Réseau de transport d'électricité

GT Mécanisme de capacité

Session du 2 avril 2013

01

Obligation des fournisseurs

Réseau de transport d'électricité

Année de livraison

L'année de livraison débute au 1er juillet d'une année A et s'achève au 30 juin de l'année A+1 (centrée sur une période hivernale)

Objectifs visés	Éléments de réponse
▪ **Compatibilité avec le décret**	▪ Le décret dispose que la 1ère année de livraison couvre la période hivernale 2016-2017. Par récurrence, les années de livraisons suivantes doivent couvrir une période hivernale continue
▪ **Contribution à la sécurité d'alimentation**	▪ Pour contribuer à la sécurité d'alimentation, l'année de livraison d'un exercice du mécanisme doit être cohérente avec la gestion physique du système électrique, au niveau de la demande (aléa climatique continu) et de l'offre (hydraulique, gaz)

Propositions écartées	Éléments de réponse
▪ **Année calendaire**	▪ Le choix d'une période hivernale continue permet d'avoir une homogénéité de la période et contribuer à stabiliser les paramètres d'un exercice du mécanisme ▪ Les problématiques contractuelles, notamment liées à l'ARENH, soulevées par les fournisseurs, devront être traitées dans des instances appropriées.

Période de pointe PP1

Les heures de la période PP1 correspondent aux heures de plus forte consommation nationale réalisées

La volumétrie de PP1 correspond à un nombre d'heures réduit (50 à 200h)

Le critère pour déterminer les heures PP1 pourrait être horaire (heures prises individuellement) ou journalier

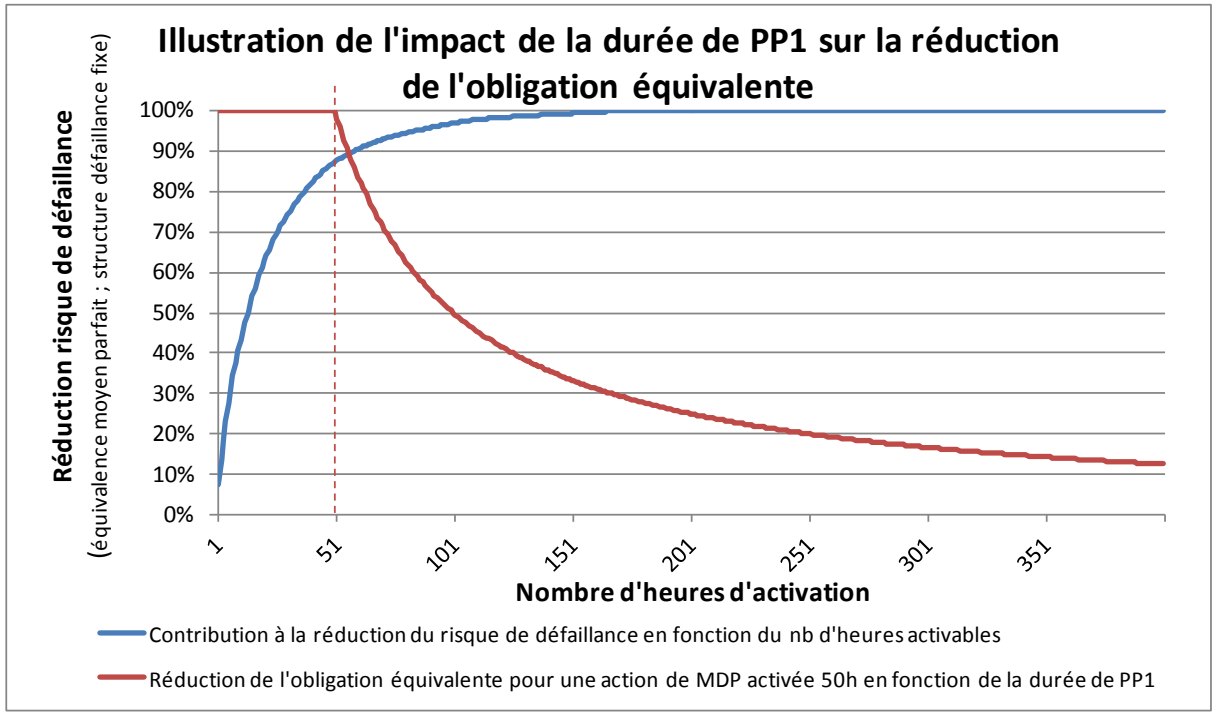
Objectifs visés	Éléments de réponse
▪ **Stimulation des actions de réduction de la consommation à la pointe**	▪ Les heures PP1 doivent cibler les heures de plus fortes consommations réelles pour inciter au développement des actions de maîtrise de la consommation à la pointe
▪ **Compatibilité avec le décret**	▪ Le décret dispose que la puissance de référence reflète la contribution au risque de défaillance

Propositions écartées	Éléments de réponse
▪ **Période PP1 définie à l'avance et correspondant à toute la période hivernale**	▪ Ne cible pas les heures de plus fortes consommations réelles → n'incite pas à la maitrise de la consommation à la pointe ▪ Demande un volume d'activations important, y compris sur des heures ne faisant pas partie de la pointe, sans lien avec la contribution au risque de défaillance du consommateur ▪ Incitation incohérente avec l'énergie et l'état réelle du système → ce biais peut dégrader la sécurité d'alimentation (actions de MDP activées sur des heures sans enjeu)

Réseau de transport d'électricité

PP1 et contribution au risque de défaillance

Le décret dispose que la Puissance de Référence d'un consommateur reflète *sa contribution au risque de défaillance pendant l'année de livraison.*



- une action de MDP doit réduire l'obligation d'un fournisseur de manière équivalente à sa contribution à la réduction du risque de défaillance
- Le choix d'une période PP1 longue conduit à un nombre d'heures d'activation beaucoup plus grand que nécessaire ou à une réduction de l'obligation faible

➔ Avec un PP1 long et qui ne cible pas les heures de plus forte consommation, un consommateur ne consommant pas durant les heures de plus forte consommation aurait une obligation non nulle alors même que sa contribution au risque de défaillance est nulle

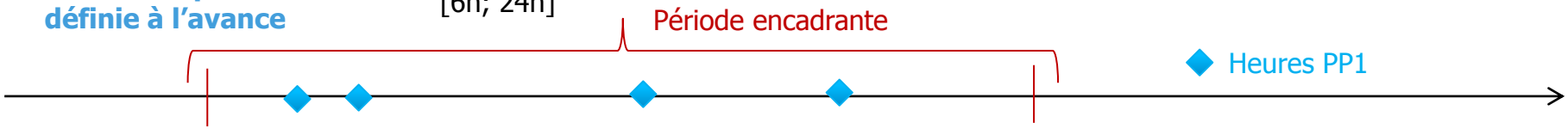
Modalités de détermination des heures PP1

Propositions

- **Heures réalisées au sein d'une période définie à l'avance**

Complément

- Exemple de période encadrante : jours ouvrés de novembre à mars sur la plage horaire [6h; 24h]



- **Heures réalisées au sein d'une période signalée à court terme**

- Le signal serait envoyé à court terme (hebdo, J-2 voire J-1)
- Il serait envoyé sur des critères 'consommation' (par exemple, consommation prévue faisant partie des 10% plus fortes consommations)
- Les heures de pointe retenues font partie des heures signalées

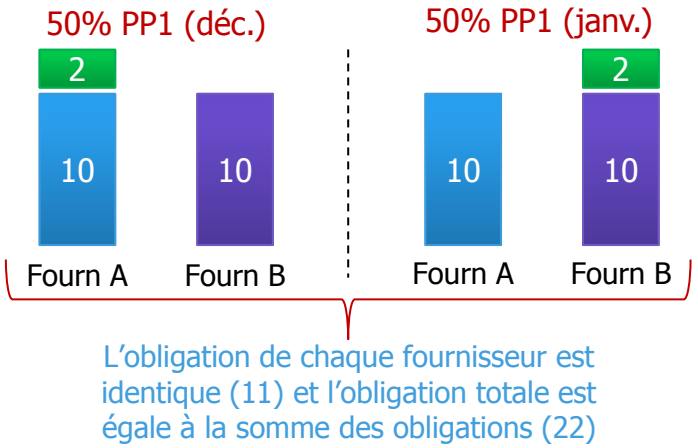


Modalités possibles	Analyse
Période encadrante	• Responsabilise les acteurs
Signal de court terme	• Permet une valorisation des actions de MDP • Augmente la visibilité sur les périodes de pointe

