Réseau de transport d'électricité

Mécanisme de capacité

Rapport d'accompagnement du projet de règles sur la mise en œuvre de l'obligation de capacité

11 septembre 2013

SYNTHESE

Les dispositions de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, codifiées aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que *« chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continentale, à la sécurité d'approvisionnement »*.

Le décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 en définit l'organisation générale. Les fournisseurs se verront attribuer une obligation qui dépend de la consommation effective de leurs clients lors des pointes de consommation ; ils devront pour la remplir détenir un certain montant de garanties de capacité en étant eux-mêmes exploitants de capacité ou en les acquérant auprès d'autres détenteurs de ces garanties ; les garanties de capacité seront initialement émises par RTE et attribuées aux exploitants de capacité selon la contribution prévisionnelle de leurs installations à la réduction du risque de défaillance lors des pointes. Il s'agit donc d'un mécanisme de marché fortement régulé par la puissance publique, sur lequel des acteurs obligés et les détenteurs de garanties échangeront des garanties. Le décret détaille comment seront déterminés les principes de certification des capacités pour leurs exploitants, les obligations des fournisseurs, l'organisation des échanges des garanties de capacité ainsi que les mécanismes de transparence associés.

Ces principes posés par le décret doivent faire l'objet d'une nouvelle étape de déclinaison, afin que le mécanisme puisse être opérationnel pour l'hiver 2016-2017. Tel est l'objet des règles, contrats et conventions qui doivent être approuvés par le Ministre et la Commission de régulation de l'énergie avant leur entrée en vigueur. RTE ouvre ainsi le 11 septembre 2013 une consultation publique sur le corpus de règles (au sens large) prévu par le décret, dont les principes retenus sont exposés dans cette synthèse.

La France est confrontée à des défis majeurs pour gérer avec succès sa transition énergétique. La transition énergétique représente le passage d'une société fondée sur la consommation abondante d'énergies fossiles, à une société plus sobre et plus écologique. Elle implique notamment de réaliser des économies d'énergie, d'optimiser les systèmes de production et de recourir de manière accrue aux énergies renouvelables. Le secteur électrique français actuel, compétitif et peu carboné, est largement le fruit des choix énergétiques passés (développement de l'hydroélectricité et du nucléaire, transferts d'usage vers l'électricité par le biais du développement du chauffage électrique, renforcement de l'indépendance énergétique de la France) qui ont majoritairement été réalisés dans les années 1970-1980. **Ces choix, cohérents au regard de l'indépendance énergétique, de la compétitivité et de la réduction de l'empreinte carbone, ont conduit à l'apparition d'un phénomène de pointe électrique qui présente une ampleur particulière en France.** De plus, ces dernières années, alors même que le rythme d'augmentation de la consommation moyenne s'infléchissait (en énergie), la puissance appelée à la pointe de consommation continuait, elle, à progresser de manière importante. **Le mécanisme de capacité français a été conçu comme une réponse à cette problématique, c'est-à-dire comme un moyen de modifier les comportements de consommation à la pointe (approche demande) et de susciter les investissements adéquats en installations de production et en capacités d'effacement (approche offre) dans un contexte où la**

propension des marchés de l'énergie à engendrer de tels investissements était mise en doute de manière générale en Europe.

La pointe journalière se caractérise par une hausse importante de la consommation pendant quelques heures. Il est cependant plus juste de s'intéresser, en France, à la pointe saisonnière. En effet, la forte sensibilité à la température du système électrique français donne lieu à des consommations électriques importantes durant les périodes de grand froid, qui peuvent se prolonger sur plusieurs semaines. C'est bien ce phénomène de pointe qui constitue aujourd'hui l'aléa dimensionnant du système électrique français, c'est-à-dire celui autour duquel est construite l'approche nationale en matière de sécurité d'alimentation.

La pointe électrique n'est pas un problème en soi si elle peut être gérée de manière économique et écologique sans faire peser de risque sur la sécurité d'alimentation du territoire. Rien n'indique enfin que la poursuite des politiques de soutien à la transition énergétique conduira à une disparition des pointes. Au contraire, dans les années à venir, de nouveaux transferts d'usage vers le secteur électrique pourraient entrainer un accroissement de la pointe ou en tout cas avoir des conséquences sur la courbe de charge (par exemple, le développement du véhicule électrique pourrait conduire à des appels de puissance courts et intenses lors de certaines périodes de la journée.).

Ainsi, de manière plus générale, l'évolution en cours du mix énergétique conduit à des besoins en flexibilité croissants, notamment du côté de la demande, pour faire face à l'intermittence de ces moyens de production. De ce fait, l'aléa dimensionnant du système électrique français pourrait être amené à évoluer progressivement. **A terme, le mécanisme de capacité français doit ainsi pouvoir évoluer d'une vision uniquement centrée sur la pointe nationale à une approche intégrant la flexibilité nécessaire dans un système caractérisé par une pénétration plus forte des énergies intermittentes.** Les dispositions en cours d'élaboration doivent permettre cette évolution progressive.

Le mécanisme de capacité français doit donc servir à accompagner la transition énergétique en permettant une gestion économique de la pointe électrique, spécifique au système électrique français, en garantissant le niveau de sécurité d'alimentation déterminé par les pouvoirs publics. Il devra donner toute sa place au développement des effacements et des actions de maîtrise de la courbe de charge, conformément à la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 (dite « Brottes »).

Plusieurs modèles de mécanisme de capacité sont envisageables, comme l'attestent les choix faits actuellement ou par le passé par les différents Etats membres européens. Certains modèles de mécanismes de capacités (par exemple ceux mis en place en Suède ou en Finlande) ciblent en effet uniquement certaines capacités (on parle souvent de *réserves stratégiques*) : dans ce cas, les pouvoirs publics, appuyés par le gestionnaire du réseau de transport, évaluent la capacité manquante ou le besoin de capacité le cas échéant sur la base d'études d'adéquation. Ce type de mécanisme de capacité ciblé peut être restreint à de nouvelles capacités, ou aux actifs en fin de vie. La PPI (programmation pluriannuelle des investissements) permet déjà en France la mise en place de ce type d'approche ponctuelle en dernier ressort. **Le choix fait par le législateur pour le mécanisme français est différent dans la mesure où il vise à répondre de manière structurelle et non ponctuelle aux défaillances du marché de l'énergie et à la spécificité française de la pointe de consommation, et où toutes les capacités sont donc concernées**. Ainsi, toutes les capacités présentes à la pointe (ou lors des situations de tension du système électrique), et qui contribuent ainsi à la sécurité d'alimentation, sont éligibles à la

valorisation de leur capacité. **Ce choix emporte une contrepartie forte : la valorisation de capacité doit être la conséquence de la disponibilité effective des capacités lorsque le système en a besoin.**

Le mécanisme français ne vise donc pas uniquement à stimuler l'investissement en de *nouvelles* capacités indépendamment du niveau de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics : la grande majorité des capacités qui bénéficieront d'une valorisation seront des capacités existantes. Les engagements de disponibilité de la part des exploitants de capacité contractualisés avec RTE sont ainsi indispensables pour éviter que cette valorisation de capacité ne corresponde à une subvention sans contrepartie. Symétriquement, l'obligation de capacité est calculée en fonction de la consommation constatée à la pointe de l'ensemble des clients d'un fournisseur. Tous les consommateurs sont ainsi incités à s'effacer, ou à réduire leurs consommations, durant les périodes de pointe, incitation qu'un mécanisme qui vise uniquement certaines capacités est incapable de produire.

Le dispositif retenu permet également de piloter finement le niveau d'adéquation effectif du système électrique français vers le niveau de sécurité d'alimentation souhaité par les pouvoirs publics, ni plus (cela conduirait à des surcapacités, coûteuses pour le consommateur final qui serait *in fine* exposé aux coûts du dispositif), ni moins (la sécurité d'alimentation serait dégradée par rapport à des choix qui relèvent des pouvoirs publics et non des acteurs du système électrique). Il se justifie par la situation actuelle du système électrique français, qui est très proche de l'adéquation du fait de l'amenuisement progressif des marges d'ici la mise en œuvre du mécanisme, ce qui milite pour une détermination précise des paramètres du mécanisme et pour des contrôles qui rebouclent avec le « réel ».

Le mécanisme de capacité proposé est donc basé sur l'engagement de tous (fournisseurs, consommateurs et exploitants de capacité de production ou d'effacement) et permet une implication réelle des acteurs de marché, implication qui est elle-même garante que les objectifs assignés au mécanisme seront atteints. Le mécanisme renvoie par ailleurs à l'ensemble des acteurs les signaux économiques pertinents pour garantir la sécurité d'alimentation tout en s'intégrant harmonieusement dans les contextes français et européens des marchés de l'électricité, dans le respect des principes déjà mis en œuvre. Chaque acteur contribue au mécanisme à hauteur de ses propres responsabilités sur le système électrique.

Enfin, le mécanisme de capacité français n'empêche pas les échanges transfrontaliers d'énergie (il n'existe pas de clause de « rappel » de l'énergie) et s'intègre donc aux mécanismes déjà en place à l'échelle européenne (accès aux interconnexions, couplage des marchés). Les capacités localisées hors du territoire national sont intégrées de manière implicite par la réduction du coefficient de sécurité.

Les coûts pour les consommateurs finals doivent être maîtrisés et être différenciés selon la contribution de chacun à la pointe. Les choix techniques réalisés au sein du projet de Règles y contribuent, en assurant que tout consommateur qui ne consomme pas lors de la pointe de consommation n'engendrera aucune obligation pour son fournisseur. Les coûts du mécanisme sont ainsi attribués aux consommateurs qui sont à l'origine du phénomène de la pointe électrique. **Pour les consommateurs industriels non-thermosensibles, les analyses faites par RTE montrent que le coût de l'obligation de capacité devrait être très faible. Pour les consommateurs consommant en « ruban », ce coût pourrait même être négatif selon certaines hypothèses. Dans tous les cas, ces**

consommateurs pourront réaliser des gains nets s'ils sont en plus susceptibles de moduler leur consommation en s'effaçant lors des pointes.

Le décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité prévoit l'élaboration de règles du mécanisme de capacité, qui comprennent :

- les dispositions déterminant les années de livraison et les périodes de pointe ;
- l'ensemble des dispositions relatives à l'obligation de capacité ;
- l'ensemble des dispositions relatives à la certification de capacité.

RTE est chargé par le décret de proposer ces Règles au Ministre chargé de l'énergie qui, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les approuve.

Par ailleurs, le décret prévoit qu'un ensemble de textes précisant les modalités et délais de différentes opérations relevant du mécanisme doivent être proposés par RTE et être approuvés par la CRE : documents contractuels accompagnant et complétant les dispositions réglementaires, modalités et méthodes spécifiques, etc. Pour assurer la cohérence d'ensemble et offrir aux acteurs du système électrique la vision la plus exhaustive possible sur le mécanisme en cours de mise en œuvre, tous les textes règlementaires devant être proposés par RTE ont été conçus en parallèle et sont soumis à consultation publique.

*

* *

Articulation d'ensemble du mécanisme prévue par le décret

Le mécanisme de capacité consiste en une obligation nouvelle pour les acteurs obligés (fournisseurs d'électricité, mais aussi les gestionnaires de réseau pour leurs pertes et consommateurs ne s'approvisionnant pas auprès d'un fournisseur) de contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients ou d'eux mêmes.

Pour remplir son obligation, chaque acteur obligé devra justifier chaque année d'un certain volume de garanties de capacité en lien avec la consommation de ses consommateurs (ou ses propres consommations ou pertes) pendant les heures de pointe dites PP1. Tout exploitant de capacité, qu'il s'agisse d'une capacité de production ou d'effacement de consommation, devra demander la certification de ses capacités auprès du gestionnaire du réseau auquel elles sont raccordées. Le volume de garanties de capacité allouées doit refléter leur apport à la sécurité d'alimentation sur la base notamment d'un engagement prévisionnel de la part des offreurs de capacités sur un niveau de disponibilité de leurs moyens et ceci, quelle que soit la nature de la capacité, pendant les heures de pointes dites PP2.

L'ensemble des dispositions du mécanisme, qu'il s'agisse de l'obligation des acteurs obligés ou de la certification des capacités, renvoie à chaque fois à la notion de risque de défaillance : le risque de défaillance constitue ainsi la pierre angulaire du mécanisme de capacité. Le risque de défaillance est déterminé à partir d'études probabilistes d'adéquation qui confrontent des situations de demande, dont certaines exceptionnelles, et des scénarios d'offre disponible soumis à des aléas. Le paysage de défaillance qui en résulte est pris en compte dans la détermination des paramètres du mécanisme. Pour permettre aux acteurs

obligés, aux exploitants mais aussi à des acteurs tiers d'échanger des garanties de capacité, le mécanisme de capacité permet d'effectuer des transactions de manière bilatérale ou sur des marchés organisés. Cette organisation s'inscrit ainsi comme un prolongement naturel de l'organisation en vigueur sur le marché de l'énergie.

Les acteurs obligés et les exploitants de capacité sont incités financièrement à respectivement remplir leur obligation et respecter leur engagement. Le règlement financier pour les écarts est adapté en fonction de l'état global du système.

Le premier exercice débute au 1er juillet 2016 et se termine au 30 juin 2017, période correspondant à la première année de livraison. La période du 1er novembre 2016 au 31 mars 2017 constitue la première période de livraison pendant laquelle les heures de pointe PP1 et PP2 seront identifiées.

*

* *

Principes pour le calcul de l'obligation

Disposition prévues dans le décret :

Le montant de l'obligation en garanties de capacité doit refléter la contribution de chaque consommateur au risque de défaillance qu'il génère sur le système électrique français. Cette contribution est calculée à partir de la consommation mesurée pendant les heures dites PP1, qui correspondent aux heures où le risque de défaillance est le plus élevé. Les acteurs obligés disposent de deux leviers pour remplir au mieux leur obligation pour une année : soit diminuer leur consommation à la pointe, soit disposer des garanties de capacité suffisantes.

La détermination de l'obligation se fait en deux étapes. Premièrement, la puissance de référence est calculée à partir de la consommation constatée de chaque consommateur et des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour leurs pertes, afin de satisfaire à l'objectif de sécurité d'approvisionnement. La consommation constatée est corrigée de la sensibilité de la consommation à la température de l'acteur obligé et de la puissance effacée des capacités d'effacement certifiées activées durant les heures PP1. Deuxièmement, la puissance de référence de l'acteur obligé est multipliée par un coefficient de sécurité tenant compte notamment de l'apport des interconnexions.

La période de pointe PP1 constitue la période sur laquelle la mesure de la consommation constatée est effectuée pour être intégrée à la détermination de la puissance de référence et in fine au volume de l'obligation de capacité.

Quinze jours avant la date limite de cession de garanties de capacité, RTE calcule, pour chaque acteur obligé, le déséquilibre entre le montant de l'obligation de capacité de l'acteur obligé et le montant de garanties de capacité figurant sur le registre des garanties de capacité. L'acteur obligé a la possibilité de se rééquilibrer en achetant ou vendant des garanties de capacité jusqu'à la date limite de cession.

Pour effectuer ce calcul, les gestionnaires de réseaux de distribution transmettent à RTE les puissances de référence par acteurs obligés. RTE agrège ces informations avec celles issues des sites de consommations raccordées au RPT fournis par ces acteurs obligés.

Passé cette date, RTE notifie aux acteurs obligés le montant du déséquilibre final, ainsi que le règlement financier associé. Les acteurs obligés ont alors jusqu'à la date limite de recouvrement pour régler le montant financier qui leur a été notifié. RTE notifie à la CRE l'écart final en capacité de chaque acteur obligé, compte tenu du règlement financier effectivement versé par l'acteur obligé.

Modalités retenues dans les règles

C'est au regard de la contribution des clients de leur portefeuille au risque de défaillance que l'obligation des fournisseurs sera établie. **Ce risque de défaillance existe lors de période de pointe. C'est la consommation à la pointe qui est représentative du risque généré.** Un client qui ne consomme pas à la pointe n'a pas d'obligation de capacité.

Concrètement, le calcul de l'obligation, basé sur la consommation lors des heures de pointe PP1 est le suivant :

$$\boldsymbol{Obligation_{Fournisseur}} = \boldsymbol{C_{sécurité}} \times \begin{bmatrix} \boldsymbol{Conso_{FournisseurHorsNEB}} + \boldsymbol{P_{effacementcertifiesactives}} \\ +\boldsymbol{Gradient_{fournisseur}} \times (\boldsymbol{T°_{extrême}} - \boldsymbol{T°_{Réalisé}}) \end{bmatrix}$$

- Paramètres publiés par RTE : $\boldsymbol{C_{sécurité}}$ et $\boldsymbol{T°_{extrême}}$
- Données mesurées et/ou calculées : $\boldsymbol{Conso_{FournisseurHorsNEB}}$, $\boldsymbol{P_{effacementcertifiesactives}}$, $\boldsymbol{Gradient_{fournisseur}}$, $\boldsymbol{T°_{Réalisé}}$

Coefficient de sécurité

Le coefficient de sécurité reflète les marges nécessaires à la couverture des aléas résiduels sur la demande (aléas hors aléa thermosensible) et sur l'offre ainsi que la contribution des interconnexions. **Pour la première année de livraison, le coefficient de sécurité proposé par RTE vaut 0,93.**

Période PP1

La définition de la période PP1 proposée permet d'inciter l'activation d'actions de maitrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation, pour ainsi contribuer à la réduction de la pointe de consommation. Elle correspond aux plages horaires [07h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[des jours signalés par RTE. Les jours signalés ne sont pas fixés avant la période de livraison. Cependant, ils appartiennent toujours aux jours ouvrés des mois de novembre à mars, diminuée de la période dite de rupture correspondant aux vacances scolaires de Noël. Le projet de règles prévoit que RTE signale les jours PP1 la veille pour le lendemain. Ce signalement est fondé majoritairement sur un critère de consommation (les jours prévus de plus forte consommation). Le volume de jours PP1 signalés varie entre 10 et 15.

Le choix d'une période PP1 ciblée entre 100 heures et 150 heures encourage la flexibilité au niveau de la demande et permet ainsi de diminuer le niveau de la pointe de consommation en puissance.

Au contraire, le choix d'une autre méthode de détermination de l'obligation des fournisseurs, basée sur une période PP1 étendue, n'engendrerait aucune incitation pour les acteurs à réduire leur consommation lors des périodes de pointe. Une telle méthode alternative serait certes en partie porteuse d'incitations à la réduction de la consommation en énergie, mais le mécanisme de capacité n'a pas vocation à se substituer aux politiques de MDE : son objet est

limité au traitement des périodes de pointe de consommation. Une période PP1 étendue conduit de plus à attribuer une obligation de capacité à des consommateurs qui ne consomment pas du tout lors des périodes de pointe, ce qui est contraire au principe selon lequel les coûts de la gestion de la pointe doivent être supportés par ceux qui en sont à l'origine. Elle ne semble donc pas répondre aux objectifs fixés par les pouvoirs publics.

La question de la sensibilité de l'obligation aux scénarios climatiques rencontrés (c'est-à-dire à la distribution sur une année donnée des heures de plus forte consommation PP1) est néanmoins pertinente, et mérite d'être traitée. RTE considère ainsi que des mesures de stabilisation de l'obligation de capacité peuvent être envisagées dans la mesure où elles ne font pas échec au principe selon lequel un fournisseur qui parviendrait à réduire la consommation de ses clients durant les jours de pointe PP1 doit avoir une obligation réduite en conséquence.

RTE a procédé à une évaluation de cette sensibilité :

- l'obligation agrégée au niveau France n'est que faiblement dépendante du scénario climatique (moins de 1% pour une année centrée sur l'hiver). Les effets liés à la part saisonnière mais non thermosensible de la consommation apparaissent donc négligeables au premier ordre ;
- l'obligation calculée au niveau de chaque fournisseur dépend davantage du scénario climatique, cet effet étant essentiellement dû aux évolutions des périmètres de consommation des différents fournisseurs en début d'année civile.

Des dispositifs de stabilisation sont envisageables par rapport à une application stricte de la logique selon laquelle la période PP1 est restreinte aux heures constatées comme les plus chargées.

En premier lieu, **le signalement en amont des jours PP1 confère un surcroît de visibilité aux acteurs, même si la précision des heures PP1 devrait en être légèrement détériorée : cette évolution a été intégrée au projet de règles du 9 septembre 2013.**

En second lieu, les études réalisées par RTE sur le choix de l'année de livraison (année calendaire ou année « à cheval ») illustrent l'arbitrage nécessaire à réaliser entre la précision du mécanisme (le fait qu'il porte réellement la pointe) et la stabilité des paramètres qu'il engendre. Le choix privilégié par RTE d'une année de livraison couvrant tout l'hiver limite la volatilité du volume d'obligation au niveau France liée à l'évolution structurelle de la consommation, mais conduit à une volatilité plus forte au niveau de l'obligation individuelle de certains fournisseurs. Ainsi, même si la logique physique du système électrique demeure bien celle d'une année à cheval, **il pourrait être envisagée de faire coïncider les années de livraisons avec les années civiles**, afin de neutraliser l'essentiel des effets liés aux changements de périmètre et donc de diminuer fortement la sensibilité de l'obligation aux scénarios climatiques. Cette modification n'a pas été introduite dans le projet de règles à ce stade, mais est envisageable et peut être travaillée avec les acteurs d'ici la fin de la consultation.

Température extrême

Pour corriger la sensibilité à la température, la consommation des fournisseurs est extrapolée à une température extrême correspondant à une vague de froid décennale en fonction d'un

gradient de température représentant la sensibilité de leur consommation au froid. **Concrètement, il s'agit de calculer l'obligation comme si chaque année la vague de froid décennale avait lieu. Pour la première année de livraison, la température extrême est une chronique journalière précisée dans le projet de règles, dont la valeur moyenne est proche de -3°C.**

Gradient

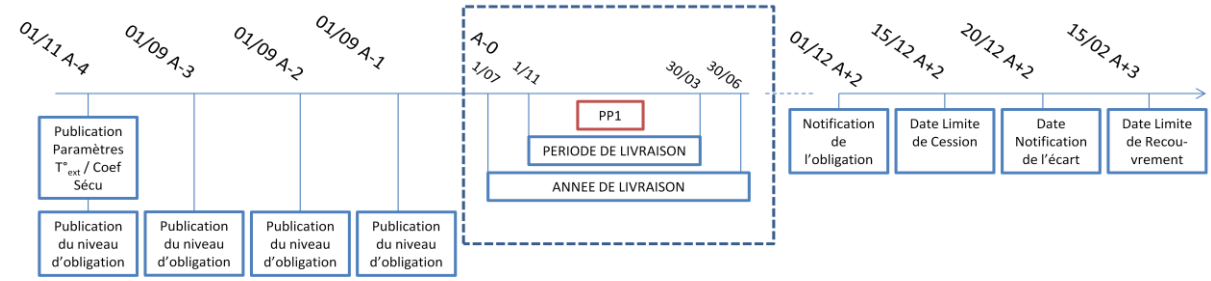
La méthode générique présentée par RTE consiste à élaborer, pour chaque fournisseur et à l'issue de la période de livraison, le gradient de consommation sur la base des mesures de consommation collectées durant la période hivernale qui s'achève, à l'exception des jours fériés et de la période correspondant aux vacances de fin d'année. Cette méthode assure formellement que l'obligation de chaque fournisseur correspond à sa contribution au risque de défaillance.

Pour autant, la détermination du gradient peut soulever des problématiques de prévisibilité pour les fournisseurs, notamment durant les premières années du mécanisme de capacité correspondant à une phase d'apprentissage.

RTE propose la mesure de simplification suivante, valable au moins lors des deux premières années de livraison du dispositif, afin de faciliter son appropriation par les parties prenantes : fixer dans les règles la valeur du gradient à 0 pour certaines classes de consommateurs (les consommateurs raccordés au RPT ainsi que les consommateurs raccordés aux réseaux de distribution et considérés comme non thermosensibles) pour lesquels la mesure ex post aurait de toute façon conduit à trouver des valeurs faibles.

Les paramètres de calcul de l'obligation sont déterminés 4 ans à l'avance. En définissant à l'avance les paramètres du mécanisme, les acteurs obligés ont la possibilité d'estimer le montant de leur obligation et mettre en œuvre d'éventuelles actions de maîtrise en fonction de leur prévision de consommation.

Chronologie synthétique concernant l'obligation :



*

* *

Principes liés à la certification

Disposition prévues dans le décret :

Le décret dispose que tout exploitant d'une capacité, ou une personne mandatée par lui, présente, pour chaque année de livraison, une demande de certification de sa capacité au

gestionnaire de réseau auquel il est raccordé. **La certification vise à valoriser une capacité à hauteur de sa contribution à la réduction du risque de défaillance au travers du volume de garanties qui lui est alloué pendant les heures de pointe dites PP2.** Cette contribution renvoie aux caractéristiques propres de la capacité (disponibilité, contraintes de stock, commandabilité, contraintes dynamiques) qui est à mettre au regard du système électrique donné (parc de capacités et structure de la demande) et du critère de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics. Ainsi la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité est indépendante du choix des paramètres de certification. Tout l'enjeu de la définition de ces paramètres est donc de traduire au mieux la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité.

Par ailleurs, le décret dispose d'un « *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* ». Ainsi, un effacement doit obtenir une valorisation équivalente qu'il soit pris côté demande en tant que réduction de l'obligation ou bien côté offre en tant que capacité certifiée, qui *renvoie directement à sa contribution à la réduction du risque de défaillance*. Ce principe impose une cohérence, côté obligation et côté certification des méthodes d'estimation de la contribution des effacements et des périodes de pointe PP1 et PP2.

Le régime général de certification du décret repose sur l'attribution d'un volume de garanties dépendant de la disponibilité effective et contrôlable des capacités associées. Les exploitants de capacités de production et d'effacement de consommation sont tenus de conclure avec RTE un contrat de certification de leur capacité, par lequel les exploitants s'engagent sur le caractère effectif de leur capacité. Par ce contrat, les exploitants s'engagent sur un certain niveau de capacité, et se voient octroyer en fonction de ce niveau de capacité, un montant de garanties de capacité. Afin de foisonner les aléas, les exploitants de capacité sont rattachés à un responsable de périmètre de certification (RPC), qui est redevable d'un règlement financier des écarts en cas d'écart entre la capacité certifiée et la capacité effectivement disponible l'année de livraison considérée sur les heures PP2. Après cette année de livraison, RTE calcule les écarts pour chaque responsable de périmètre de certification, au vu de la disponibilité réelle des capacités. Un règlement financier relatif aux RPC est payé par le responsable de périmètre de certification.

Les offreurs de capacités peuvent procéder à des rééquilibrages à la hausse ou à la baisse, selon la disponibilité prévisionnelle de leurs capacités (c'est-à-dire à une « recertification » de leur capacité à une valeur plus proche de la réalité attendue). Dans le cas d'un rééquilibrage à la baisse, le responsable de périmètre de certification restitue à RTE les garanties de capacité correspondant au volume de rééquilibrage retenu. Un nouveau contrat de certification avec l'exploitant de la capacité, qui annule et remplace le précédent, est alors conclu. Dans le cas d'un rééquilibrage à la hausse, des garanties de capacité supplémentaires sont créées par RTE et attribuées à l'exploitant de capacité concerné.

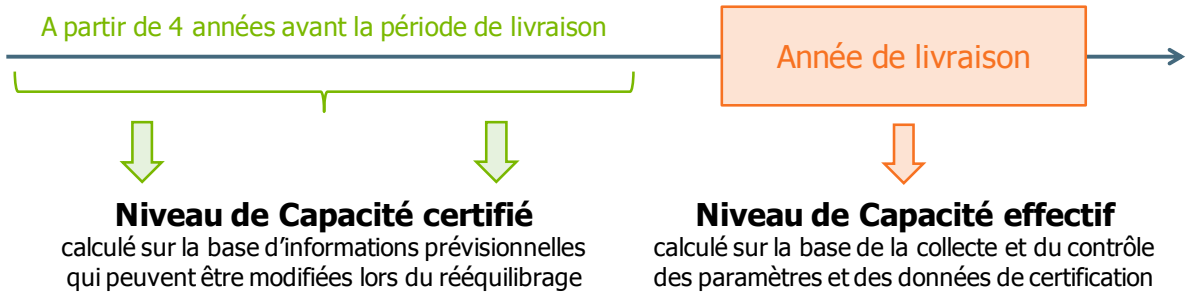
<u>Modalités retenues dans les règles</u>

La méthode de certification proposée dans les règles consiste :

- **à certifier les capacités sur la base de données déclaratives fournies par les exploitants de capacité ;**
- **à mesurer le niveau de capacité effectif sur la base des contrôles effectués lors de l'année de livraison;**

- **à traiter dans le cadre des règlements financiers les différences constatées entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif.**

La certification des capacités conduit à l'attribution de garanties de capacité. Celles-ci sont inscrites au compte de l'exploitant dans le registre des garanties de capacité.



Les modalités précises de certification (calendrier, méthode) varient selon le type de capacité concerné. Les Règles distinguent les 4 catégories suivantes à cet effet :

- les capacités de production existantes, qui ont l'obligation de demander à se faire certifier 3 ans avant le début de l'année de livraison ;
- les capacités de production en projet, qui peuvent demander à se faire certifier dès la signature du premier règlement de la convention de raccordement signée ;
- les capacités d'effacement existantes, qui peuvent se faire certifier jusqu'au début de la période de livraison ;
- les capacités d'effacement en projet, auxquelles le même régime que pour les capacités d'effacement existantes est appliqué.

Les exploitants de capacités adressent leur demande directement au gestionnaire de réseau auquel la capacité est raccordée.

Les capacités inférieures à 1 MW doivent faire une demande de certification groupée.

Le calcul du nombre de garanties de capacité, appelé « niveau de capacité certifié », dépend de la puissance disponible pendant les heures de pointes PP2, retraitée en fonction des contraintes de stock de la capacité.

La période PP2 correspond aux plages horaires [07h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[(soit 10 heures par jour) des jours signalés par RTE. Un signalement des jours PP2 est mis en place ; il est transmis en J-1. Ce signalement est fondé sur un critère prenant en compte la consommation (les jours prévus de plus forte consommation) et les tensions prévisionnelles auxquelles est soumis le système électrique français. Tous les jours signalés pour PP1 sont des jours signalés pour PP2 (inclusion de PP1 dans PP2). Le volume de jours PP2 signalés varie entre 10 et 30. **Le choix de la période PP2 correspond donc au choix de la meilleure mesure permettant d'obtenir le meilleur estimateur de la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.** Cette disposition responsabilise les exploitants sur la disponibilité de leurs capacités lors des réelles situations de risque pour la sécurité d'alimentation. Elle assure la cohérence entre contribution à la réduction du risque de défaillance et volume de garanties alloués, y compris pour les capacités ayant des disponibilités courtes notamment les capacités de pointe et les effacements de consommation. Elle permet de respecter la disposition du décret de non discrimination entre effacements certifiés et réduction de l'obligation et elle limite également

l'éventuel effet d'aubaine d'une double valorisation pour des capacités d'effacement. La période PP2 n'est pas arrêtée avant l'année de livraison de manière administrée et les incitations financières assurent que les exploitants de capacité respectent leurs engagements et donc que les capacités certifiées soient disponibles pendant les heures de pointe PP2. Ces dispositions cohérentes ne perturbent pas le marché de l'énergie puisqu'elles se basent sur la disponibilité et non l'activation des capacités.

Une capacité ou plusieurs capacités de taille réduite qui ont été certifiées forment une entité de certification. Cette entité de certification est inscrite au registre des capacités certifiées.

La certification qui est réalisée sur des données déclaratives des exploitants, doit reposer sur des mesures de contrôle efficaces.

Pour le contrôle de la production intermittente, la proposition retenue à ce stade est d'utiliser la mesure de la production injectée sur le réseau pour le calcul du niveau de capacité effective. Cette proposition pourra faire l'objet de discussions ultérieures. Cette proposition technique ne tient pas compte des éventuelles dispositions particulières que mettra en place la CRE pour les capacités sous contrats spécifiques (type obligation d'achat). Dans ce cas, le cadre des incitations financières sera alors différent. Des méthodes pour la certification et le contrôle de ces capacités différentes pourront être envisagées, et reposer davantage sur des valeurs normatives par exemple.

