÈRES

Engagements pris auprès de la Commission

Les autorités françaises se sont engagées à « mettre en œuvre de manière unilatérale la solution hybride pragmatique […], c'est-à-dire à intégrer dans leur cadre réglementaire la possibilité pour les installations localisées dans les Etats membres frontaliers de participer de manière explicite au mécanisme de capacité français sous réserve d'une capacité d'interconnexion suffisante. »

Une procédure de sauvegarde – reposant sur une participation des interconnexions - est également prévue en cas d'absence d'accord avec les GRT frontaliers concernés.

Échéances de mise en œuvre

Les autorités françaises se sont engagées à ce que le dispositif soit mis en œuvre à compter de l'année de livraison 2019 (première AL ouverte à la participation explicite des capacités transfrontalières)

État d'avancement de la concertation

Les travaux et le processus de concertation ont été lancés par RTE, à la demande de la Ministre, en avril 2015, avant même le début de l'enquête approfondie relative au mécanisme de capacité.

Cette concertation s'est poursuivie depuis (dernier GT le 18 mai, un prochain GT est prévu le 27 juin) et devrait prochainement aboutir à des préconisations pour la déclinaison réglementaire des deux solutions envisagées.

PILIER RELATIF AU DISPOSITIF DE CONTRACTUALISATION PLURIANNUELLE

Engagements pris auprès de la Commission

Les autorités françaises se sont engagées "à mettre en place un dispositif de contractualisation pluriannuelle visant à favoriser l'investissement dans de nouvelles capacités », analogue au dispositif existant dans le mécanisme de capacité britannique.

A côté du dispositif pérenne, un dispositif transitoire sera prévu pour permettre une entrée en vigueur plus rapide du dispositif.

Échéances de mise en œuvre

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

CONSÉQUENCES RÈGLEMENTAIRES ET OBJECTIFS DE LA CONCERTATION

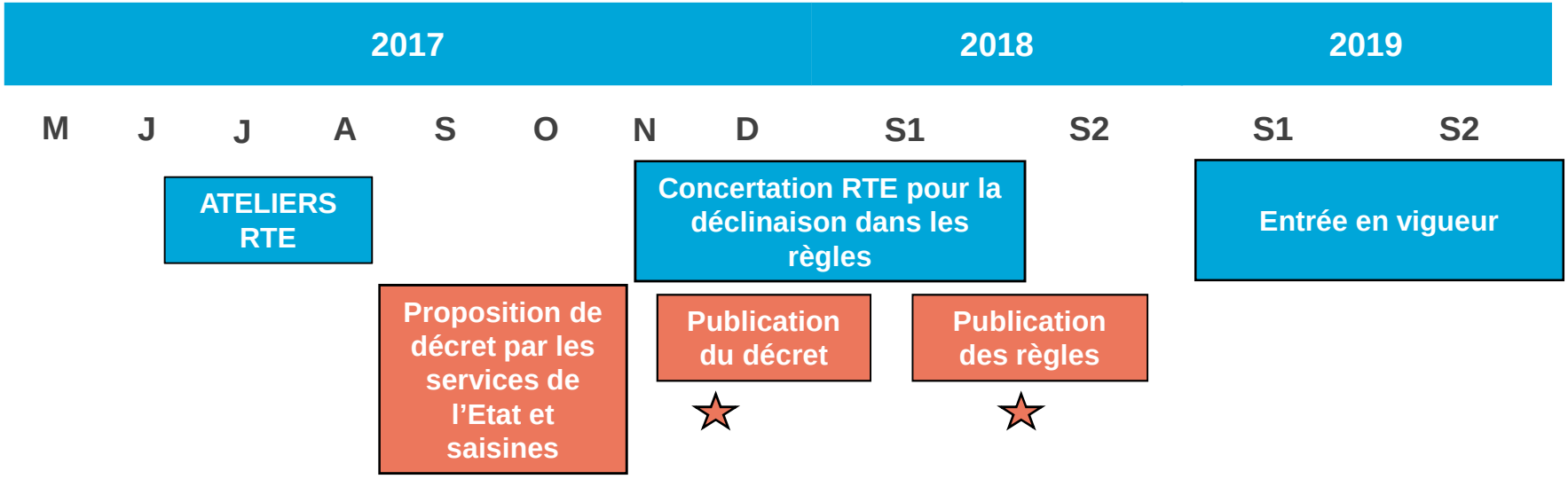
Ces évolutions règlementaires nécessitent une révision du décret et des règles du mécanisme de capacité.

Ce nouveau cadre règlementaire devra entrer en vigueur au cours de l'année 2018 pour permettre le respect des engagements pris par les autorités françaises.

A ce stade, la présente concertation portera principalement sur les grands choix de conception relatifs au dispositif pluriannuel, qui pourraient figurer dans le décret.

Une autre concertation sera organisée, fin 2017 - début 2018, pour préciser, dans les règles, les détails de la mise en œuvre du dispositif

Calendrier prévisionnel



Le réseau de transport d'électricité

2 FINALITÉS ET DESCRIPTION GÉNÉRALE DU DISPOSITIF

UN DISPOSITIF VISANT À RENFORCER LA CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ FRANÇAIS

Dans sa décision du 13 novembre 2015 conduisant à l'ouverture d'une enquête approfondie relativement au mécanisme de capacité français, la Commission européenne considérait que:

> *Le fait que les prix des capacités puissent évoluer d'une année à l'autre ne crée pas la stabilité de prix requise pour des investissements à long terme. Cela peut être particulièrement problématique pour les nouveaux entrants potentiels nécessitant un financement tiers (banque). (considérant 176)*

Cette analyse de la Commission est:

- **une inflexion, au vu de ses positions antérieures sur les CLT;**
- **limitée aux marchés de capacité mais non étendue aux marchés de l'énergie;**

Elle rend possible la mise en œuvre de contrats de long terme au sein du mécanisme de capacité.

Elle prend en compte une aversion au risque des acteurs, notamment pour les petits acteurs et les nouveaux entrants.

1 Finalité concurrentielle

Le dispositif vise donc à réduire l'incertitude pour les investissements dans de nouvelles capacités et, ainsi, à favoriser le maintien et le développement de la concurrence sur le segment de l'offre de capacité de production

UN DISPOSITIF DEVANT PERMETTRE D'ACCOMPAGNER LES ÉVOLUTIONS FUTURES DU MIX ÉLECTRIQUE

Les prochaines années pourraient être marquées par des décisions de politique énergétique importantes pour la structure du mix de production, en particulier des décisions:

- relatives à la **fermeture ou au prolongement de la durée de vie de certains actifs nucléaires**;
- et celles portant sur **l'évolution des objectifs de développement des énergies renouvelables d'ici à l'horizon 2030.**

En fonction des trajectoires retenues dans les révisions futures de la PPE et de la déclinaison, au niveau national, des engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris, les besoins d'investissement dans de nouvelles capacités de production commandables pourraient être sensiblement différents sur la période 2020-2030

2 Finalité d'accompagnement de la transition énergétique

Le dispositif devra apporter de véritables garanties en matière de sécurité d'approvisionnement et être adaptable aux évolutions du contexte énergétique national

Le réseau de transport d'électricité

UN DISPOSITIF DEVANT BÉNÉFICIER AUX CONSOMMATEURS FRANÇAIS

Dans sa décision d'approbation, la Commission a validé le principe selon lequel le dispositif de contractualisation pluriannuelle devait être conçu de façon **à bénéficier aux consommateurs français**.