Pris en compte de l'évolution du portefeuille clients

Prise en compte de l'évolution du portefeuille client via la consommation constatée du portefeuille du fournisseur sur les heures de la période PP1

Moyenne simple de la consommation constatée du portefeuille sur les différentes heures de la période PP1



- Additivité de la méthode qui contribue à la cohérence entre la Somme des obligations des fournisseurs et l'Obligation totale
- Incite un fournisseur lorsqu'il capte un consommateur à couvrir son sourcing en énergie et en capacité
- Incite les fournisseurs à échanger leurs certificats suite au gain ou à la perte des clients (assure évolution à somme nul)
- Simplicité de la méthode

Propositions écartées	Éléments de réponse
Moyenne Pondérée en fonction défaillance	Potentiel effet de seuil
Max sur PP1	Porteur de biais important - Somme(obligations$_{fournisseurs}$) >> Obligation totale – qui est source d'une surcapacité couteuse pour la collectivité

Donnée de consommation pour l'obligation de capacité

La donnée de consommation servant de référence pour le calcul de l'obligation de capacité d'un fournisseur est une donnée type M+3

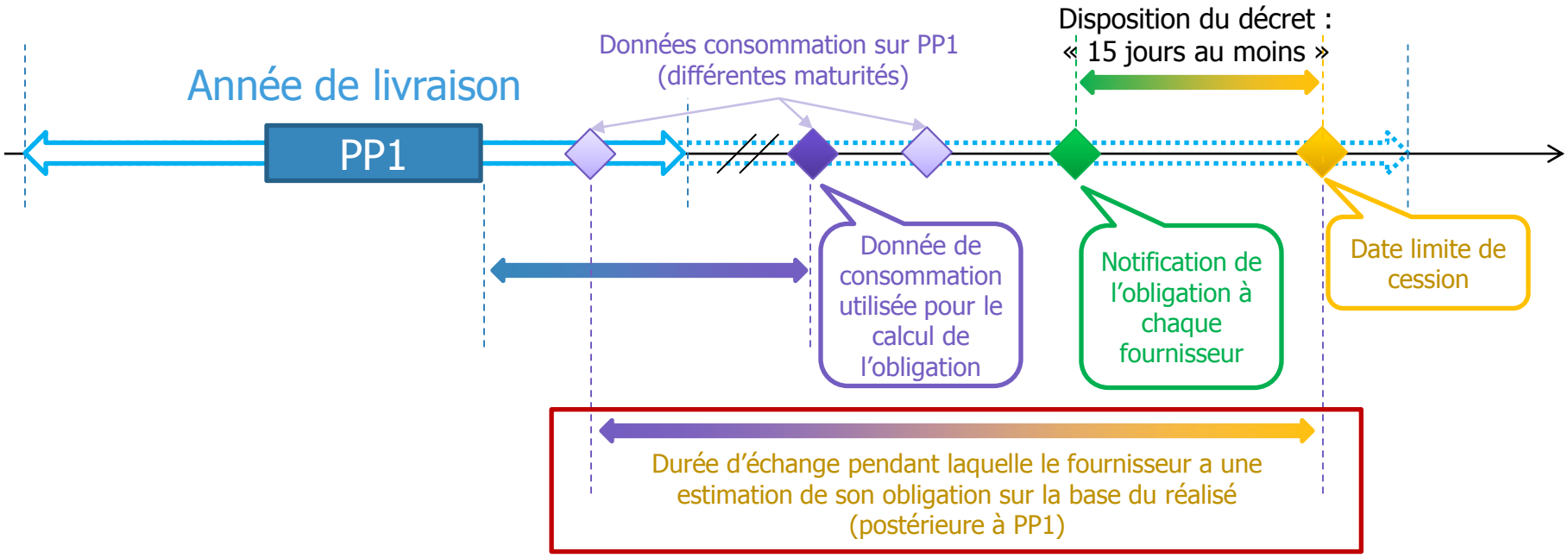
Avec un processus de régularisation en capacité à prix de marché une fois la donnée définitive arrêtée (cf. Recotemp : processus de régularisation en énergie)

La durée de la période d'échange postérieure à la date de notification de l'obligation doit être réduite

Objectifs visés	Éléments de réponse
▪ **Maîtrise du coût pour la collectivité – efficience du marché**	▪ Utilisation d'une donnée ayant une maturité considérée comme suffisante pour que les écarts résiduels soient faibles ▪ La période postérieure à la période hivernale pendant laquelle le marché est toujours actif est réduite de sorte à inciter les acteurs à couvrir de manière anticipée leur obligation ▪ la notification de l'obligation peut se faire à l'été soit proche de la fin de l'année de livraison ▪ L'ajout d'un processus de régularisation permet de neutraliser les écarts liés à la donnée utilisée et porteurs d'enjeux financiers importants

Propositions écartées	Éléments de réponse
▪ **Donnée Recotemp**	▪ Durée d'échanges postérieure à la période PP1 de plus d'un an

Donnée de consommation et durée d'échange postérieure à PP1



➔ Le choix de la donnée de consommation utilisée pour le calcul de l'obligation impacte directement la durée d'échanges postérieure à la période PP1

Prise en compte de la thermo-sensibilité

Disposition du décret : la puissance de référence d'un consommateur reflète sa contribution au risque de défaillance pendant l'année de livraison

La température extrême de référence est définie de sorte à refléter l'aléa 'thermo-sensibilité' du système électrique

- Elle peut être définie à partir d'un aléa climatique représentatif (par exemple vague de froid sévère) ou bien à partie des études d'EOD (par exemple quantile de consommation, moyenne des consommations sur lesquelles de la défaillance apparait)

La prise en compte de l'aléa thermo-sensibilité sous la forme d'une température extrême de référence renvoie cet aléa aux acteurs qui le génèrent

- Pour deux consommateurs ayant la même consommation constatée, l'obligation d'un consommateur thermosensible est supérieure à celle du consommateur non thermosensible

La définition d'une température extrême sous la forme d'une température absolue et non un écart par rapport aux normales permet de désensibiliser le niveau de l'obligation de l'évolution saisonnière des températures normales

Détermination de la thermo-sensibilité

Principe : les modalités retenues pour la détermination de la thermo-sensibilité doivent permettre d'assurer la cohérence entre le gradient France et la somme des gradients individuels

Cela entraine une cohérence nécessaire entre les données, les méthodes et la temporalité associée

Cas soumis à la concertation

Un fournisseur qui connait parfaitement la consommation de ses clients est à même de sourcer parfaitement son énergie

→ il doit pouvoir couvrir parfaitement son obligation ce qui entraine qu'il ne doit pas y avoir de paramètre non connu ou non maitrisé

2 possibilités dans la détermination de la thermo-sensibilité des consommateurs

1. L'estimation dépend uniquement de la consommation de ses clients
   - la connaissance de la méthode d'estimation de gradients est suffisante
   - l'estimation peut être basé sur les consommations réalisées de l'année N
2. D'autres paramètres interviennent et ne sont pas connus du fournisseur
   - Une connaissance de ceux-ci est indispensable avant la dernière session de marché

Détermination de la thermo-sensiblité options envisageables

Le modèle de marché mis en place par le décret d'application repose sur une responsabilisation forte des fournisseurs. Ceux ci doivent se procurer des garanties de capacité en fonction de la consommation de leurs clients.