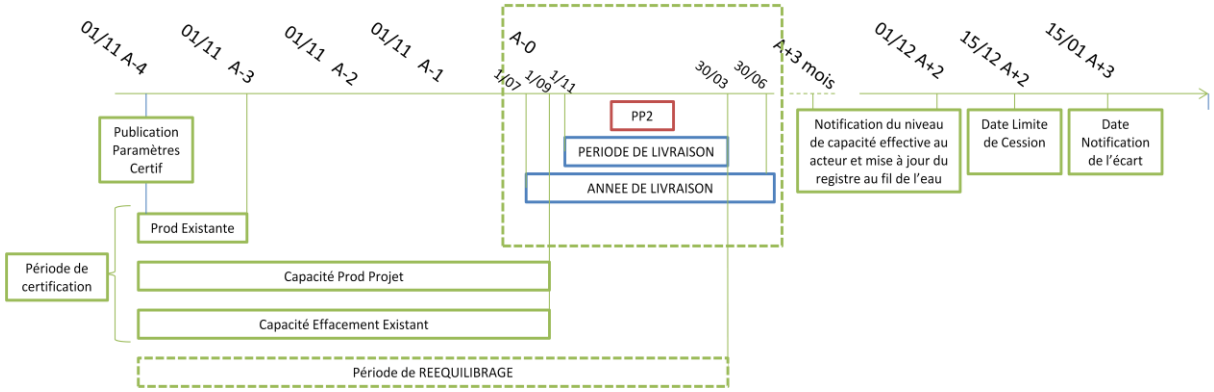
Pour le contrôle des capacités commandables, le niveau de capacité effectif d'une capacité est calculé sur la base des informations collectées en temps réel et contrôlées a posteriori. Les données collectées proviennent des mécanismes existants ou qui seront créés ultérieurement. Les données contrôlées proviennent des outils de mesure et des audits réalisés. C'est la combinaison des deux (collecte et contrôle) qui assure l'efficacité du contrôle des engagements.

Le rééquilibrage est le dispositif qui assure la cohérence entre le « marché » et le « physique ». Le dispositif de rééquilibrage proposé par RTE permet à un exploitant de capacité de transmettre une demande de rééquilibrage lorsque survient un aléa modifiant son niveau de capacité effectif. La structure du rééquilibrage est de nature à inciter les exploitants à procéder à ce rééquilibrage au plus vite dès la constatation d'une divergence entre niveau de capacité effectif et niveau de capacité certifié. Par là même, le dispositif assure que l'offre en capacité sur le marché reflète à tout instant la meilleure estimation du niveau de capacité effectif. L'enjeu du rééquilibrage n'est donc pas moins que de garantir la cohérence des signaux véhiculés par le marché avec la situation physique. Il apparait donc fondamental que dans le cadre du mécanisme de capacité, soit maintenu un signal marché reflétant la situation physique. Le rééquilibrage en capacité des RPC en est un des dispositifs structurants. L'ensemble des aléas sur le physique, y compris ceux pouvant intervenir au cours de la période de livraison, doivent pouvoir être transmis au marché via le rééquilibrage. Celui-ci est autorisé jusqu'à la fin de la période de livraison de manière à ce que la cohérence du marché soit garantie même pendant la période de livraison. RTE propose que les redéclarations faites dans le cadre d'un rééquilibrage soient effectuées à coût nul jusqu'au début de la période de livraison. Il augmente ensuite progressivement durant la période de livraison.

Certains acteurs ont exprimé la crainte qu'un accès gratuit au rééquilibrage n'incite pas suffisamment les exploitants à certifier leurs capacités à des valeurs représentatives de leurs anticipations réelles, et puisse conduire à des manipulations de marché. Des modalités spécifiques portant notamment sur les modalités de rééquilibrage avant le début de la

période de livraison pourraient être introduites en réponse. RTE est prêt à y travailler durant la phase de consultation qui s'ouvre, avec les acteurs intéressés.

Chronologie synthétique concernant la certification :



*

* *

Principes pour le règlement financier des acteurs

Dispositions prévues par le décret

Le décret dispose que le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs est proportionnel au déséquilibre entre le montant de l'obligation de capacité du fournisseur et le montant de garanties de capacité figurant sur le compte du fournisseur et à un prix unitaire dépendant du signe du déséquilibre.

La méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité est déterminée de manière *à assurer à moyen terme une incitation économique à la satisfaction de l'obligation de capacité des fournisseurs, inciter les fournisseurs à évaluer leurs besoins en garanties de capacité, en vue de remplir leur obligation de capacité, sur la base d'une estimation de bonne foi de la puissance de référence de leurs clients et limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs.* (IV de l'article 6)

Le décret dispose que le règlement financier relatif aux écarts des responsables de périmètre de certification est fonction de l'écart du RPC, c'est à dire la différence entre les niveaux de capacité effectifs et les niveaux de capacité certifiés cumulés des capacités certifiées rattachées à son périmètre compte tenu des contrats de certification conclus après rééquilibrage et de la somme algébrique des volumes de rééquilibrage effectués ainsi que, dans le cas où plusieurs rééquilibrages successifs ont eu lieu, du nombre et du sens de ces rééquilibrages successifs. Pour un même écart, le recours au rééquilibrage augmente la valeur algébrique du règlement financier par rapport à une situation sans rééquilibrage.

La méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification est déterminée de manière à assurer à moyen terme une incitation économique à la satisfaction de l'engagement des exploitants, inciter les exploitants de capacité à transmettre, lors des demandes de certification et de rééquilibrage, des informations sincères, en particulier pour ce qui concerne la disponibilité prévisionnelle de leur capacité et

limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs.

Modalités retenues dans les règles

Afin de limiter les possibilités d'arbitrage et véhiculer les bonnes incitations, le rééquilibrage en capacité des acteurs obligés et le règlement des écarts des RPC sont calculés avec le même prix unitaire.

Les acteurs obligés ou les RPC en écart négatif versent sur le fonds de règlement des écarts qui leur est dédié un montant égal à leur écart multiplié par le prix de règlement des écarts négatifs. Ceux en écart positif reçoivent du fond qui leur est dédié un montant égal à leur écart multiplié par le prix de règlement des écarts positifs. Ce montant pourra être réduit dans le cas où le solde du compte ne suffirait pas à rémunérer l'ensemble des acteurs en écart positif. Dans ce cas, le montant versé aux acteurs en écart positif est effectué au prorata de leur écart.

Les paramètres afférents au règlement des écarts sont fixés en amont. **La matrice de règlement des écarts a été simplifiée par rapport au modèle présenté le 11 juillet. Notamment, elle n'inclut plus de « fonction de lissage » dépendant de l'état du système électrique : le règlement des écarts est simplement différencié selon que la sécurité d'approvisionnement est menacée ou non.**

Le prix de règlement des écarts est défini sur la base du prix de marché de garanties, qui reflète la tension réelle du système électrique. Un coefficient d'incitation K défini dans les règles du mécanisme de capacité permet d'assurer l'incitation à recourir au marché plutôt qu'à attendre le règlement des écarts.

A l'issue de la période de pointe, RTE calcule l'écart global réalisé, qui correspond à la différence algébrique entre le niveau de capacité effectif global et le niveau d'obligation effectif global. Si l'écart global est inférieur un écart limite, le prix de règlement des écarts négatifs bascule sur un prix administré. Les acteurs disposeront, à l'entrée de la période de livraison, des informations sur l'état comparé des volumes de capacité et du niveau d'obligation prévisionnel.

	Sécurité d'approvisionnement menacée Ecart global ≤ Ecart limite	Sécurité d'approvisionnement non menacée Ecart global ≥ Ecart limite
Prix de règlement des écarts négatifs	Padmin	(1+K) Pm
Prix de règlement des écarts positifs	(1-K) Pm	(1-K) Pm

Matrice de règlement des écarts

Les soldes éventuellement constatés sur les fonds sont redistribués aux utilisateurs du réseau.

Le règlement financier ainsi défini transmet aux acteurs de marché les bonnes incitations pour couvrir leur obligation, respecter leurs engagements et éviter les arbitrages. En effet,

lorsque la sécurité d'alimentation n'est pas menacée, **le prix de règlements des écarts est fonction des prix de marchés plusieurs années à l'avance et ne dépend pas du prix des transactions lors de l'année de livraison.** Ceci permet de donner de la visibilité aux acteurs. Ainsi, lorsque la sécurité d'alimentation n'est pas menacée, les acteurs in fine sont rémunérés sur la base du réalisé au prix de marché. Lorsque la sécurité d'alimentation est significativement menacée, le prix de règlement des écarts négatif est égal à une pénalité administrative fixée par les pouvoirs publics.

L'exemple ci-dessous illustre le processus pour deux RPC :

- K = 0.1
- Ecart Limite = - 2GW
- Ecart Global = - 1GW
- Pm = 10

	Niveau de capacité certifié	Niveau de capacité Effectif	Ecart	Revenu Vente Marché	Règlement financier	Revenu Total	Revenu sans écart (reéquilibrage du RPC)
	NCC	NCE	NCE-NCC	100 *Pm	-Ecart *(1±K) Pm	Vente -Reg Fi	NCE * Pm
RPC 1	100	90	-10	1000	110	890	900
RPC 2	100	110	10	1000	- 90	1090	1100

Le modèle proposé par RTE vise à mobiliser un maximum de leviers d'actions pour pallier les aléas intervenant sur l'équilibre offre-demande et limiter ainsi les surcoûts pour les consommateurs. A cette fin, le marché de capacité doit refléter le plus fidèlement possible l'état physique du système électrique à toutes les échéances. Les exploitants de capacité s'engagent sur leur niveau de disponibilité pendant l'année de livraison et sont incités à révéler leur meilleure prévision.

Ainsi, par exemple, un aléa d'indisponibilité sur le parc de production a des répercussions sur le marché de capacité dont le prix augmente. Cette hausse du prix doit permettre de mobiliser les leviers potentiels existant à l'échéance considérée : par exemple, les effacements de consommation (qu'ils soient certifiés ou soient comptabilisés comme réduction de consommation). Inversement, si le système électrique révèle des surcapacités, le prix de marché de la capacité devrait diminuer. Il s'agit d'une opportunité pour les exploitants dont le coût de maintien en disponibilité est important de fermer leur capacité (éventuellement provisoirement) sans surcoût significatif.

*

* *

L'impact de la mise en place du mécanisme de capacité sur le consommateur est modéré.

Les choix techniques réalisés dans le projet de Règles contribuent à limiter le surcoût pour le consommateur : prise en compte dans le coefficient de sécurité de l'apport des capacités

localisées hors du territoire national par l'intermédiaire des interconnexions, modalités de certification étendues pour les effacements leur permettant d'être sollicités y compris durant la période de livraison. Le transfert des capacités associées à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) permet en outre à l'ensemble des consommateurs, de bénéficier de la valeur capacitaire correspondante du parc nucléaire historique sans surcoût.

Pour les grands sites industriels ayant un profil de consommation peu saisonnalisé, l'impact économique de la mise en place du mécanisme de capacité devrait être très faible, voire nul pour un consommateur consommant en « ruban ». Les consommateurs à profil de consommation plat susceptibles de valoriser leur flexibilité en s'effaçant lors des pointes de consommation pourraient même être bénéficiaires nets du dispositif.

Les effets sont un peu plus importants pour les consommateurs disposant d'un profil plus saisonnier, mais demeurent limités pour les mêmes raisons, voire nuls ou même positifs pour les consommateurs susceptibles de s'effacer.

Les impacts de la mise en place du mécanisme de capacité pourraient être plus sensibles sur les consommateurs thermosensibles, qui sont à l'origine de la pointe de consommation. A l'horizon de la mise en place du mécanisme de capacité, les tarifs réglementés de vente devraient toujours être proposés aux consommateurs domestiques. Ces tarifs devraient évoluer en fonction de l'écart entre la composante actuelle des tarifs et le prix de marché.

*

* *

Echanges et transparence

Pour chaque année de livraison, RTE met en place et gère trois registres.

Le *registre des capacités certifiées*, qui a un caractère public, répertorie toutes capacités certifiées. Il est mis à jour mensuellement. Il contient la liste des capacités certifiées et de leurs caractéristiques, la puissance certifiée, la disponibilité prévisionnelle (actualisée).

Le *registre des garanties de capacité*, à caractère confidentiel, comptabilise de manière sécurisée toutes les opérations de délivrance, de transaction et de destruction de garanties de capacité. Il est ouvert dès la délivrance des premières garanties de capacité.

Le *registre des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe des acteurs obligés* récence les déclarations de réduction de consommation. Ces données sont prises en compte par RTE dans le calcul du niveau global d'obligation.

Une garantie de capacité est un instrument fongible dématérialisé, qui est négociable. Chaque garantie de capacité n'est valable que pour une année de livraison. C'est l'inscription sur le compte dans le registre de garanties de capacité qui assure la propriété de la garantie de capacité.

Le bon fonctionnement du mécanisme repose sur sa transparence. La publication annuelle du niveau d'obligation global par RTE et la mise à disposition en continu du registre des capacités certifiées permet aux acteurs de construire et d'ajuster la stratégie de couverture de leurs obligations.

*

* *

Conclusion

Le mécanisme de capacité est un outil qui accompagne la transition énergétique. En accord avec les textes législatifs et réglementaire, le corpus de règles proposé par RTE repose sur une responsabilisation de l'ensemble des acteurs avec un contrôle précis et efficace.

Tout d'abord, le mécanisme prévoit l'engagement de disponibilité de toutes les capacités de France sur une période de pointe PP2 ciblée sur les heures de plus fortes consommations. Le choix des heures PP2 ciblées est primordial pour la réussite du mécanisme afin d'assurer la sécurité d'alimentation et permettre d'utiliser tous les leviers possibles au niveau de l'offre et de la demande.

Par ailleurs, le calcul de l'obligation corrigé des aléas climatiques sur une période de pointe PP1 également ciblée sur les heures de plus fortes consommations répond aux objectifs fixés par les pouvoirs publics, puisqu'il incite l'activation d'actions de maitrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation, pour ainsi contribuer à la réduction de la pointe de consommation.

Enfin, l'agrégation des données individuelles des acteurs permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement collective, les acteurs du système électrique ayant la meilleure connaissance de leurs consommations ou de la disponibilité de leurs capacités de production ou d'effacement. Ainsi, le processus d'obligation prévoit que l'acteur obligé applique la méthode de calcul de l'obligation avec les paramètres fournis par RTE sur la base de ses propres estimations de consommations. Dans le même sens, les exploitants de capacité sont incités à se faire certifier sur la base d'éléments déclaratifs.

En parallèle, cette responsabilisation individualisée est encadrée et contrôlée pour assurer le bon fonctionnement du mécanisme.

Au niveau de la transparence : RTE publie 4 années à l'avance les paramètres pour la certification et le calcul de l'obligation, une estimation du niveau d'obligation globale chaque année, la somme des capacités certifiées très fréquemment. RTE signale les périodes de pointes PP1 et PP2 en J-1. Cette transparence contribue à améliorer la visibilité des acteurs et la stabilité du marché.

Au niveau du risque pour les acteurs : Les exploitants de capacité se regroupent au sein d'un responsable de périmètre de certification pour foisonner les aléas et peuvent se rééquilibrer le cas échéant. Côté acteurs obligés, le calcul de l'obligation est corrigé de l'aléa climatique et RTE notifie l'obligation des acteurs obligés avant la fermeture du marché.

Au niveau du contrôle : RTE procède à un contrôle précis des engagements des exploitants de capacité et au respect des obligations des acteurs obligés. Ce contrôle est associé à un règlement financier incitatif et équitable.

L'objectif de sécurité d'approvisionnement est garanti par le marché de garanties de capacité qui reflète l'équilibre physique entre le niveau d'obligation effectif et le niveau de capacité effectif. Cette cohérence entre le marché et le physique est assurée tout au long du mécanisme via deux dispositifs :

- Le rééquilibrage des exploitants de capacité, qui assure que l'offre en garanties reflète à tout moment la meilleure prévision du niveau de capacité effectif global.
- Le règlement des écarts calculé sur la base du réalisé, qui assure que les acteurs recourent au marché dès la constatation d'un écart vis-à-vis de leur meilleure prévision et transmettent ainsi au marché toute nouvelle information dont ils disposent.

La mise en œuvre opérationnelle du mécanisme est la prochaine étape. Les premières certifications ainsi que les premières transactions de garanties de capacité auront lieu dès 2014.

Les indicateurs de réussite du mécanisme dans 5 ans se traduiront par un risque maîtrisé sur la sécurité d'alimentation, la baisse de la consommation pendant les heures de pointe et le volume en hausse des capacités d'effacement. A terme, le développement de leviers nouveaux comme l'effacement devrait permettre de réduire le coût pour le consommateur final. Le développement des énergies intermittentes viendra par ailleurs dans les années à venir renforcer le besoin de flexibilité du système, du côté de l'offre comme de la demande. Le mécanisme de capacité français est un outil pour permettre au système électrique de faire face à ces nouveaux défis. A partir de ces indicateurs, les pouvoirs publics et la communauté des acteurs seront en mesure de juger et d'ajuster le cas échéant le mécanisme de capacité français.

SOMMAIRE

Synthèse **3**
Sommaire **20**
Introduction **23**
1. Exposé des motifs **25**
1.1 Contexte législatif et réglementaire 25
1.1.1 Rapport Poignant-Sido sur la maitrise de la pointe de consommation *25*
1.1.2 Loi NOME *25*
1.1.3 Décret relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande électrique *25*
1.1.4 Décret portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité *26*
1.1.5 Loi Brottes *26*
1.1.6 Débat européen sur les mécanismes de capacité *26*
1.2 Modalités prévues par le décret 30
1.2.1 Architecture du mécanisme de capacité prévue par le décret *30*
1.2.2 Corpus réglementaire prévu par le décret *31*
1.3 Concertation CURTE menée par RTE 34
2. Grandes orientations du mécanisme de capacité **38**
2.1 Critères d'appréciation de réussite du mécanisme de capacité 38
2.2 Orientation majeure en termes d'architecture du mécanisme 39
2.2.1 Périmètre de capacités considéré par le mécanisme *39*
2.2.2 Contribution à la sécurité d'approvisionnement *40*
2.2.3 Participation des capacités d'effacement de consommation *40*
2.2.4 Cohérence des signaux du mécanisme avec le niveau de sécurité d'approvisionnement *42*
2.3 Principes structurants du décret 44
2.3.1 Risque de défaillance, pierre angulaire du mécanisme *44*
2.3.2 Contribution au risque de défaillance et puissance de référence *47*
2.3.3 Lien entre obligation et certification : non discrimination entre effacement certifié et réduction de l'obligation *47*
2.3.4 Contribution à la réduction du risque de défaillance et niveau de capacité *48*
2.3.5 Approche retenue dans le projet de règles *48*
2.4 Démarche retenue pour la détermination des choix du dispositif 49
2.5 Articulation globale du mécanisme 50
3. Obligation de capacité **52**
3.1 Vision générale sur l'obligation 52
3.1.1 Acteurs obligés *52*
3.1.2 Puissance de référence *52*
3.1.3 Coefficient de sécurité *56*
3.1.4 Synthèse sur les principes de l'obligation *58*
3.2 Période de mesure de l'obligation des fournisseurs : période de pointe 1 (PP1) 59
3.2.1 Définition de PP1 et contribution au risque de défaillance *59*
3.2.2 Définition de PP1 et réduction de la pointe de consommation *61*
3.2.3 Signalement des heures PP1 ..... *63*
3.2.4 Sensibilité de l'obligation à la localisation temporelle de PP1 ..... *69*
3.2.5 Disposition retenue dans le projet de règles sur PP1 ..... *71*
3.3 Année de livraison 71
3.3.1 Année à cheval centrée sur un hiver ou année civile *71*
3.3.2 Impact du choix de l'année de livraison sur le fonctionnement du mécanisme *72*
3.3.3 Sensibilité du mécanisme de capacité aux choix de l'année de livraison quant à son objectif de sécurité d'alimentation *72*
3.3.4 Sensibilité de l'obligation des fournisseurs au choix de l'année de livraison *75*
3.3.5 Disposition retenue dans le projet de règles sur l'année de livraison *77*
3.4 Paramètres de l'obligation de capacité 78
3.4.1 Détermination des paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité) *78*

3.4.2 Température extrême 80
3.4.3 Coefficient de sécurité 82
3.5 Détermination de l'obligation 85
3.5.1 Périmètre d'un Fournisseur 86
3.5.2 Puissance de référence 86
3.5.3 Consommation constatée 87
3.5.4 Sensibilité de la consommation à la température 87
3.5.5 Prise en compte des effacements certifiés activés 97
3.5.6 Dispositions particulières 100
3.6 Articulation temporelle de l'obligation des fournisseurs 101
3.6.1 Avant l'année de livraison 101
3.6.2 Pendant l'année de livraison 101
3.6.3 Après l'année de livraison 101
4. Certification des capacités 103
4.1 Vision générale sur la certification des capacités 103
4.1.1 Acteurs de la certification des capacités 103
4.1.2 Niveau de capacité 104
4.1.3 Période de pointe PP2 109
4.1.4 Calcul du niveau de capacité 110
4.2 Période sur laquelle porte la certification des capacités (Période PP2) 113
4.2.1 Période PP2 : période d'estimation de la contribution à la réduction du risque de défaillance des capacités 113
4.2.2 Conséquence du choix de PP2 sur la répartition des garanties par filière 115
4.2.3 Conséquence du choix de PP2 sur la variabilité du volume de garanties 116
4.2.4 Sensibilité du niveau de capacité effectif à la localisation des heures PP2 118
4.2.5 Signalement des heures PP2 120
4.2.6 Bilan : dispositions retenues dans le projet de règles sur PP2 121
4.3 Calcul du niveau de capacité 122
4.3.1 Puissance disponible de la capacité 122
4.3.2 Détermination du coefficient de prise en compte des contraintes techniques d'une capacité (K) 122
4.4 Demande de certification 125
4.4.1 Définition des capacités 125
4.4.2 Date limite de certification 126
4.5 Rééquilibrage 128
4.5.1 Processus de rééquilibrage 128
4.5.2 Conséquences financières du rééquilibrage 128
4.6 Transparence associée à la certification 131
4.6.1 Publications liées au registre des capacités certifiées 131
4.6.2 Déclaration d'évolution des paramètres de certification d'une capacité 131
4.6.3 Contrôle des capacités 132
5. Règlements financiers du mécanisme de capacité 133
5.1 Principes généraux sur les règlements financiers 133
5.1.1 Dispositions du décret concernant les règlements financiers 133
5.1.2 Incitations à véhiculer par les règlements financiers 134
5.1.3 Éléments structurants des règlements financiers du mécanisme de capacité 134
5.1.4 Synthèse sur les principes des règlements financiers 135
5.2 Règlements financiers retenus dans le projet de règles 136
5.2.1 Articulation du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et du règlement des écarts 136
5.2.2 Prix unitaire du règlement financier 136
5.2.3 Détermination du prix de référence marché 137
5.2.4 Détermination de l'écart global 138
5.3 Étude d'impact sur le coût du règlement des écarts pour les acteurs 140
5.3.1 Cadre de l'étude 140
5.3.2 Principe de l'étude 140
5.3.3 Résultats 142
6. Evaluation du coût induit par la mise en place du mécanisme de capacité pour les consommateurs 144
6.1 Répartition des coûts sur les consommateurs 145

6.1.1 Cadre d'analyse et hypothèses structurantes 145
6.1.2 Évaluations chiffrées 148
Annexe 1. Contributions des acteurs à la concertation 156

INTRODUCTION

Les dispositions de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, codifiées aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, établissent un dispositif d'obligation de capacité. Celui-ci prévoit que *« chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continentale, à la sécurité d'approvisionnement »*.

Le décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 en définit l'organisation générale. Les fournisseurs se verront attribuer une obligation qui dépend de la consommation effective de leurs clients lors des pointes de consommation ; ils devront pour la remplir détenir un certain montant de garanties de capacité en étant eux-mêmes exploitants de capacité ou en les acquérant auprès d'autres détenteurs de ces garanties ; les garanties de capacité seront initialement émises par RTE et attribuées aux exploitants de capacité selon la contribution prévisionnelle de leurs installations à la réduction du risque de défaillance lors des pointes. Il s'agit donc d'un mécanisme de marché fortement régulé par la puissance publique, sur lequel des acteurs obligés et les détenteurs de garanties échangeront des garanties. Le décret détaille comment seront déterminés les principes de certification des capacités pour leurs exploitants, les obligations des fournisseurs, l'organisation des échanges des garanties de capacité ainsi que les mécanismes de transparence associés.

Ces principes posés par le décret doivent faire l'objet d'une nouvelle étape de déclinaison, afin que le mécanisme puisse être opérationnel pour l'hiver 2016-2017. Tel est l'objet des règles, contrats et conventions qui doivent être approuvés par le Ministre et la Commission de régulation de l'énergie avant leur entrée en vigueur. RTE ouvre ainsi le 11 septembre 2013 une consultation publique sur le corpus de règles (au sens large) prévu par le décret, dont les principes retenus sont exposés dans cette synthèse.

La France est confrontée à des défis majeurs pour gérer avec succès sa transition énergétique. La transition énergétique représente le passage d'une société fondée sur la consommation abondante d'énergies fossiles, à une société plus sobre et plus écologique. Elle implique notamment de réaliser des économies d'énergie, d'optimiser les systèmes de production et de recourir de manière accrue aux énergies renouvelables. Le secteur électrique français actuel, compétitif et peu carboné, est largement le fruit des choix énergétiques passés (développement de l'hydroélectricité et du nucléaire, transferts d'usage vers l'électricité par le biais du développement du chauffage électrique, renforcement de l'indépendance énergétique de la France) qui ont majoritairement été réalisés dans les années 1970-1980. **Ces choix, cohérents au regard de l'indépendance énergétique, de la compétitivité et de la réduction de l'empreinte carbone, ont conduit à l'apparition d'un phénomène de pointe électrique qui présente une ampleur particulière en France.** De plus, ces dernières années, alors même que le rythme d'augmentation de la consommation moyenne s'infléchissait (en énergie), la puissance appelée à la pointe de consommation continuait, elle, à progresser de manière importante. **Le mécanisme de capacité français a été conçu comme une réponse à cette problématique, c'est-à-dire comme un moyen de modifier les comportements de consommation à la pointe (approche demande) et de susciter les investissements adéquats en installations de production et en capacités d'effacement (approche offre) dans un contexte où la**

propension des marchés de l'énergie à engendrer de tels investissements était mise en doute de manière générale en Europe.

Le mécanisme de capacité français doit permettre d'accompagner cette transition énergétique en permettant une **gestion économique de la pointe électrique**, spécifique au système électrique français, **en garantissant le niveau de sécurité d'alimentation** déterminé par les pouvoirs publics, et **en donnant toute leur place au développement des effacements et des actions de maîtrise de la courbe de charge**, conformément à la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013.

1. EXPOSE DES MOTIFS

1.1 Contexte législatif et réglementaire

1.1.1 Rapport Poignant-Sido sur la maitrise de la pointe de consommation

La proposition de créer un mécanisme de capacité en France trouve son origine dans le rapport parlementaire Poignant-Sido daté du 1er avril 2010, issu des travaux du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique. Ce groupe de travail a étudié l'évolution de la structure de la consommation d'électricité française et caractérisé la pointe électrique ainsi que son évolution.

Ces travaux ont permis de mettre en évidence les problèmes potentiels que pose l'accroissement de la consommation électrique en période de pointe pour assurer la continuité de l'alimentation en électricité lors de ces périodes. Ils ont conduit à la formulation de propositions dont certaines consistent en la mise en place d'un mécanisme de capacité.

1.1.2 Loi NOME

La loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) a repris les propositions n° 16 et 17 du rapport Poignant-Sido dans son article 6 en instaurant un mécanisme de capacité sur le territoire continental métropolitain.

L'article 6 de la loi NOME prévoit notamment que « *chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Chaque fournisseur d'électricité doit disposer de garanties directes ou indirectes de capacités d'effacement de consommation et de production d'électricité pouvant être mises en œuvre pour satisfaire l'équilibre entre la production et la consommation sur le territoire métropolitain continental, notamment lors des périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée. Les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité retenu pour l'élaboration du bilan prévisionnel pluriannuel mentionné à l'article 6 de la présente loi.* »

1.1.3 Décret relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande électrique

L'obligation de capacité introduite par la loi NOME fait explicitement référence au niveau de sécurité d'approvisionnement retenu pour l'élaboration du bilan prévisionnel.

Le décret n°2006-1170 du 20 septembre 2006 relatif aux bilans prévisionnels pluriannuels d'équilibre entre l'offre et la demande électrique dispose d'une « *durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité* ». Il s'agit du critère de sécurité d'approvisionnement qui est pris en compte dans le mécanisme de capacité français.

1.1.4 Décret portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité

Les dispositions de l'article 6 de la loi NOME sont codifiées aux articles L.335-1 à L.335-8 du code de l'énergie. L'article L.335-6 prévoit qu'un décret en Conseil d'État en fixe les conditions d'application. C'est l'objet du décret *relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité* publié au Journal officiel le 18 décembre 2012.

Le décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 en définit l'organisation générale, qui consiste en un marché sur lequel les fournisseurs doivent acquérir auprès de leurs détenteurs un volume de garanties de capacité suffisant pour remplir leur obligation. Le décret détaille notamment comment seront déterminés les obligations pesant sur les fournisseurs, les principes de certification des capacités pour leurs exploitants, et l'organisation des échanges des garanties de capacité.

Ces principes posés par le décret doivent faire l'objet d'une nouvelle étape de déclinaison, afin que le mécanisme puisse être opérationnel pour l'hiver 2016-2017. Tel est l'objet des règles, contrats et conventions qui doivent faire l'objet d'approbation et d'avis par le Ministre et la Commission de régulation de l'énergie avant leur entrée en vigueur. RTE ouvre ainsi le 11 septembre 2013 une consultation publique sur le corpus de règles (au sens large) prévu par le décret, dont les principes retenus sont exposés dans cette synthèse.

1.1.5 Loi Brottes

La loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (appelée « loi Brottes » dans la suite du document) a renforcé le choix des pouvoirs publics de promouvoir le développement des effacements de consommation considérés comme un élément indispensable des politiques publiques à mettre en œuvre. Elle dispose dans son article 13 qu' « *à coût égal, il [le mécanisme de capacité] donne la priorité aux capacités d'effacement de consommation sur les capacités de production.* »

La loi Brottes a également complété l'édifice législatif du mécanisme de capacité dans ses articles 15 à 18 :

- les consommateurs et gestionnaires de réseau pour leurs pertes ne s'approvisionnant pas auprès d'un fournisseur sont soumis à l'obligation de capacité. Un consommateur obligé peut conclure un contrat avec un fournisseur pour transférer son obligation (articles 15 et 16) ;
- les contrats d'approvisionnement d'électricité des sociétés de capitaux agréées qui ont pour activité l'acquisition de contrats d'approvisionnement à long terme d'électricité sont réputés comprendre un montant de garanties de capacité (article 17) ;
- l'acheteur obligé au titre de l'obligation d'achat est subrogée pour la délivrance des garanties de capacité correspondantes et l'obligation de payer la pénalité prévue dans le cas où la capacité effective est inférieure à celle certifiée. La valeur des garanties de capacité acquises est déduite des charges de service public constatées pour l'acquéreur. Le montant des pénalités payées est ajouté aux charges de service public constatées pour l'acquéreur. (article 18)

1.1.6 Débat européen sur les mécanismes de capacité

La construction de l'Europe de l'électricité par l'intégration des marchés est en cours depuis plus d'une décennie. Ce processus a déjà permis une importante optimisation des échanges d'énergie entre pays, principalement sur les marchés de court terme. Les chefs d'États ou de

gouvernements européens ont fixé une échéance ambitieuse à 2014 pour achever l'intégration du marché intérieur de l'énergie.

Un modèle de marché cible a été élaboré pour cette échéance, et se met en place progressivement avec la rédaction des codes de réseau prévus par le règlement (CE) n°714/2009 issu du « 3ème paquet énergie ». Le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E ou ENTSO-E) dont fait partie RTE, ainsi que l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) jouent un rôle de premier plan dans la préparation de ces codes.