> *Il s'agit en effet de s'assurer que le mécanisme de contractualisation pluriannuelle aura effectivement un impact positif pour les consommateurs. (considérant 135)*

Ces bénéfices pouvant être entendus en termes:

- d'amélioration de **la sécurité d'approvisionnement**;
- de **réduction du coût d'approvisionnement en électricité (énergie et capacité)**

Les analyses économiques conduites par RTE et d'autres acteurs (FTI, UFE-BDEW) suggèrent que la réduction du risque pour les acteurs de marché pourrait représenter une part importante de la valeur apportée par les mécanismes de capacité.

Un dispositif de contractualisation pluriannuelle pourrait réduire encore davantage le risque supporté par les acteurs.

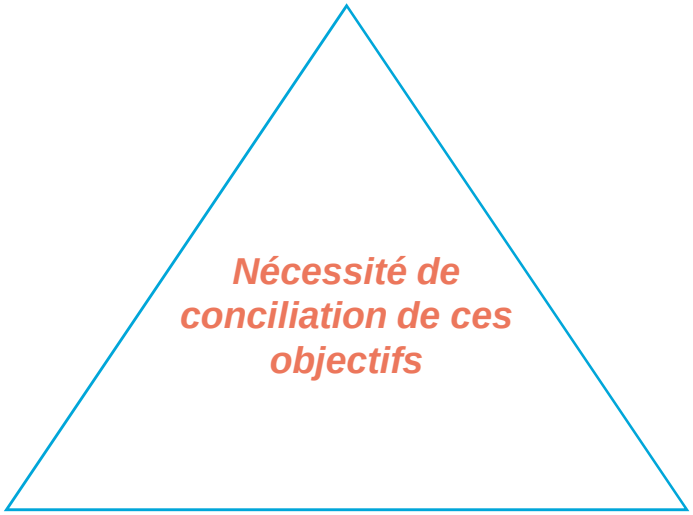
3 Finalité de réduction du coût pour le consommateur

Les principes de conception du dispositif devront assurer que la contractualisation pluriannuelle se traduit par un gain pour les consommateurs finals. Des garde-fous permettant d'assurer cette propriété pourraient être introduits au besoin.

Le réseau de transport d'électricité

SYNTHÈSE DES OBJECTIFS POURSUIVIS PAR LE DISPOSITIF DE CONTRACTUALISATION PLURIANNUELLE

Objectif concurrentiel



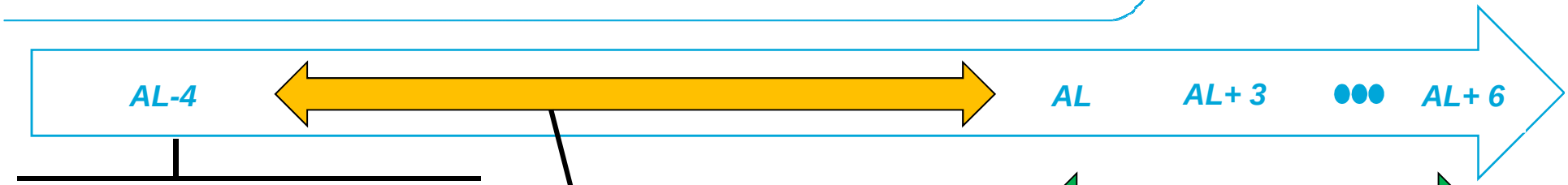
Objectif d'accompagnement de la transition énergétique

Objectif de réduction du coût pour les consommateurs

Question 1: Au vu du cadre imposé par la décision d'approbation de la Commission européenne, partagez-vous les objectifs principaux identifiés par RTE? Le dispositif devrait-il poursuivre d'autres objectifs que ceux mentionnés?

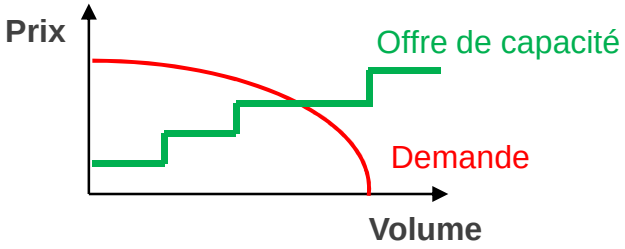
Le réseau de transport d'électricité

LE DISPOSITIF EN BREF



- **Sélection des capacités retenues**
- **Fixation du prix d'offre**

Enchère organisée en marge de la 1ère enchère relative à l'AL



De AL-4 a fin AL-1:

- **Développement des capacités retenues**
- **Notification d'éventuels écarts/défaillances et application des pénalités**
- **Fixation du PRM**

Période couverte par le contrat pluriannuel

Règlement financier pour AL

Prix garanti > PRM

paiement versé aux exploitants de capacité

PRM>Prix garanti

paiement dû par les exploitants

S'appuyant sur:

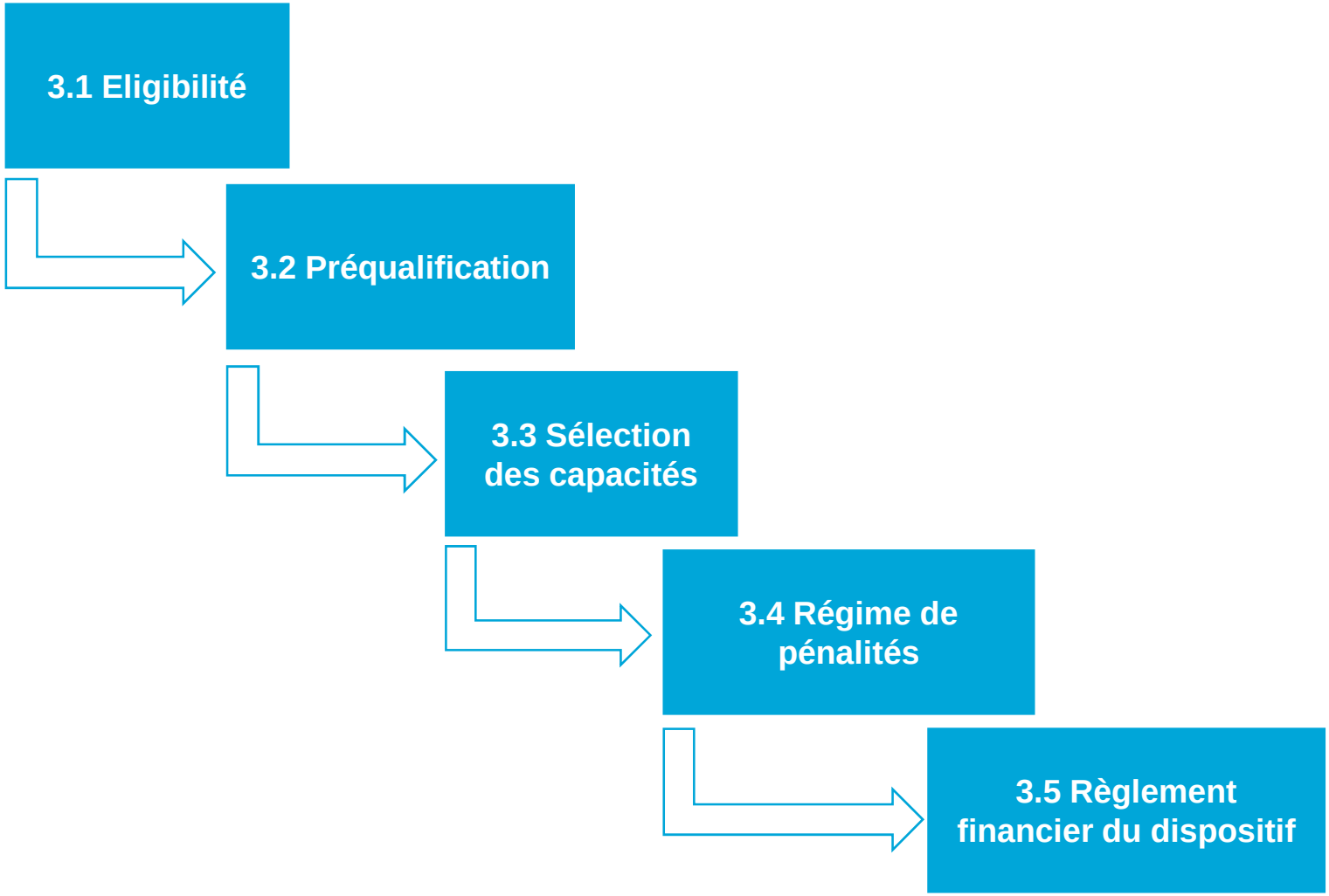
- une courbe de demande administrée élaborée par RTE
- un indicateur de prix, le PRI, calculé à partir de certaines enchères organisées en AL-4

$$PRI = \langle PrixEnchères\ relatives\ \text{à}\ AL_i \rangle_{\substack{pondérée \\ AL-2 \leq AL_i \leq AL}}$$

Le réseau de transport d'électricité

3 POSSIBILITÉS DE DÉCLINAISON POUR LES DIFFÉRENTES COMPOSANTES DU DISPOSITIF

LES PRINCIPALES ÉTAPES DU DISPOSITIF



Le réseau de transport d'électricité

3.1 ÉLIGIBILITÉ

ELIGIBILITÉ DES NOUVELLES CAPACITÉS AU DISPOSITIF PLURIANNUEL (1/2)

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

Deux approches sont envisageables pour l'appréciation du soutien:

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

Une approche par filière semble adaptée pour les raisons suivantes:

- peu d'intérêt *a priori* de ce dispositif pour les capacités déjà soutenues
- une approche filière pourrait permettre de limiter les possibilités d'arbitrage pour les filières soutenues
- une approche par filière permettrait de se prémunir *ex ante* vis-à-vis des risques de fraude

ELIGIBILITÉ DES NOUVELLES CAPACITÉS AU DISPOSITIF PLURIANNUEL

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

La mise en œuvre de la mesure nécessite de définir la notion de nouvelle capacité

RTE préconise que le dispositif soit ouvert :

- aux 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);
- aux futures capacités n'ayant encore jamais été certifiées.

Seront également considérées comme des nouvelles capacités, celles 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%)

question 2: êtes-vous favorables à l'approche proposée? En particulier, l'examen de l'éligibilité filière par filière vous semble-t-il pertinent ou considérez-vous au contraire que cet examen doit être réalisé selon une approche site à site?

Le réseau de transport d'électricité

CAS DES CAPACITÉS D'EFFACEMENT

Quelle que soit l'approche retenue, le dispositif ne sera pas ouvert aux capacités d'effacement

Intentions de la Commission	Il ressort des échanges avec les services de la Commission et du texte même de la décision que: • les inquiétudes exprimées par la CE portent sur l'aptitude du mécanisme à attirer de nouveaux investissements **dans des capacités de production** (cf. considérant 127); • la référence aux critères environnementaux est centrée sur les capacités de production (cf. considérant 137), tout comme les critères permettant de distinguer les investissements de jouvence de ceux dans une nouvelle capacité; • que la mesure présentée constitue un remède « des autorités françaises **quant à la participation des nouvelles capacités de production** au mécanisme de capacité français » (cf. considérant 188).
Différence de situations entre capacités de production et d'effacement	Les investissements initiaux associés aux effacements ne justifient pas, comme ce peut être le cas pour des capacités de production, une sécurisation sur 7 ans de leurs revenus capacitaires. (*CE, C(2014) 5083 final, décision d'approbation du mécanisme de capacité britannique, considérant 129*) Un engagement de 7 ans semble inadapté au regard des contraintes de la filière.
Complexité importante	Une intégration des effacements au dispositif soulèverait des difficultés opérationnelles potentiellement importantes, en particulier pour vérifier que le site n'a jamais appartenu, par le passé, à une autre capacité d'effacement.

Le réseau de transport d'électricité

3.1b INTERVENTION DGEC

Critères environnementaux

- La décision de la Commission prévoit la possibilité d'introduire des critères environnementaux dans la sélection des capacités pouvant participer au dispositif.
- Plusieurs critères sont envisageables :
  - Respect d'un critère d'émissions de gaz à effet de serre par MW installé
  - Respect d'un critère d'émission de gaz à effet de serre par MWh produit
  - Respect des valeurs limites en émissions de polluants atmosphériques (SO_2 …)

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE

3.2 PRÉQUALIFICATION

PROCÉDURE DE PRÉQUALIFICATION

Afin d'assurer la tenue de l'enchère dans les meilleures conditions, il semble nécessaire de prévoir une procédure de préqualification, cette procédure devant permettre:

- 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.

Ce dispositif de préqualification devra être étroitement articulé au régime de pénalités associé au dispositif de contractualisation pluriannuelle (partie 3.4)

C'est au cours de la phase de préqualification que l'éligibilité des capacités au dispositif serait contrôlée

Les éléments demandés dans le dossier de préqualification pourraient notamment être:

- Éléments administratifs permettant l'identification de la société soumissionnaire d'une offre;
- Description technique simplifiée du projet de nouvelle capacité (filière, calendrier du projet, puissance installée, etc.) et NCC demandé dans le cadre de la participation à l'enchère.
- Production des garanties financières (partie 3.4) assurant que l'acteur sera en mesure d'acquitter les pénalités liées au dispositif de contractualisation pluriannuelle auxquelles il pourrait éventuellement être soumis.