RTE fait l'analyse que les fournisseurs doivent disposer de toutes les informations pour évaluer le montant de leur obligation. En particulier, un fournisseur prévoyant parfaitement l'évolution de son portefeuille et la consommation de ses clients, doit disposer de toutes les informations pour prévoir parfaitement son obligation de capacité

Deux modalités pour calculer le gradient affecté à un fournisseur :

Modalité 1 : le gradient est calculé sur la base des consommations réalisées des seuls clients de ce fournisseur. Aucune donnée exogène (au fournisseur) n'est utilisé;

Modalité 2: le gradient est calculé par classe de clients. Ainsi, le gradient d'un fournisseur dépend non seulement de la consommation de ses clients mais également de clients d'autres fournisseurs (des données exogènes interviennent) -> dans ce cas, le gradient doit être déterminé ex ante (par exemple gradient de l'année A-1) pour que le fournisseur dispose de toute les informations

Illustration du calcul de la puissance de référence

La consommation constatée sur PP1 permet la prise en compte :

- des évolutions structurelles de la consommation
- des évolutions conjoncturelles de la consommation
- des actions de MDE et de réduction de la consommation à la pointe
- des évolutions des portefeuilles clients

La thermo-sensibilité des consommation s'exprime via des gradients

- pour les clients profilés, à partir des profils définis dans la section 2 paragraphe F des règles RE-MA
- pour les clients télé-relevés, à partir de leur consommation réalisée

Concernant les clients RPT, les analyses tendent à confirmer la non-thermo-sensibilité de ces consommateurs

Calcul de la puissance de référence d'un consommateur j

$$Puissance_{ref,j} = Grad_j \times (T°_{Ext_ref} - T°_{PP1}) + Conso_{j,PP1} + Puissance_{j,eff_certif_PP1}$$

Calcul de la puissance de référence totale du système

$$Puissance_{ref,tot} = \sum Grad_j \times (T°_{Ext_ref} - T°_{PP1}) + \sum Conso_{j,PP1} + \sum Puissance_{j,eff_certif_PP1}$$
$$= Grad_{France} \times (T°_{Ext_ref} - T°_{PP1}) + Conso_{tot,PP1} + Puissance_{tot,ff_certif_PP1}$$

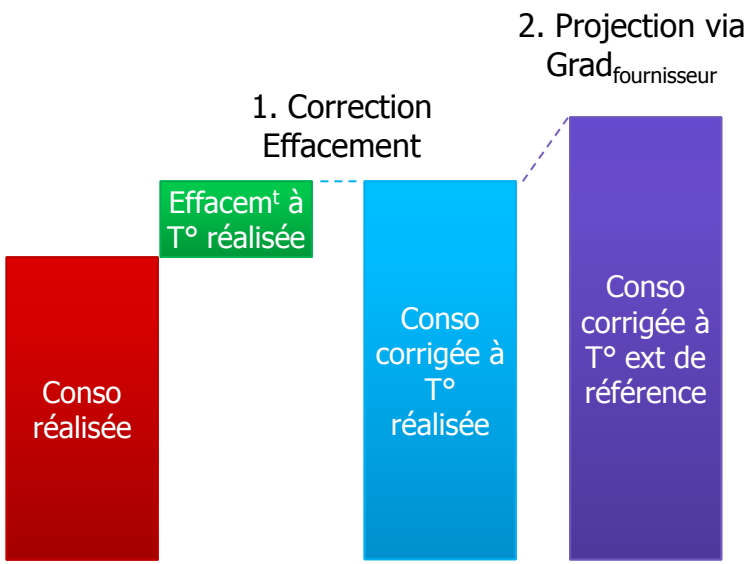
L'évolution saisonnière de la consommation, non thermosensible, nécessite un traitement particulier

Correction de la puissance effacée d'une capacité d'effacement certifiée

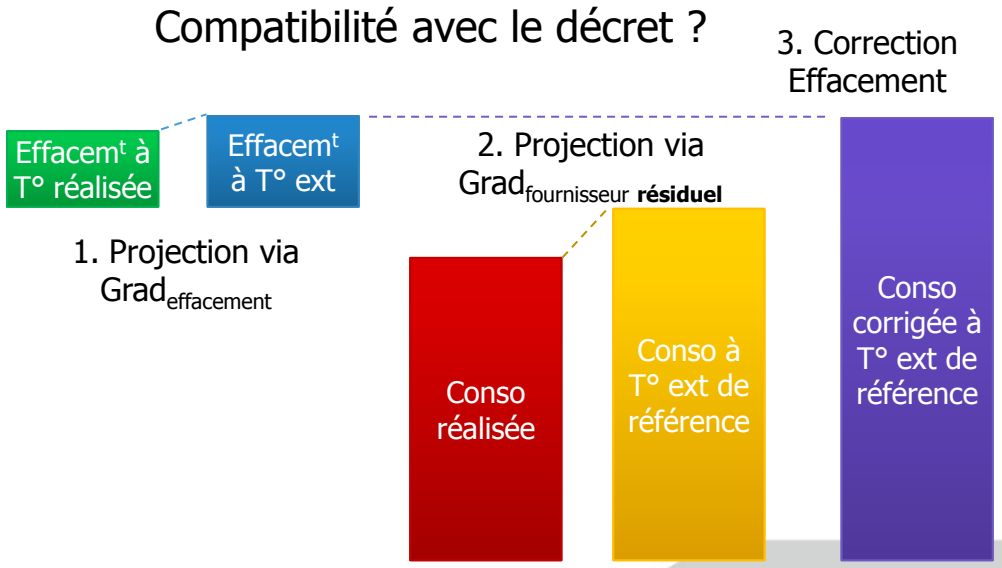
Principe : l'obligation du fournisseur ne doit pas être impactée par la réalisation d'effacements sur son périmètre

Correction de l'effacement activé à Température réalisé avant passage à Température extrême de référence

1. Correction de l'effacement avant passage à T° ext



2. Passage à T° ext avant correction de l'effacement

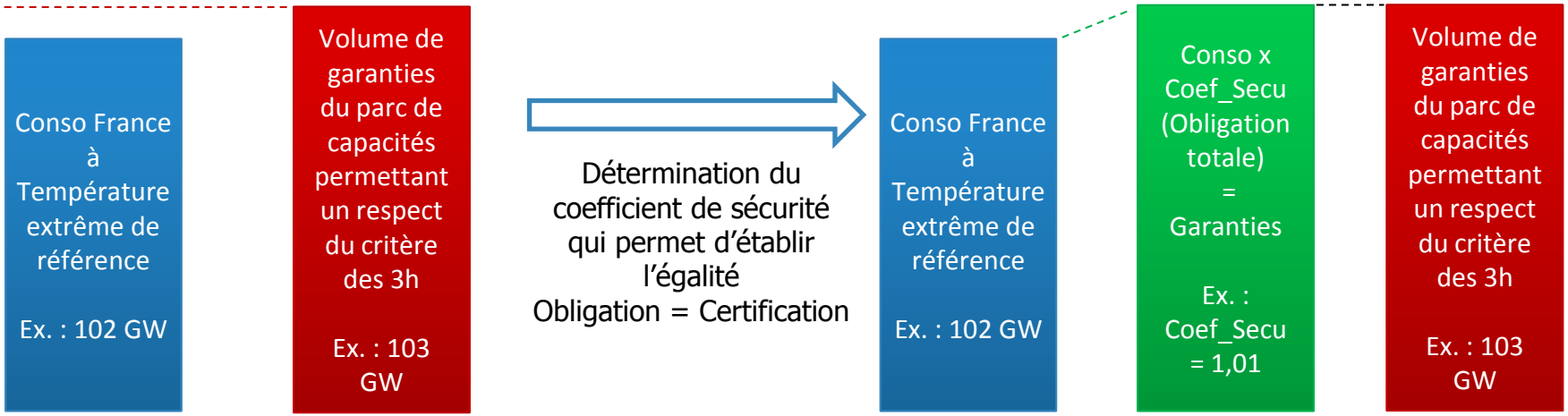


Réseau de transport d'électricité

Coefficient de sécurité

Le coefficient de sécurité permet d'assurer l'égalité entre Obligation et Certification lorsque le critère des 3 heures est respecté (parc de référence et demande donnés)

$$Critère\ des\ 3h\ respecté \Leftrightarrow Obligation_{totale} = \sum_{Parc_référence} NB\ Garanties\ alloué$$



Le coefficient de sécurité recouvre notamment

- la contribution des interconnexions à la sécurité d'alimentation (niveau des importations en cohérence avec les études d'Equilibre Offre-Demande)
- La couverture des aléas résiduels de la demande non pris dans la corrélation entre la consommation extrême de référence et la température de référence
- la couverture des aléas sur l'offre renvoyés à la charge des fournisseurs

Passage à la situation de référence

Situation à échéance

$LOLE_{ref}$ > Critère 3h	$LOLE_{ref}$ < Critère 3h	$LOLE_{ref}$ = Critère 3h
L'offre disponible est jugée insuffisante pour couvrir la demande dans le respect du critère ➔ Ajout d'offres complémentaires (par exemple des moyens parfaits*) Trouver X MW tel que $LOLE_{[ref+X\ MW]}$ = Critère 3h	L'offre disponible est jugée plus que suffisante vis-à-vis de la consommation pour respecter le critère ➔ L'offre pourrait être réduite pour atteindre le critère Trouver Y MW tel que $LOLE_{[ref-\ Y\ MW]}$ = Critère 3h	L'offre disponible est tout jugée suffisante par rapport à la demande pour respecter le critère ➔ Pas de modification sur l'offre couplée à la demande.