Ce modèle cible est muet sur la question des mécanismes de capacité. Élaborés il y a quelques années, les principes cibles d'architecture de marché vers lesquels convergent certains aspects des mécanismes de marché dans les pays européens (avec une échéance fixée en 2014 pour la généralisation des méthodes de couplage pour l'accès aux interconnexions internationales, par exemple) ont en effet été conçus dans le cadre d'un fonctionnement basé sur le seul marché de l'énergie. Un certain nombre de pays européens tels que la Suède, la Finlande, l'Espagne, l'Italie ou encore l'Irlande disposaient alors déjà de mécanismes de capacité opérationnels. L'existence de ces mécanismes n'a cependant pas suscité beaucoup d'attention, et ils pouvaient raisonnablement être considérés comme des éléments de second ordre par rapport à la situation à cette époque.

Ces dernières années, des préoccupations grandissantes sur la capacité de ce modèle cible à assurer la sécurité d'approvisionnement et à permettre la rémunération de certaines installations de production ou de capacité d'effacement sont apparues. L'arrivée massive d'énergies renouvelables subventionnées couplée à la crise économique a porté un coup d'arrêt aux investissements privés réalisés sur la seule base du marché de l'énergie, et la fermeture temporaire ou définitive de certaines installations de production pourtant très récemment mises en service (notamment cycles combinés gaz) a été annoncée dans certains pays européens. En parallèle, est apparu un besoin croissant de flexibilité de l'équilibre offre-demande dans chacune de ses deux composantes, en particulier pour les pays dont le mix électrique est caractérisé par une forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes. La sécurité d'approvisionnement relevant d'une compétence nationale, de nombreux États membres européens ont envisagé la mise en place de mécanismes conduisant à une rémunération de la capacité au-delà du marché de l'énergie (au-delà des pays précédemment cités, le Royaume-Uni et la Belgique ont décidé la mise en place d'un mécanisme de capacité, l'Allemagne l'envisage). En France, les choix d'architecture de marché pour la capacité ont été orientés d'une part par la problématique de la pointe électrique et d'autre part par la capacité de l'architecture retenue à pouvoir traiter à terme des problématiques de flexibilité.

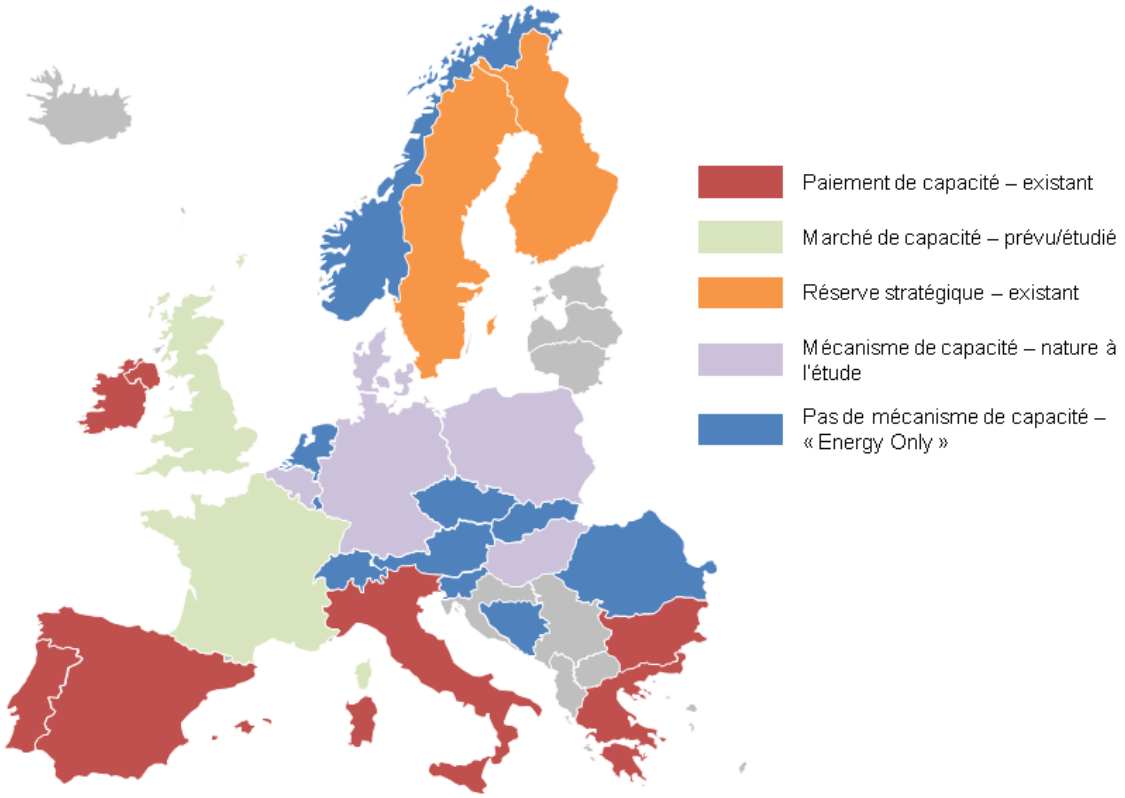


Figure 1 - Les mécanismes de capacité en Europe (sources ACER / ENTSOE)

Le recours généralisé aux mécanismes de capacité par les pays européens pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité conduit désormais de les prendre en compte dans l'architecture de marché européenne. De plus, les autorités européennes en charge de la mise en place du modèle de marché cible pour 2014 sont préoccupées des impacts négatifs que certains mécanismes de capacité pourraient avoir sur le fonctionnement des marchés de l'énergie.

En parallèle du processus de concertation français pour la mise en place du mécanisme de capacité, d'intenses débats sont en cours au niveau européen. La Commission européenne a publié une communication intitulée « Pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie » (COM(2012)663) le 15 novembre 2012 et lancé une consultation publique sur le sujet. Elle prépare actuellement des lignes directrices sur les mécanismes de capacité dans le cadre d'un « paquet sur l'optimisation des interventions publiques au sein du marché intérieur de l'électricité » (composé d'une communication et de lignes directrices non contraignantes), qui pourrait être rendue publique en septembre 2013 mais dont la finalisation apparaît à ce stade retardée.

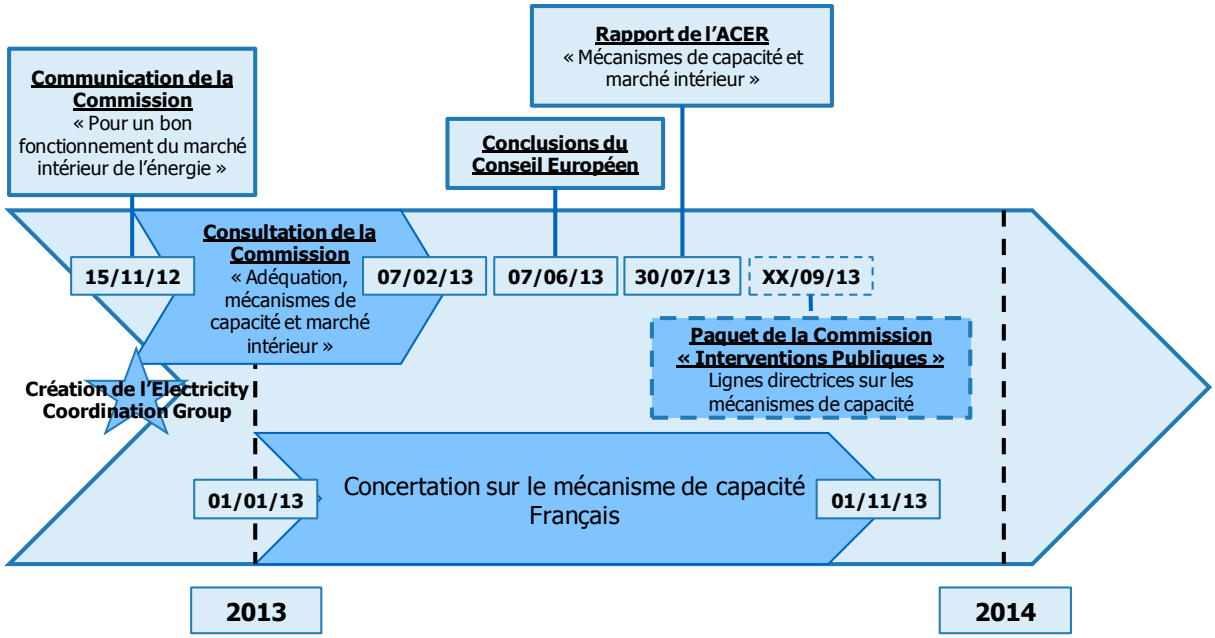


Figure 2 - Chronologie des discussions européennes

Le déroulement simultané des discussions au niveau européen et de la concertation au niveau français est un élément important dans le choix des solutions retenues. Les lignes directrices, non contraignantes, en cours de préparation par la Commission européenne devraient être rendues publiques dans la dernière phase du calendrier d'élaboration des règles prévu en France par le décret. La proposition de règles en cours d'élaboration et soumise à consultation publique en septembre et octobre 2013 est évidemment basée uniquement sur le décret de décembre 2012, qui constitue à ce jour la base juridique pertinente. Pour autant, RTE s'est également efforcé, lorsque le décret ménage des marges de manœuvre, de proposer une architecture de marché compatible avec les orientations que semble à ce stade privilégier la Commission en ce qui concerne les mécanismes de capacité.

La compatibilité du mécanisme français avec les lignes directrices de la Commission, bien que non-contraignantes, est nécessaire pour assurer sa solidité juridique. En effet, même si RTE considère que le dispositif mis en place en France n'est aucunement assimilable à une aide d'État et ne doit donc pas y être juridiquement assimilé, il est possible que les dispositions doivent être notifiées par la France en tant qu'obligation de service public, et en tant que telles soumises à un contrôle de proportionnalité par la Commission européenne; ces lignes directrices constituant la grille d'analyse au regard de laquelle la Commission européenne effectuera ce contrôle de proportionnalité.

De plus, une prise en compte précoce des travaux en cours représente un gage de sa future compatibilité avec d'autres mécanismes en Europe, qui permettra la mise en place d'échanges de capacité entre pays. Les possibilités ouvertes par cette perspective sont comparables à celles pour l'énergie avant l'ouverture des marchés, et permettent d'envisager une véritable intégration des politiques européennes de sécurité d'approvisionnement.

Dans la suite de ce rapport, des encadrés sur fond vert apporteront un éclairage sur l'influence des aspects européens sur les choix effectués dans l'architecture et les paramètres du mécanisme de capacité français.

1.2 Modalités prévues par le décret

1.2.1 Architecture du mécanisme de capacité prévue par le décret

La mise en place d'une obligation de capacité prévue par la loi NOME vise à sécuriser l'alimentation électrique du territoire, notamment lors des périodes de très forte consommation. Elle consiste à créer une obligation nouvelle pour les fournisseurs d'électricité qui doivent contribuer à la sécurité d'alimentation en fonction de la consommation en puissance et en énergie de leurs clients. Cette responsabilisation des fournisseurs sur la consommation en puissance de leurs clients doit notamment permettre de contenir la croissance excessive de la pointe en donnant une incitation économique à la maîtrise des consommations.

Le décret s'articule autour de deux piliers : l'obligation pour les fournisseurs de détenir des garanties capacités et l'obligation pour les exploitants de capacité de conclure des contrats de certification de capacité.

Les fournisseurs sont obligés de détenir pour chaque année de livraison des garanties de capacité à partir de la consommation constatée de chaque consommateur et des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour leurs pertes, afin de satisfaire à l'objectif de sécurité d'approvisionnement mentionné à l'article L.335-2 du Code de l'énergie. La méthodologie de calcul de l'obligation est déterminée suffisamment à l'avance (règles du mécanisme).

Pour chaque année de livraison, les règles fixent (i) la date limite de cession de garanties de capacité, au-delà de laquelle les cessions de garanties de capacité ne sont plus possibles, et (ii) la date limite de recouvrement des garanties de capacité, à laquelle chaque fournisseur doit disposer du montant de garanties de capacité correspondant à son obligation. Immédiatement après la date limite de cession de garanties de capacité, RTE calcule, pour chaque fournisseur, le déséquilibre entre le montant de l'obligation de capacité de l'acteur obligé et le montant de garanties de capacité figurant sur le registre des garanties de capacité. RTE notifie le montant du déséquilibre, ainsi que le règlement financier correspondant à son rééquilibrage en capacité, au plus tard quinze jours après la date limite de cession de garanties de capacité. Les fournisseurs ont alors jusqu'à la date limite de recouvrement pour régler le montant financier qui leur a été notifié. A la date limite du recouvrement de garanties de capacité, RTE contrôle, pour chaque fournisseur qu'il remplit son obligation de capacité. Enfin, RTE notifie à la CRE le montant final du déséquilibre en capacité de l'acteur obligé, compte tenu du règlement financier effectivement versé par le fournisseur.

Les exploitants de capacités de production et d'effacement de consommation sont tenus de conclure avec RTE un contrat de certification de leur capacité, par lequel les exploitants s'engagent sur le caractère effectif de leur capacité. Par ce contrat, les exploitants s'engagent sur un certain niveau de capacité, et se voient octroyer en fonction de ce niveau de capacité, un montant de garanties de capacité.

Les exploitants de capacité sont rattachés à un responsable de périmètre certification, qui est redevable des éventuelles pénalités en cas d'écart entre la capacité certifiée et la capacité effectivement disponible l'année de livraison considérée. Après cette année de livraison, RTE calcule les écarts pour chaque responsable de périmètre de certification, au vu de la disponibilité réelle des capacités, sur la base des informations collectées auprès de GRD pour

les capacités raccordées sur ces réseaux de distribution. Un règlement des écarts est payé par le responsable de périmètre de certification.

Les offreurs de capacités peuvent se rééquilibrer à la hausse ou à la baisse durant les années précédant l'année de livraison, selon la disponibilité prévisionnelle de leurs capacités. Dans le cas d'un rééquilibrage à la baisse, le responsable de périmètre de certification restitue à RTE les garanties de capacité correspondant au volume de rééquilibrage retenu. Un nouveau contrat de certification avec l'exploitant de la capacité, qui annule et remplace le précédent, est alors conclu, et les garanties sont détruites. Dans le cas d'un rééquilibrage à la hausse, des garanties de capacité supplémentaires sont créées par RTE et remises à l'exploitant de capacité concerné.

Pour chaque année de livraison, RTE doit mettre en place et gérer trois registres :

- le registre des capacités certifiées, qui a un caractère public, et qui répertorie toutes capacités certifiées, qu'elles soient raccordées sur les réseaux de transport ou de distribution. RTE établit une liste avec toutes leurs caractéristiques, la puissance certifiée, la disponibilité prévisionnelle (actualisée) ;
- le registre des garanties de capacité, à caractère confidentiel, comptabilisant de manière sécurisée toutes les opérations de délivrance, de transaction et de destruction de garanties de capacité ;
- le registre des mesures de maîtrise de la consommation en période de pointe.

Dans les pays européens qui ont fait le choix d'instaurer un mécanisme de capacité ou qui envisagent de le faire, trois grands types de mécanismes se dégagent :

- les paiements de capacité, qui consistent à verser une prime fixe aux capacités ;
- les réserves stratégiques, utilisées pour sécuriser l'existence de quelques centrales de production en dehors du marché ;
- les marchés de capacité, dans lesquels la valeur de la capacité est fixée par le marché pour atteindre un niveau de sécurité d'approvisionnement cible.

Le mécanisme français, définie par la loi NOME comme une obligation de capacité assortie d'un marché, relève de la troisième catégorie.

Les débats au niveau européen ne permettent pas de dégager une architecture cible unique. Les services de la commission européenne semblent à ce jour (i) avoir une préférence pour les mécanismes de type réserves stratégiques très ciblés (du fait de leur impact supposé faible sur le fonctionnement du marché de l'énergie), (ii) être hostile de manière générale aux dispositifs de paiement de capacité, et (iii) avoir une position plus nuancée sur les marchés de capacités, en faisant dépendre leur avis de considération précises sur leur mise en œuvre (permettent-ils réellement d'obtenir un prix nul lorsque le besoin n'est pas avéré ? sont-ils neutres d'un point de vue technologique ? etc.). Cependant, cette classification n'est pas à considérer en tant que telle, puisque les services de la Commission européenne précisent bien que ce sont avant tout les modalités de mise en œuvre précise des mécanismes qui déterminent leurs impacts. De plus, les arbitrages finaux ne sont pas rendus sur cette question : les lignes directrices de la Commission européenne devraient être connues seulement d'ici la fin de la consultation publique sur les règles.

1.2.2 Corpus réglementaire prévu par le décret

Le décret relatif au mécanisme d'obligation de capacité dispose de l'élaboration de **règles du mécanisme de capacité** qui comprennent :

les dispositions déterminant les années de livraison et les périodes de pointe ;
l'ensemble des dispositions relatives à l'obligation de capacité ;

l'ensemble des dispositions relatives à la certification de capacité.

RTE est chargé de proposer ces règles au Ministre chargé de l'énergie qui, après avis de la Commission de régulation de l'énergie, les approuve.

Par ailleurs, le décret mentionne un ensemble de textes précisant les modalités et délais de différentes opérations demandant l'approbation de la CRE et pour lesquels les propositions de RTE sont attendues.

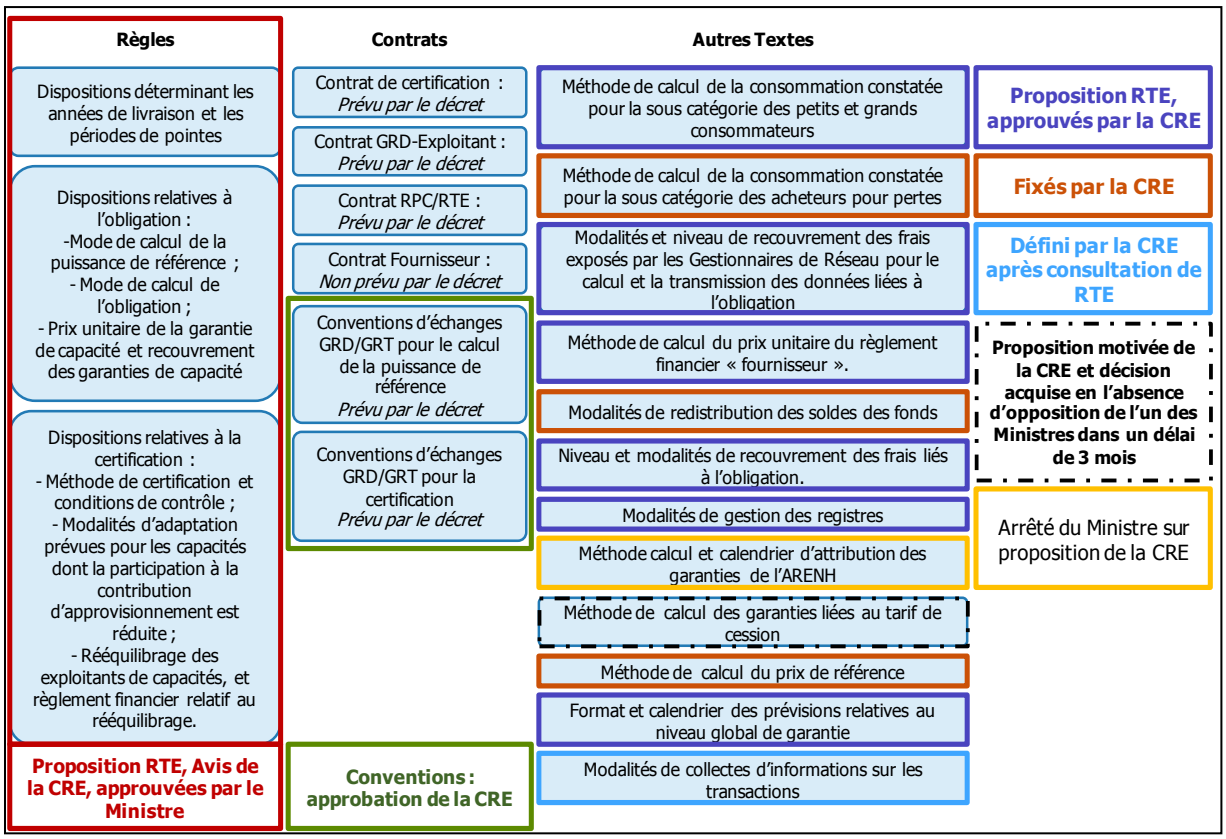


Figure 3 : Corpus réglementaire prévu par le décret

L'illustration ci-dessus synthétise l'ensemble du corpus réglementaire prévu par le décret et indique les différentes modalités d'approbation associées, tandis que la figure ci-dessous présente les textes sur lesquels une proposition de RTE est attendue.

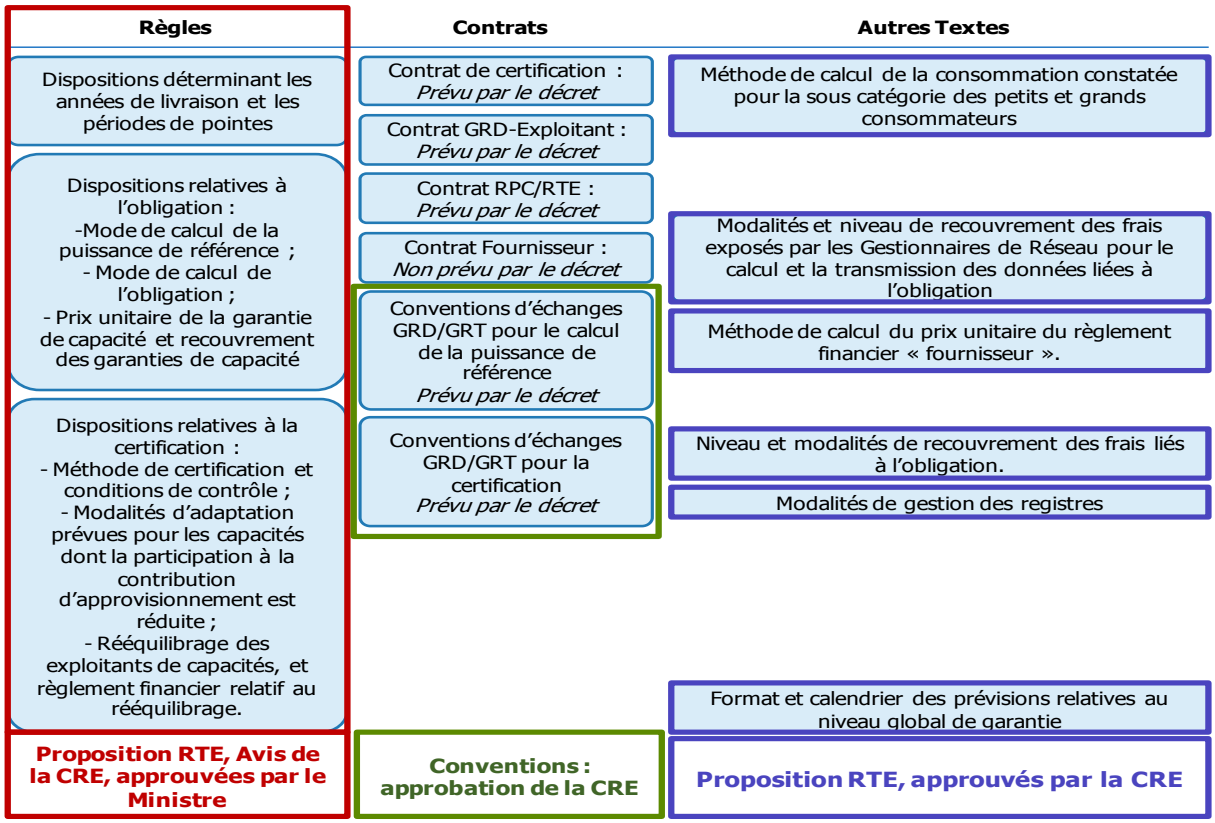


Figure 4 : Périmètre des textes sur proposition de RTE

Une mise en consultation des différents textes de manière dispersée ne permet pas d'avoir une vision cohérente du mécanisme et des interactions entre ses différents volets. Afin de donner la visibilité nécessaire, aux acteurs sur le périmètre le plus large possible, RTE a proposé le 11 juillet 2013 lors de la Commission Accès aux Marchés du CURTE de mettre à consultation publique un ensemble large de texte, sans se borner au périmètre restreint des règles au sens strict du décret. Cette proposition a été bien accueillie. C'est donc un corpus de textes dont les schémas institutionnels de validation sont différents qui a été mis en consultation à la date du 11 septembre 2013.

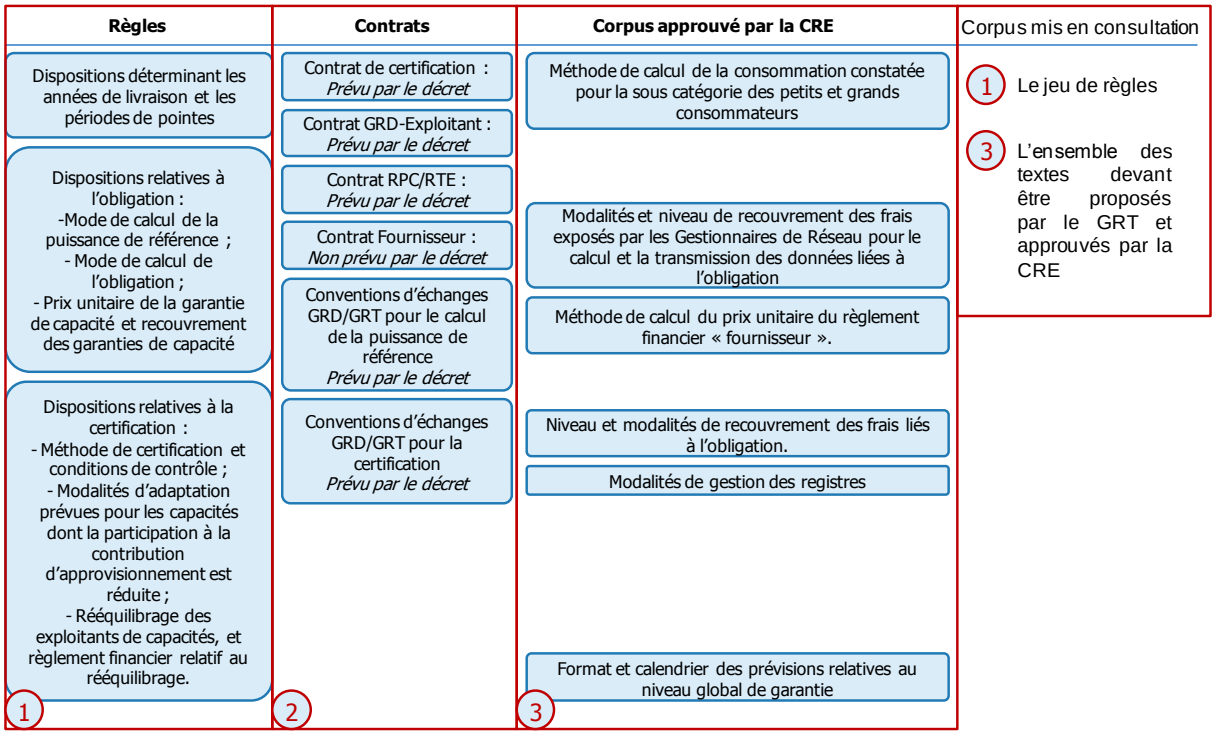


Figure 5 : Périmètre du corpus mis en consultation par RTE

L'ensemble des contrats (bloc 2) sera mis en consultation ultérieurement.

1.3 Concertation CURTE menée par RTE

En vue de l'élaboration des Règles du mécanisme de capacité, RTE a organisé une concertation au cours du 1er semestre 2013. Un groupe de travail « Mécanisme de capacité » fédérait l'ensemble des travaux.

La concertation réunissait les membres du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité (CURTE). La diversité des acteurs impliqués a permis d'appréhender l'ensemble des aspects du mécanisme. Les représentants de chaque domaine d'activité du secteur électrique ont pu s'exprimer: producteurs, fournisseurs, négociants, bourses de l'énergie, gestionnaires de réseau public de distribution, acteurs d'effacements, consommateurs ainsi que des représentants de la CRE et de la DGEC.

Les travaux menés au sein de la Commission Accès aux Marchés du CURTE ont été organisés en 4 étapes distinctes.

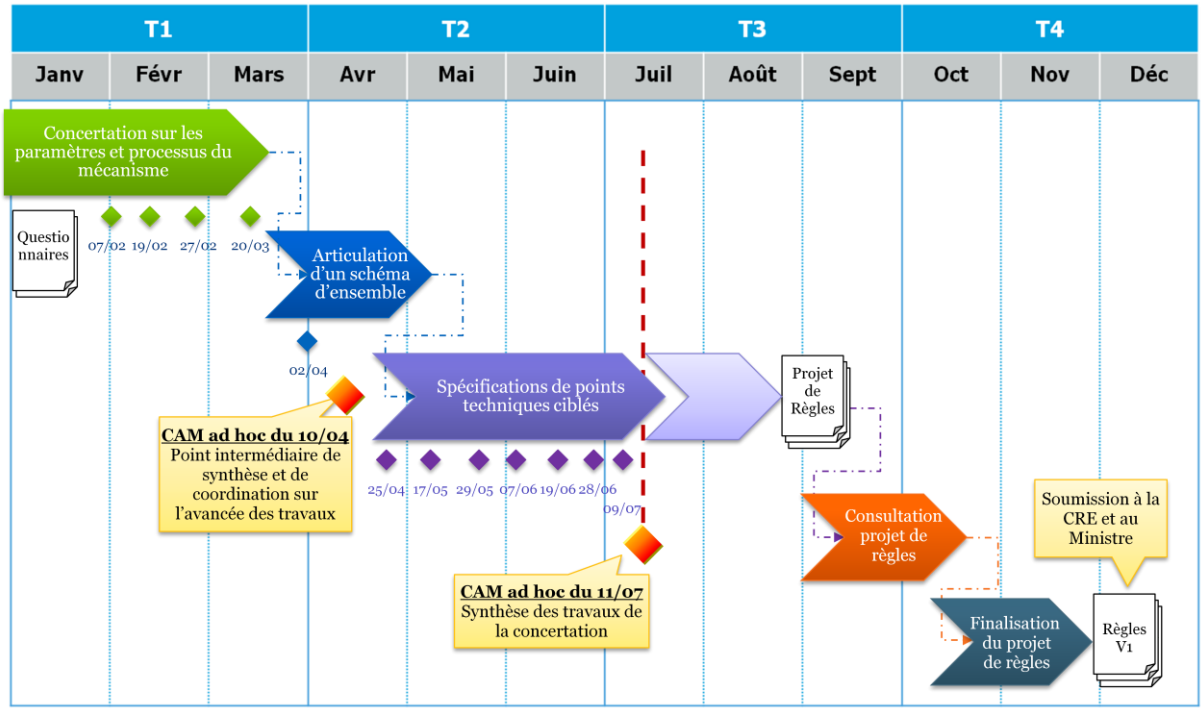


Figure 6: Planning de la concertation

1ère étape : Concertation sur les processus structurants du mécanisme

Cette première étape de concertation a eu lieu du 17 janvier 2013 au 20 mars 2013. 4 séances d'une demi-journée du groupe de travail « Mécanisme de capacité » y ont été consacrées.

Cette première étape de la concertation a :

- permis aux acteurs d'exprimer leurs contraintes et propositions sur les paramètres et processus structurant le mécanisme de capacité ;
- fait émerger les enjeux des acteurs ;
- permis d'obtenir des propositions à des questions laissées ouvertes par le décret.

2ème étape : articulation d'un schéma cible d'ensemble

Cette deuxième étape a permis d'articuler un schéma cible global du mécanisme en cohérence avec les retours des acteurs et d'acter un certain nombre d'orientations sur le mécanisme. Lors de la CAM du 10 avril 2013, RTE a fait part d'orientations sur les paramètres structurants du mécanisme. Cette étape était indispensable pour pouvoir poursuivre la concertation.

3ème étape : Spécifications techniques détaillées

Cette troisième étape de la concertation a débuté mi avril et s'est achevée le 11 juillet avec une CAM ad hoc qui marquait la fin de la phase de concertation. Cette troisième phase de la concertation visait à adresser en concertation un ensemble de points techniques précis autour de réunions organisées sur des thématiques spécifiques. Elle a également permis de présenter des éléments quantitatifs quant aux différents choix de paramètres du mécanisme et d'assurer sa faisabilité

La CAM du 11 juillet a permis de dresser un bilan de la concertation, de présenter les orientations privilégiées à date et de proposer une structure des règles préconisée par RTE.