Question 4: cette approche vous paraît-elle adaptée? Verriez-vous d'autres éléments devant figurer dans le dossier de préqualification?

Le réseau de transport d'électricité

3.3 SÉLECTION DES NOUVELLES CAPACITÉS

PRINCIPE ET FONCTION DE LA COURBE DE DEMANDE ADMINISTRÉE (1/3)

La sélection des nouvelles capacités s'effectuera à l'aide d'une courbe de demande administrée, comme l'indique le considérant 135 de la décision de la Commission

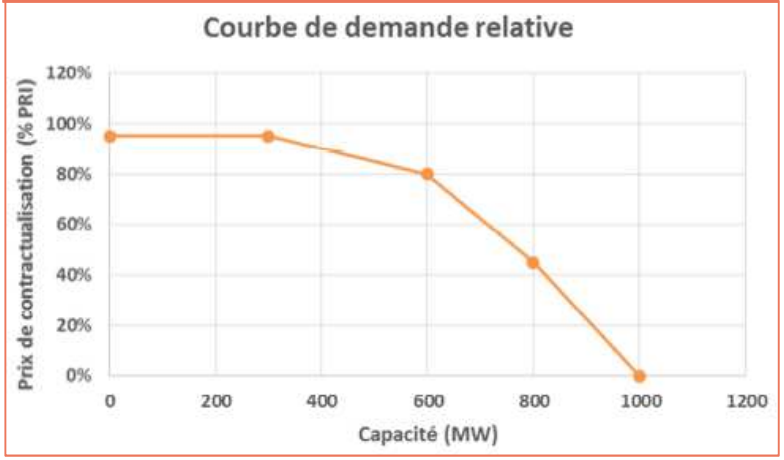
> *En ce qui concerne les volumes à contracter, les autorités françaises appliqueront une courbe de demande permettant de limiter ces volumes aux offres* ***qui sont réellement compétitives sur le long terme.*** *La courbe de demande sera élaborée annuellement par RTE […]* ***et devra refléter la valeur de la nouvelle capacité pour la collectivité. Il s'agit en effet de s'assurer que le mécanisme de contractualisation pluriannuelle aura effectivement un impact positif pour les consommateurs***

- Éviter que le dispositif ne conduise à un surdimensionnement du parc à long terme
- Éviter que le dispositif ne conduise au remplacement de centrales récentes par de nouvelles centrales équivalentes mais pouvant bénéficier du cadre spécifique
- Permettre une diminution du risque pour les investissements dans les nouvelles capacités, et donc de la prime de risque associée

Le réseau de transport d'électricité

PRINCIPE ET FONCTION DE LA COURBE DE DEMANDE ADMINISTRÉE (2/3)

Représentation d'une courbe de demande (valeurs purement illustratives)



Les capacités retenues se verraient garantir un prix d'offre correspondant à une règle de *pay-as-clear*

La confrontation de la courbe d'offre et de la courbe de demande est une manière de réaliser une analyse coûts-bénéfices du projet de nouvelle capacité. Il est donc important que l'ensemble des coûts et des bénéfices du projet soient pris en compte, et que soit évité tout double comptage:

- **La courbe d'offre** reflètera la rémunération attendue par les investisseurs pour construire une nouvelle capacité. Le prix offert traduira donc la rémunération capacitaire attendue des nouvelles capacités, c'est-à-dire leur coût d'investissement annualisé moins les revenus attendus sur les marchés de l'énergie.
- **La courbe de demande** intégrera toutes les autres composantes de l'analyse coûts-bénéfices .

En pratique, la courbe de demande doit donc refléter la valeur de la nouvelle capacité pour la collectivité (baisse du délestage, baisse des coûts de l'énergie et de la capacité pour les consommateurs, etc.).

Le réseau de transport d'électricité

PRINCIPE ET FONCTION DE LA COURBE DE DEMANDE ADMINISTRÉE (3/3)

Pour élaborer des propositions de courbe de demande administrée, RTE s'appuiera sur son expertise pour élaborer des bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande et pour réaliser des études économiques sur le fonctionnement du marché de capacité

Pour chaque AL la proposition de courbe demande sera élaborée par RTE en étroite collaboration avec les pouvoirs publics.

Elle devrait ensuite être approuvée par la DGEC et la CRE

Illustration des grands principes méthodologiques envisagés

Analyse réalisée en AL- 4

Hypothèses structurantes sur le parc de production non optimisé (essentiellement filières EnR et nucléaire), l'évolution de la demande et des prix des combustibles

Bouclage économique

Evolution probabiliste de l'EOD à partir d'AL-4

Modèle de marché

Augmentation de δQ de la capacité installée en AL

Méthode marginale

Calcul de l'augmentation δW du gain pour la collectivité

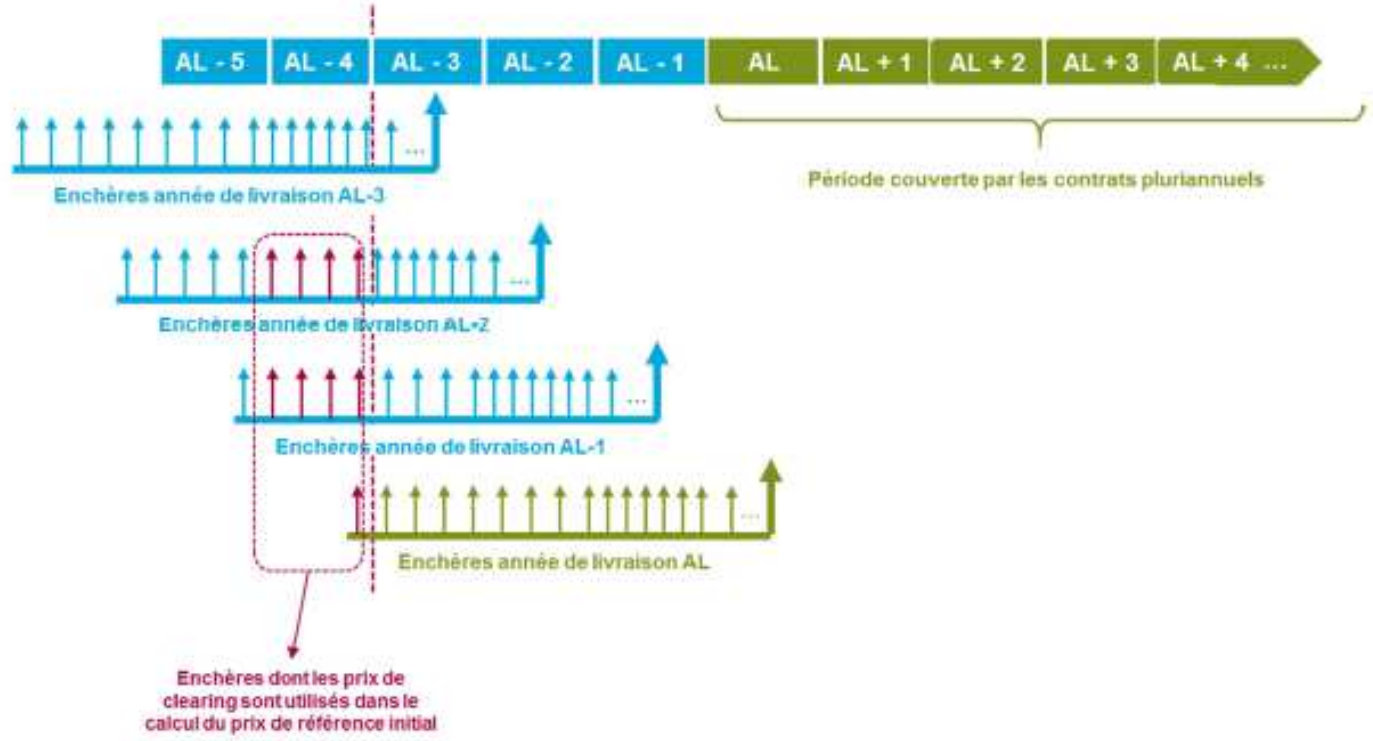
On obtient ainsi une construction étape par étape de la courbe de demande