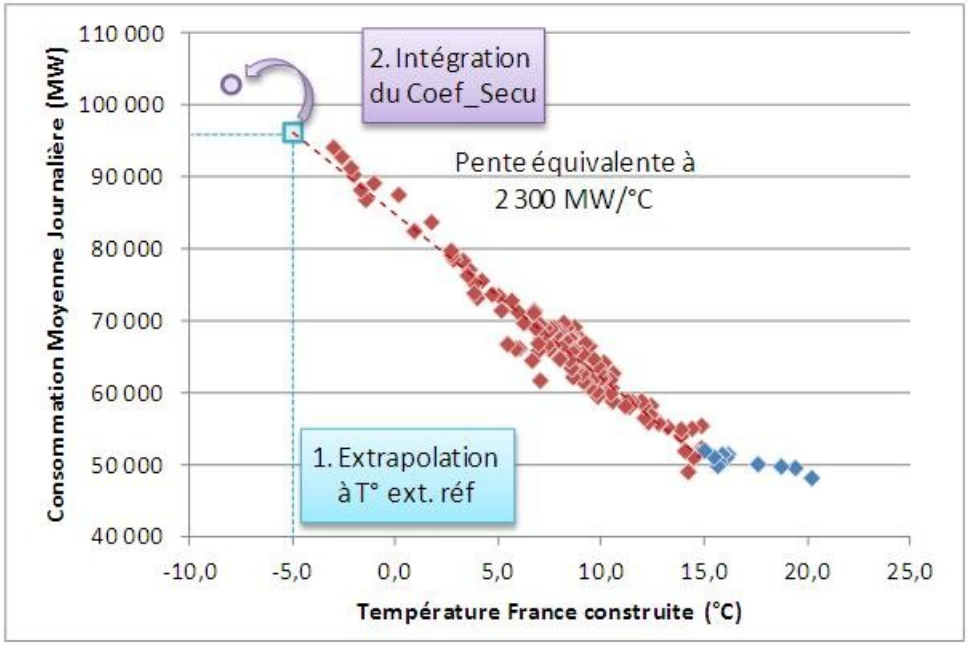
Situation de référence

Définition d'une situation équilibré Offre – Demande telle que la LOLE = 3

***Moyen « parfait » : Disponibilité de 100% et aucune contrainte technique.**

Obligation des fournisseurs - articulation

Illustration de l'articulation entre T° extrême de référence et Coefficient de sécurité



Certification du parc de référence permettant le respect du critère de sécurité pour cette demande

Certification 103 GW

Extrapolation de la consommation constatée à T° ext réf (-5°C dans l'illustration)

Puissance réf. 96 GW

Intégration du coefficient de sécurité (7% dans l'illustration)

Obligation tot. 103 GW

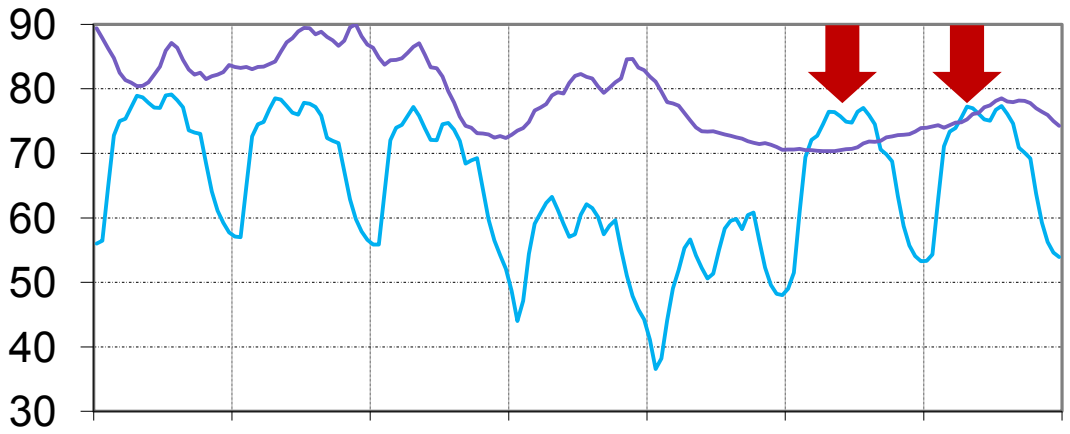
02

Certification des capacités

Risque de défaillance

Risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (Article 1)

Demande > Offre → Défaillance

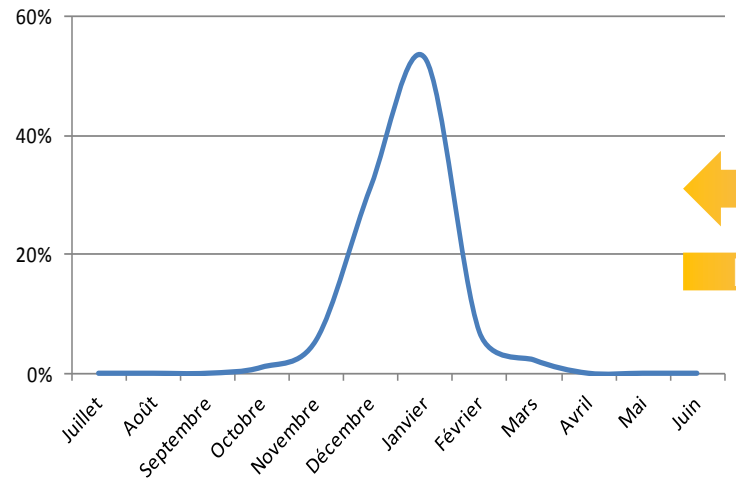


Paysage de défaillance

Représentations possibles du paysage de défaillance (1/2)

Paysage de défaillance

Approche temporelle pour la description du paysage de défaillance

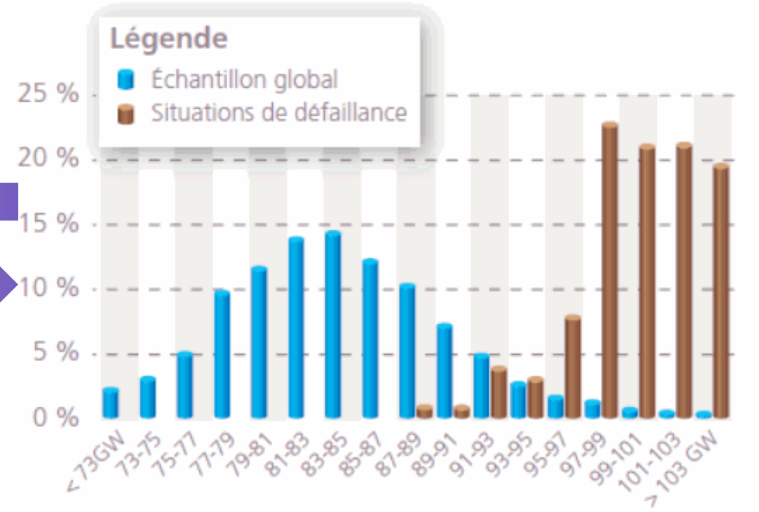


Paysage de défaillance : $Prob_{défaillance}(t)$

Proba(C) = t

Proba(t) = C

Approche consommation pour la description du paysage de défaillance



Paysage de défaillance : $Prob_{défaillance}(C)$

L'aléa climatique sur la demande est l'aléa prédominant du système électrique ; ces deux approches permettent effectivement d'apprécier le risque de défaillance, l'approche temporelle revenant au premier ordre à « localiser » temporellement les vagues de froid

Réseau de transport d'électricité

Représentations possibles du paysage de défaillance (2/2)