4ème étape : consultation formelle des acteurs sur un projet de règles

La quatrième étape débute avec la mise en consultation le 9 septembre du projet de règles pour une durée de 6 semaines. Cette étape s'inscrit dans la continuité du processus de concertation. En effet, a minima plusieurs réunions de travail sur le projet de règles seront organisées durant la phase de consultation (réunions de présentation des règles, puis séances de travail sur le texte précis). Pendant cette période, les équipes de RTE sont à la disposition des acteurs pour échanger sur le texte.

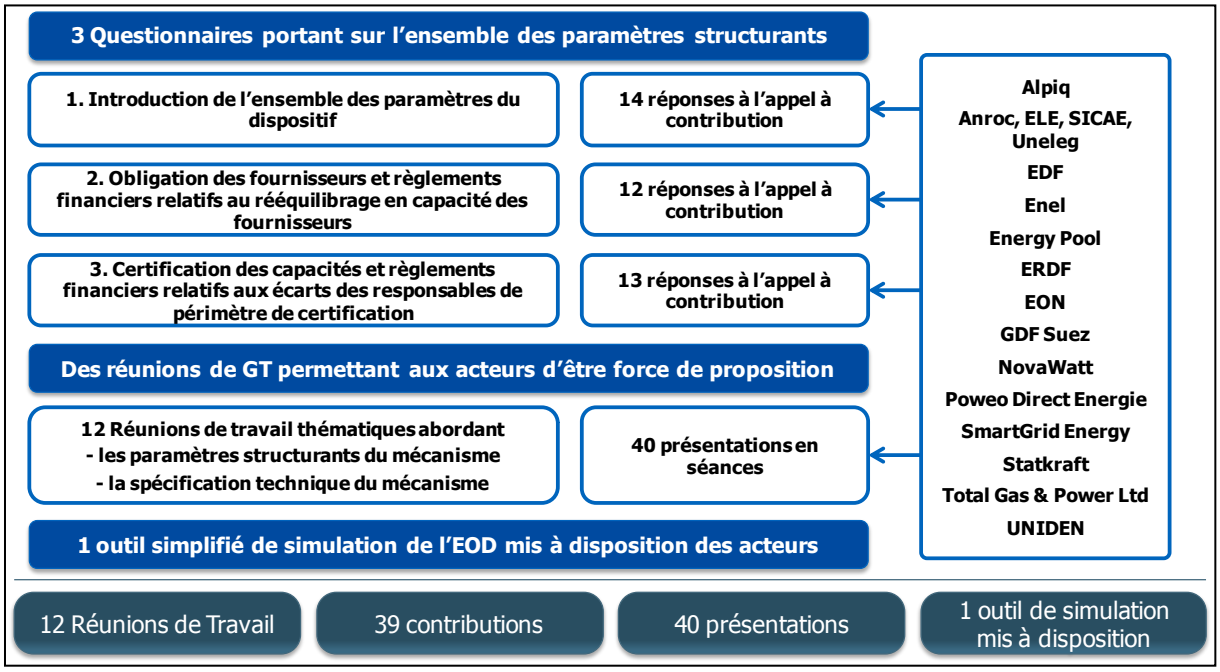


Figure 7: Contributions durant les travaux

L'ensemble des contributions[1] est accessible sur le site du CURTE via sa page dédiée au GT mécanisme de capacité[2] qui centralise les accès aux différentes réunions de travail qui se sont déroulées.

La concertation a permis aux acteurs de faire part de leurs positions sur les différentes briques constituant le mécanisme de capacité. RTE remercie l'ensemble des participants pour la qualité de leurs contributions qui ont permis à cette concertation d'être un espace de débats riche et constructif et d'apporter des propositions concrètes pour la mise en œuvre du mécanisme de capacité, en cohérence avec les dispositions du décret.

Sans surprise, les orientations envisagées ne sont pas consensuelles, ce qui n'est gère surprenant dans la mesure où les impacts du mécanisme de capacité sont, à premier ordre, essentiellement redistributifs (les acteurs qui engendrent un « besoin » de sécurité d'alimentation rémunèrent ceux qui y contribuent).

Les choix à réaliser n'opposent que rarement une solution pouvant être considérée comme entièrement satisfaisante à une autre qui serait entièrement insatisfaisante. Lorsque les positions exprimées lors de la concertation conduisent à dessiner des schémas présentant

[1] La liste détaillée des contributions écrites des acteurs est disponible en Annexe 1 du présent rapport.

[2] La page est accessible directement à l'adresse suivante : https://wsshosting.global-sp.net/rte/curte/Pages%20techniques/CAM_GT_Mecanisme_capacite.aspx

une cohérence interne mais incompatibles entre eux, le présent rapport s'efforce de mettre en visibilité les considérations qui peuvent guider le choix.

Il convient également de préciser que le temps consacré à la concertation a été, de l'avis de tous, court en regard de l'importance du dispositif. Ce sentiment s'applique bien évidemment aux participants à la concertation et notamment les plus petits d'entre eux, qui ont dû se positionner dans des délais restreints sur des problématiques complexes, mais également à RTE qui a exploré divers scénarios tout en essayant d'assurer la cohérence entre les orientations se dégageant sur les différents volets. Les expériences américaines de mises en place de mécanismes de capacité montrent notamment que les processus d'élaboration des textes sont longs (s'étendant sur plusieurs années) et que des recalibrages fréquents ont été nécessaires. Il n'apparaît ainsi pas surprenant que l'approfondissement progressif des thématiques proposées puisse amener à soulever d'autres questions jusqu'alors moins signalées, ou conduire à revenir sur certaines orientations pour garantir la cohérence d'ensemble. Il semble, enfin, certain que les règles devront être complétées voire amendées pour les exercices suivants l'année 2016-2017, pour préciser ou compléter certains aspects, issus de choix pragmatiques pour le présent projet de règles.

Suite à ces différentes réunions, une version projet des règles du mécanisme de capacité a été mise en consultation le 11 septembre 2013, pour une période de 6 semaines, sur le site internet du CURTE.

2. GRANDES ORIENTATIONS DU MECANISME DE CAPACITE

2.1 Critères d'appréciation de réussite du mécanisme de capacité

Le communiqué de presse du Ministre paru au lendemain de la publication du décret instaurant le mécanisme de capacité précise le cadre dans lequel s'inscrit le mécanisme de capacité :

> *L'introduction de ce mécanisme vise à réduire la pointe électrique qui augmente environ de 3 % chaque année et qui a enregistré une hausse de 28 % en dix ans. […]*
>
> *Le décret s'appuie sur deux piliers :*
>
> - *Le premier est la rémunération de la disponibilité des moyens de production qui est au cœur de la sécurité d'approvisionnement.*
> - *Le second est la stimulation de la réduction de la consommation d'électricité aux heures de pointes grâce à l'effacement.*

La réussite du mécanisme de capacité s'appréciera au regard des 3 critères qui sont

i) l'incitation à la maitrise de la pointe de consommation,

ii) l'assurance que le niveau de sécurité d'alimentation défini par les pouvoirs publics est bien respecté et

iii) la maitrise de l'économie du dispositif, notamment son coût pour les consommateurs finals.

Ces objectifs ne peuvent être poursuivis indépendamment. Il est par exemple aisé d'assurer le niveau de sécurité d'alimentation souhaité via une surcapacité massive mais coûteuse pour la collectivité. Il s'agit donc de chercher à atteindre un optimum sur ces trois objectifs en visant notamment à déployer dans l'architecture du mécanisme tous les leviers à disposition.

Le développement des effacements de consommation est cité de manière croissante comme un volet nécessaire de l'approche européenne de l'énergie.. Au-delà de leur rôle crucial dans le mix énergétique pour assurer le respect des objectifs environnementaux, leur développement est également nécessaire au bon fonctionnement des marchés. Ainsi la Commission considère qu'une meilleure participation des effacements aux marchés de l'énergie permettrait d'améliorer la sécurité d'approvisionnement par une amélioration des signaux de prix[3]

De son côté, l'ACER cite l'absence de prise en compte des effacements comme une des défaillances principales des marchés de l'énergie, ce qui dégrade leur capacité à assurer la sécurité d'approvisionnement[4] : « *si la demande réagissait suffisamment au prix, un pur marché de l'énergie permettrait toujours d'atteindre la sécurité d'approvisionnement* »[5]. Il convient de noter qu'il s'agit en cela d'une analyse différente de celle qui a été menée en France dans le cadre du GT Sido-Poignant, puisque la mise en place d'une rémunération de capacité a été alors considérée comme indispensable au développement des effacements (comme des moyens de pointe).

De ce point de vue, la conception de nouveaux mécanismes de marché basés sur la capacité doit être exemplaire

[3] « Identify the causes of the concern: can the demand side participate in [intraday and balancing] markets ?" [EC 2013 B]

[4] "energy market failures […] for instance the absence of mechanisms/tools [for] demand response" [ACER 2013 B]

[5] "If demand is sufficiently price responsive, an energy-only market will deliver full adequacy" [ACER 2013 B]

sur l'intégration des effacements de consommation. Les services de la commission européenne demande notamment que « *les mécanismes de capacité permettent aux effacements […] de participer* »[6], y compris sous la forme « *d'agrégation de consommations* »[7].

La certification des capacités d'effacement de consommation dans le mécanisme de capacité français sur les mêmes bases que celle des moyens de production permettra un traitement symétrique et non discriminatoire par rapport à la production, condition fondamentale de l'acceptabilité européenne. Le soin porté, en France, à la prise en compte des effacements semble d'ailleurs être considéré par la Commission comme un point fort du dispositif.

2.2 Orientation majeure en termes d'architecture du mécanisme

Lors de la concertation sur la rédaction des règles, plusieurs visions ont émergé sur les finalités du mécanisme de capacité et sur la *nature* de l'engagement de capacité des offreurs (*puissance installée* ou *puissance disponible*). Ce débat prolonge et approfondit en réalité celui qui avait déjà eu lieu lors de la concertation préalable à la rédaction du décret ; sa conclusion conditionne effectivement de manière fondamentale la nature du mécanisme de capacité mis en place ainsi que son impact sur la sécurité d'approvisionnement.

L'orientation retenue dans le projet de Règles porte sur un mécanisme basé sur la puissance disponible. Ce choix repose sur une analyse des conséquences des différentes approches sur les dimensions suivantes qui renvoient directement aux critères de réussite du mécanisme mentionnés ci-dessus et au cadre règlementaire et législatif existant :

- Périmètre de capacités considéré par le mécanisme
- Contribution effective en termes de sécurité d'approvisionnement
- Participation des effacements de consommation
- Cohérence des signaux du mécanisme avec le niveau de sécurité d'approvisionnement

2.2.1 Périmètre de capacités considéré par le mécanisme

Un mécanisme basé sur la *puissance installée* vise à s'assurer qu'il existe suffisamment de capacités installées pour respecter le critère de sécurité d'alimentation, sans se préoccuper de la mise à disposition effective de cette capacité, qui est supposée être assurée par le biais du marché de l'énergie (comme l'énergie est plus chère lors des pointes, les acteurs disposeraient déjà d'incitations naturelles à être disponibles lors de ces périodes). Un tel mécanisme est explicitement adossé à la préoccupation d'offrir aux investisseurs un cadre plus favorable aux investissements de sorte à encourager les capacités à être présentes sur le territoire national.

Ce type de mécanisme peut conceptuellement être restreint aux seules capacités pour lesquelles un déficit de rémunération par rapport à une rémunération théorique (*missing money*) est avéré (indépendamment de la possibilité de procéder finement à ce type d'étude). Ainsi, il pourrait concerner tout particulièrement les capacités de pointe (production ou effacement) pour lesquelles le fonctionnement actuel des marchés de l'énergie, marqués par la raréfaction des pics des prix et une incertitude régulatoire forte, rend très incertaine la perspective de retour sur investissements d'équipements coûteux pourtant nécessaire à l'équilibrage du système dans les situations de tension. Un tel mécanisme peut donc cibler certaines capacités, voire uniquement les nouvelles capacités.

[6] « Capacity mechanisms should allow demand response […] solutions to participate » [EC 2013 C]
[7] « [Capacity mechanisms should be] open to aggregation [of] demand » [EC 2013 A]

Or, d'une part, il existe déjà en France un dispositif qui permet déjà de procéder à des appels d'offres en cas de menace ponctuelle sur la sécurité d'approvisionnement (appels d'offres organisés dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI)). D'autres part, d'autres types de mécanisme de capacité (réserves stratégiques) permettent de mettre en place une approche ciblée : ce n'est pas le choix qu'a fait le législateur français en rendant toutes les capacités éligibles au dispositif.

Ainsi, le cadre législatif et règlementaire du mécanisme de capacité prévoit une participation de l'ensemble des capacités et pas seulement les nouvelles capacités. **Le mécanisme de capacité conduit explicitement à valoriser toutes les capacités ce qui, en pratique, fait que les capacités existantes capteront 95% de la rémunération. Selon RTE, la justification d'un mécanisme de capacité étendu à toute la capacité et non pas réduite aux seuls moyens de pointe réside, sur le plan théorique, sur l'analyse que ce dispositif est en réalité moins distorsif, et, sur le plan pratique, sur sa faculté d'apporter une plus value concrète en matière de sécurité d'alimentation, c'est-à-dire de disponibilité de moyens de production et d'effacement permettant de gérer les pointes de consommation, par rapport aux mécanismes existants.**

2.2.2 Contribution à la sécurité d'approvisionnement

L'engagement qui est demandé aux exploitants des capacités dans un mécanisme basé sur la puissance installée est d'assurer l'existence physique des capacités en contrepartie de la valorisation de la capacité. Or si la capacité installée est valorisée, rien ne garantit qu'elle sera effectivement disponible durant les périodes nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement, notamment les périodes de pointe de consommation. Cet engagement ne constitue pas une plus-value en matière de sécurité d'approvisionnement pour les capacités existantes, notamment si on considère que le marché de l'énergie suffit à assurer la disponibilité de certaines capacités à la pointe.

A l'inverse, un mécanisme basé sur la puissance disponible vise à garantir que les capacités nécessaires sont effectivement disponibles lors des pointes de consommation ; à ce titre, il porte plus naturellement sur toutes les capacités disponibles lorsque le système en a besoin. **Toutes les capacités perçoivent une valorisation au titre du mécanisme de capacité, dès lors qu'elles sont disponibles à la pointe.** Cet engagement sur la disponibilité est la contrepartie à la valorisation de toutes les capacités.

Par ailleurs, il est à noter que de très nombreux mécanismes de capacité mis en œuvre à l'étranger conditionnent la rémunération de capacité à des engagements de disponibilité. Par exemples sur 2 marchés de capacité de référence aux Etats-Unis :

- NE-ISO : les capacités ont l'obligation de déposer des offres sur le pool en J-1 si un signal est émis par l'ISO avec une pénalité de 10 % en cas d'absence
- PJM : les capacités ont l'obligation de déposer des offres sur le pool en J-1 avec contrôle de la disponibilité sur les heures de pointe et pénalisation en cas d'écart

2.2.3 Participation des capacités d'effacement de consommation

Le deuxième principe sous-jacent au choix d'architecture retenu pour le projet de règles concerne la participation des capacités d'effacement de consommation.

A ce titre, le choix de promouvoir le développement des effacements de consommation a été fait par les pouvoirs publics, qui considèrent **l'effacement de consommation comme un**

élément indispensable des politiques publiques à mettre en œuvre.. Ce choix marque une confiance en la capacité des effacements de consommation à se développer réellement en France, et à constituer une solution techniquement performante et économiquement rentable. Il s'inscrit à la fois dans la volonté de répondre à l'objectif de réduction de la pointe consommation électrique et à celui de maitrise du coût pour les consommateurs.

Or, les capacités concernées par un mécanisme basé sur la puissance installée sont majoritairement des capacités de production. En effet, une application directe de ce type de mécanisme à l'effacement conduit à retenir la quasi-totalité de la consommation comme capacité d'effacement existante. En effet, dès lors qu'un site de consommation dispose d'un bouton d'arrêt d'urgence, il peut être considéré comme une capacité d'effacement existante. On le voit donc, si des effacements de consommation sont concernés, alors des vérifications spécifiques pour ces capacités sont mises en place, allant au-delà de la simple vérification d'existence car autrement, toute consommation pourrait être considérée comme effaçable, dès lors qu'elle a un dispositif d'arrêt. Or le cadre législatif et règlementaire du mécanisme de capacité dispose d'un principe de non discrimination entre les capacités de production et d'effacement. **Les engagements demandés aux capacités de production et d'effacement doivent être équivalents**.

De plus, dans un mécanisme type puissance installée, l'obligation est souvent fixée à l'avance et au delà d'une certaine date, la demande est considérée comme fixe afin de définir un cadre le plus stabilisé en amont pour les investisseurs. Cette architecture ne permet pas la pleine participation des effacements de consommation : i) la diminution de la consommation ne conduit pas à une diminution de l'obligation et ii) le besoin est couvert sans prendre en compte ou permettre la participation des capacités pouvant être développées avec des constantes de temps courtes, comme les capacités d'effacement. **L'architecture du mécanisme de capacité doit permettre révéler la pleine valeur des capacités d'effacement.**

La Commission européenne s'interroge sur la nécessité des mécanismes de capacité pour assurer la sécurité d'approvisionnement[8]. Elle considère que les signaux de prix envoyés par le marché de l'énergie doivent « *indiquer à tout moment la valeur économique de l'électricité* » [CE 2012], et qu'ainsi « *ce marché […] peut garantir des investissements optimaux* » [CE 2012]. Cette position indique une préférence claire en faveur d'une rémunération des actifs basée sur leur valeur réelle, sans considération pour la question de la volatilité des prix. A cet égard, la Commission considère que la couverture des risques relève de la responsabilité individuelle des acteurs du marché : « *Les fournisseurs pourront couvrir le risque lié à la volatilité des prix à court terme sur les marchés à plus long terme.* » [CE 2012].

Concernant la conception des mécanismes de capacité, la Commission européenne a fait part de sa crainte de voir apparaître des rémunérations déconnectées du service rendu au consommateur : les mécanismes de capacité doivent être « *ciblés sur le problème identifié* », en évitant par exemple les « *paiements de capacité qui coûtent de l'argent [au consommateur] sans lui apporter de bénéfices* »[9].

Les différentes parties prenantes au débat européen se sont globalement prononcées en faveur de véritables engagements de disponibilité en contrepartie de la création de mécanismes de capacité. Il est notamment possible de citer les positions suivantes :

- pour l'ACER, les mécanismes d'obligation de capacité imposent aux « capacités contractualisées

[8] Voir notamment [EC 2012], paragraphe 3.3.1 :« Laisser fonctionner le marché [de l'énergie] pour encourager les investissements adéquats ».

[9] "[Capacity Mechanisms should be] targeted at identified problem ; Capacity payments risk spending money without delivering benefit" [EC 2013 A]

d'être disponibles sur les marchés lors de périodes de pénuries », avec des « pénalités en cas d'échec »[10] ;

- pour ENTSOE, les mécanismes de capacité doivent répondre aux besoins physiques du système électrique, et pas aux préoccupations de rentabilité des producteurs[11].
- pour EURELECTRIC, « *des règles spécifiques pour vérifier la disponibilité sont nécessaires en contrepartie d'une valorisation, et pour éviter des capacités fictives* »[12] ;
- pour EFET, « *tout mécanisme de soutien à l'adéquation de capacité doit encourager les capacités à être fiables et disponibles pour produire lors des périodes de tension sur l'équilibre offre demande. […] Des pénalités en cas d'indisponibilité garantissent que l'objectif d'adéquation est correctement suivi et accompli* »[13]. « *Les moyens de contrôle de la disponibilité et de l'effectivité de la contribution des capacités certifiées sont importants* »[14].

Ces orientations en faveur d'engagements réels de disponibilité lors de périodes de pointe et de pénalités associées s'expliquent par la crainte de voir les mécanismes de capacité fonctionner comme de pures subventions nationales à la production électrique.

2.2.4 Cohérence des signaux du mécanisme avec le niveau de sécurité d'approvisionnement

Enfin, le troisième principe sous-jacent l'architecture du dispositif est qu'**il doit permettre de piloter finement le niveau d'adéquation effectif du système électrique français vers le niveau de sécurité d'alimentation souhaité par les pouvoirs publics**, ni plus (cela conduirait à des surcapacités, coûteuses pour le consommateur final qui sera in fine exposé aux coûts du dispositif), ni moins (la sécurité d'alimentation serait dégradée par rapport à des choix qui relèvent de la représentation nationale et non des acteurs du système électrique).

Cette nécessité se justifie par la situation actuelle du système électrique français, qui est très proche de l'adéquation, ce qui milite pour un « réglage fin » incompatible avec un choix d'incitations par les prix fixe.

Ainsi, RTE dans le Bilan Prévisionnel 2013 a indiqué que pour son scénario de référence, le critère de sécurité d'alimentation était respecté aux horizons 2017 et 2018 mais avec une marge nulle.

[10] "Contracted generators/consumers are required to make the contracted capacity available to the market in periods of shortages […]. Failure to do so may result in penalties. [ACER 2013 B]

[11] "The policy current debate on [Capacity Mechanisms] has been driven largely by some generators' agenda on the need to identify additional revenues […] European TSOs are concerned that this approach is only giving a partial picture on what is really at stake […] For ENTSO-E, the decision to implement [Capacity Mechanisms] in addition to electricity markets should be [based on] the physical needs of the system" [ENTSOE 2012]

[12] "CRM is only remunerating "availability", not "the effective generation". For that purpose, specific rules to verify the availability are needed in order to pay for the reliability, not for "imaginary" capacity." [EURELECTRIC 2013]

[13] "Any mechanism that looks to support generation capacity needs to also encourage capacity contracted to be reliable and available to generate at times of system stress. Therefore […] penalties are being discussed that may be applied to generators which are not available. This is to ensure that the objective of adequacy is effectively monitored and met." [EFET 2013]

[14] "The means […] to control the availability and effective contribution of certified plants are also important" [EFET 2013]

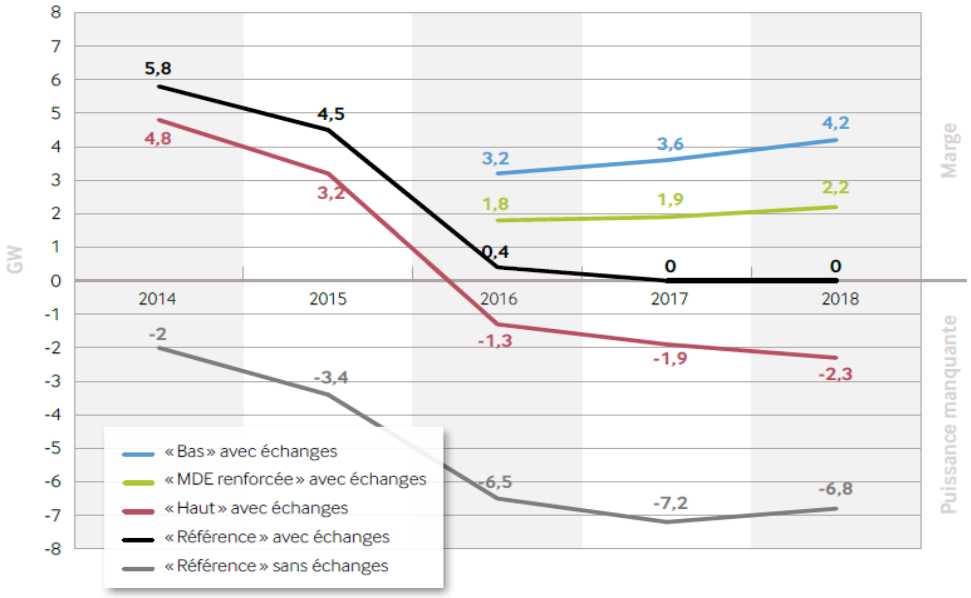


Figure 8 : Surplus / déficit de capacité selon les scénarios du BP2013 [15]

Dans un contexte d'érosion des marges en capacité, alors même qu'il existe un risque de fermetures de centrales (CCG), la détermination d'une obligation sans tenir compte de l'état précis du système ou le choix d'une certification conduisant à « figer » la contribution de certaines capacités sur des valeurs normatives qui peuvent ne pas correspondre à la réalité peuvent donc particulièrement conduire à un état du système qui ne corresponde pas niveau de sécurité d'alimentation souhaité par les pouvoirs publics.

Le mécanisme de capacité français est un mécanisme de marché, dans lequel la confrontation de l'offre et de la demande fait émerger un prix. Dans les cas de surcapacités avérées, la surabondance d'offres par rapport à la demande devrait conduire à un prix nul pour la capacité. Cette caractéristique permet d'assurer que la rémunération des capacités reflète au plus juste les besoins liés à la sécurité d'approvisionnement.

Les débats européens apportent un éclairage important sur cette question. En effet, la jurisprudence européenne prend en compte le caractère transitoire des interventions publiques dans leur évaluation. Il est donc important que le mécanisme de capacité français n'ait pas un impact constant et illimité dans le temps, indépendamment du problème qu'il cherche à traiter. Or, si des échéances de revue et d'évaluation régulière du mécanisme sont bien prévues par le décret, le mécanisme n'a pas vocation à disparaître.

Le caractère transitoire du mécanisme est cependant réel, au moins en ce qui concerne son impact économique, si le prix de la capacité est nul lors de périodes de surcapacité. L'ACER note ainsi qu'il « *serait préférable que tout arrangement visant à promouvoir l'adéquation ou la flexibilité n'exerce ses effets que lorsque et dans la mesure où les marchés de l'énergie ne sont pas suffisants pour déclencher les investissements nécessaires, et aient aussi peu d'influence que possible sur les marchés de l'énergie en dehors de ces périodes* » .

Il est donc souhaitable du point de vue européen que le mécanisme de capacité français disparaisse « de lui-même » en période de surcapacité, par une annulation du prix de la capacité.

[15] L'actualisation 2013 du Bilan Prévisionnelest disponible sur le site internet de RTE à l'adresse suivante : http://www.rte-france.com/fr/mediatheque/documents/l-electricite-en-france-donnees-et-analyses-16-fr/publications-annuelles-ou-saisonnieres-98-fr/bilan-previsionnel-de-l-equilibre-offre-demande-100-fr

2.3 Principes structurants du décret

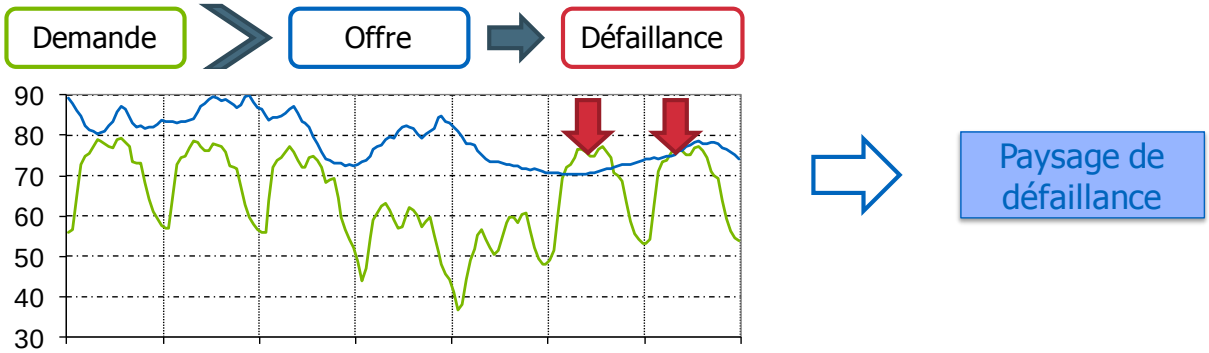
2.3.1 Risque de défaillance, pierre angulaire du mécanisme

2.3.1.1 Définition du risque de défaillance

Le décret Mécanisme de capacité, dans son article 1er, débute par la définition du risque de défaillance. Ce concept est central dans le mécanisme de capacité. En effet, l'ensemble des dispositions du mécanisme, qu'il s'agisse de l'obligation de fournisseurs ou de la certification des capacités, renvoie à chaque fois à cette notion. Le risque de défaillance constitue donc la pierre de touche du mécanisme de capacité.

Ceci a des implications extrêmement fortes sur l'architecture et la définition des modalités du mécanisme : c'est à l'aune de la structure du risque de défaillance (fréquence, durée, profondeur, situations durant lesquelles la défaillance peut se produire…) que les capacités se verront allouer un volume de garanties prenant en compte leurs caractéristiques techniques ; c'est au regard de la contribution des clients de leur portefeuille au risque de défaillance que l'obligation des les fournisseurs sera déterminée.

Le décret définit le risque de défaillance comme le « *risque de rupture de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France métropolitaine continentale* ».



La défaillance se produit donc lorsque la demande d'électricité est supérieure à l'offre disponible. Elle peut se produire si l'offre disponible est insuffisante ou si la demande est exceptionnellement forte. Or, avec le développement soutenu de la pointe de consommation en France lié à sa très forte thermo-sensibilité, le risque de situations de demande exceptionnelle dimensionne à l'heure actuelle le paysage de défaillance, c'est à dire l'ensemble des situations de défaillance qui ressortent des études d'adéquation.

L'aléa climatique sur la demande est l'aléa prédominant du système électrique actuel. Ainsi, si une vague de froid peut ne pas suffire à elle seule à entrainer de la défaillance, des aléas sur l'offre, s'ils n'ont pas de caractère générique ou s'ils ne vont pas au delà des aléas les plus probables, ne peuvent entrainer à eux seuls de la défaillance s'il n'y a pas d'aléa significatif côté demande.

A plus long terme, si la croissance de la pointe de consommation est maîtrisée, l'aléa dimensionnant renverra à la flexibilité de l'offre et de la demande, notamment dans un contexte de développement de l'intermittence. C'est déjà le cas actuellement dans d'autres pays européens ayant une forte proportion de capacités EnR intermittentes.

2.3.1.2 *Estimation du risque de défaillance*

Il est apparu lors de la concertation que beaucoup des participants partageaient ce constat technique initial : la variable explicative prédominante du système actuel correspond à la variable consommation. Dans les premières années du mécanisme de capacité, le risque de défaillance correspond donc au risque de consommation exceptionnelle, c'est à dire au risque d'une vague de froid intense.

Deux approches ont été présentées lors de la concertation qui permettent effectivement d'apprécier le risque de défaillance :

- la première approche, dite approche temporelle, correspond à retenir toute la période sur laquelle de la défaillance (« période hivernale » du 1er novembre au 31 mars) peut se produire et à pondérer les différents mois la constituant en fonction de la probabilité de défaillance sur ce mois ;
- la deuxième approche, dite approche consommation, correspond à retenir les périodes en fonction de leur niveau de consommation.

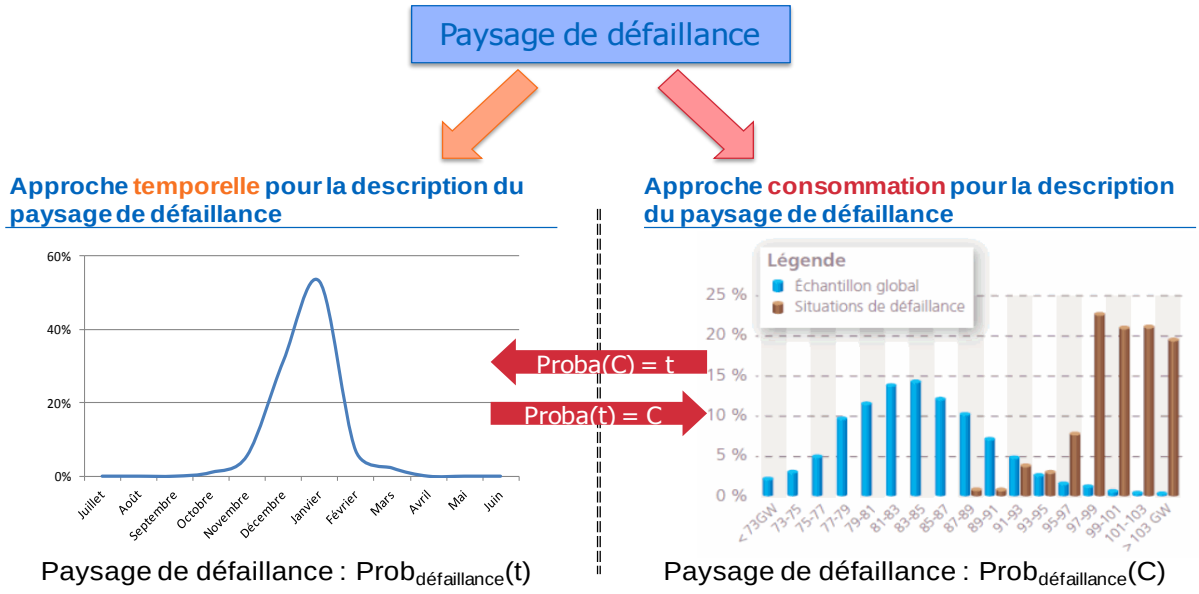


Figure 9 : Illustration des deux approches permettant d'apprécier le risque de défaillance (Source : RTE, GT du 02/04)

La première illustration (graphique de gauche) représente la répartition de la défaillance mois par mois avec un maximum en janvier. Il est apparu, lors de la concertation, différentes estimations de la répartition temporelle de la défaillance en fonction des outils de simulation des acteurs.