RÔLE DU PRIX DE RÉFÉRENCE INITIAL (PRI) (1/2)

La décision de la Commission précise au considérant 133 que

La compétitivité du prix est ensuite comparée avec un «prix de référence initial» au-delà duquel les offres ne seraient pas retenues. Le prix de référence initial sera un prix pondéré de la capacité résultant non seulement de l'enchère organisée en AL-4 pour l'année de livraison AL, mais aussi des enchères organisées au cours de cette même année pour les années de livraison AL-2 et AL-1.

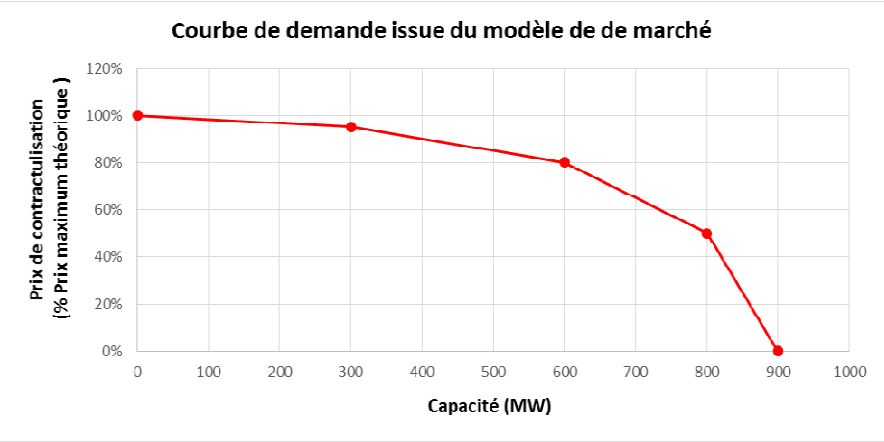
Illustration du calcul du PRI



Le réseau de transport d'électricité

RÔLE DU PRIX DE RÉFÉRENCE INITIAL (PRI) (2/2)

RTE considère que le PRI doit jouer une fonction de recalage de la courbe de demande simulée par rapport aux prix de marché constatés.



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

$$=$$

Courbe de demande effective

Le réseau de transport d'électricité

DÉTERMINATION DU PRI

La décision de la Commission indique que le PRI « est un prix pondéré résultant de l'enchère organisée en AL-4 pour l'année de livraison AL, mais aussi des enchères organisées au cours de cette même année pour les années de livraison AL-2 et AL-1 »

Le PRI devrait idéalement refléter les projections de prix pour les années de livraison de AL à AL+6.

Deux objectifs contradictoires

Enchères pour AL-2 et AL-1

Robustesse et représentativité du signal prix

Pertinence vis-à-vis de la période couverte par le contrat pluriannuel

Enchères pour AL

La pondération précise des prix des enchères dans le calcul du PRI sera discutée en 2018, lors de la concertation relative à la déclinaison du dispositif dans les règles du mécanisme de capacité.

Question 5: partagez-vous l'analyse qualitative exposée ci-dessus quant aux considérations devant présider au choix de la pondération pour les différentes enchères organisées en AL, pour les années de livraison AL-2, AL-1 et AL? Avez-vous dès à présent des propositions à faire concernant cette pondération?

Le réseau de transport d'électricité

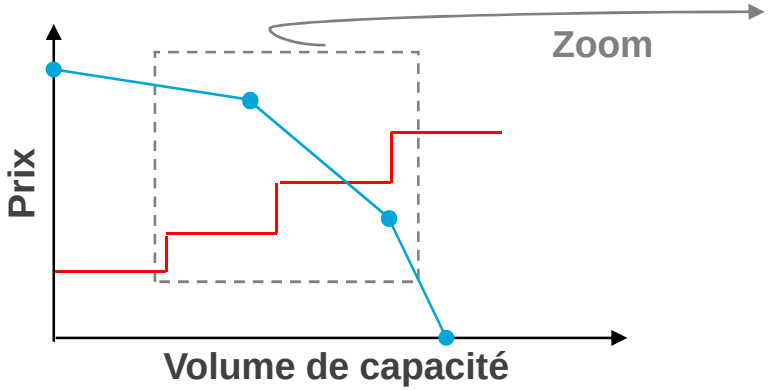
CAS DE LA SÉLECTION OU NON DES OFFRES MARGINALES

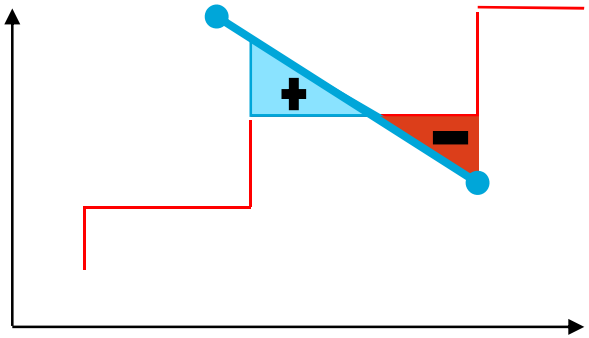
Le point d'intersection entre la courbe d'offre et la courbe de demande administrée peut se situer au milieu d'un palier correspondant à une offre d'un investisseur. Plusieurs solutions sont envisageables pour résoudre cette configuration.

Une première solution pourrait être de permettre aux acteurs d'indiquer, à l'occasion de la soumission de leur offre, s'ils sont disposés à accepter une contractualisation pluriannuelle sur une partie seulement de leur projet de nouvelle capacité, ou s'ils souhaitent associer un volume minimal et un volume maximal à leur offre.