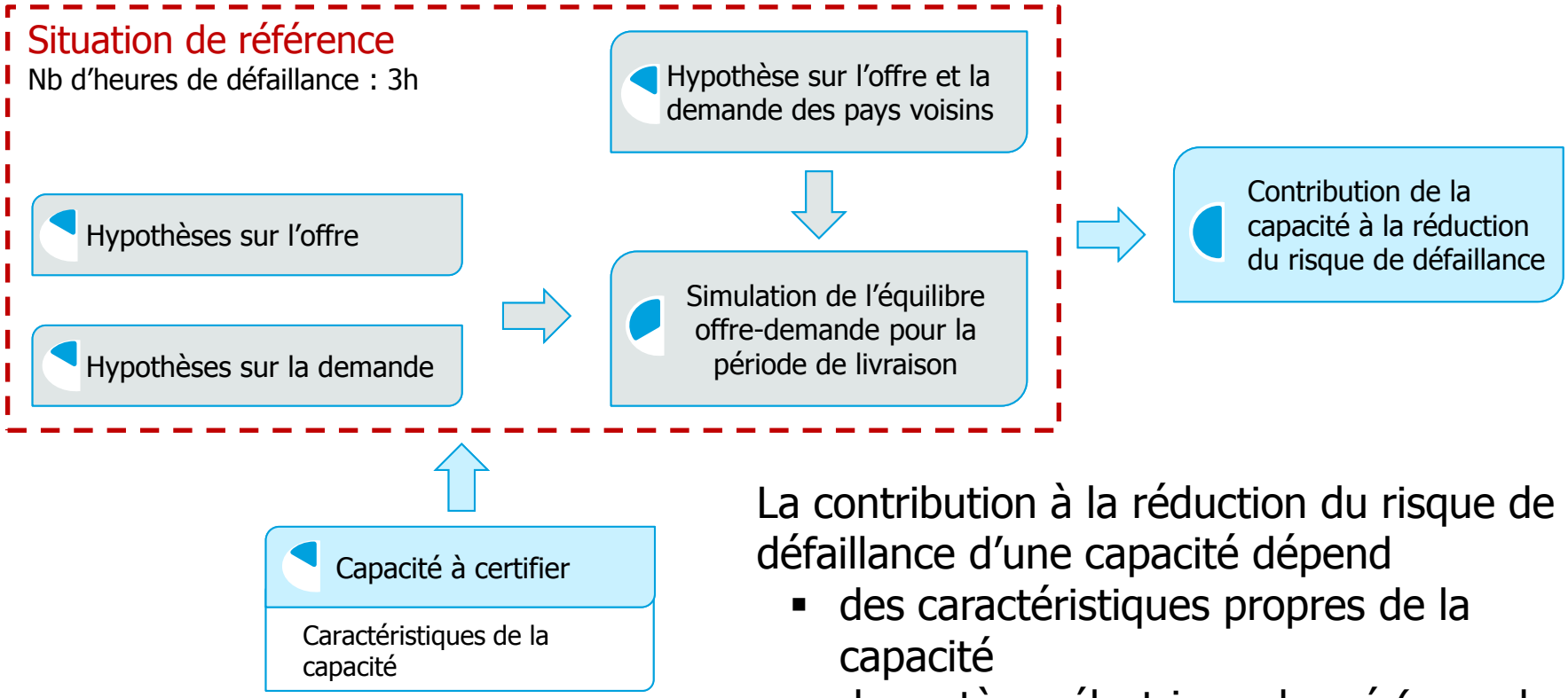
Analyse de RTE en terme d'adéquation : l'aléa prédominant pour le système électrique français est l'aléa de consommation.

-> La variable explicative pertinente est le niveau de consommation

-> La variable temps n'est qu'une réalisation de la variable consommation : la probabilité de défaillance est maximale est janvier tout simplement car c'est en janvier que la probabilité d'avoir un vague de froid intense est la plus forte.

Pour une année donnée, le risque de défaillance (en terme d'adéquation) à un instant donné dépend directement du niveau de consommation (à l'ordre 1).

Contribution à la réduction du risque de défaillance



La contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité dépend

- des caractéristiques propres de la capacité
- du système électrique donné (parc de capacités et structure de la demande)
- du critère de sécurité d'alimentation

La contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité est indépendante du choix de la période PP2

Définition de la période de pointe PP2 (1/3)

Le choix de la période PP2 correspond au choix de la meilleure mesure permettant de faire le lien avec la contribution à la réduction du risque de défaillance

Cas d'une année avec situations de défaillance

La contribution d'une capacité est mesurée directement sur les périodes sur lesquelles la défaillance a lieu. Pour une année avec de la défaillance, il suffit (en théorie) de mesurer la disponibilité lors des heures de défaillance.

Quid d'une année sans défaillance ?

Contribution à la réduction du risque de défaillance

Approche temporelle

$\Sigma_{\text{scenarii défaillants}} \text{Prob}_{\text{défaillance}}(t) \times \text{Dispo}(t)$

Période hivernale pondérée par les probabilités de défaillance

Approche consommation

$\Sigma_{\text{scenarii défaillants}} \text{Prob}_{\text{défaillance}}(C) \times \text{Dispo}(C)$

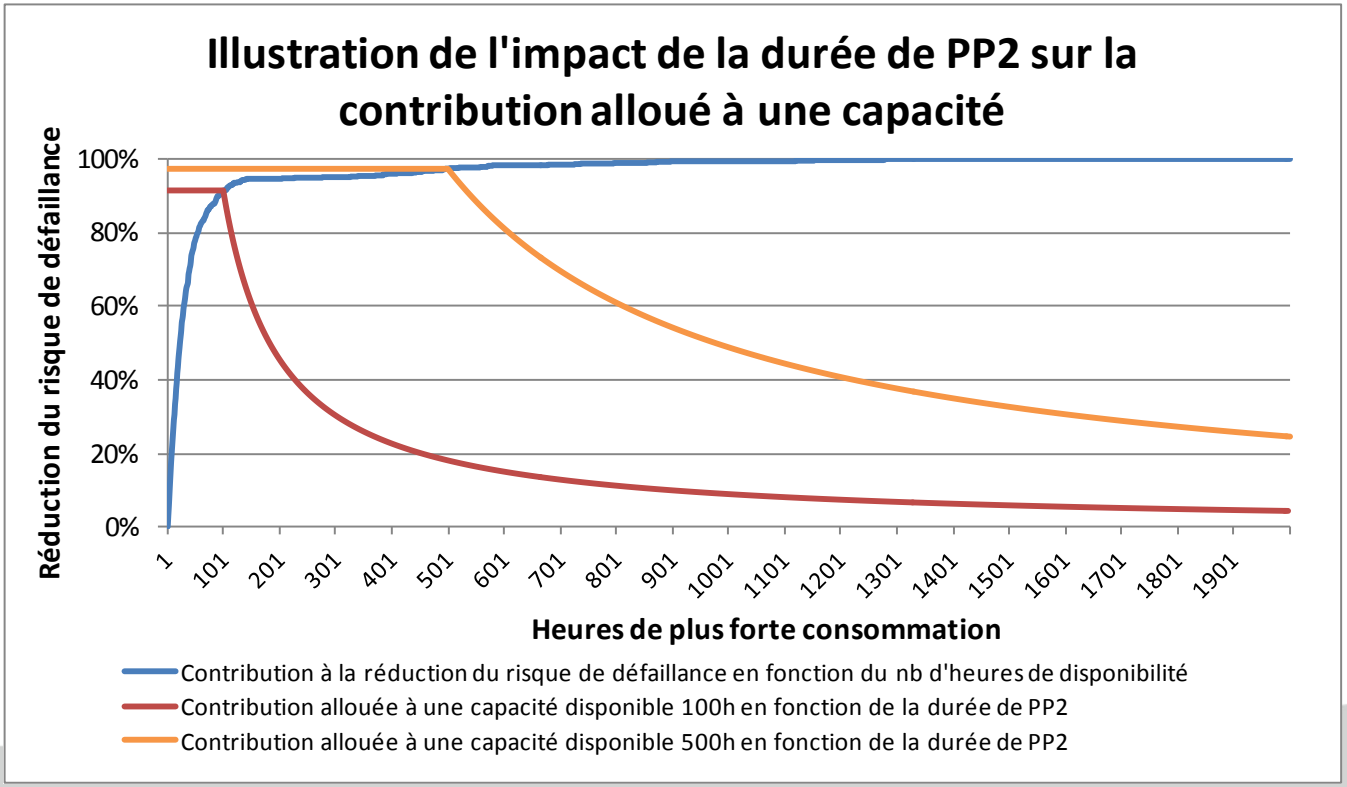
Heures de plus fortes consommation réalisées

Quelle approche retenir pour définir PP2 ?

Définition de la période de pointe PP2 (2/3)

RTE préconise une méthodologie de détermination de PP2 fondée sur les heures de plus forte consommation. Ce choix permet d'attribuer un nombre de garanties à une capacité reflétant sa contribution réelle au risque de défaillance.

Analyse de RTE : deux capacités, dont l'une est disponible tout l'hiver et l'autre uniquement lors des épisodes de fortes consommation, ont la même contribution en terme de risque de défaillance : elles doivent avoir le même nombre de certificats.



Définition de la période de pointe PP2 (3/3)
Comment intervient le paysage de défaillance ?