La deuxième illustration (graphique de droite) représente en marron la répartition des situations de défaillance en fonction du niveau de consommation. Il est possible de distinguer trois parties dans cette répartition : la première sans défaillance (jusqu'à 87 GW), la deuxième avec une occurrence de défaillance croissante mais non systématique (dépendant des aléas sur l'offre), enfin la dernière partie (à partir de 97-99 GW) avec une défaillance systématique (le parc de capacité ne permet pas de couvrir ce niveau de consommation, quelle que soit sa disponibilité).

Les études probabilistes d'adéquation montrent que le risque de défaillance est d'autant plus fort que la consommation est forte. Pour chaque scénario défaillant, les heures de défaillance correspondent en effet systématiquement aux heures de plus forte consommation.

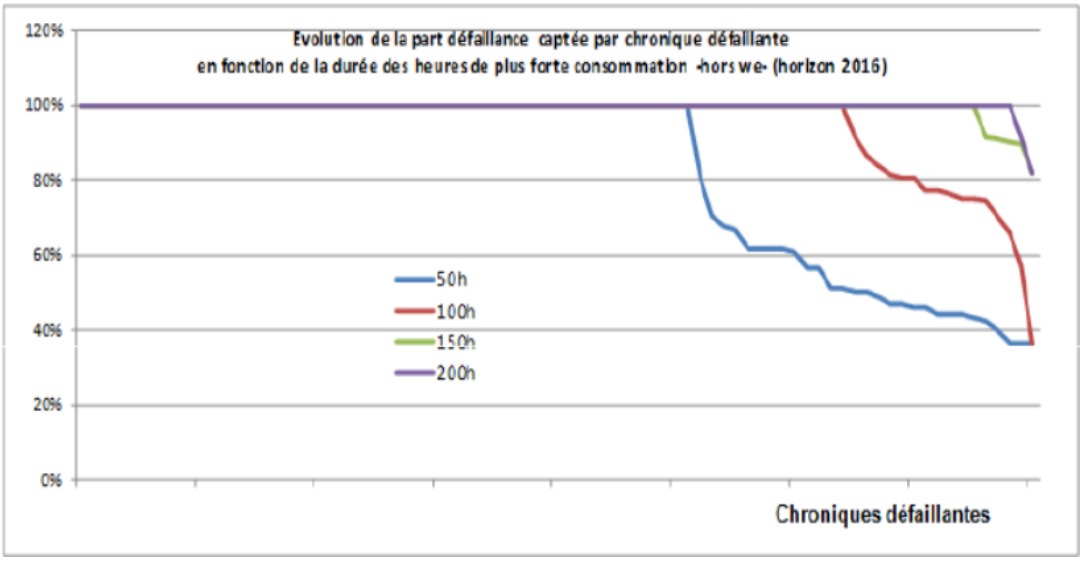


Figure 10 : Illustration de la répartition de la défaillance en fonction des heures de plus forte consommation (Source : EDF, GT du 25/04/13)

L'illustration ci-dessus indique, pour chaque chronique défaillante, le pourcentage d'heures de défaillance qui font partie des 50/100/150/200 heures de plus forte consommation. Il en ressort notamment que :

- les 50 heures de plus forte consommation (courbe bleu) permettent de capter 100% des heures défaillantes sur les 2 tiers des chroniques présentant de la défaillance et, dans le cas le plus défavorable, un peu moins de 40% de la défaillance ;
- à partir des 150h heures de plus forte consommation (courbes vertes et violettes), 100% de la défaillance est couverte sur 90% des chroniques défaillantes, et ces 150 ou 200 heures de plus forte consommation captent au moins 80% de la défaillance dans tous les cas.

RTE propose de retenir dans le projet de règles l'approche consommation. En effet, l'indicateur pertinent pour apprécier le risque de défaillance est le niveau de consommation. Pour une année donnée, la probabilité de défaillance dépend directement du niveau de consommation. Les situations de défaillance apparaissent systématiquement sur les heures de plus forte consommation, en quasi totalité dans les 150/200 heures de plus forte 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.

Un des points clés pour l'euro-compatibilité du mécanisme de capacité français est le respect du principe de proportionnalité. Ainsi les services de la commission européenne estime que les produits échangés sur un marché de capacité doivent être « *clairement reliés à la défaillance de marché identifiée* »[16]. Le mécanisme de capacité français ayant été créé pour répondre au problème de la pointe électrique hivernale, il est cohérent d'utiliser des périodes de contrôle / mesure qui soient réellement focalisées sur les périodes plus forte consommation en hiver.

Cette préoccupation est basée sur un souci d'efficacité économique : un mécanisme ne doit pas avoir d'impact en dehors des périodes sur lesquelles il est véritablement nécessaire. Les services de la commission citent notamment en exemple les engagements de capacité, qui ne doivent pas déboucher sur un fonctionnement inefficace des groupes de production[17]. Afin de répondre à cette préoccupation, il est nécessaire de limiter les périodes d'engagement au strict nécessaire.

2.3.2 Contribution au risque de défaillance et puissance de référence

L'architecture retenue dans le décret vise à responsabiliser les fournisseurs, et à travers eux les consommateurs, sur leur contribution au risque de défaillance.

Comme indiqué précédemment, la contribution au risque de défaillance d'un consommateur renvoie directement à sa consommation durant les vagues de froid. Elle dépend donc :

- de la sensibilité de cette consommation à la température : pour deux consommateurs ayant une même consommation à conditions normales, la contribution d'un consommateur thermosensible est plus importante que celle d'un consommateur non thermosensible ;
- du synchronisme de cette consommation avec la consommation nationale : un consommateur qui ne consomme pas durant les périodes de pointe nationale ne contribue pas au risque de défaillance ;
- de sa flexibilité (capacité à être reportée, élasticité au prix etc.) : un consommateur qui est à même d'effacer sa consommation à la pointe en totalité a une contribution au risque de défaillance nulle.

La contribution au risque de défaillance d'un consommateur est indépendante du choix des paramètres de calcul de l'obligation. Tout l'enjeu de la définition de ces paramètres est donc de traduire au mieux la contribution au risque de défaillance d'un consommateur.

Le respect des principes mentionnés ci-dessus a guidé la détermination des paramètres de l'obligation de sorte que deux consommateurs ayant une même contribution au risque de défaillance doivent obtenir un même niveau d'obligation de capacité.

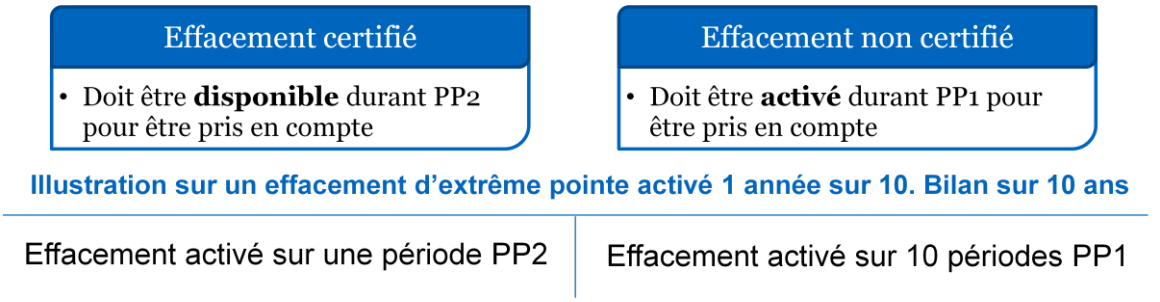
2.3.3 Lien entre obligation et certification : non discrimination entre effacement certifié et réduction de l'obligation

Le décret dispose d'un « *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* ». Ainsi, un effacement doit obtenir une valorisation équivalente qu'il soit pris côté demande en tant que réduction de l'obligation ou bien côté offre en tant que capacité certifiée, qui renvoie directement à sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

Ce principe impose une cohérence, côté obligation et côté certification des méthodes d'estimation de la contribution des effacements et des périodes associées.

[16] "Products in capacity auctions and markets need to clearly related to identified gap in market" [ECG 2013 A]

[17] "No inefficient « spinning » or production to avoid penalties for non-availability" [EC 2013 A]



2.3.4 Contribution à la réduction du risque de défaillance et niveau de capacité

De matière symétrique au calcul de l'obligation, le décret vise à valoriser une capacité à hauteur de sa contribution à la réduction du risque de défaillance au travers du volume de garanties alloué. Cette contribution renvoie aux caractéristiques propres de la capacité (disponibilité, contraintes de stock, commandabilité, contraintes dynamiques…) qui est à mettre au regard du système électrique donné (parc de capacités et structure de la demande) et du critère de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics.

Dans l'état actuel du système électrique, la contribution d'une capacité renvoie à sa capacité à réduire la défaillance durant les vagues de froid. Elle dépend donc

- de la disponibilité de la capacité durant les vagues de froid : une capacité qui n'est pas disponible durant les pointes de consommation ne contribue pas à la réduction du risque de défaillance ;
- du nombre d'heures que la capacité peut être activée au regard de la structure de la défaillance, dictée par celle d'une vague de froid. Ainsi, une capacité qui ne peut être activée qu'une heure sur tout l'hiver ne contribue pas au même niveau qu'une capacité qui peut être activée sans contrainte.

Ainsi la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité est indépendante du choix des paramètres de certification. Tout l'enjeu de la définition de ces paramètres est donc de traduire au mieux la contribution à la réduction du risque de défaillance d'une capacité.

Le respect des principes mentionnés ci-dessus a guidé la détermination des paramètres de certification de sorte que deux capacités ayant une même contribution à la réduction du risque de défaillance obtiennent un même volume de garanties.

2.3.5 Approche retenue dans le projet de règles

L'enjeu global de détermination des paramètres du mécanisme, tant côté obligation que certification, est donc de déterminer au plus juste une méthode de mesure de la contribution des acteurs au risque de défaillance, tant en contribution au risque pour les consommateurs qu'en réduction pour les capacités.

Pour une année présentant des situations de défaillance, la détermination de la contribution d'une capacité est aisée : il s'agit de mesurer directement sur les heures de défaillance l'activation de la capacité. La problématique se pose pour une année sans défaillance : quelle période choisir et comment mesurer la contribution de la capacité ? Cette question est d'autant plus sensible qu'il ne s'est jamais produit de la défaillance en France pour cause de rupture de l'équilibre entre offre et demande.

Concernant l'obligation des fournisseurs, le décret dispose de retenir la consommation constatée comme socle à partir de laquelle doit être renvoyé aux fournisseurs la contribution au risque induit par leur portefeuille de clients. Il s'agit donc fondamentalement d'une approche fondée sur la consommation réalisée de l'année de livraison.

Plusieurs propositions de certification ont émergé lors de la concertation. Certaines visent à privilégier la précision et l'individualisation du niveau de capacité ce qui implique de prendre en compte la contribution effective des capacités (qui inclut leur disponibilité constatée) tandis que d'autres recherchent à stabiliser les signaux du mécanisme, ce qui pourrait conduire à décorréler totalement la contribution effective des capacités à la réduction du risque de défaillance. Schématiquement, il est possible de retenir les deux approches suivantes :

- la première approche, dans la lignée de l'obligation, considère que la meilleure estimation accessible est basée sur les mesures du réalisé sur l'année de livraison, que ce soit pour la période de pointe observée ou pour la mesure de la disponibilité des capacités ;
- la deuxième correspond à intégrer des valeurs normatives ne rebouclant pas avec le réalisé.

L'approche normative a pour conséquence de figer la contribution de certaines capacités sur des valeurs qui ne correspondent pas à l'observation. Elle est porteuse de complexité (paramètres, historique ou valeurs normées, retraitements…), est source de contestation (de la part d'exploitants dont les capacités sont plus performantes que les valeurs qui leur sont attribuées) et soulève des questions d''équité de traitement entre capacités, nouvelles et existantes ou production et effacement. Une approche normative revient de fait à valoriser des capacités qui ne sont pas disponibles à la pointe alors même que leur contribution à la réduction du risque de défaillance est nulle. Ce schéma, outre le fait qu'il ne respecte pas les dispositions du décret, pose une question sur sa capacité à intégrer les problématiques à plus long terme ; en effet, avec l'émergence de l'aléa intermittent, la contribution d'une capacité au système renverra directement à sa flexibilité pour palier efficacement les capacités intermittentes en période de faible production.

Aussi, dans ce cas, comme in fine pour l'ensemble des dispositifs du mécanisme (obligation des fournisseurs, certification des capacités, règlements financiers et donc prix des garanties de capacité), RTE propose de retenir des méthodes et des paramètres qui s'appuient sur les valeurs observées lors de l'année de livraison plutôt que sur des valeurs normatives. Cette approche permet d'intégrer la totalité des informations possibles sur l'état du système et de renvoyer à chaque acteur sa véritable contribution.

Certains choix techniques du mécanisme ont été discutés dans un contexte d'affrontement entre ces deux approches. Ils ne sont donc pas consensuels.

2.4 Démarche retenue pour la détermination des choix du dispositif

Les règles préparées par RTE visent à mettre en œuvre les principes du décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012, déjà porteur de choix structurants.

RTE ne peut ni ne souhaite, au travers des règles, invalider le choix des pouvoirs publics de privilégier un pilotage par les quantités plutôt que par les prix, par l'intermédiaire d'un mécanisme de marché qui intègre finement les caractéristiques du système électrique français. Les choix opérés par le décret seront donc respectés : centrer le mécanisme sur la

couverture des pointes de consommation, prendre en compte les interconnexions internationales de manière implicite, intégrer la disponibilité constatée des capacités lors des périodes de pointe au calcul de leur niveau de capacité effectif, intégrer la consommation constatée des consommateurs à la détermination de l'obligation des fournisseurs qui les approvisionnent, donner aux effacements de consommation toute leur place dans le mécanisme. Cela plaide, systématiquement, pour que les processus mis en place au titre des règles soient basés sur le réalisé.

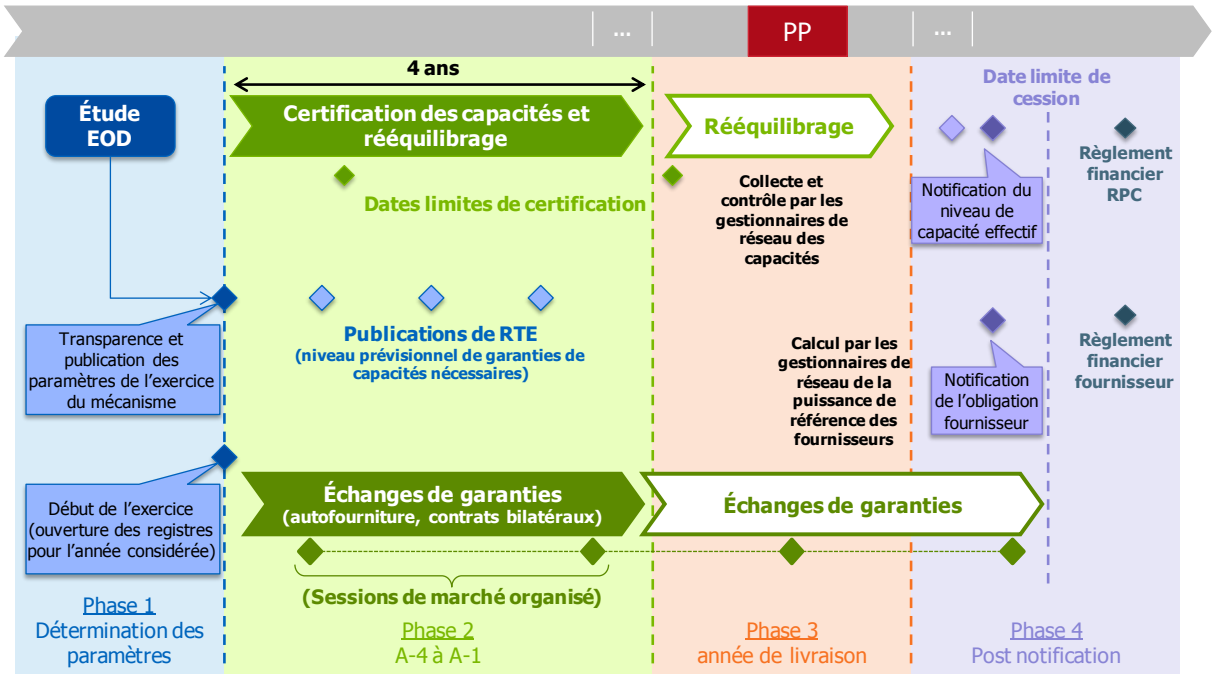
Pour autant, et dans la limite des choix structurants réalisés au niveau du décret, RTE est attentif à la cohérence des signaux du dispositif, et à la nécessité pour les acteurs de marché de se familiariser avec ce nouveau dispositif afin d'y participer pleinement et efficacement.

A ce titre, des dispositions transitoires pourront être introduites lors des premières années du mécanisme pour permettre une appropriation progressive du dispositif par les acteurs.

De manière plus structurelle, des aménagements de certains principes pourront être réalisés de manière pragmatique afin de « stabiliser » certains paramètres du dispositif, pourvu que la sécurité d'approvisionnement n'en soit pas dégradée ou qu'il n'en résulte pas une désoptimisation créatrice de coût pour la collectivité.

Dans tous les cas et sur la base des remarques formulées par les acteurs lors de la concertation, RTE a pu procéder sur certains sujets à une évaluation de la stabilité des paramètres. Ces évaluations font parties du périmètre de la consultation publique.

2.5 Articulation globale du mécanisme



Un exercice du mécanisme de capacité est un dispositif pluriannuel qui démarre 4 années avant l'année de livraison et s'achève 2 années après l'année de livraison.

Le démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité correspond à la publication des paramètres de l'obligation et de la certification qui coïncide avec l'ouverture des registres de capacités certifiées et des garanties de capacité pour l'année de livraison. En même temps,

RTE publie pour la première fois le niveau prévisionnel de garanties de capacité nécessaires à la couverture de l'obligation de l'ensemble des fournisseurs.

A partir de ce moment, des exploitants peuvent demander la certification de leur capacité et obtenir en échange des garanties de capacité ce qui entraine l'inscription de leur capacité au registre des capacités certifiées et l'ouverture d'un compte dans le registre des garanties de capacité. Pour les capacités pouvant être mises en œuvres dans des délais très courts, la certification est possible jusqu'au début de la période de livraison. Les exploitants peuvent ajuster les données qu'ils ont déclarées au titre de la certification via un processus de rééquilibrage, souple, qui est possible jusqu'à la fin de la période de livraison.

En parallèle, dès l'émission des premières garanties de capacité, les fournisseurs peuvent commencer à couvrir leur obligation, sur la base de leurs estimations et de leur stratégie de risque, en détenant des garanties de capacité soit en lien avec des capacités qu'ils disposent en propre, soit en les acquérant auprès d'exploitants.

La période d'échange se poursuit jusqu'à la date limite de cession, postérieure à l'année de livraison. Les échanges peuvent prendre la forme d'échanges de gré à gré ou potentiellement via des sessions de marché organisé si celui-ci est mis en place.

Pendant l'année de livraison, les données nécessaires au calcul du niveau de capacité effectif sont collectées et contrôlées, notamment la disponibilité réalisée des capacités sur la période PP2. A l'issue de la période de livraison, le niveau de capacité effectif est calculé pour chaque capacité. Ensuite, l'écart entre niveau de capacité certifié et niveau de capacité effectif est calculé au niveau périmètre du responsable de périmètre de certification. Il donne lieu à un règlement financier, postérieur à la date limite de cession, qui prend la forme d'un règlement des écarts.

Parallèlement la consommation constatée des consommateurs est mesurée durant l'année de livraison. A partir de cette donnée et des paramètres définis et stables durant tout l'exercice, le niveau d'obligation d'un fournisseur est calculé. Le niveau d'obligation est notifié à chaque fournisseur avant la date limite de cession. Puis, une fois la date limite de cession passée, le niveau de déséquilibre est notifié à chaque fournisseur sur la base de l'écart entre son niveau d'obligation et le volume de garanties détenues sur son compte du registre des garanties de capacité. Ce déséquilibre donne lieu à un règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs similaire à un règlement des écarts.

3. OBLIGATION DE CAPACITE

3.1 Vision générale sur l'obligation

L'obligation de capacité désigne, conformément à l'article L. 335-1 du code de l'énergie, l'obligation pour tout acteur obligé de contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité en disposant, pour chaque année de livraison, de garanties de capacité valables pour cette année de livraison.

Le décret dispose que le volume d'obligation d'un fournisseur « *est calculé en fonction de la Puissance de référence de ses clients et d'un Coefficient de sécurité tenant compte du risque de défaillance* ».

3.1.1 Acteurs obligés

Le cadre législatif initial (loi NOME) a mis en place une obligation de capacité pour les seuls fournisseurs. Il a été complété par l'article 15 de la loi Brottes qui étend le périmètre des acteurs obligés au titre de l'obligation de capacité : « *Les consommateurs finals et les gestionnaires de réseaux pour leurs pertes qui, pour tout ou partie de leur consommation, ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur contribuent, en fonction des caractéristiques de cette consommation, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Pour l'application du présent chapitre, ils sont soumis aux dispositions applicables aux fournisseurs* ».

Cette évolution vise à assurer la complétude de la consommation des acteurs obligés avec la consommation France et donc in fine l'objectif de respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

Pour l'application de ces dispositions, les règles ont donc introduit la notion « d'acteur obligé » de manière à indiquer de façon générique l'ensemble des acteurs sur lesquels porte une obligation de capacité. Sont définis comme acteurs obligés au titre des Règles :

- les fournisseurs, en tant qu'acteur exerçant l'activité d'achat d'électricité pour revente aux consommateurs finals ou aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes et disposant d'une autorisation administrative ;
- les consommateurs finals ne s'approvisionnant pas, pour tout ou partie de leur consommation, auprès d'un fournisseur ;
- les gestionnaires de réseau pour leur pertes, lorsqu'ils ne s'approvisionnent pas auprès d'un fournisseur.

3.1.2 Puissance de référence

Le décret indique que la Puissance de référence d'un consommateur d'électricité *« reflète sa contribution au risque de défaillance pendant l'année de livraison considérée »*. Les gestionnaires de réseaux calculent et transmettent à RTE *la puissance de référence des consommateurs finals raccordés à leurs réseaux, par fournisseur*.

La puissance de référence est calculée

- à partir de la consommation constatée durant la période de pointe PP1
- qui est corrigée de la sensibilité de la consommation à la température
- et de la puissance effacée des capacités certifiées activées durant PP1.

3.1.2.1 Période de pointe PP1

La période PP1 constitue la période de référence sur laquelle la mesure de la consommation constatée va être retenue pour le calcul de la puissance de référence et in fine la détermination du volume de l'obligation de capacité.

La définition de la période PP1 vise à répondre à deux objectifs différents :

- constituer la meilleure métrique permettant de traduire, dans la puissance de référence, la contribution au risque de défaillance d'un consommateur
- inciter l'activation d'actions de maitrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation, pour ainsi contribuer à la réduction de la pointe de consommation

3.1.2.2 Consommation constatée

Le décret dispose que « *la puissance de référence est calculée à partir de la consommation constatée de chaque consommateur* » (Article 1er). Il prévoit donc que l'obligation ne soit pas déterminée de manière normative en amont, mais établie sur la base de données mesurées, afin de à renvoyer à chaque consommateur sa contribution réelle au risque de défaillance en lien avec l'état réel du système. Le choix a été fait de ne pas retenir un modèle dans lequel l'obligation d'un acteur correspond à l'attribution d'une partie d'une obligation totale définie par ailleurs. La consommation constatée durant les heures PP1 constitue donc le socle de calcul de l'obligation en capacité.

Les données élémentaires utilisées pour le calcul de la consommation constatée d'un consommateur sont issues des systèmes de comptage et d'information des gestionnaires de réseaux publics auxquels les sites sont raccordés directement ou indirectement.

Se pose alors la question, pour les consommateurs profilés, d'attribuer une obligation de capacité à un consommateur dont on ne connait pas la courbe de charge. Dans l'attente du déploiement de nouveaux systèmes de comptage permettant une affectation des flux d'énergie plus dynamique, les dispositions retenues dans le projet de règles s'appuient sur les dispositifs existants, notamment le système de profilage permettant de reconstituer une courbe de charge à chaque site doté d'un compteur à index.

Par ailleurs, pour définir précisément l'obligation portée par un acteur obligé, il est nécessaire de reconstituer le périmètre de consommation constatée par acteur obligé. Cela nécessite d'identifier pour chaque site le lien avec un fournisseur éventuel et de traiter les cas de sites multi-fournisseurs ou pour lesquels un consommateur final ou un gestionnaire de réseau pour ses pertes ne s'approvisionne pas, pour tout ou partie de sa consommation, auprès d'un fournisseur.

3.1.2.3 Prise en compte de la sensibilité de la consommation à la température

La sensibilité de la consommation à la température se définit comme le lien, qui existe en-dessous d'une certaine température, entre les consommations d'électricité et la température, plus précisément la température lissée. La thermosensibilité représente la réponse rapide de la consommation à une variation de températures et est donc à distinguer de la composante cyclique/saisonnière de la courbe de consommation.

3.1.2.3.1 Caractérisation de la thermo-sensibilité

Le lien puissance-température est considéré linéaire. Cette hypothèse se justifie par la forme du nuage de points obtenus lorsqu'on représente, en abscisse, une température et, en ordonnée, la consommation correspondante du groupe de sites étudiés.

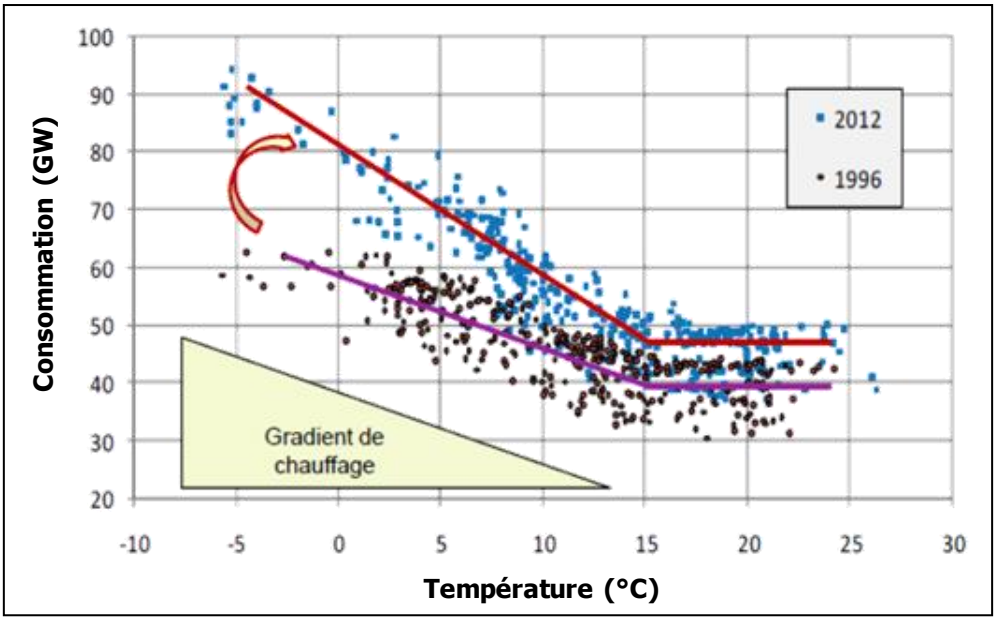


Figure 11: Illustration du gradient de chauffage France
(Source : ERDF, GT du 19/02/13)

On observe que

- en dessous d'une température seuil: la variation de consommation est proportionnelle à la variation de température, le nuage se dispose suivant une forme allongée et exhibe une tendance sensiblement linéaire. En pratique, le gradient est la pente de ce nuage de points.
- au-dessus de la température seuil: la consommation n'est pas impactée par la variation de température.

Le gradient dit de « sur chauffage » pour les températures très froides est peu constaté ; il ne sera donc pas pris en compte.

3.1.2.3.2 Déterminants de la thermo-sensibilité

La thermo-sensibilité se caractérise par un gradient par demi-heure pour une année donnée, des températures lissées et une température seuil.

Température lissée

Les températures utilisées dans le mécanisme de capacité correspondent à des variables dérivées de la température brute mesurée sur différentes stations météo. Il est en effet nécessaire de construire une température (appelée dans la suite « température lissée ») et pas uniquement de prendre des températures brutes de sorte à constituer une variable explicative performante de la consommation. Cette température est notamment lissée pour prendre en compte l'inertie thermique des bâtiments.

Température seuil

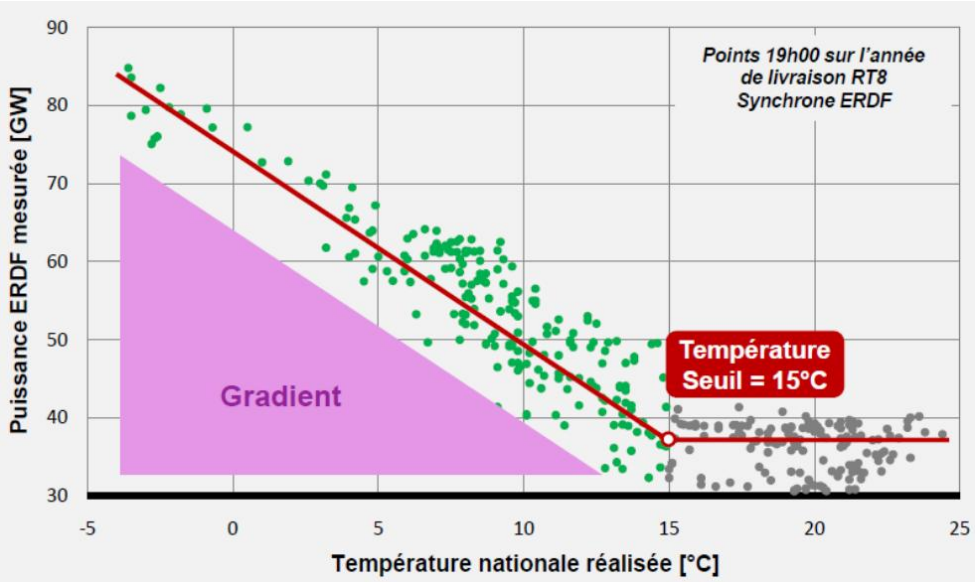


Figure 12: Illustration de la température seuil
(Source : ERDF, GT du 19/02/13)

La température seuil correspond à la température en-deçà de laquelle on considère qu'une variation de la température entraine une variation de la consommation. Schématiquement elle renvoie à la température à partir de laquelle les chauffages sont activés.

Gradient

Le lien puissance-température lissée, considéré pour une année de livraison, se traduit par un gradient de thermo-sensibilité (la pente de la courbe), constant pour une année donnée.

Le lien puissance-température n'est pas uniforme sur une journée. Sont donc définis 48 gradients demi-horaires pour chaque demi-heure de la journée.

3.1.2.3.3 Introduction d'une température extrême

Afin de traduire la contribution d'une consommation au risque de défaillance lié à sa thermo-sensibilité, il est nécessaire de se baser lors du calcul de l'obligation non pas sur la consommation observée lors de l'année de livraison mais sur une estimation de cette consommation lors d'une situation de défaillance, c'est-à-dire lors d'une vague de froid dont la sévérité correspond au risque contre lequel le système cherche à se couvrir (vague de froid décennale).