Question 6: Considérez-vous qu'il puisse y avoir de la valeur à proposer aux acteurs ce type d'options?

Si cette modalité n'est pas retenue, ou si la capacité marginale n'a pas opté pour cette option, il pourrait être envisagé de recourir à un test de valorisation collective.





Comparaison entre le bénéfice collectif associé à la contractualisation de l'unité marginale (zone en bleu) est le surcoût (zone en rouge)

Question 7: le principe d'un test de valorisation collective, tel qu'envisagé, vous semble-t-il judicieux? Verriez-vous sinon une autre modalité permettant de décider de retenir ou non la capacité marginale?

Le réseau de transport d'électricité

OPPORTUNITÉ D'AJOUTER UN COEFFICIENT DE DE-RATING

Courbe de demande administrée

La courbe de demande administrée doit permettre de refléter le gain pour la collectivité associé à la contractualisation pluriannuelle de nouvelles capacités

PRI

Le prix de référence initial (PRI) permettra d'introduire une forme de « rebouclage » entre les résultats simulés renvoyés par le modèle et les prix effectivement constatés sur le marché

Coefficient d'abattement

Il pourrait être pertinent d'introduire un coefficient d'abattement (appliqué à la courbe de demande) pour garantir un intéressement suffisant du consommateur à l'augmentation du surplus collectif. Ce coefficient viserait à **attribuer au consommateur au moins une partie de la valeur liée à la diminution du risque pour les investisseurs.**

Question 8: Estimez-vous nécessaire de prévoir l'introduction d'un coefficient d'abattement permettant de garantir que les consommateurs bénéficieront d'une partie de la diminution de la prime de risque induite par le dispositif de contractualisation pluriannuelle?

Le réseau de transport d'électricité

PROCESSUS POSSIBLE D'ÉLABORATION ET DE VALIDATION DE LA COURBE DE DEMANDE EN AL-4

Temporalité	Etapes du processus	Acteurs concernés
1er semestre AL-4	Dans le cadre de l'élaboration du BP, élaboration par RTE – en lien avec la DGEC – du jeu d'hypothèses servant au paramétrage des modèles de marché et d'équilibre offre-demande utilisés par RTE	**RTE** **DGEC** **Acteurs de marché**
Début 2ème semestre AL-4	Analyses économiques par RTE: • Élaboration d'une courbe de demande • Choix d'une pondération pour le PRI • Définition du coefficient d'abattement	**RTE**
3ème trimestre AL-4	Soumission à la CRE et à la DGEC pour approbation, puis publication des paramètres du dispositif	**RTE, CRE, DGEC**
4ème trimestre AL-4	Pré-qualification Tenue de l'enchère pour la contractualisation pluriannuelle et communication des résultats	**Tous**

Le réseau de transport d'électricité

3.4 RÉGIME DES PÉNALITÉS PROPRE AU DISPOSITIF

OPPORTUNITÉ D'UN RÉGIME DE PÉNALITÉS SPÉCIFIQUE AU DISPOSITIF

La crédibilisation du dispositif, et en particulier l'objectif de limiter au maximum les participations spéculatives, ainsi que les enjeux en termes de sécurité d'approvisionnement, plaident pour la mise en œuvre d'un régime de pénalités spécifique au dispositif de contractualisation pluriannuelle, en complément de celui existant dans le mécanisme de capacité.

Le régime de pénalités devra notamment inciter les acteurs à:

Mener à bien le projet annoncé	⇔	**Risque d'abandon du projet**
Respecter les engagements techniques pris	⇔	**Risque de non livraison d'une partie de la capacité***
Respecter les délais annoncés pour la mise en service	⇔	**Risque de retard dans la finalisation du projet**

Vis-à-vis de ces trois risques, les incitations renvoyées par le processus de règlement des écarts associé au fonctionnement du mécanisme de capacité doivent être renforcées (possibilité pour les acteurs de se rééquilibrer avant le début de l'AL à coût nul)

Un régime de pénalités spécifique apparaît donc nécessaire

Question 9: voyez-vous d'autres risques – outre ceux évoqués ci-dessus - qui devraient être couverts par le régime de pénalités propre au dispositif?

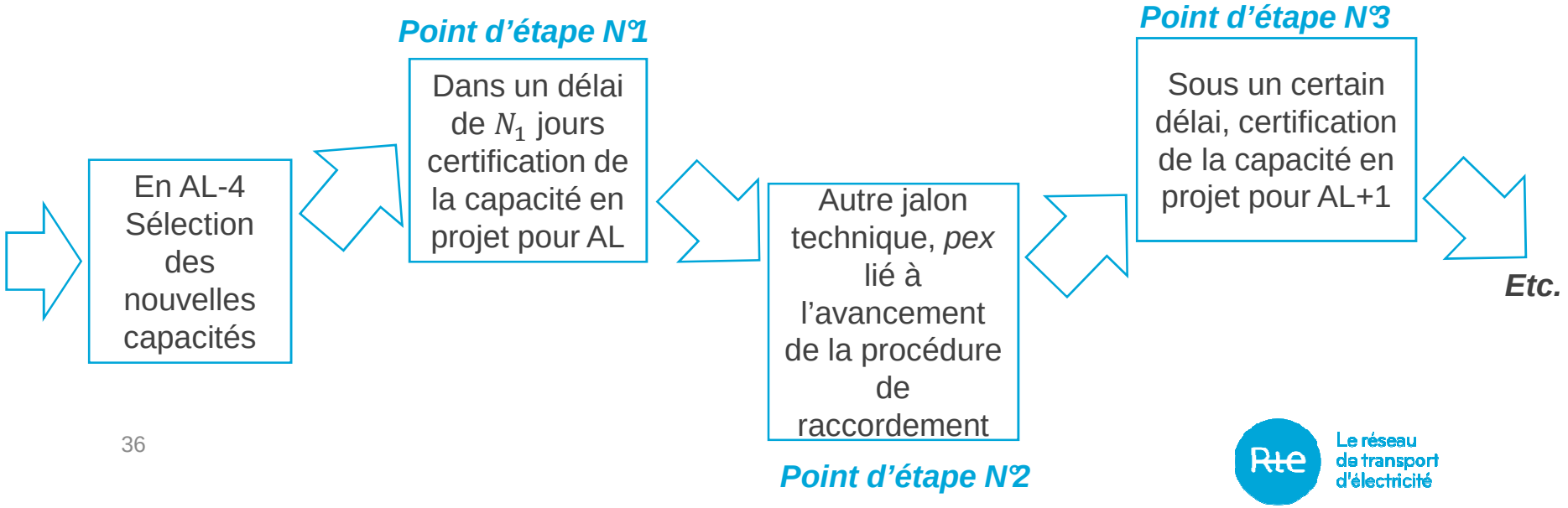
* La non livraison est ici appréciée en référence aux caractéristiques techniques de l'installation, et non vis-à-vis d'une éventuelle indisponibilité ponctuelle survenant après la mise en service de la capacité.