Approche temporelle :
Avec cette approche la disponibilité est prise en compte sur toute la période hivernale. Pour autant, le risque n'est pas équi-réparti sur cette période. Cela nécessite de pondérer cette disponibilité en fonction du risque de défaillance issu des analyses d'adéquation.
→ C'est le jeu de probabilités qui porte in fine le paysage de défaillance

Approche consommation :
Les niveaux de consommation n'ont pas un risque équiprobable.
Le choix de PP2 : retenir uniquement des niveaux de consommation pour lesquelles la probabilité de défaillance n'est pas (significativement) nulle.
En théorie, même avec ce choix, les heures composant PP2 n'ont pas un risque équiprobable. Il conviendrait de retenir la disponibilité des capacités sur PP2 pondérée par la probabilité de risque associée à chaque niveau de consommation.
RTE propose, par souci de simplification, de ne pas pondérer les heures PP2 et de prendre en compte la disponibilité moyenne sur PP2 (à condition que le nombre d'heures PP2 soit réduit).
→ Au final, c'est le choix de PP2 qui porte le paysage de défaillance.

Période PP2 – analyse de l'approche temporelle

PP2 : période hivernale pondérée par les probabilités de défaillance

Avantages

- simplicité
- grande visibilité aux exploitants de capacité : période déterminée plusieurs années à l'avance et ne dépend pas de la réalisation de la pointe
- Sur un nombre important d'années (~20), le nombre de garanties de capacité alloué à une capacité, ayant un profil de disponibilité donnée, est conforme à sa contribution à la réduction du risque de défaillance sur cette période longue

Inconvénients

- disposition du décret (non-discrimination entre effacements certifiés et implicites) difficilement atteignable puisque PP2>>PP1
- risque réel d'effet d'aubaine pour certains effacements lié à une double rémunération (indispo mais activé sur PP1 et dispo sur le restant de PP2)
- rupture entre la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité et son nombre de garanties alloués pour les capacités de pointe disponibles qu'un nombre limité d'heures . Les capacités de pointe peuvent être pénalisées par rapport aux capacités de base, voire de semi-base
  → Cette modalité conduit à sous-certifier les capacités d'extrême pointe qui conduit à sur-dimensionner le système, source de surcoûts important
- Incitations économiques au titre du mécanisme de capacité perverses, potentiellement incohérentes avec celles du marché de l'énergie : les capacités sont incitées à maximiser leur disponibilité en janvier, quitte à la réduire les autres mois → Au delà de la question économique (effets d'aubaine), ces incitations pourraient paradoxalement conduire à réduire la disponibilité des capacités lors des pointes réelles
- Dilution des responsabilités des exploitants de capacité

Période PP2 – analyse de l'approche consommation

PP2 : heures de plus forte consommation dépendant de la pointe observée. PP2 peut être égale à PP1.

Avantages

- le nombre de garanties de capacité attribué à une capacité reflète sa contribution au risque de défaillance. Dès lors qu'une capacité est disponible durant les heures de pointes, elle obtient la totalité des garanties de capacités auxquelles elle peut prétendre. → Les capacités de pointe, en particulier les effacements de consommation, ne sont pas pénalisées mais traités équitablement par rapport aux capacités de base/semi-base
- Respect de la disposition du décret de ne pas s'écarter significativement du principe de non-discrimination entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par une réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement
- Risque de double valorisation des effacements est réduit voire annulé
- Responsabilisation forte des exploitants de capacités sur la disponibilité de leurs capacités lors des périodes de pointe

Inconvénients

- moindre visibilité donnée aux exploitants de capacité
- modalité qui repose sur le fait que le risque de défaillance est étroitement lié à la consommation. Pour les années à venir, l'ensemble des études menées confirment la persistance de cet état de fait. Toutefois, si dans un futur plus lointain, le poids de la consommation devait diminuer et le poids de la disponibilité des capacités de production augmenter, il conviendrait sans doute de redéfinir la période PP2 (type critère de marge)

Méthode de calcul du volume de garanties à allouer

L'algorithme permettant de déterminer le montant de garanties de capacité alloué à une capacité peut s'exprimer sous la forme suivante :

$$NB\ Garanties\ alloués = f(\alpha_i ; Disponibilité_{PP2} ; P_{max})$$

Qui pourrait prendre la forme :

$$NB\ Garanties\ alloués = P_{max} \times Disponibilité_{PP2} \times K_{technique}$$

$K_{technique}$ permettant de prendre en compte les contraintes de fonctionnement des moyens :

- contraintes en énergie
- contraintes dynamiques
- variabilité de disponibilité et de production

$K_{technique}$ regrouperait différents termes (α_i) correspondant à des abaques ou des algorithmes de calcul fonction des caractéristiques techniques des capacités déclarées par les exploitants

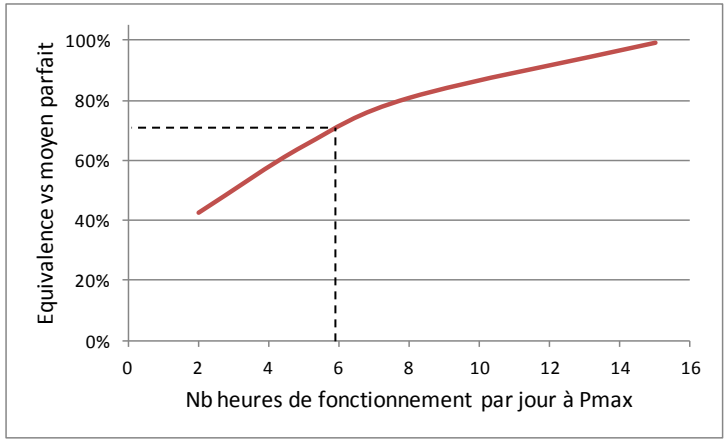
$$\text{Par exemple } \alpha_{stock} = g(E_{max\ journalière} ; NBH^{*} ; Stock_{saisonnier})$$

avec NBH : nombre d'heures de fonctionnement garanties et activables séparément

Les études d'EOD servent à calibrer les paramètres des différents algorithmes de calcul ou abaques

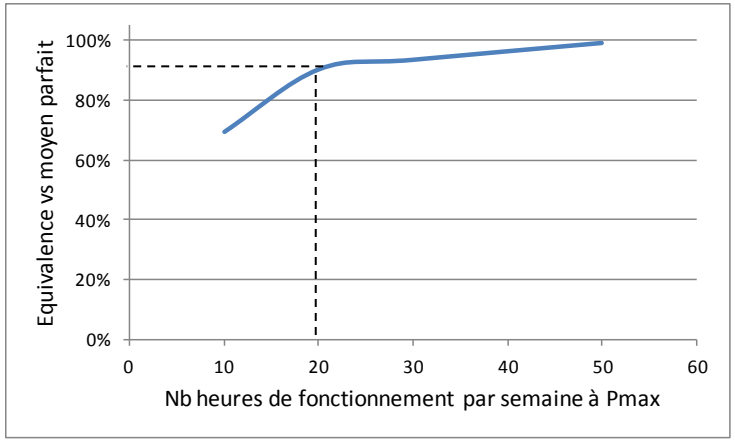
Réseau de transport d'électricité

Illustration sur un modèle d'EOD simplifié



Une capacité ne pouvant fonctionner que 6 heures par jour à P_{max} mais sans contrainte sur le nombre de jours de fonctionnement