Pour ce faire, l'utilisation d'une température extrême, a été proposée lors de la concertation et est retenue dans le projet de règles, permettant ainsi de se ramener à une vague de froid.

Concrètement, les consommations observées sont ramenées à celles estimées à cette Température extrême. Tout se passe in fine comme si chaque année la vague de froid définie par cette température extrême, correspondant à une vague de froid décennale, avait lieu. Le mécanisme de capacité s'apparente à ainsi un mécanisme assurantiel visant à se couvrir contre une situation extrême dont le niveau de risque renvoie au critère de sécurité défini par les pouvoirs publics. Le mécanisme de capacité permet de stabiliser l'espérance de revenus des capacités, en répartissant sur chaque année des revenus qui seraient sinon concentrés lors d'une vague de froid avec une probabilité d'occurrence d'une fois tous les dix ans.

3.1.2.4 Correction de la puissance effacée des capacités certifiées activées

La correction de la puissance effacée des capacités certifiées activées vise à éviter une double valorisation d'un effacement de consommation :

- en tant que capacité certifiée, l'effacement obtient des garanties de capacité ;
- en tant que réduction de l'obligation de capacité.

La disposition retenue dans le projet de règles pour la correction de la puissance effacée des capacités certifiées activées correspond à l'ajout de la puissance effacée à la consommation constatée.

Elle permet d'éviter un risque

- de distorsion de concurrence entre acteurs ;
- au niveau de la sécurité d'alimentation : la capacité physique serait alors comptée deux fois ce qui aboutirait à un volume physique de capacités insuffisant pour respecter le critère de sécurité d'alimentation.

3.1.3 Coefficient de sécurité

3.1.3.1 Dispositions du décret

Le coefficient de sécurité vise à assurer la disposition de la loi et du décret selon laquelle l'obligation en capacité des fournisseurs « *incite au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité* » (article L.335-2 du code de l'énergie), dans le respect du principe général du mécanisme de responsabilisation des acteurs sur les aléas qu'ils génèrent.

Le décret prévoit que le coefficient de sécurité « *[tient] compte du risque de défaillance* » et que « *l'effet* [des interconnexions du marché français de l'électricité avec les autres marchés européens] *est intégré dans la détermination du coefficient de sécurité* ». Par ailleurs, le décret dispose d'un unique coefficient de sécurité.

Schématiquement, la puissance de référence renvoie à la contribution au risque de défaillance des consommateurs et le niveau de capacité reflète la contribution des capacités à la réduction du risque de défaillance. Le coefficient de sécurité tel que retenu dans le projet de règles recouvre donc les éléments suivants :

- la contribution des interconnexions à la sécurité d'alimentation ;
- les marges nécessaires à la couverture des aléas résiduels sur la demande (aléas hors aléa thermosensible) et sur l'offre, ainsi que la combinaison de leurs effets (foisonnement des aléas).

Les principes de sa détermination, au niveau de la méthode ainsi que les modalités de son évolution sont décrits dans les règles du mécanisme de capacité. La valeur numérique initiale du coefficient de sécurité est indiquée dans les règles, lesquelles prévoient que toute évolution de cette valeur doit faire l'objet d'une approbation spécifique de la part de la CRE.

3.1.3.2 Sensibilité du coefficient de sécurité au choix de la température extrême

La détermination de la température extrême et celle du coefficient de sécurité sont liées. Il est ainsi possible de définir plusieurs couples $[T_{ext}; C_{sécurité}]$ aboutissant au même niveau global de garanties nécessaires au respect du critère de sécurité d'alimentation.

L'exemple simplifié ci-dessous permet d'illustrer l'influence du choix de la température extrême sur le coefficient de sécurité.

Hypothèses :

- le volume de garanties alloué au parc de référence (3h) est de 1000 MW
- l'ensemble des consommateurs français est réparti entre deux fournisseurs F1 et F2, le premier étant thermosensible, l'autre non
- le portefeuille de clients de F1 n'est pas thermosensible et la puissance appelée par son portefeuille sur PP1 est de 400 MW
- le portefeuille de clients de F2 est thermosensible avec un gradient estimé à 100 MW/°C. La puissance appelée par son portefeuille sur PP1 est de 400 MW

On considère maintenant 4 cas avec des choix de température extrême différents : 0°C, -2°C, -3°C et -6°C

Il est alors possible de calculer pour chacun de ces cas la puissance de référence pour F1 et F2 et le total correspondant au niveau France

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
T_{ext} (°C)	**0**	**-2**	**-3**	**-6**
P_{ref} F1 (MW)	400	400	400	400
P_{ref} F2 (MW)	300	500	600	900
P_{ref} France (MW)	**700**	**900**	**1000**	**1300**

Or la somme totale des obligations doit correspondre au volume de garanties du parc de référence (1000 MW) de telle sorte que l'obligation incite bien au respect du critère de sécurité. Il est donc possible de déterminer le coefficient de sécurité permettant le respect de ce critère et ainsi l'obligation des fournisseurs F1 et F2.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
$C_{sécurité}$	**1,43**	**1,11**	**1,00**	**0,77**
Obligation F1 (MW)	571	444	400	308
Obligation F2 (MW)	429	556	600	692
Obligation totale (MW)	**1000**	**1000**	**1000**	**1000**

Il apparaît donc très clairement que le choix des deux paramètres de l'obligation que sont la température extrême et le coefficient de sécurité a des effets redistributifs forts entre consommateurs thermosensibles et non thermosensibles.

Le choix retenu dans le projet de règles consiste à responsabiliser les acteurs sur les aléas qu'ils génèrent. L'aléa thermosensibilité est entièrement pris en compte par la température extrême. Le coefficient de sécurité prend en compte les autres aléas mais ne doit pas intégrer la sensibilité de la consommation à la température, ce qui reviendrait à mutualiser sur l'ensemble des acteurs obligés une part de l'aléa climatique.

3.1.4 Synthèse sur les principes de l'obligation

Dans le respect des dispositions du décret et au regard des éléments mentionnés ci-avant, il est proposé que les formules de calcul de l'obligation s'expriment sous la forme :

$Oblig, F, AL = Pref, AL, AO \times CS, AL$

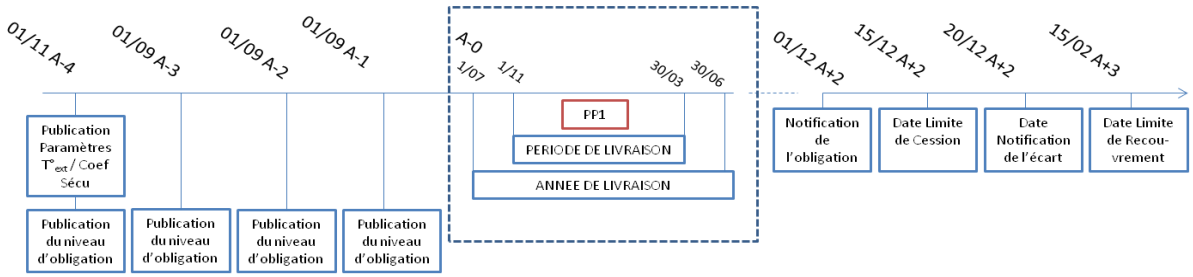
- $Oblig, AO, AL$ est l'obligation de l'acteur obligé AO pour l'année de livraison AL
- $Pref, AL, AO$ est la puissance de référence de l'acteur obligé AO pour l'année de livraison AL
- CS, AL est le coefficient de sécurité pour l'année de livraison AL

$$Pref, AL, AO = \frac{1}{\text{nbHeuresPP1}} \times \sum_{h \in PP1} [ConsoConstatée_{AO,AL}[h] + Gradient_{AO,AL}[h] \times (T_{Ext}[h] - TFL, AL[h])]$$

Si $\sum_{h \in PP1} ConsoConstatée_{AO,AL}[h] = 0$ *alors* $Pref, AL, AO$ *est mise à 0.*

- $Gradient_{AO,AL}[h]$ est le gradient de l'acteur obligé AO pour l'heure h de l'année de livraison AL.
- $ConsoConstatéeAL, AO[h]$ est la consommation constatée de l'acteur obligé AO, pendant l'heure h de l'année de livraison AL, corrigée des effacements certifiés activés.
- $T_{Ext}[h]$ est la température extrême, en l'heure h, pour l'année de livraison AL.
- $TFL, AL[h]$ est la température France lissée et seuillée en l'heure h, pour l'année de livraison AL.

Chronologie synthétique concernant l'obligation



3.2 Période de mesure de l'obligation des fournisseurs : période de pointe 1 (PP1)

Comme indiqué précédemment, la définition de la période PP1 vise à répondre aux deux objectifs suivants :

- constituer la meilleure métrique permettant de traduire, dans la puissance de référence, la contribution au risque de défaillance d'un consommateur ;
- inciter l'activation d'actions de maitrise de la consommation à la pointe, valorisées en tant que réduction de l'obligation, pour ainsi contribuer à la réduction de la pointe de consommation.

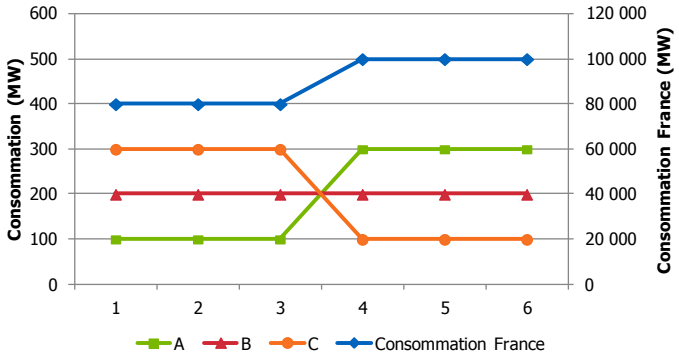
En conséquence, la disposition retenue dans le projet de règles correspond à une période PP1 ciblée, limitée en volume, visant à retenir les heures de plus forte consommation observées. Cette période PP1 s'inscrit dans une année de livraison correspondant à une année à cheval (01/07/AA au 30/06/AA+1) centrée sur une période hivernale. Les éléments ayant conduit à cette disposition concernant l'année de livraison sont décrits au paragraphe 3.3.

3.2.1 Définition de PP1 et contribution au risque de défaillance

Du fait de l'importance de l'aléa thermosensible en France, le risque de défaillance se concentre actuellement sur les heures plus de forte consommation. Le synchronisme de la consommation d'un individu avec la consommation France impacte donc fortement sa contribution au risque de défaillance. **Un consommateur qui ne consomme pas durant les heures de forte consommation ne contribue pas au risque de défaillance ; à ce titre, sa puissance de référence doit être nulle**.

Le respect de ce principe guide le choix entre des périodes longues, qui permettent de stabiliser le niveau d'obligation mais qui aboutissent à une mutualisation de l'obligation sur les consommateurs, et des périodes courtes, qui ciblent de manière plus précise les périodes pendant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé et permettent ainsi de différencier la contribution au risque de défaillance des consommateurs.

3.2.1.1 Illustration de l'impact de la définition de PP1 sur la puissance de référence d'un consommateur



	Heures dans PP1	
	H1 à 6	H4 à 6
Puissance de référence A	200	300
Puissance de référence B	200	200
Puissance de référence C	200	100

Figure 13: La consommation France est maximale durant les heures H4 à H6

Pris individuellement, la définition des heures PP1 peut impacter fortement la puissance de référence, notamment pour les clients non thermosensibles. Dans l'illustration, les consommateurs A et B voient leur puissance de référence augmenter ou diminuer de 50% selon qu'on prenne les heures de forte consommation ou toutes les heures.

Pour que la disposition du décret de responsabilisation à hauteur du risque de défaillance soit respectée, il est nécessaire que la période PP1 cible les heures de plus forte consommation pour une volume qui représente l'enveloppe des heures sur lesquelles la défaillance a une probabilité significative d'apparaître.

Avec un PP1 « long » (potentiellement tout l'hiver pondéré), des heures de faible consommation seraient retenues pour estimer la contribution d'un consommateur au risque de défaillance. En conséquence, avec un PP1 long, un consommateur ne consommant pas durant les heures de plus forte consommation pourrait avoir une obligation non nulle alors même que sa contribution au risque de défaillance est nulle.

Ce principe de renvoi à la contribution au risque de défaillance, associé au principe de non discrimination entre les effacements certifiés et ceux non certifiés pris en compte en tant que réduction de l'obligation, dimensionne également la volumétrie de la période PP1. En effet, un effacement non certifié, pour être pris en compte en tant que réduction de l'obligation, doit être activé sur PP1. Le volume d'heures à retenir dans PP1 doit donc être cohérent avec le stock d'activations nécessaire pour couvrir la majeure partie du paysage de défaillance. Cet élément est bien intégré pour les effacements certifiés, avec la prise en compte des contraintes de stock.

3.2.1.2 Impact de la durée de PP1 sur la valeur attribuée à une action de réduction de la consommation à la pointe

L'obligation d'un consommateur doit renvoyer à sa consommation sur les heures de plus forte consommation.

De plus, un effacement non certifié, donc pris côté réduction de l'obligation, doit être valorisé à hauteur de sa contribution à la réduction du risque de défaillance. Le choix d'une période PP1 longue réduit la valeur d'un effacement pris en tant que réduction de l'obligation alors même que sa contribution à la réduction du risque de défaillance peut être forte.

Sur la Figure 14, la courbe rouge représente la réduction d'obligation obtenue pour une action de maîtrise de la pointe activée 50h en fonction de la durée PP1. La courbe bleue représente la contribution à la réduction du risque de défaillance en fonction du nombre d'heure d'activation d'un effacement.

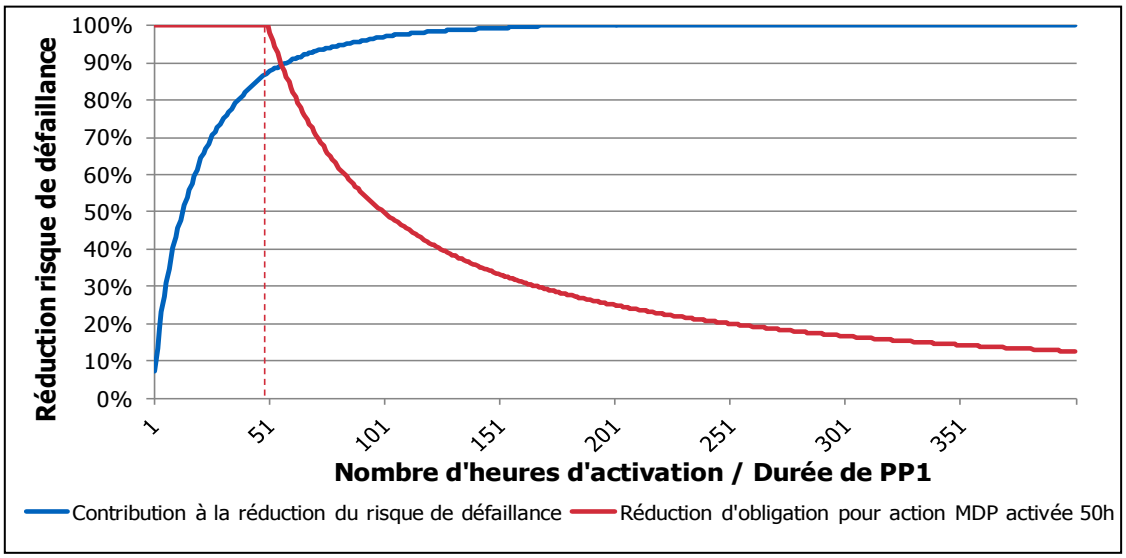


Figure 14 : Action de maîtrise de la pointe et contribution à la réduction du risque de défaillance

Ainsi, une activation sur 50h permet de contribuer à hauteur d'environ 88% à la réduction du risque de défaillance. Si PP1 est très court, inférieur à 50h par exemple, l'action de maîtrise de la pointe aura un effet pris à 100% sur la réduction de l'obligation. Si PP1 est long, cette action de maîtrise de la pointe sera comptabilisée de manière très réduite sur la réduction de l'obligation alors que sa contribution à la réduction du risque de défaillance est la même.

La période PP1 doit donc être définie en cohérence avec la courbe bleue pour que l'impact sur la réduction de l'obligation d'une action de maîtrise de la pointe soit cohérent avec sa contribution à la réduction du risque de défaillance en suivant deux principes :

- être basée sur les heures de plus fortes consommations, révélatrices des périodes à risque de défaillance ;
- être d'une volumétrie de l'ordre de 100h à 150h.

En conséquence, il est préconisé pour la détermination de la période PP1 :

- **de privilégier les périodes de forte consommation ce qui permet d'intégrer l'élasticité des consommations au prix ;**
- **d'avoir une volumétrie d'heures PP1 réduite en cohérence avec la durée de la défaillance ce qui permet de valoriser les réductions de pointe à la hauteur de leur intérêt pour la réduction du risque de défaillance.**

3.2.2 Définition de PP1 et réduction de la pointe de consommation

Parallèlement à l'exigence du décret de renvoyer dans la puissance de référence d'un consommateur sa contribution au risque de défaillance, le choix de retenir pour PP1 les heures de plus forte consommation observées est également motivé par la volonté de mettre en place une gestion active de la pointe en permettant aux fournisseurs de moduler l'obligation à laquelle ils sont exposés en activant des effacements et autres actions de maîtrise de la pointe.

La proposition d'une période PP1 longue correspondant à tout l'hiver pondéré par les probabilités de défaillance ne permet pas de répondre à l'objectif de réduction de la croissance excessive des pointes de consommation. En effet une action de maitrise de la consommation à la pointe devrait être activée tous les jours de l'hiver pour obtenir une réduction de l'obligation équivalente. Ce schéma dilue donc très fortement la valorisation des actions de maitrise de la consommation à la pointe ; elle discrimine par ailleurs une réduction de l'obligation par rapport à un effacement certifié.

Par ailleurs, avec une période PP1 longue, les actions de maîtrise de la consommation, répondant aux incitations économiques du mécanisme de capacité, sont mises en œuvres sur des périodes potentiellement différentes des périodes de pointe. Ainsi, les consommateurs sont incités à réduire leur consommations lors des mois ayant la probabilité la plus forte – janvier en particulier – et à consommer les autres mois. Typiquement en février 2012, un tel dispositif n'aurait véhiculé aucune incitation vis-à-vis des consommateurs/fournisseurs pour qu'ils réduisent leurs consommations lors de la pointe. Un tel schéma pourrait même avoir des effets de bord : certains consommateurs s'arrêtant en janvier et reprenant leur consommation début février.

Ainsi, le choix d'une période PP1 longue pourrait être très stable pour les acteurs car neutralisant l'incertitude liée à la localisation des heures PP1, mais au prix d'une perte de représentativité de sa signification et des incitations souhaitées. Bref, plus la stabilité est recherchée, moins PP1 sera corrélé aux vague de froid réelles, donc moins les incitations à activer les effacements au bon moment seront fortes.

Pour les consommateurs dont la courbe de charge est télérelevée, les actions qu'ils peuvent entreprendre pour limiter leur consommation lors de la période PP1 seront valorisées. Cependant, si PP1 correspond à une période longue intégrant des heures qui ne sont pas des heures de forte consommation France, ces actions doivent, pour présenter un intérêt économique, être surdimensionnées par rapport au besoin du système (efforts réalisés sur tout PP1 alors que les instants où le risque de défaillance est présent sont moindres).

Le raisonnement précédent présente une limite pour tout effort entrepris par un fournisseur sur ses consommateurs profilés. En effet, son espérance de valorisation estdiluée au prorata de sa part de marché dans les consommateurs profilés (via le coefficient de calage à court-terme) ou de sa part de marché dans les consommateurs de ce profil (via la réactualisation du profil à plus long-terme). La question de la non-discrimination entre effacement certifiés et non certifiés est aussi posée pour les consommateurs profilés et le choix de la période PP1 ne permet pas de résoudre les écarts inhérents à l'approche actuelle du profilage.

A l'horizon du déploiement du mécanisme de capacité, il est néanmoins possible que le système d'affectation des flux d'énergie évolue dans une logique plus dynamique, notamment grâce au déploiement de nouveaux systèmes de comptage. Le remplacement du système de profilage par un traitement individualisé de chaque consommateur (qui n'apparaît pas la piste privilégiée avec le déploiement des compteurs communicants) ou la création de profils par fournisseurs selon les offres de ceux-ci pourraient à terme permettre la juste captation de la valeur créée pour le système. Dans l'intervalle, un traitement différencié entre le haut et le bas de portefeuille peut être envisagé et approfondie en concertation.

Illustration des conséquences du choix de PP1 pour un consommateur capable d'effacer 50% de sa consommation pendant 15 jours

Il est retenu comme hypothèse simplificatrice que le consommateur est non thermosensible et sa consommation est plate (elle vaut C) sur l'année de manière à illustrer uniquement les conséquences du choix de PP1. En conséquence, la puissance de référence du consommateur correspond à sa consommation moyenne sur PP1.

$$P_{référence} = Consommation_{moyenne\ sur\ PP1} = C - Effacement_{PP1}$$

L'impact de PP1 sur la puissance de référence du consommateur correspond donc à la prise en compte de l'effacement en fonction de PP1.

Avec un PP1 ciblé, l'effacement est considéré en totalité et de manière cohérente avec sa contribution à la réduction du risque de défaillance :

$$\boldsymbol{Effacement_{PP1\ ciblé}} = \frac{NB\ activation_{effacement}}{NB\ jours\ PP1} \times Volume_{effacement} = \mathbf{50\%.C}$$

$$\boldsymbol{P_{référence,PP1\ ciblé}} = \mathbf{50\%.C}$$

Avec un PP1 long, l'effacement pour profiter au mieux au consommateur en tant que réduction de son obligation doit être placé sur le mois correspondant à la plus forte pondération. Dans cette illustration et en cohérence avec une pondération proposée lors de la concertation, il s'agit du mois de janvier avec un poids de 70%.

$$\boldsymbol{Effacement_{PP1\ long}} = Poids_{janvier} \times \frac{NB\ activation_{effacement}}{NB\ jours\ ouvrés} \times Volume_{effacement}$$

$$= 70\% \times \frac{15}{25} \times 50\%.C = \mathbf{21\%.C}$$

$$\boldsymbol{P_{référence,PP1\ long}} = \mathbf{79\%.C}$$

Cet exemple permet d'illustrer l'importance du choix de la période PP1 sur la valorisation des actions de maitrise de la consommation en tant que réduction de l'obligation. La valorisation de l'effacement est plus de deux fois moins importante avec un PP1 long alors même que sa contribution à la réduction du risque de défaillance est quasi-équivalente à celle d'un moyen sans contraintes.

Cet exemple permet également d'illustrer l'impact d'une période PP1 longue lié à des incitations potentiellement contradictoires entre le marché de l'énergie et le mécanisme de capacité. Ainsi pour une année de livraison type 2012 avec une vague de froid en février, si ce consommateur privilégie un effacement sur les heures de la vague de froid, son effacement ne serait pris en compte côté capacité qu'à hauteur de la pondération du mois de février (20% dans la pondération présentée en concertation) ce qui aboutirait alors à une valorisation encore plus faible (6%.C).

3.2.3 Signalement des heures PP1

3.2.3.1 Principes

La logique du décret – celle qu'il faudrait appliquer pleinement pour que l'obligation des fournisseurs soit établie précisément sur les heures de plus forte consommation – consiste à sélectionner *a posteriori* les heures les plus chargées, puis à déterminer l'obligation en appliquant la formule donnée par les règles. Lors du démarrage de l'année de livraison, le fournisseur ne sait donc pas quelles seront les heures durant lesquelles l'obligation sera déterminée.

Cette logique pose deux types de difficultés :

- la première est d'ordre théorique : si les fournisseurs activent des effacements de consommation pour réduire leur obligation lors d'une heure qui devrait probablement figurer parmi les heures PP1, la consommation sera diminuée d'autant, et l'heure en question pourrait in fine ne plus faire partie de la période PP1 : le fait même que le mécanisme fonctionne en conduisant à une maîtrise de la pointe rendrait le calcul de l'obligation plus erratique en le centrant sur une « sous-pointe » (effet « déplacement de la pointe ») ;
- la seconde est d'ordre pragmatique : un très grand nombre de participants à la concertation ont demandé à disposer en amont de visibilité sur les périodes de pointe potentielles, afin d'activer avec davantage de certitudes les leviers dont ils disposent. Ce point est particulièrement sensible pour les fournisseurs car la totalité du coût de la capacité sera concentré sur les heures de PP1.

La nécessité d'un signal de court terme servant à identifier à l'avance les jours concernés est ainsi apparue lors de la concertation comme une option à considérer. Cette modalité constitue un premier niveau de réponse aux propositions de certains acteurs consistant à stabiliser la période PP1, par exemple en la faisant correspondre à tout l'hiver pondéré par la probabilité de défaillance de chaque mois ; elle doit s'analyser selon la même grille de lecture (un signalement ex ante des heures PP1 conduit certes à une plus grande visibilité pour les fournisseurs, mais risque, en décorrélant le signal des situations réelles de tension, de conduire à une situation sous-optimale).

Le signalement des heures PP1 pourrait en effet avoir des effets importants sur l'utilisation, par les fournisseurs, de leurs leviers de gestion de la pointe. Notamment, pour les fournisseurs proposant des tarifications spécifiques de type EJP/Tempo consistant en la gestion d'un stock d'effacement, le signalement des heures PP1 par RTE pourrait conduire à rendre le GRT prescripteur des jours d'effacement. Ceci pourrait poser une difficulté si les jours PP1 ne sont pas corrélés aux jours effectifs de plus forte consommation. Dès lors, le signalement des heures PP1 doit être envisagé avec prudence.

Enfin, la question du signalement des heures PP1 a comme sous-jacent une problématique économique : qui de RTE ou des acteurs de marché est le mieux placé pour identifier les heures PP1 et les signaler, ou autrement dit pour anticiper ? L'organisation actuelle des marchés ne donne pas ce rôle au gestionnaire de réseau de transport. Elle est basée sur l'idée que ce sont les acteurs eux même qui sont les mieux placés pour anticiper la consommation ou la production disponible. Beaucoup d'acteurs ont d'ailleurs considéré, durant la concertation, que le marché de l'énergie jouait déjà parfaitement son rôle pour mettre à disposition du système les moyens nécessaires lors des situations de tension.

Or le mécanisme de capacité peut être vu comme un mécanisme de tarification dynamique. A supposer par exemple que le prix de la capacité soit de 30 k€/MW, le mécanisme de capacité valorise une consommation lors des heures PP1 à 300 €/MWh (en plus du prix de l'énergie) avec une période de pointe PP1 réduite à 100 heures. En ce sens, le recours à un signalement en J-1 des heures PP1 tend à accentuer l'impact du mécanisme de capacité sur le marché de l'énergie. Les anticipations d'un acteur unique gérant le signal peuvent ne pas correspondre avec les anticipations de l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie. Pour autant, RTE propose de signaler les jours PP1 qui serviront à déterminer les obligations des fournisseurs.

3.2.3.2 Conséquence du signalement sur la sélection des heures de plus forte consommation

En premier lieu, signaler PP1 revient à signaler les heures de plus fortes consommation de l'année de livraison. Cependant, il n'est pas possible de prévoir et encore moins de connaître dès le début de l'année de livraison les heures les plus chargées de l'hiver.

En effet, compte tenu du lien entre consommation et température, prévoir que la consommation d'une journée sera parmi les plus élevées de l'hiver revient à prévoir que la température sera l'une des plus froides de l'hiver. Cela sous-entend d'être capables d'avoir de la visibilité sur le comportement de la température. Or, les prévisions climatiques de court terme ne sont actuellement pas utilisables au-delà de 10 jours.

Par ailleurs, les scénarios climatiques, utilisés dans les études d'équilibre offre demande notamment, permettent bien d'avoir une visibilité de la distribution de la température à une heure donnée de journée et de l'année. Cependant, cela ne permet pas forcément de déduire la température d'une heure donnée sachant ses valeurs passées.

Le signalement des heures PP1 avec une volumétrie réduite nécessite une gestion du stock d'heures à signaler. Les heures signalées peuvent ne pas correspondre uniquement aux heures de plus fortes consommations de l'année de livraison.

Les études menées par RTE sur un signalement des heures PP1 basé sur un critère de type horaire ou de type jour confirment l'incompatibilité entre un signal engageant pour les heures PP1 et une période PP1 constitué uniquement des heures de plus forte consommation.

Nb Jours **Signalés**[18]	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Nb J.Pointe signalés Moy.	9,22	13,58	17,44	20,5	22,62	24,18	25,3	26,16	26,68
Nb J.Pointe signalés Min.	6	9	12	14	16	19	20	20	20
Nb J.Pointe signalés Max.	10	15	20	25	28	31	33	36	39
Score Moyen	**63,98%**	**79,20%**	**87,92%**	**91,34%**	**93,10%**	**95,38%**	**96,40%**	**97,64%**	**98,34%**

Tableau 1 : Critère type Jours - Performance pour signaler les 100h de plus chargées.

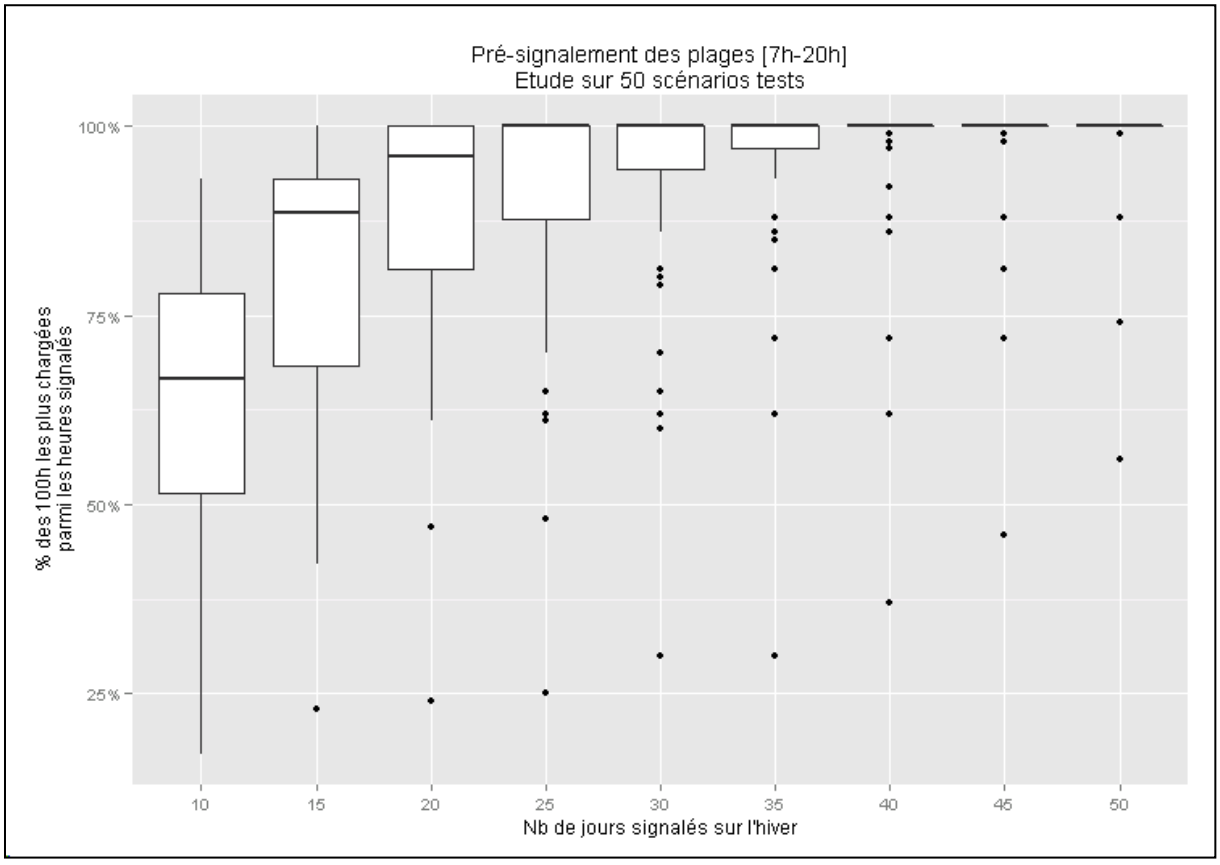


Figure 15: Distribution des résultats du Tableau ci-dessus

Le Tableau 1 révèle que pour capter en espérance 90% des 100h de plus forte consommation, un signal entre 20 et 25 jours (~350h signalée) est nécessaire. Il est important de souligner qu'avec un stock de 15 jours, dans 25% des cas, le signal ne permet de capter qu'au plus 70% des 100 heures de plus forte consommation (min à 25%).