ARTICULATION AVEC LA SÉCURISATION TECHNIQUE ET FINANCIÈRE PRÉVUE DANS LE MÉCANISME DE CAPACITÉ

Les règles du mécanisme de capacité (article 7.4.5.5) et les stipulations du contrat de certification (articles 8.1 et 8.2) prévoient plusieurs garde-fous permettant d'assurer le caractère effectif des futures capacités:

- sécurisation financière à laquelle toutes les EDC *en projet* doivent se soumettre: remise – à l'occasion de la certification de la capacité – d'une garantie bancaire vérifiant les conditions stipulées au 8.1 du contrat de certification et dont le montant est égal au NCC x Prix administré pour l'AL considérée;
- La confirmation de la proposition de raccordement, via le paiement de l'acompte obligatoire de la proposition technique et financière (PTF)

Ces dispositions fournissent des garanties relativement fortes quant à la réalisation finale du projet et quant à la solvabilité de l'exploitant (si celui-ci ne vend pas les garanties de capacité délivrées). Il pourrait être envisagé d'assoir pour partie les garde-fous du dispositif pluriannuel sur ces dispositions, notamment via la définition de points d'étape à valider.



Le réseau de transport d'électricité

PROBLÉMATIQUE DES GARANTIES FINANCIÈRES

L'instauration de pénalités spécifiques au dispositif suppose l'introduction de garanties financières pour assurer la solvabilité des acteurs



Impératifs contradictoires

Une exigence de garanties bancaires trop importante pourrait néanmoins se traduire par l'instauration de barrières à l'entrée, alors même que l'une des finalités du dispositif est de stimuler la concurrence sur le segment de l'offre de capacités de production

<u>Pour concilier ces impératifs contradictoires, il pourrait être envisagé:</u>

- ❑ de prévoir un besoin de garanties bancaires croissant (conditions cumulatives):
  - à mesure que le début la période couverte par le contrat pluriannuel se rapproche;
  - en cas de non validation des points d'étapes exigés (notamment certification pour les AL+N);
- ❑ de limiter autant que possible les garanties bancaires requises à celles associées aux points d'étapes du projet, et en particulier à celles associées aux demandes de certification des capacités en projet.
- ❑ de demander des garanties bancaires additionnelles en cas de vente de garanties délivrées au titre de la certification de la capacité en projet pour une année de livraison donnée.
- ❑ de prévoir que l'impossibilité pour un acteur de produire une garantie bancaire demandée entraînerait la résiliation du contrat pluriannuel et le paiement des pénalités dues (participation toujours possible au mécanisme de capacité).

Le réseau de transport d'électricité

ÉLÉMENTS COMPLÉMENTAIRES SUR LE RÉGIME DES PÉNALITÉS ENVISAGÉ

	Cas 1 **Abandon du projet**	**Cas 2** **Non livraison d'une partie ΔV de la capacité contractualisée**	**Cas 3** **Retard dans la finalisation du projet**
Impact	Impact sur la SoS d'autant plus important que l'annonce est tardive et le volume de capacité concerné important	Identique au cas 1	Impact d'autant plus important que l'annonce est tardive, le volume concerné et le retard importants
Paramètres pertinents pour le calcul de la pénalité	$\mathbf{V}$ $\boldsymbol{et\ date_{déclaration}}$	Identique au cas 1	$\mathbf{V}$ $\boldsymbol{et\ date_{déclaration}}$, $\boldsymbol{et}$ $\boldsymbol{importance\ du\ retard}$
Points d'étape et évolution des garanties bancaires	Vérification de la validation des points d'étape (notamment certification progressive de la capacité en projet pour différentes années de livraison). Augmentation des garanties bancaires demandées dans le cadre du dispositif pluriannuel en cas de non validation des points d'étapes et ce d'autant plus que le début de la période couverte se rapproche		

Le réseau de transport d'électricité

ARTICULATION AVEC D'AUTRES DISPOSITIONS DES RÈGLES DU MÉCANISME DE CAPACITÉ

La mise en œuvre du dispositif de contractualisation pluriannuelle nécessite une articulation de celui-ci avec d'autres processus du mécanisme de capacité. C'est notamment le cas avec:

Le tunnel de certification	• Le NCC communiqué dans le cadre la procédure de pré-qualification devra être conforme aux valeurs du tunnel de certification; • Des demandes de dérogation pourraient être déposées et feraient l'objet d'un traitement compatible avec le calendrier de l'enchère.
La procédure de rééquilibrage	• L'indisponibilité d'une capacité après la mise en service de celle-ci relèverait de la procédure de rééquilibrage prévue par les règles du mécanisme de capacité; • Question de l'impact du rééquilibrage sur la rémunération capacitaire (Poffre>PRM), et sur les éventuels paiements dus par l'exploitant (PRM>Poffre)

Le réseau de transport d'électricité

QUESTIONS RELATIVES AU RÉGIME DE PÉNALITÉS

Question 10: comment devraient être conçues les pénalités afin que celles-ci renvoient aux acteurs les bonnes incitations s'agissant des risques d'abandon du projet, de non livraison de l'intégralité de la capacité contractualisée, et de retard dans le développement du projet?

Question 11: quel schéma serait susceptible selon vous d'atteindre un équilibre satisfaisant entre incitation des acteurs à respecter leurs engagements et minimisation des barrières à l'entrée potentielles?

Question 12: Identifiez-vous à ce stade d'autres procédures du mécanisme de capacité dont l'articulation avec le dispositif de contractualisation pluriannuelle devra être prévue?