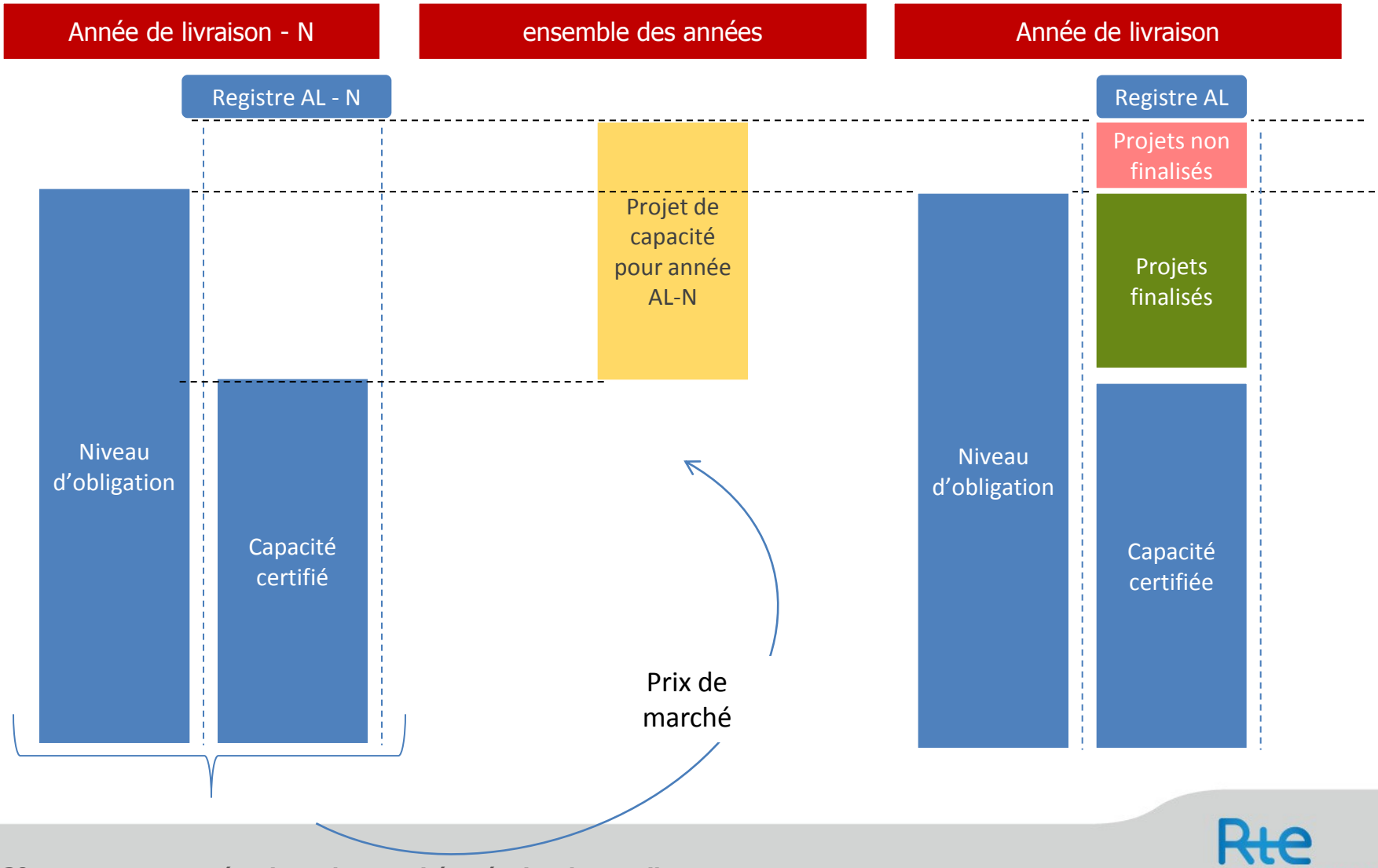
→ $\alpha_{stock} \approx 70\%$



Une capacité ne pouvant fonctionner que 20 heures par semaine à Pmax

→ $\alpha_{stock} \approx 90\%$

Date limite de demande de certification



Date limite de demande de certification

Une visibilité sur la tension du système plusieurs années à l'avance est indispensable pour que le marché de capacité fonctionne.

Ainsi, le mécanisme pourra véhiculer des signaux économiques suffisamment à l'avance pour permettre le développement de capacités complémentaires nécessaires au respect du critère de sécurité d'alimentation.

Les dates limites de certification doivent donc être fixées à une échéance suffisamment éloignée : plusieurs années avant l'année de livraison pour les capacité RPT existantes

Ainsi, plusieurs années à l'avance, l'essentiel des capacités du système se seront positionnées : soit certifiées et présentes dans le registre des capacités, soit ayant déclaré un avis de fermeture. L'écart entre volume de capacités dans le registre et volume d'obligation prévisionnel permet d'envoyer un signal sur la tension du système.

Concernant les nouvelles capacités, la date limite de certification prend en compte la durée de construction de la capacité et la durée entre le jalon retenu à partir duquel la capacité peut se faire certifier et la date de mise en service.

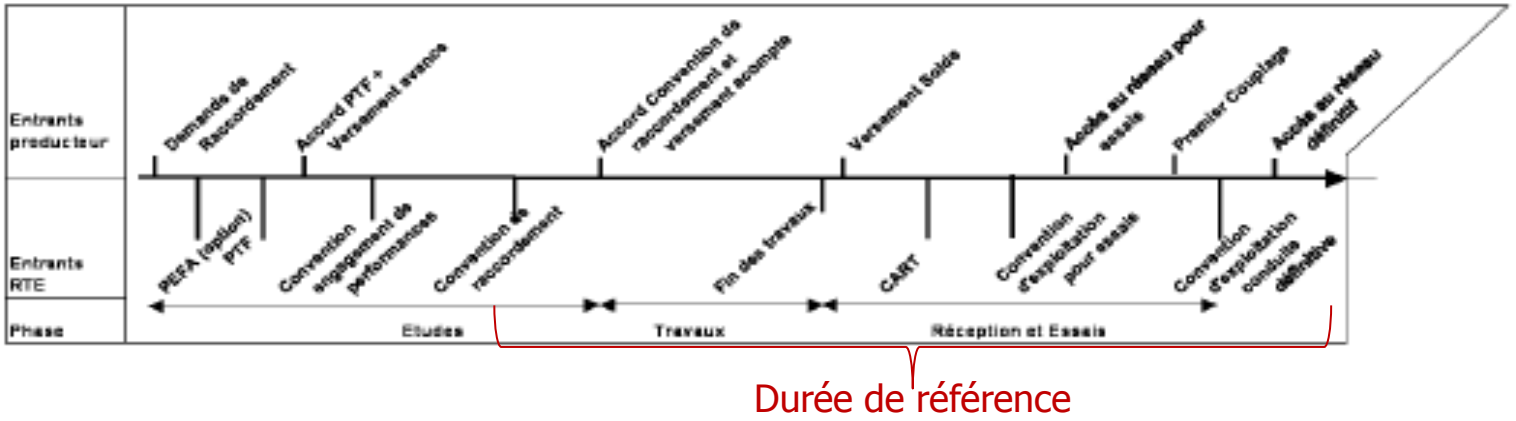
Nécessité d'un suivi des capacités en projet et d'une publication d'informations sur le volume et la maturité des capacités en projet.

Les acteurs seront alors en mesure d'avoir une vision globale du parc de capacité potentiel et de l'intégrer dans l'éventuel signal pour de nouvelles capacités

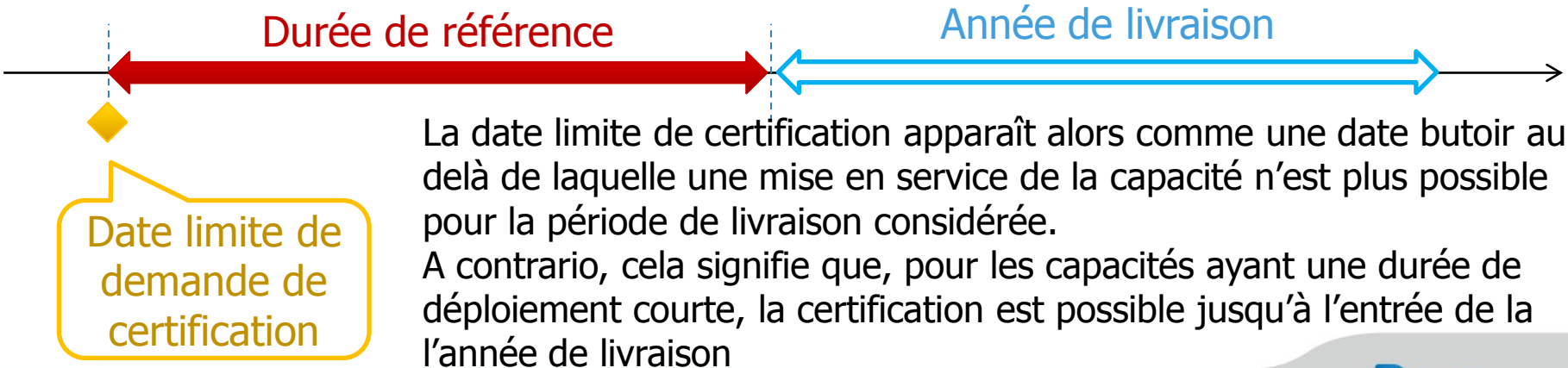
Réseau de transport d'électricité

Illustration de la date limite de certification pour les nouvelles capacités de production

Utilisation d'une étape de la procédure de raccordement (Convention de Raccordement) comme jalon à partir duquel la certification est possible → calcul de la durée de référence



Détermination de la date limite de certification



La date limite de certification apparaît alors comme une date butoir au delà de laquelle une mise en service de la capacité n'est plus possible pour la période de livraison considérée.
A contrario, cela signifie que, pour les capacités ayant une durée de déploiement courte, la certification est possible jusqu'à l'entrée de la l'année de livraison

Rééquilibrage d'un exploitant de capacité

L'objectif du rééquilibrage d'un exploitant de capacité est de permettre à l'exploitant d'ajuster son engagement de disponibilité au fur et à mesure de la révélation d'informations de sorte à renforcer la cohérence entre le monde physique et le marché

Pour répondre à cet objectif, le rééquilibrage doit être possible jusqu'à l'entrée de l'année de livraison.