[18] « J.Pointe » : Jour qui contient au moins 1 heure parmi les 100h de plus forte consommation

Ce volume est cohérent avec la répartition de 100h de plus forte consommation chaque hiver qui se répartit sur 20 jours entre novembre et mars.

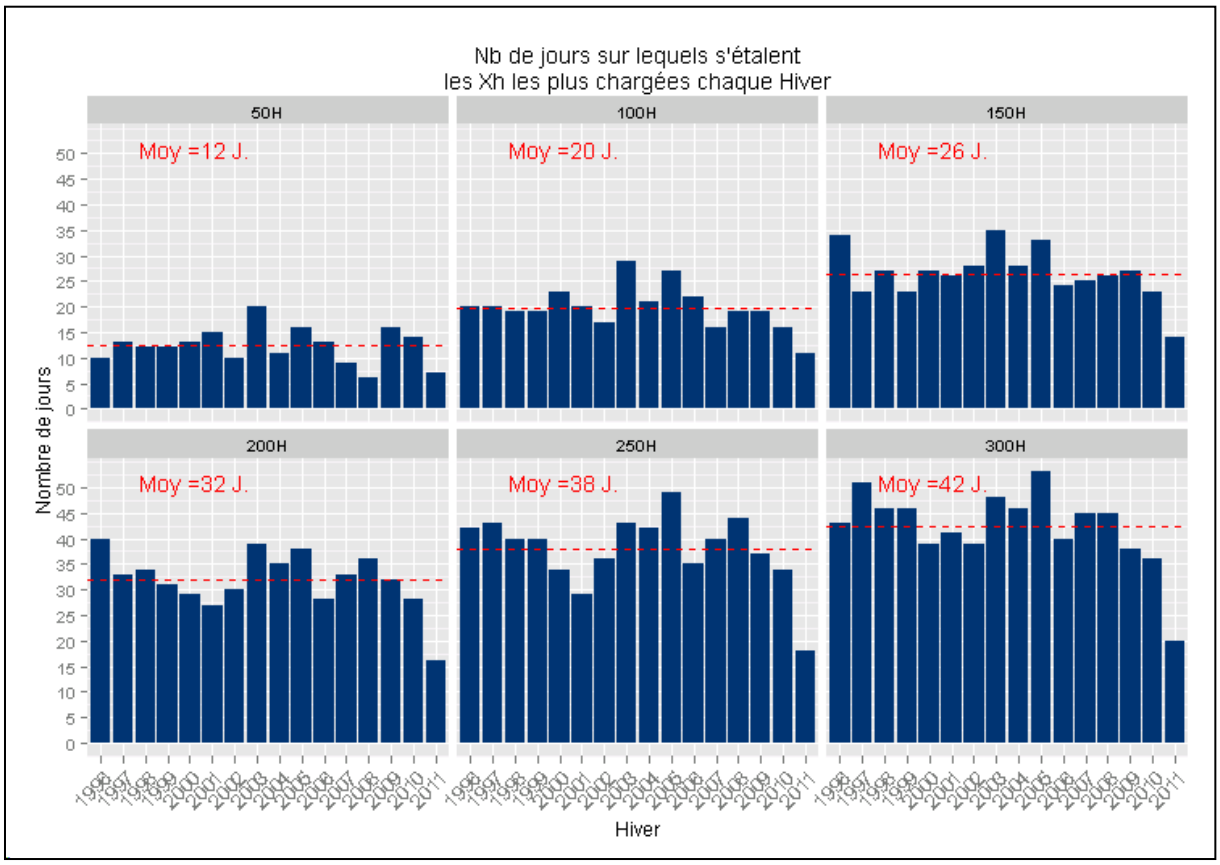


Figure 16 : Nombre de jours contenant les heures les plus chargées chaque hiver (Source : Historique des consommations en puissance – Site clients RTE)

Dans le cas où toutes les heures PP1 correspondent strictement aux heures signalées, la période signalée doit être réduite, en cohérence avec la définition de PP1. En ce sens, une période 10-15 jours (100h à 150h) est cohérente avec la volumétrie nécessaire pour l'estimation de la contribution au risque de défaillance (cf. § 3.2.1).

Les résultats de l'étude précédente sur le signal synthétisé dans le Tableau 1 montrent qu'un signal qui couvre une telle période permet de capter entre 60% et 80% des 100h de plus fortes consommations. Cependant, PP1 n'est alors pas uniquement constitué des heures les plus chargées. En effet, parmi les jours signalés, en moyenne 1 jour sur 10 et 2 sur 15 (pour un signal respectivement de 10 jours signalés et 15 jours signalés) ne contiennent aucune des 100h les plus chargée de l'hiver. L'étude a montré qu'on pouvait atteindre jusqu'à 40% des jours signalés pour lesquels aucune heure ne ferait partie des 100 heures de plus forte consommation (avec un signalement de 15 jours).

3.2.3.3 Conséquence du signalement de PP1 sur le niveau d'obligation

Le fait de « ramener » la consommation réalisée à une température extrême permet de traduire l'aléa dimensionnant prédominant du système électrique et le niveau de tension contre lequel le système cherche à se couvrir.

L'intérêt de choisir pour PP1 les heures de plus forte consommation est relatif sur la dimension thermo-sensibilité. En effet, toute période pourrait convenir en soi puisqu'une

correction climatique est appliquée à la consommation réalisée afin que cette consommation devienne révélatrice de l'aléa de thermo-sensibilité à couvrir.

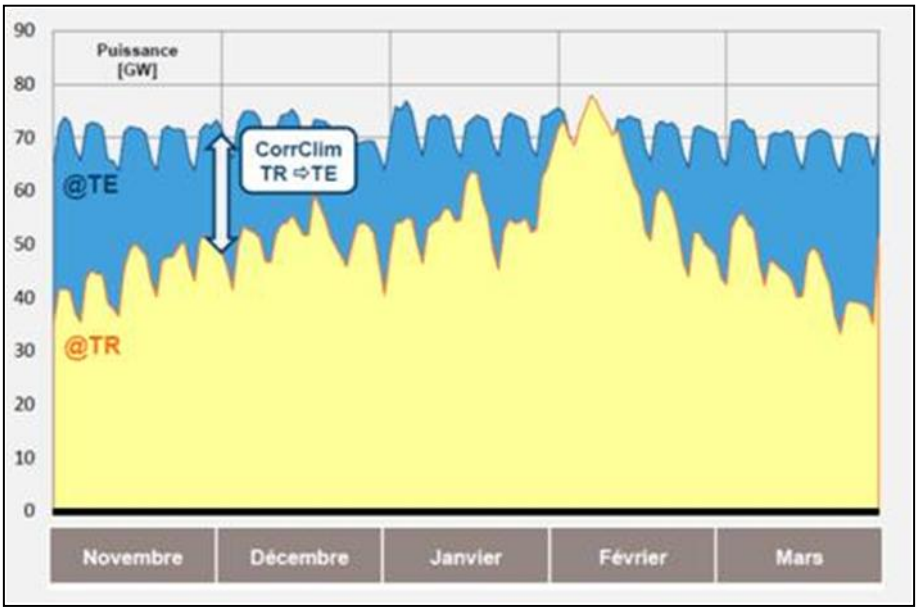


Figure 17 : Illustration de la correction climatique prise sur périmètre profilé ErDF (Source : ERDF, GT du 09/07/13)

Sur la Figure 17, la correction climatique fait passer la consommation réalisée (courbe en jaune @TR) à la consommation à la température extrême, qui sert de référence pour le calcul de l'obligation (courbe en bleu @TE). Au niveau « thermo-sensibilité », le choix de la période PP1, c'est à dire le choix des points de la courbe bleu, n'influe pas sur le volume obtenu in fine.

Cependant, si l'extrapolation de la consommation thermosensible à température extrême permet d'isoler l'aléa climatique, on observe également une variation de la consommation non thermosensible au cours de l'hiver (voir Figure ci-dessous). L'augmentation de l'utilisation de l'éclairage lorsque les jours raccourcissent explique la variation en forme de cloche centrée sur janvier (le creux est dû aux vacances de Noël).

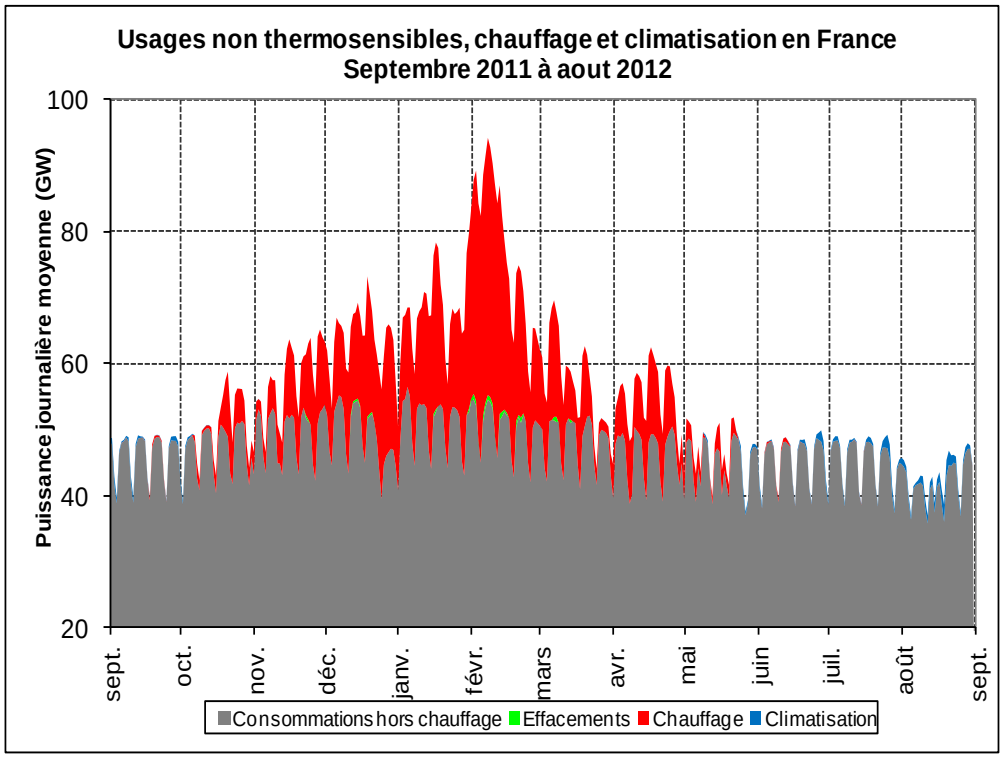


Figure 18 : illustration de la variation de la consommation thermosensible et non thermosensible sur l'année 2011-2012

Cette évolution de la consommation non thermosensible au cours de l'hiver induit une variation sur la puissance de référence selon « l'emplacement » des heures les plus chargées au cours de l'hiver. Ainsi, un hiver dont les heures les plus chargées sont situées en janvier aura une puissance de référence plus élevée que celle d'un hiver dont les heures les plus chargées sont situées fin février.

Il est donc nécessaire que le choix de PP1 intègre des éléments qui permettent de lisser la variabilité du volume d'obligation, notamment :

- retirer des périodes dites de rupture c'est à dire pour lesquelles la consommation n'est pas représentative d'un comportement normal (week-end, jours fériés, vacances de Noël) ;
- retenir les périodes pour lesquelles les températures sont froides ce qui permet de limiter l'incertitude liée aux erreurs de modélisation de la correction climatique ;
- retenir des journées PP1 (plage horaire déterminée) plutôt que des heures indépendantes afin de de stabiliser les variations infra-journalières de la consommation :

Enfin, le signalement des jours PP1 permet d'éviter une très forte concentration des heures PP1 sur une période courte et va avoir tendance à lisser la répartition des jours signalés sur la période hivernale. L'usage d'un signal pour désigner les jours PP1 aide ainsi à stabiliser la puissance de référence.

3.2.4 Sensibilité de l'obligation à la localisation temporelle de PP1

Comme indiqué au § 3.2.3.3, l'évolution de la consommation non thermosensible au cours de l'hiver induit une variation de la puissance de référence selon « l'emplacement » des heures PP1 retenues.

Des études ont été réalisées par RTE pour quantifier le volume de cette incertitude associée à la localisation des jours PP1.

Tout d'abord, il est nécessaire de rappeler que les heures de plus forte consommation n'arrivent pas de manière aléatoire uniforme sur l'ensemble de la période hivernale.

Répartitions des 10 jours de plus forte consommation depuis 1996
(Données : Site Client RTE – historique des consommations réalisées depuis 1996)

Mois	Moyenne	Écart-Type	Min	Max
Novembre	2%	5%	0%	20%
Décembre	22%	24%	0%	70%
Janvier	52%	26%	0%	90%
Février	21%	24%	0%	100%
Mars	2%	10%	0%	40%

Tableau 2: Répartition des 10 jours de plus forte consommation

Ainsi, il n'est jamais arrivé que les 10 jours de plus forte consommation aient tous lieux en novembre ou en mars. La période décembre à février concentre en moyenne 96% des 10 jours de plus forte consommation et a minima 60% de ces 10 jours.

L'incertitude qu'entraine la localisation des jours PP1 ne correspond donc pas à l'amplitude min-max entre la pointe en janvier et le creux fin mars.

Deux études ont été réalisées de sorte à pouvoir estimer le niveau d'incertitude de l'obligation France lié à la localisation temporelle de PP1.

Étude 1 sur la base des simulations de l'année 2011

Cette étude correspond à la simulation pour une même année de livraison de 100 chroniques de consommation sur la base des 100 chroniques climatiques Meteo France représentatives du climat actuel , via les outils utilisés pour les études d'adéquation de RTE. Les paramètres structurels de l'année considérée sont donc constants ; seule la réalisation de l'aléa climatique évolue.

Pour chacune de ces 100 chroniques de consommation, est calculée la valeur de la Puissance de référence en considérant pour PP1 les 10 jours les plus chargés de la chronique.

Cette étude donne une amplitude de l'incertitude liée à la réalisation de l'aléa climatique relativement faible avec un écart-type de 500 MW (0,5% de la puissance de référence) et un écart max à la moyenne en absolue de 1,4 GW (1,4%). Cet écart max provient d'un scénario extrême correspondant à une vague de froid tardive (mois de mars).

Cette étude maximise le niveau d'erreur car il ne prend pas en compte le signalement des heures PP1 (qui conduit à un étalement des jours signalés sur la période de livraison). En particulier, la mise en place d'un jalon limitant le nombre de jours signalés en novembre et mars (à l'image des études présentées au paragraphe 4.2.4 du présent rapport) réduit considérablement l'écart maximal.

Étude 2 sur la base de consommations réalisées

Une étude a été menée par RTE pour évaluer sur plusieurs années la sensibilité de la puissance de référence France à la sélection des jours PP1 en intégrant l'effet d'une signalisation des 10 jours PP1 parmi un échantillon des jours de plus forte consommation. Pour ce faire, la consommation ramenée à température extrême a été calculée pour chaque journée éligible en respectant les modalités décrites dans le projet de règles sur les 6 années à cheval 2006-07 à 2011-12.

Les 10 jours PP1 sont alors sélectionnés de manière aléatoire parmi :

- tous les jours éligibles selon les règles
- les 40 jours de plus forte consommation parmi les jours éligibles selon les règles

La distribution des puissances de référence est construite à partir de 10000 scénarios pour la sélection de 10 jours parmi 40 et à partir de 100000 scénarios pour la sélection de 10 jours dans l'ensemble des jours éligibles de l'hiver.

Le choix de 40 jours renvoie à

i) les études sur les performances d'un signal géré sur la base de gestion d'un stock.
ii) une analyse graphique des six années de l'étude qui montre qu'il y a environ 40 jours éligibles à PP1 dont la puissance moyenne sur la plage PP1 est supérieure à 75 GW. Il apparait raisonnable de considérer que les autres jours ne seront pas signalés.

Cet encadrant constitue un maximum car la sélection se fait uniformément sur ce périmètre alors même que le signal permettra de capter de manière privilégiée des jours parmi les plus chargés.

Les résultats de cette étude sont synthétisés dans le tableau suivant.

Puissance en [GW]	**Parmi tous les jours éligibles**	**Parmi les 40 jours de plus forte consommation**
Hiver	**Écart-Type**	**Écart-Type**
2006	0,56	0,38
2007	0,54	0,43
2008	0,63	0,26
2009	0,41	0,38
2010	0,65	0,43
2011	0,49	0,34

Tableau 3. Indicateurs de la dispersion de puissance de référence France pour chaque hiver et chaque hypothèse de placement des PP1 dans l'hiver.

Il ressort de cette étude qu'avec une sélection des jours PP1 parmi les jours de plus forte consommation, la variation de l'obligation liée à la sélection de jours PP1 et la réalisation de

l'aléa climatique est faible. L'écart type moyen est inférieur à 0,4 GW et la variation maximale à la valeur moyenne est inférieure à 1 GW. . Cette étude a été réalisée avec une période PP1 de 10 jours. Une augmentation du nombre de jours de la période PP1 conduirait à une baisse de la dispersion.

3.2.5 Disposition retenue dans le projet de règles sur PP1

Un ensemble d'exigences fortes sur PP1 est apparu au cours de la concertation, exigences pas toujours compatibles entre elles :

- les heures signalées doivent notamment correspondre aux heures de plus fortes consommations nationales réalisées ;
- les heures signalées sont les heures PP1 (signal engageant) ;
- la volumétrie de PP1 correspond à un nombre d'heures réduit (50 à 200h).

Les résultats de l'étude sur le signal présentée ci-avant aboutissent à une incompatibilité de ces exigences entre elles. Il est donc nécessaire de relaxer certaines contraintes pour définir la période de pointe PP1 :

- la volumétrie de PP1 n'est pas fixe mais varie entre une borne minimale et une borne maximale. La définition de ces bornes min et max a été étudiée en fonction de la performance du signal obtenu et dans le respect du principe de non discrimination entre réduction de l'obligation et effacements certifiés ;
- le signalement de PP1 est basé sur un critère consommation. Les heures PP1 seront donc des heures de forte consommation. Cependant, la volumétrie de PP1 étant encadrée et maintenue ciblée, les heures PP1 ne seront pas nécessairement les heures de plus forte consommation de l'année de livraison.

La période de pointe PP1 retenue dans le projet de règles permet de traiter au plus près la pointe de consommation nationale, tout en lui associant une disposition qui offre une plus grande stabilité aux acteurs obligés.

```
1  La Période PP1 correspond aux plages horaires [07h00 ; 15h00[ et
   [18h00 ; 20h00[ (soit 10 heures par jour) des jours signalés par RTE.
2  Les jours signalés ne sont pas fixés avant la période de livraison.
   Cependant, ils appartiennent toujours aux jours ouvrés des mois de
   novembre à mars  diminuée de la période correspondant aux vacances
   scolaires de Noël.
3  Le signalement de jours PP1 est transmis en J-1. Il est fondé
   majoritairement sur un critère de consommation (les jours prévus de plus
   forte consommation).
4  Le volume de jours PP1 signalés varie entre 10 et 15.
```

3.3 Année de livraison

3.3.1 Année à cheval centrée sur un hiver ou année civile

Le mécanisme de capacité est un mécanisme annuel, c'est à dire que chaque exercice du mécanisme de capacité porte sur une année de livraison. Le décret dispose que l'année de livraison est « *une période de douze mois, pouvant ne pas coïncider avec l'année civile, incluant une période de pointe PP1 et une période de pointe PP2.* »

La concertation a permis de faire émerger deux schémas possibles pour l'année de livraison : la définition d'une année de livraison centrée sur un hiver et donc à cheval sur 2 années civiles (1er juillet A au 30 juin A+1) ou bien la définition d'une année de livraison correspondant à l'année civile (1er janvier A au 31 décembre A). Le décret prévoit que la première année de livraison s'étendra sur l'hiver 2016-2017 (« *La première année de livraison commence en 2016 et couvre les périodes de pointe de l'hiver 2016-2017* ») mais ne précise rien quant aux années suivantes.

Des éléments de justification ont été évoqués de natures différentes :

- physique, en lien avec la gestion du système électrique ;
- contractuelle, en lien avec l'intégration du mécanisme de capacité dans un univers contractuel existant (marché de l'énergie, mécanisme ARENH).

La nécessité de prendre en compte le cadre européen a été également soulevée en concertation, dans l'optique d'une coopération au niveau européen : la définition d'un produit « garantie de capacité » portant sur des périodes identiques faciliterait les échanges de ce produit entre pays. Les engagements des capacités dans les mécanismes de réserve stratégique nordiques portent sur des périodes hivernales (Suède : 16 novembre au 15 mars – Finlande : 1er décembre au 28 février), et les orientations publiées pour le mécanisme de capacité britannique parlent d'hivers à cheval. Ainsi, si les produits existants sur l'énergie sont sur une base calendaire, les périodes retenues en Europe pour la capacité tendent à privilégier l'année à cheval.

3.3.2 Impact du choix de l'année de livraison sur le fonctionnement du mécanisme

Le choix d'une année civile repousse la date limite de session (données définitives de consommation pour décembre d'une année A connues uniquement en octobre A+2).

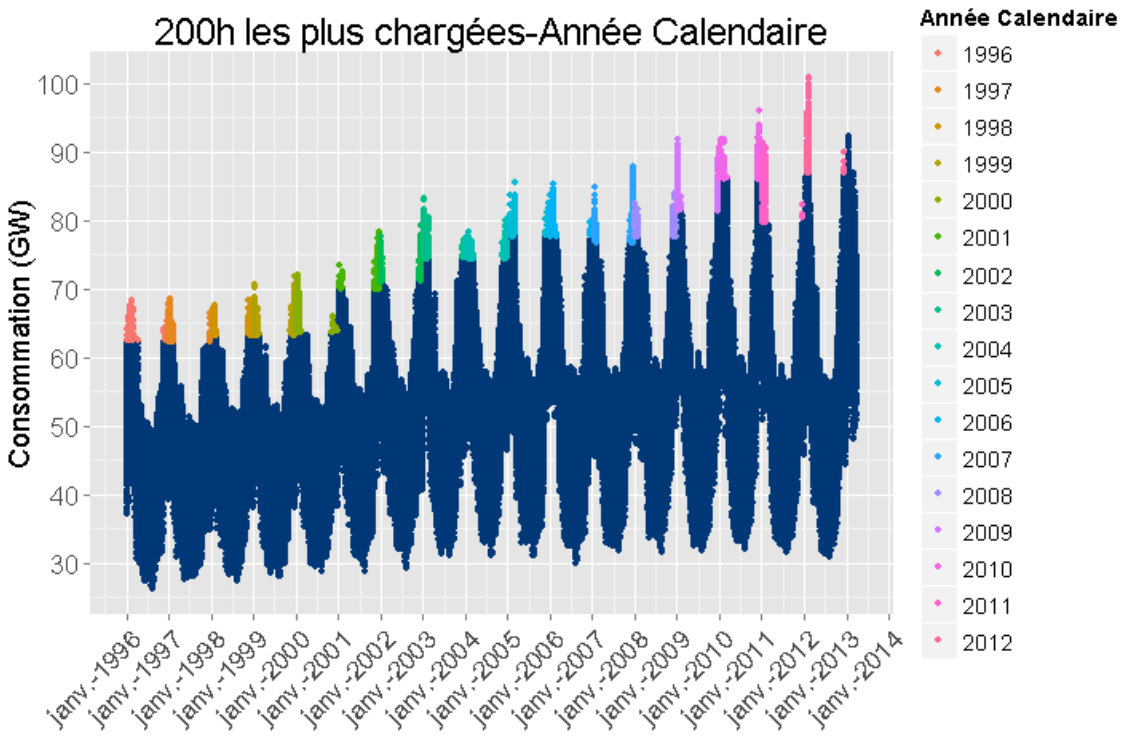
Le choix d'une année civile rend plus difficile l'envoi d'un signal sur les périodes de pointe, RTE ne disposant d'informations détaillées sur le système qu'à une maille saisonnière.

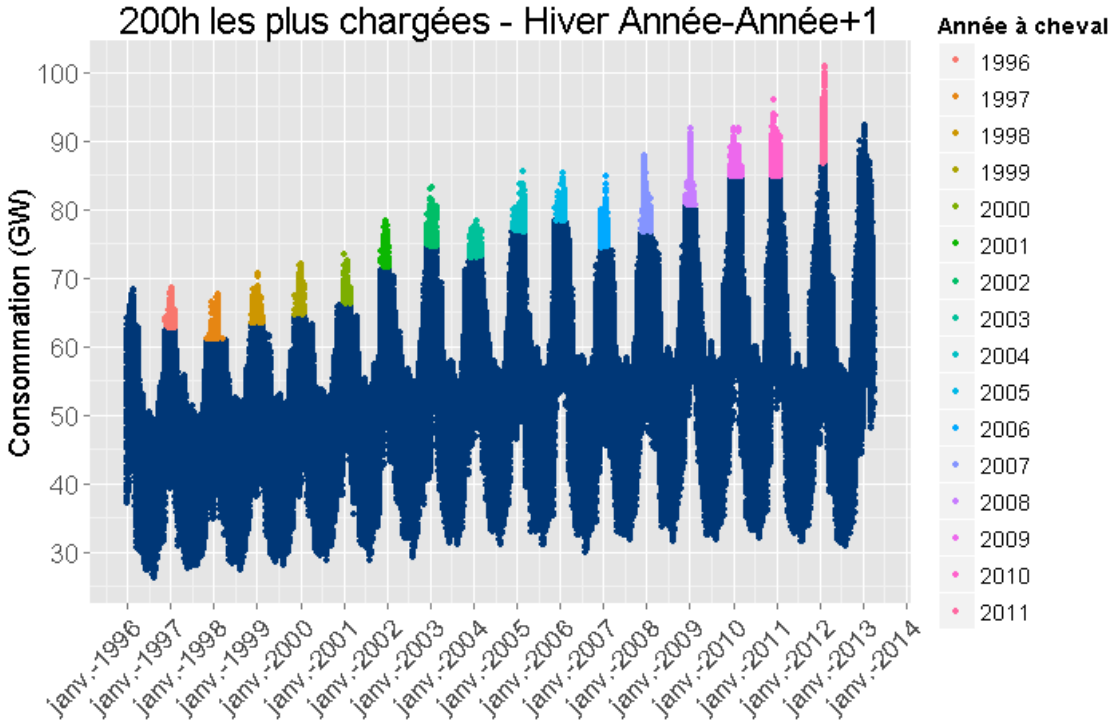
3.3.3 Sensibilité du mécanisme de capacité aux choix de l'année de livraison quant à son objectif de sécurité d'alimentation

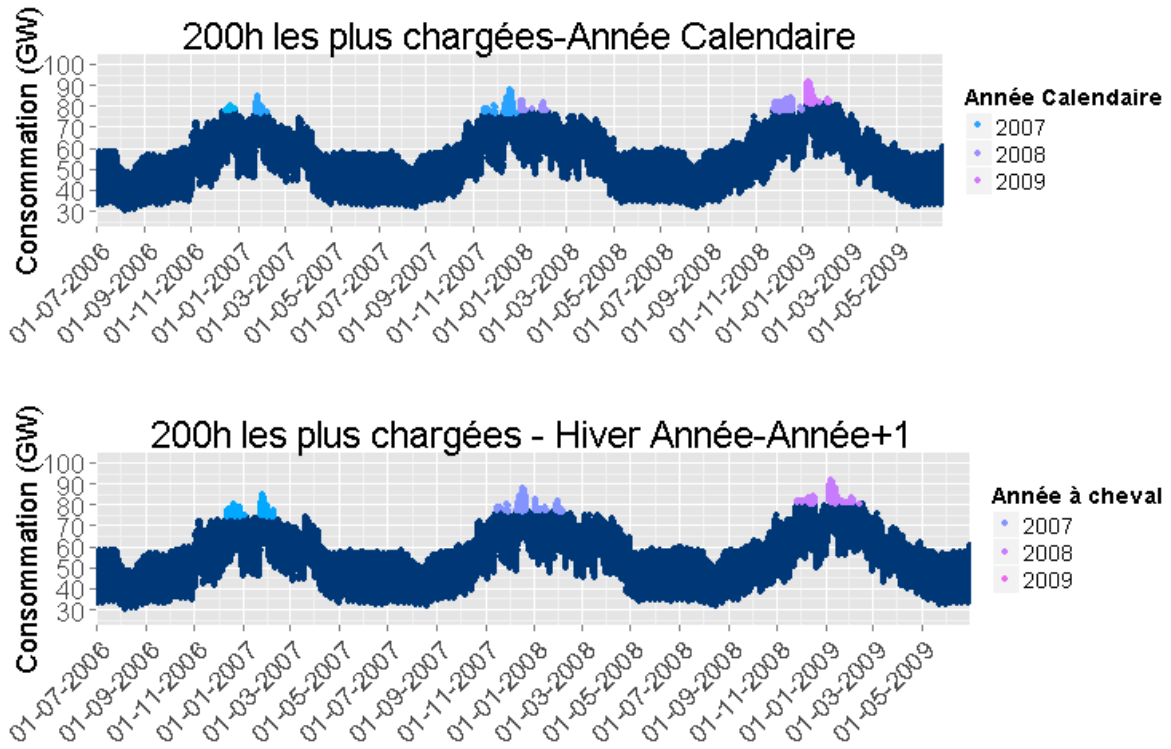
Le choix d'une année civile comme année de livraison renvoie à deux niveaux de risque distincts du fait de l'évolution structurelle de la consommation et du parc de capacités.

Évolution structurelle de la consommation – Focus sur les 200h les plus chargées

L'illustration ci-dessous représente les 200h de plus forte consommation sur les années 1996 à 2012 selon qu'il s'agisse d'une année calendaire ou d'une année à cheval.


200h les plus chargées-Année Calendaire
Consommation (GW)
100
90
80
70
60
50
40
30
janv.-1996
janv.-1997
janv.-1998
janv.-1999
janv.-2000
janv.-2001
janv.-2002
janv.-2003
janv.-2004
janv.-2005
janv.-2006
janv.-2007
janv.-2008
janv.-2009
janv.-2010
janv.-2011
janv.-2012
janv.-2013
janv.-2014
Année Calendaire
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011
2012


200h les plus chargées - Hiver Année-Année+1
Consommation (GW)
100
90
80
70
60
50
40
30
janv.-1996
janv.-1997
janv.-1998
janv.-1999
janv.-2000
janv.-2001
janv.-2002
janv.-2003
janv.-2004
janv.-2005
janv.-2006
janv.-2007
janv.-2008
janv.-2009
janv.-2010
janv.-2011
janv.-2012
janv.-2013
janv.-2014
Année à cheval
1996
1997
1998
1999
2000
2001
2002
2003
2004
2005
2006
2007
2008
2009
2010
2011



Pour exemple, sur 2008 le choix d'une année calendaire entraine la sélection de 200h de consommation (en violet) correspondant à des consommations sous-estimant la pointe hivernale. La correction climatique appliquée à ces heures permettra de corriger en partie cet effet, cependant la capacité du mécanisme à cibler la pointe de consommation s'en verra affectée ; de plus, il demeurera un écart lié à l'erreur de modélisation de la sensibilité de la consommation à la température et à la variation saisonnière de la consommation.

Par ailleurs, le choix d'une année calendaire entraine une variabilité du niveau global d'obligation liée à l'accroissement de consommation sur une année (jusqu'à 2%). En effet une année s'est presque écoulée entre les deux bouts d'hiver pour une année calendaire. Or cette évolution de la consommation est structurelle et la correction climatique appliquée ne permet pas de palier l'écart entre les deux niveaux de puissance de référence. Ainsi, en fonction de la localisation des heures PP1, la puissance de référence obtenue correspondra à une moyenne de ces deux niveaux pondérée par la répartition des heures PP1 entre le premier et deuxième bout d'hiver.