Le réseau de transport d'électricité

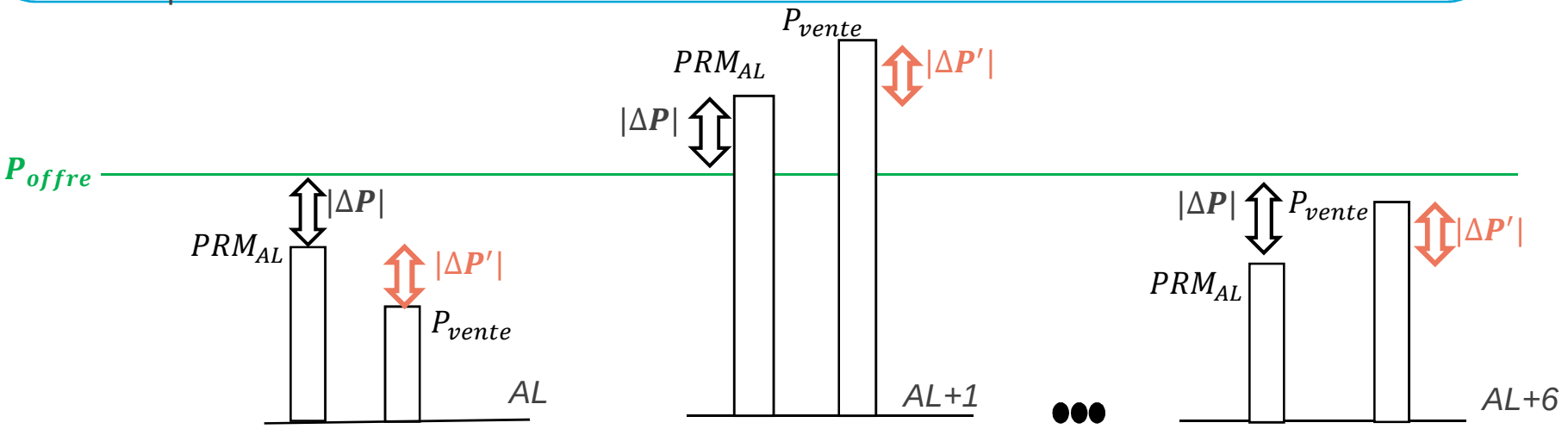
3.5 RÈGLEMENT FINANCIER

RAPPEL DU PRINCIPE DU CONTRAT POUR DIFFÉRENCE ET CONSÉQUENCE EN TERMES FINANCIERS

Les capacités sélectionnées bénéficieront d'un CFD d'une durée de 7 ans comparable, dans son fonctionnement, à un complément de rémunération («feed-in premium»):

- Si PRM > Prix d'offre, l'écart donne lieu à un remboursement du delta par les exploitants
- Si PRM < Prix de l'offre, l'écart donne lieu à un encaissement au bénéfice des exploitants

Les acteurs continuent de vendre leurs certificats sur le marché de capacité: tout revenu généré par la vente de garanties à un prix supérieur au PRM ne donne pas lieu à remboursement de la différence par l'investisseur.



Flux financiers	$+Q \times \lvert\Delta P\rvert$	$-Q \times \lvert\Delta P\rvert$	$+Q \times \lvert\Delta P\rvert$
Revenus capacitaires de l'exploitant	$Q \times (PRM + \lvert\Delta P\rvert - \lvert\Delta P'\rvert)$	$Q \times (PRM - \lvert\Delta P\rvert + \lvert\Delta P'\rvert)$	$Q \times (PRM + \lvert\Delta P\rvert + \lvert\Delta P'\rvert)$

Le réseau de transport d'électricité

GESTION DES FLUX FINANCIERS ASSOCIÉS AU DISPOSITIF

La mise en œuvre du dispositif suppose:

1) la création d'un fonds pour la gestion des flux financiers;
2) des modalités de gestion de ce fonds pour:
   - les paiements dus aux exploitants de capacités
   - la gestion des éventuels surplus sur le fonds

Des fonds analogues existent déjà ou sont prévus par l'article R.335-47 et suivants du code de l'énergie (fonds pour le règlement des écarts des RPC, fonds pour le rééquilibrage en capacités des AO, fonds du dispositif de sécurisation).

L'approche envisagée est de retenir des modalités de gestion analogues à celles en vigueur pour les fonds existants

- **Création d'un fonds pour la contractualisation pluriannuelle (un fonds par AL)**
- **RTE serait en charge de la gestion administrative, comptable et financière du fonds.**
- **Le financement du dispositif serait assuré par les acteurs obligés au prorata de leur obligation (cas Prix d'offre>PRM)**
- **Les éventuels défauts d'un AO ou d'un exploitant seraient portés par la communauté des acteurs obligés**
- **Deux règles d'affectation sont envisageables pour la gestion des surplus**

Option 1

Redistribution aux AO

Option 2

Redistribution aux utilisateurs du réseau de transport

Le réseau de transport d'électricité

TEMPORALITÉ DU RÈGLEMENT FINANCIER

- **La minimisation des risques de contrepartie impose que l'alimentation du fonds soit réalisée préalablement aux éventuels décaissements.**

- **L'obligation des acteurs obligés pour l'année de livraison AL ne sera connue qu'en mars AL+3 (nécessité de disposer des données définitives issues de la RECOTEMP).**

- **La perception d'une partie du revenu capacitaire 3 ans après l'année de livraison pourrait néanmoins réduire l'attractivité du dispositif et est potentiellement peu compatible avec les besoins de financement des nouvelles capacités.**

- **Un règlement financier en plusieurs étapes pourrait dès lors être envisagé:**
  - **Premier règlement en fin AL début AL+1, avec une contribution éventuelle des AO sur la base de l'obligation estimée pour l'AL-1**
  - **Régularisation en AL+3, pour les acteurs obligés, sur la base de l'obligation effective**

Question 13: un règlement financier en plusieurs étapes est-il nécessaire au vu des besoins de financement des nouvelles capacités?

Le réseau de transport d'électricité

ILLUSTRATION DU FONCTIONNEMENT DU PROCESSUS DE RÈGLEMENT FINANCIER

Potentiellement en deux temps:
- fin AL – début AL+1
- début AL + 3

Gestion de tous les appels d'offres lancés couvrant l'année de livraison AL

$\boldsymbol{Exploitants}_{\text{sélection AL}-i}$
$4 \leq i < 11$
Pour *i* tq $Poffre_i \leq PRM$

1

$\boldsymbol{Exploitants}$
devant acquitter des pénalités

2

Fonds pour la contractualisation pluriannuelle
Année de livraison AL

3a

Acteurs obligés

3b

$\boldsymbol{Exploitants}_{\text{sélection AL}-i}$
$4 \leq i < 11$
Pour *i* tq $Poffre_i \geq PRM$

1 Calcul et perception des règlements à effectuer sur le fonds par tous les exploitants bénéficiant d'un contrat pluriannuel dans lequel le prix d'offre est inférieur au PRM et perception des pénalités liées au fonctionnement du dispositif.

2 Calcul des rémunérations à verser aux exploitants bénéficiant d'un contrat pluriannuel avec un prix d'offre supérieur au PRM, et calcul du delta entre ce montant et les ressources disponibles sur le fonds

3a Eventuellement, appel à contribution des acteurs obligés (montant disponible sur le fonds insuffisant)
Si **option 1** retenue, redistribution des éventuels surplus aux acteurs obligés

3b Notification et versement du complément de rémunération aux exploitants bénéficiant d'un contrat pluriannuel dans lequel le prix d'offre est supérieur au PRM

Le réseau de transport d'électricité

QUESTIONS RELATIVES AU RÈGLEMENT FINANCIER

Question 14: les modalités envisagées pour le processus de règlement financier vous semblent-elles adaptées?

Question 14: S'agissant de la redistribution des éventuels excédents disponibles sur le fonds, privilégiez-vous une redistribution aux acteurs obligés (option 1) ou êtes-vous en faveur d'une redistribution aux utilisateurs du réseau de transport (option 2)

Le réseau de transport d'électricité

4 PROCHAINES ETAPES DE LA CONCERTATION

PROCHAINES ÉTAPES DE LA CONCERTATION

- **Prochain GT début août**
- **Contributions attendues pour le 20 juillet**

Le réseau de transport d'électricité