Limiter les possibilités de manipulation du marché → coût pour le rééquilibrage
Proposition : rééquilibrage possible jusqu'à l'entrée de l'année de livraison avec un coût fonction de l'anticipation

Contrôle des capacités

La disponibilité d'une capacité se caractérise par sa capacité à être activée. Une capacité est donc disponible lorsqu'elle est activée ou qu'elle peut être activée
Il s'agit donc de mesurer

Disponibilité (h) = Puissance activée(h) + Puissance pouvant être activée (h)

Il ressort de la concertation la volonté de s'appuyer sur les dispositifs existants, aussi bien pour la mesure de la puissance active (Programmes d'Appel, NEBEF) que pour la puissance disponible (renvoi au MA).

Extension du MA en tant que dispositif sur lequel la puissance techniquement disponible est mise à disposition. La contraposée est donc également vraie : pour un pas de temps donné, une capacité qui ne dispose pas d'offres sur le MA n'est donc considérée comme disponible qu'au regard de sa puissance activée

$$Disponibilité_{PP2} = Moyenne_{h \in PP2}(Disponibilité(h))$$

Tests d'activation

Qui : toutes les capacités, de production et d'effacement, qui n'ont pas été activées, un nombre minimum d'heures sur la période hivernale

Nécessité de définir un seuil à partir duquel la capacité est considérée comme effectivement disponible et, de ce fait, dispensée de test. Paramètres à prendre en compte dans la définition de ces seuils :

- Un nombre d'heures trop faible : potentiel effet d'aubaine
- Un nombre d'heures trop élevé : tests nombreux à effectuer entrainant une désoptimisation du système et coûteux

Comment : test aléatoire d'activation

Combien : 3 – 1 à l'issu des périodes [nov-déc ; janvier ; fév-mars]

Quid si échec : réduction au pro-rata de la disponibilité constatée de la capacité ; possibilité d'un échec avec ajout d'un 4ème test

02

Règlements financiers

Structure des incitations des règlements financiers

Les règlements financiers du mécanisme de capacité doivent inciter les acteurs à déclarer ou couvrir leur meilleure prévision

Pour éviter que les acteurs intégrés ne puissent faire d'arbitrages entre les écarts côté exploitant et ceux côté fournisseur, il est nécessaire que les facteurs d'incitation soient équivalents

Les acteurs doivent être inciter à aller sur le marché plutôt qu'à avoir recours aux règlements financiers

La valorisation des écarts doit toujours être moindre que le marché. Pour ce faire, dans la continuité du processus de RE, il est possible d'avoir recours à un coefficient d'incitation k, avec k>0

Les prix de règlement des écarts pourraient alors s'exprimer sous la forme

$$Prix_{ecart_positif} = Prix_{référence} \times (1+k) \text{ et } Prix_{ecart_négatif} = Prix_{référence} \times (1-k)$$

NB : le décret dispose d'une inversion des signes par rapport à la convention RE-MA

- Prix et règlement positifs : l'acteur est redevable
- Prix et règlement négatifs : l'acteur a droit à ce règlement

Détermination du prix de référence

Définition du prix de référence basée sur le prix de marché

Complexité dans la construction liée au fait que les prix de marché sont influencés par la pénalité maximale mais vertueux par un effet d'auto-régulation

Intérêt d'un prix des écarts progressif en fonction de l'état du système

Permet de diminuer la volatilité brutale des prix mais difficulté dans le calage de la courbe

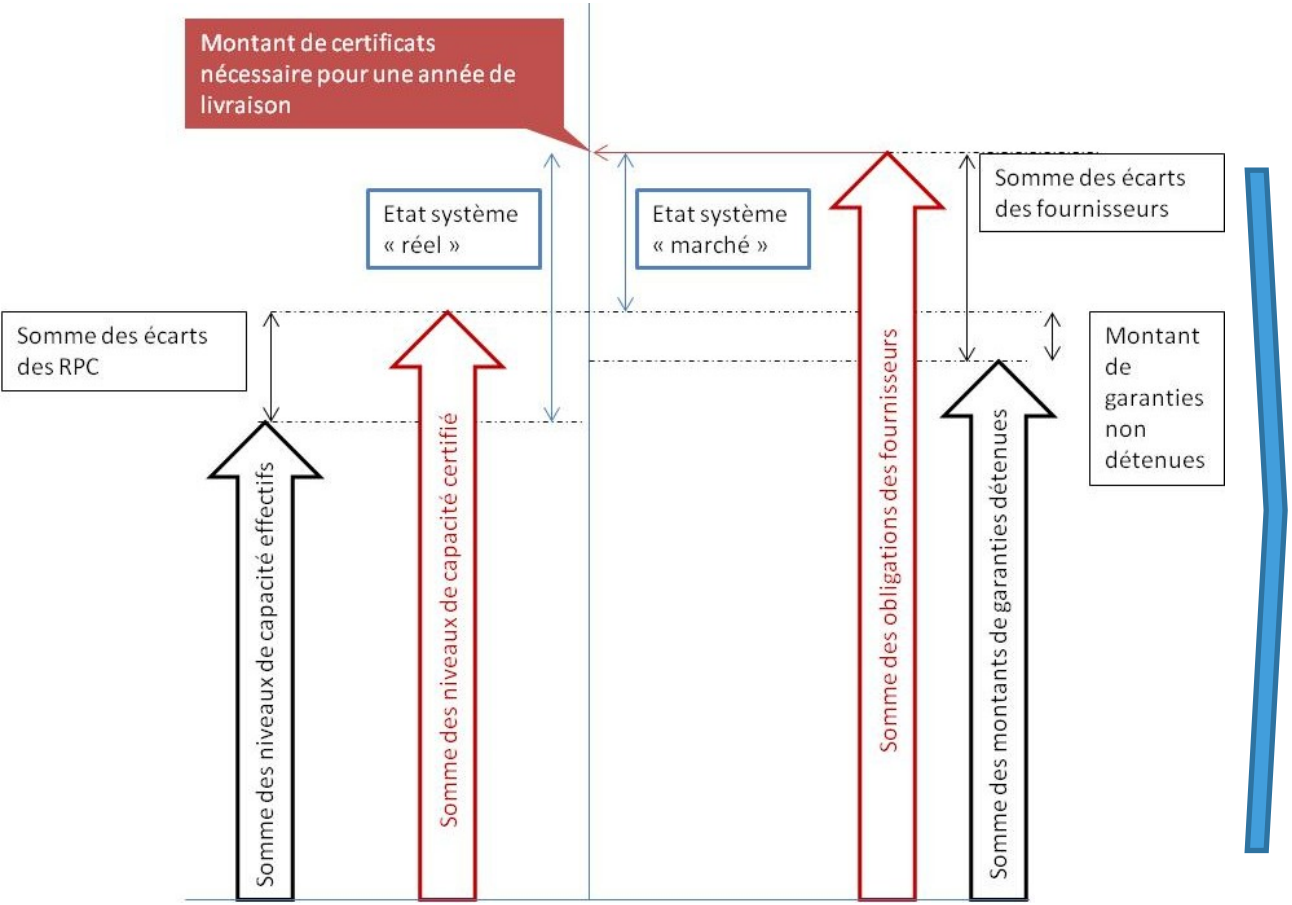
Référence à un prix administré lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée de manière significative

Ce passage de prix de marché à prix administré peut se faire directement ou bien via une courbe de pénalités min et max

Déterminants du prix de marché de référence

- Incitation à se rééquilibrer plutôt qu'avoir recours au processus d'écarts.
  → une prise en compte des dernières sessions de marché
- Incitation à couvrir son obligation à moyen terme.
  → intégration des prix de transaction qui ne se limite pas aux dernières sessions
- Intégration de prix représentatifs de l'état prévisionnel du système
  → prise en compte des prix de transaction après la date limite de certification des capacités existantes et avant la fin de la période hivernale

Écart global – physique et marché



La matrice des règlements financiers doit-elle intégrer :

- Uniquement l'état physique du système
- Une distinction en fonction de l'état marché du système