Une analyse a été menée par RTE pour évaluer l'impact la sensibilité de la puissance de référence « France » au choix du type d'année de livraison. 100 scénarios de répartition des heures PP1 ont été considérés, obtenus à partir de 100 scénarios de consommation France issus des 100 scénarios climatiques Météo France représentatifs du climat actuel. Pour chaque scénario de consommation, les heures PP1 ont été choisies en cohérence avec les dispositions du projet de règles (plages horaires de 07h00 à 15h00 et de 18h00 à 20h00 des jours hors week-end, jour fériés et vacances de noël) sur les 10 jours de plus forte consommation.

Il est à noter que cette étude surestime la volatilité de l'obligation car elle ne prend pas en compte le signalement des heures PP1 qui conduit à un étalement des jours signalés sur la période de livraison. Des études ont été réalisées au paragraphe 3.2.5 pour estimer l'effet stabilisateur du signalement sur la variabilité de l'obligation. Cette étude permet d'apprécier

l'écart relatif de volatilité entre les deux choix d'année de livraison. En revanche, compte tenu des choix réalisés sur la signalisation des jours PP1, les valeurs absolues des écarts ne sont pas représentatifs de ceux obtenus en application des règles proposées par RTE.

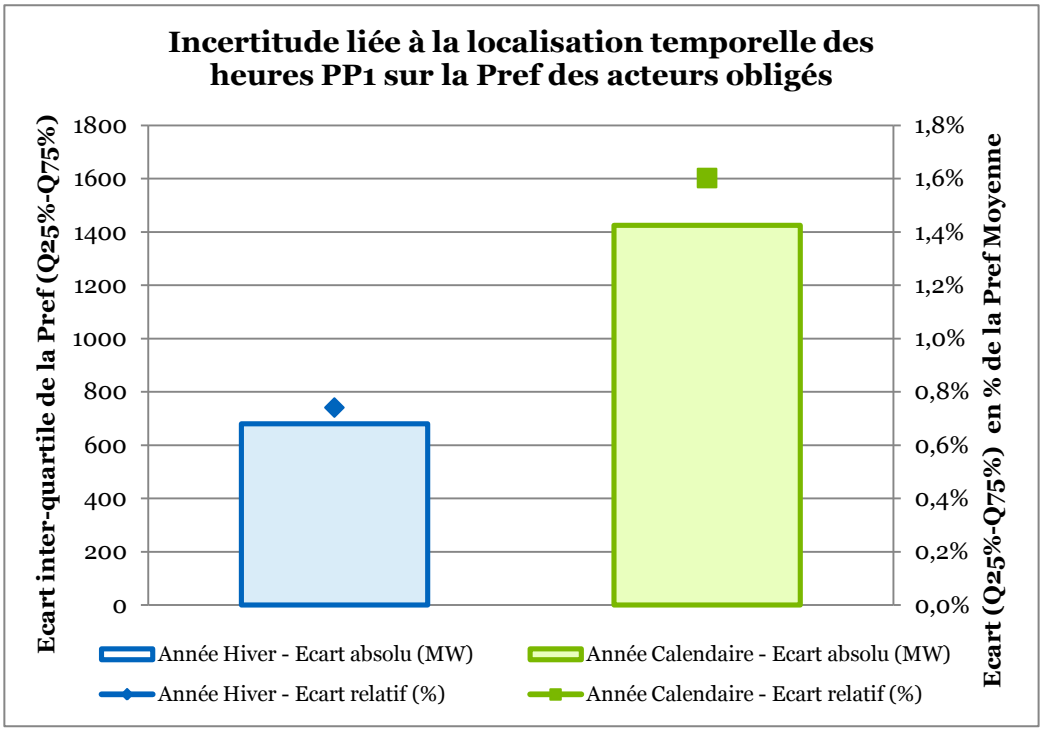


Figure 19 : incertitude relative liée au choix de l'année de livraison sur la Pref France

L'analyse montre tout d'abord que le choix d'une année à cheval entraine une faible sensibilité de la puissance de référence « France » à la répartition temporelle des heures PP1. L'écart interquartile (quartile 25% - quartile 75%) est inférieur à 700 MW soit environ 0,7% de la puissance de référence « France ».

En second lieu, il ressort que le choix d'une année calendaire augmente sensiblement l'incertitude du niveau global à la localisation temporelle des heures PP1. L'écart interquartile double et s'établit au dessus de 1 400 MW soit environ 1,6% de la puissance de référence « France ».

3.3.4 Sensibilité de l'obligation des fournisseurs au choix de l'année de livraison

RTE a réalisé une étude à une maille fournisseur pour déterminer la sensibilité des obligations au choix de l'année de livraison. En effet, les pratiques commerciales actuelles, au moins sur le marché des grands consommateurs, sont articulées autour de durées de contrats annuels commençant au 1er janvier de chaque année de contractualisation. Il peut en résulter une évolution significative du périmètre de clients d'un fournisseur donné au 1er janvier. La répartition effective des heures PP1 entre la période précédant le 1er janvier et celle suivant s'avère alors structurante pour le montant de leur obligation. Or, le choix retenu pour PP1 implique une incertitude pour les fournisseurs sur la localisation des heures PP1 au moment de la contractualisation de ces fournisseurs avec leurs consommateurs.

La sensibilité du niveau d'obligation des principaux fournisseurs au choix de l'année de livraison a ainsi été estimée avec une méthodologie identique à celle de l'étude au niveau France.

Ainsi, cette étude surestime la volatilité de l'obligation des fournisseurs car elle ne prend pas en compte le signalement des heures PP1 qui conduit à un étalement des jours signalés sur la période de livraison. Des études ont été réalisées au paragraphe 3.2.5 pour estimer l'effet stabilisateur du signalement. Cette étude permet donc d'apprécier l'écart relatif de volatilité entre les deux choix d'année de livraison. En revanche, compte tenu des choix réalisés sur la signalisation des jours PP1, les valeurs absolues des écarts ne sont pas représentatifs de ceux obtenus en application des règles proposées par RTE. Les résultats de cette étude doivent être considérés avec précaution : il s'agit en effet d'une analyse sur l'obligation de certains fournisseurs, sur les données historiques d'une seule année donnée, et qui n'intègre pas les effets su signalement des heures PP1. Ces premiers résultats devront être confortés par des études ultérieures, qui porteront notamment sur plusieurs années afin de disposer d'éléments plus représentatifs.

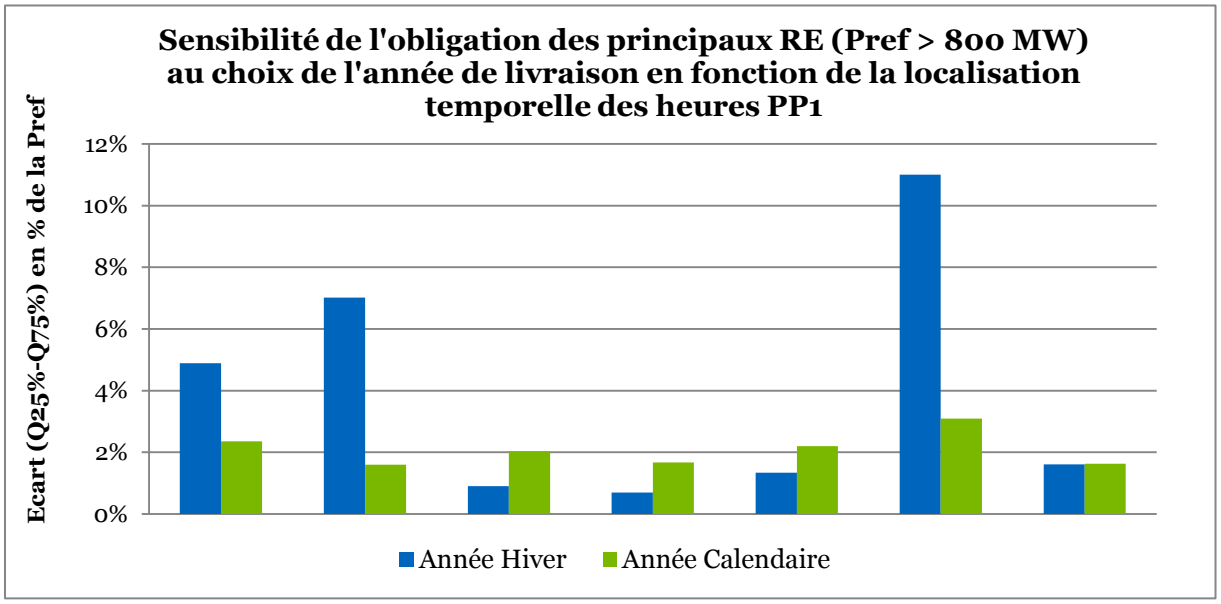


Figure 20 : incertitude relative liée au choix de l'année de livraison sur la Pref des principaux RE

L'analyse fait apparaître que plusieurs fournisseurs présentent une sensibilité forte au choix de l'année de livraison et ceci d'autant plus que leur pratique contractuelle est centrée sur une année calendaire.

A partir de ce constat, plusieurs approches sont possibles :

La première consiste à introduire dans les règles du mécanisme de capacité des paramètres (dispositions stabilisatrices) qui conduisent à réduire la sensibilité de l'obligation des fournisseurs à la localisation des heures PP1. Cette approche peut elle-même être déclinée différemment :

- Contraindre la répartition des heures PP1 entre la période précédant et suivant le 1er janvier.

  Cette solution conduit nécessairement à retenir des heures pour PP1 qui sont moins chargées qu'en absence de contrainte de répartition. Les pointes étant moins bien captées, les problématiques liées à la valorisation des effacements non certifiés (ou à la perturbation du marché énergie par incitation à déclencher les effacements non certifiés) ainsi que l'augmentation de l'erreur modèle de

thermosensibilité sont amplifiées. Ce jalon de répartition des jours PP1 peut entrainer la nécessité d'augmenter le nombre de jours PP1 ce qui impacte de nouveau la valorisation des effacements non certifiés.

- Faire coïncider les années de livraison avec les années civiles.

  Cette solution entraine une variabilité accrue du niveau d'obligation global mais est très efficace en matière de stabilisation. En effet si les problématiques de variation de périmètre deviennent limitées (les périmètres changent quand même en cours d'année sur le marché de masse), l'accroissement de consommation sur une année induit une nouvelles incertitude liée à la localisation des heures PP1 car les heures situées en fin d'années présentent une consommation moyenne supérieur à celles en début d'année.

La seconde approche consiste à renvoyer aux fournisseurs la responsabilité de gérer ce risque en le couvrant éventuellement par des initiatives externes au mécanisme de capacité.

Différentes solutions pourraient alors être mises en place par les fournisseurs pour gérer et couvrir ce risque :

- Le gérer dans la contractualisation avec les consommateurs.

  Une façon pragmatique consisterait à contractualiser sur des années en cohérence avec les années de livraison du mécanisme de capacité.

- Le gérer par des produits de couverture.

  La problématique associée au risque lié à la localisation des heures PP1 est essentiellement une problématique de risque sur la répartition de la puissance de référence entre les fournisseurs car la puissance de référence totale n'est que peu affectée. Ainsi, il est tout à faible possible que les fournisseurs entre eux contractualisent des produits de couverture visant à s'insensibiliser de ce risque. La couverture de ce risque devrait théoriquement se faire à coût faible (hors coûts d'interface) vu que le risque global est faible et qu'il s'agit d'un risque de répartition. Ces produits de couverture n'existent pas actuellement et seraient donc à construire.

- Le gérer par des échanges de garanties durant la période de livraison voire au delà.

  Comme indiqué précédemment, la problématique associée au risque lié au choix de l'année de livraison est essentiellement une problématique de répartition de la puissance de référence entre les fournisseurs. Or le décret dispose d'une cession des garanties de capacité possible pendant l'année de livraison et même postérieure à la notification aux acteurs obligés du niveau de leur obligation. En conséquence, il est possible pour les fournisseurs d'ajuster leur couverture en fonction de la réalisation des heures PP1 via un échange de garanties.

3.3.5 Disposition retenue dans le projet de règles sur l'année de livraison

Les études réalisées sur le choix de l'année de livraison illustrent l'arbitrage nécessaire à réaliser entre la précision du mécanisme (le fait qu'il adresse réellement la pointe) et le fait qu'il soit très stable. D'un point de vue physique, le choix d'une année à cheval limite la volatilité du volume d'obligation au niveau France lié à l'évolution structurelle de la consommation. A l'inverse, à une maille fournisseur, un tel choix entraine une incertitude

réelle sur le volume d'obligation des fournisseurs liée à la localisation des jours PP1 par rapport au 1er janvier en lien avec les pratiques contractuelles actuelles sur le marché de gros.

Par ailleurs, la méthodologie d'attribution des garanties de capacité associées aux droits ARENH n'est pas connue à la date de mise en consultation du projet de règles. De plus, l'éventualité d'une évolution du calendrier d'attribution des droits ARENH pourrait accompagner une possible réadaptation des pratiques commerciales selon des années scolaires plutôt que calendaires.

Dans ce cadre, la disposition retenue dans le projet de règles correspond à une année de livraison centrée sur l'hiver, au regard de l'analyse au niveau physique des deux options.

En fonction des retours sur la consultation du projet de règles et des orientations retenues par les pouvoirs publics, la nécessité de palier à l'incertitude sur le niveau d'obligation de certains fournisseurs sera étudiée, en passant sur une année calendaire ou en introduisant des modalités particulières de signalement des jours de pointe (par exemple des jalons).

3.4 Paramètres de l'obligation de capacité

3.4.1 Détermination des paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité)

3.4.1.1 Temporalité de publication des paramètres de l'obligation

Le décret dispose dans son article 18 que « *Pendant la période de quatre ans précédant chaque année de livraison, et au moins une fois par an pour chaque année de livraison, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité publie des prévisions relatives au niveau global de garanties de capacité permettant de satisfaire l'obligation de capacité de tous les fournisseurs.* ». Cette publication repose sur une étude d'équilibre offre demande portant sur l'année de livraison.

La disposition retenue dans les règles correspond à utiliser cette étude d'adéquation pour déterminer les paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité) ainsi qu'une éventuelle mise à jour des abaques utilisés pour la certification des capacités.

Au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité, sont publiées de manière synchronisée les paramètres du mécanisme ainsi que la première prévision du niveau global de garanties. Les prévisions du niveau global de garanties sont ainsi calculées avec les mêmes méthodes et paramètres que ceux in fine employés pour le calcul des obligations des acteurs obligés.

La disposition retenue dans le projet de règles correspond à un choix de paramètres stables durant toute la durée d'un exercice (stabilité intra exercice). Ils peuvent varier d'un exercice à l'autre (évolution inter exercice) en cohérence avec l'évolution du système électrique et sa dynamique pluriannuelle.

En définissant à l'avance les paramètres du mécanisme, les fournisseurs ont la visibilité nécessaire pour intégrer l'impact du montant de leur obligation dans leur contractualisation avec leurs clients, respecter leur obligation et mettre en œuvre d'éventuelles actions de maîtrise.

Ce schéma permet de répondre aux dispositions du code de l'énergie (Art. L335-2) selon laquelle les fournisseurs doivent agir de manière anticipée :

> « *Les obligations faites aux fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement* »
>
> « *Les garanties de capacité sont requises avec une anticipation suffisante* »

3.4.1.2 Modalité de détermination des paramètres de l'obligation (T°extrême et coefficient de sécurité)

La détermination des paramètres de l'obligation repos sur une étude d'équilibre offre demande portant sur l'année de livraison.

Cette étude permet tout d'abord de déterminer un parc de référence qui correspond au parc prévisionnel auquel sont ajoutées ou soustraites des capacités afin d'aboutir à une durée de défaillance correspondant exactement au critère de sécurité d'alimentation défini par les pouvoirs publics[19]. Il vise exactement le respect du critère de sécurité d'alimentation, sans surcapacité qui aboutirait in fine à un surcoût pour le consommateur.

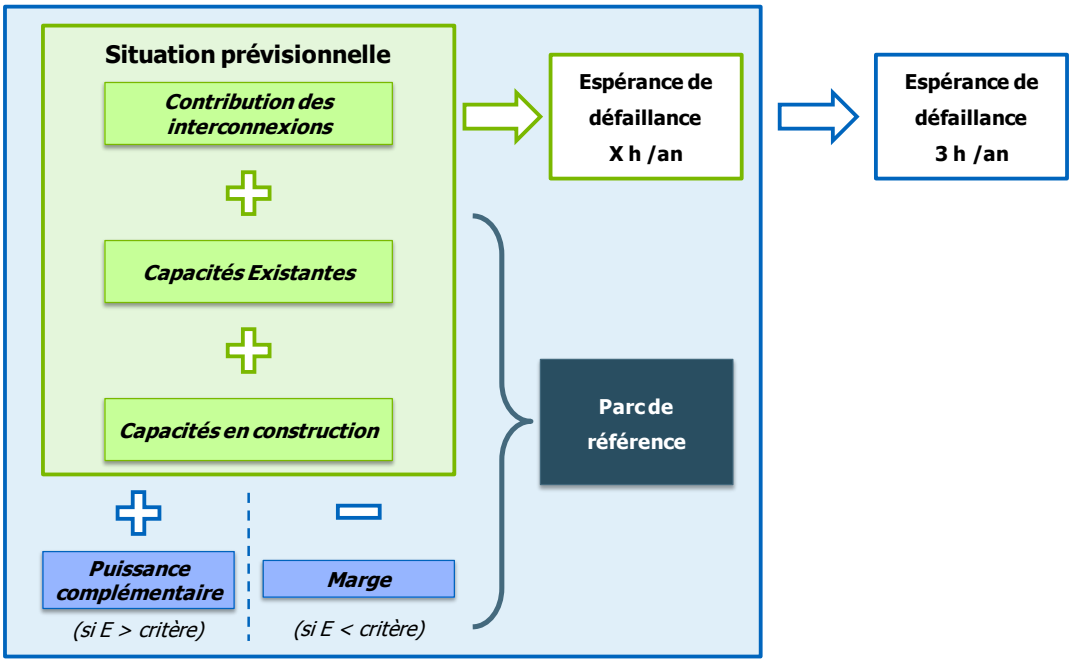


Figure 21 : Illustration de la détermination du parc de référence

Ce parc de référence permet d'estimer le niveau global d'obligation correspondant au volume de garanties que doit détenir la communauté des fournisseurs pour que le critère de sécurité d'alimentation soit respecté. Il s'agit donc du volume de garanties alloué au parc de référence.

$$Critère\ des\ 3h\ respecté \Leftrightarrow Garanties_{NiveauGlobal} = \sum_{Parc_référence} Garanties\ allouées$$

Cette articulation assure la nécessaire cohérence entre certification et obligation : lorsque le critère de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics est respecté, il y a alors

[19] La méthode utilisée ici est la même que celle utilisée dans les études du Bilan prévisionnel. Pour plus de détail, se référer à la page 35 de l'Actualisation du Bilan prévisionnel édition 2013 et aux pages 82-83 du Bilan prévisionnel édition 2012. http://www.rte-france.com/fr/mediatheque/documents/l-electricite-en-france-donnees-et-analyses-16-fr/publications-annuelles-ou-saisonnieres-98-fr/bilan-previsionnel-de-l-equilibre-offre-demande-100-fr

stricte équivalence entre le niveau global de garanties (donc le parc de capacité qui le sous-tend) et la somme des obligations des fournisseurs.

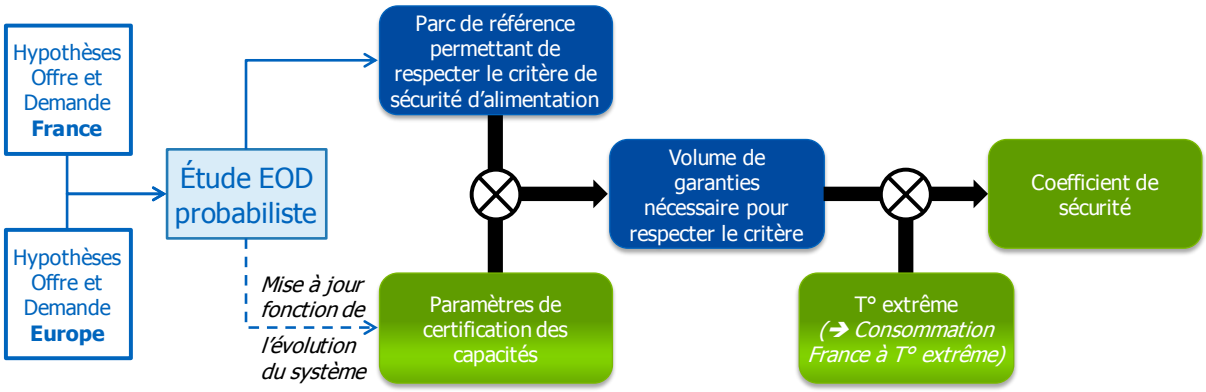


Figure 22 : Illustration de l'articulation entre le niveau global de garanties et les paramètres de l'obligation

La valeur du coefficient de sécurité résulte ainsi d'études d'équilibre offre-demande menées par RTE.

3.4.2 Température extrême

La définition de la T° extrême vise à répondre aux deux exigences suivantes :

- elle contribue à traduire le niveau de risque contre lequel le système cherche à se couvrir ;
- elle reflète l'aléa thermosensible du système de sorte à faire porter par les consommateurs thermosensibles les risques qu'ils génèrent.

La température extrême doit être définie de manière à ne pas renvoyer une part de l'aléa thermosensible sur des consommateurs non thermosensibles via le coefficient de sécurité. Cette responsabilisation des consommateurs thermosensibles, sans mutualisation, contribue fortement à les inciter à maîtriser leur consommation et concourt à l'objectif de maitrise de la consommation à la pointe.

Afin de prendre en compte les variations de température au sein d'une journée, les dispositions retenues dans le projet de règles correspondent au choix d'une chronique journalière de température extrême au pas demi-horaire (48 valeurs).

3.4.2.1 Illustration de la température extrême au regard de l'aléa climatique auquel est soumis le système

Une étude a été menée à partir du référentiel climatique Météo France composé de 100 chroniques de température représentatives du climat actuel. Cette étude a été présentée en concertation lors du GT du 07/06. L'illustration ci-dessous correspond à des températures construites avec la méthodologie utilisée en interne par RTE, différente de la température définie dans les règles RE-MA.

Des températures extrêmes horaires correspondant à un niveau de risque donné (une chance sur 20, une chance sur 10, une chance sur 5) ont été déterminées à partir de ces données. Il s'agit, pour chaque pas horaire, du quantile correspondant des températures minimales de chaque chronique. Ainsi la température à une chance sur 10 correspond au 10ème centile des

valeurs minimales de chaque chronique, tandis que la température à une chance sur 20 correspond au 5ème centile des températures minimales.

Le graphique suivant représente les températures extrêmes obtenues avec les trois niveaux de risque susmentionnés ainsi que le jour le plus froid de la vague de froid de février 2012.

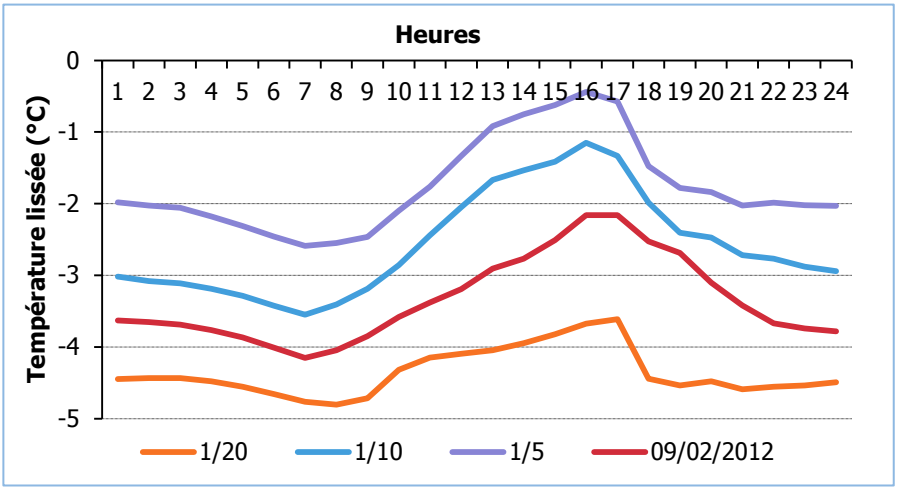


Figure 23 : illustration de la température extrême au regard de l'aléa climatique (source : RTE, GT du 06/07)

Le choix de la température à une chance sur 10 permet ainsi de se placer à la limite des températures d'une vague de froid décennale.

Étant donnée l'importance de l'aléa de température au sein du système électrique français, de sa distribution statistique et de sa constante de temps d'environ une semaine (voir Figure 24), les 3 heures de défaillance en espérance du système électrique français se traduisent par une défaillance qui apparaît en moyenne 30h tous les dix ans, lorsque survient une vague de froid exceptionnelle. Le mécanisme vise donc à faire comme si avait lieu chaque année une vague de froid sévère.

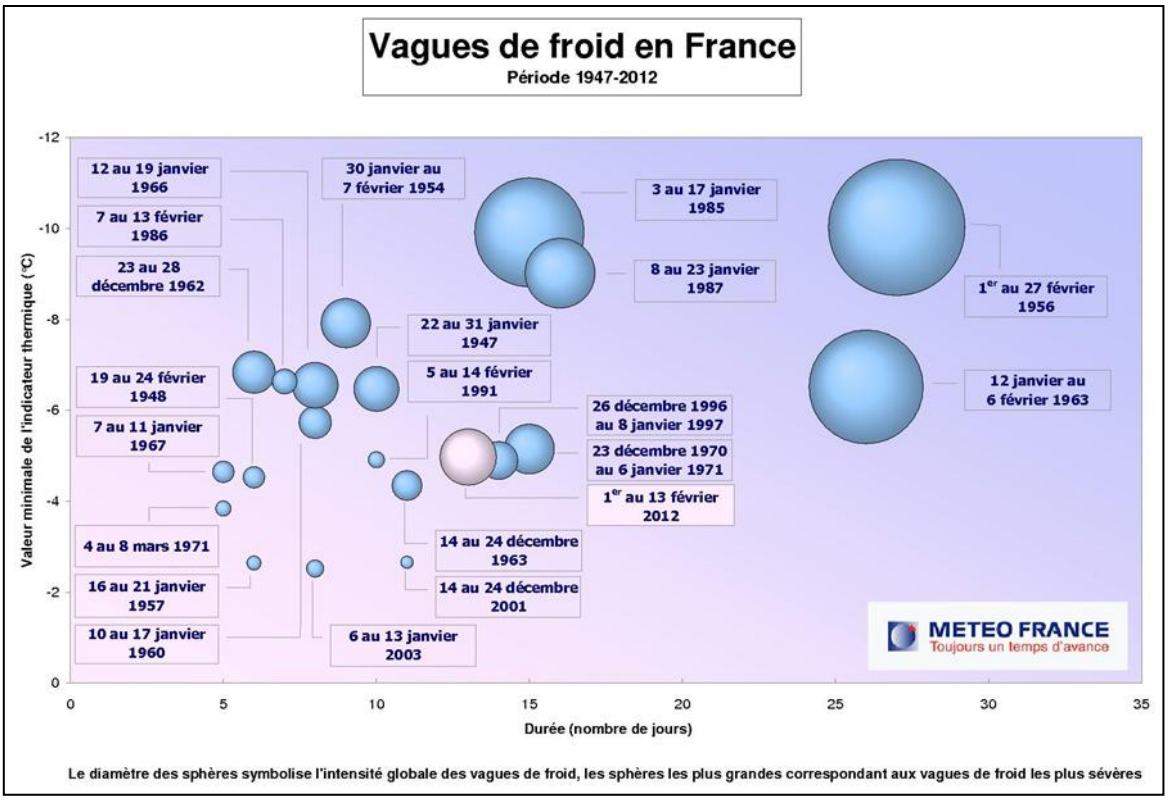


Figure 24: Les vagues de froid en France depuis 1947

A la maille fournisseur, cela revient à insensibiliser le niveau d'obligation des fournisseurs de la réalisation de l'aléa climatique et à ramener la consommation constatée à la température extrême représentative de l'aléa thermo-sensibilité.

3.4.2.2 Cohérence du choix de la température à une chance sur 10 de sorte à ne pas renvoyer une part de l'aléa thermo-sensibilité dans le coefficient de sécurité

Comme indiqué préalablement, la température extrême doit être définie de manière à ne pas renvoyer une part de l'aléa thermosensible sur des consommateurs non thermosensibles via le coefficient de sécurité.

La détermination du coefficient de sécurité sur la base de l'étude de l'année 2017 du Bilan prévisionnel 2012 aboutit à une valeur de 0,93 (cette étude est détaillée dans le paragraphe suivant sur la détermination du coefficient de sécurité). En sortant la contribution des imports du coefficient de sécurité, on peut déterminer un coefficient de sécurité hors import. Dans l'étude réalisée, ce coefficient a été estimé à une valeur très proche de 1, confirmant ainsi le choix d'une température à 1/10 pour la température extrême.

En effet un coefficient de sécurité hors imports proche de 1 assure l'égalité, pour un consommateur non thermosensible, entre sa puissance de référence et son obligation.

3.4.3 Coefficient de sécurité

3.4.3.1 Prise en compte des interconnexions dans le coefficient de sécurité

La loi prévoit que l'obligation prend en compte l'interconnexion du marché français avec les autres marchés européens. Le décret précise que le coefficient de sécurité tient compte de la contribution des interconnexions. Elle le fait baisser et vient donc en déduction de l'obligation des fournisseurs.

La méthodologie de prise en compte de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement française repose sur celle utilisée pour le Bilan prévisionnel : le rôle des interconnexions est pris en compte dans les études d'équilibre offre-demande par une modélisation détaillée de toute l'Europe de l'Ouest.

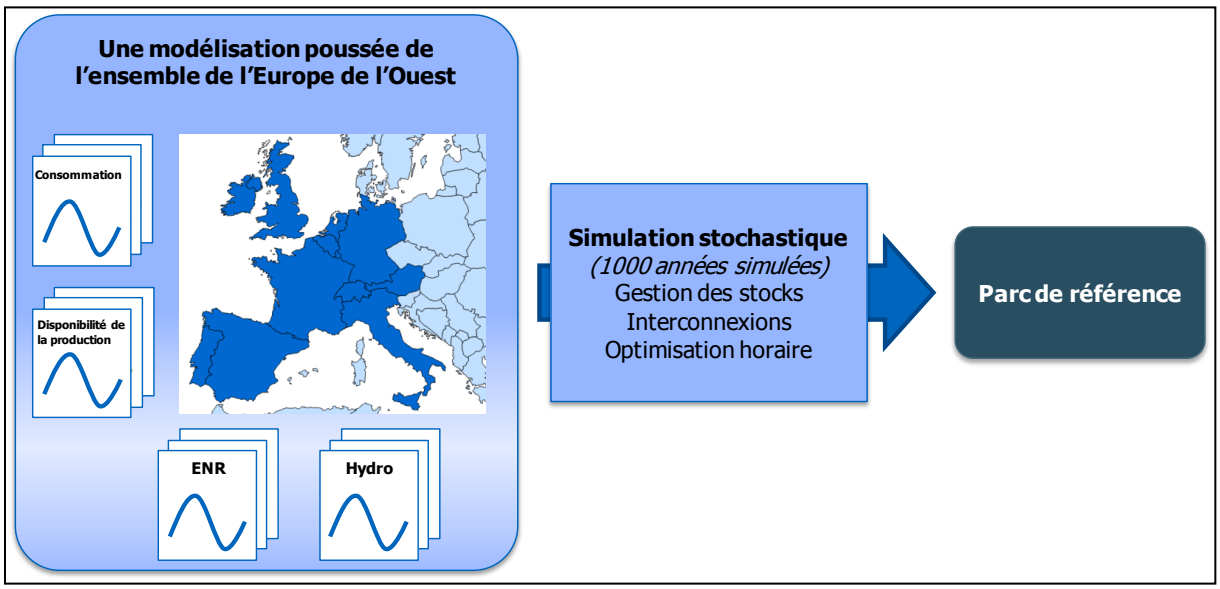


Figure 25 : Modélisation européenne des études d'équilibre offre-demande

Il s'agit donc d'une prise en compte implicite : la contribution des interconnexions intervient dans le dimensionnement du parc de référence localisé en France : schématiquement, si la contribution des interconnexions est nulle, l'ensemble de la puissance nécessaire pour respecter le critère de sécurité d'alimentation doit être situé en France ; à l'inverse si les interconnexions peuvent contribuer, le parc de capacité nécessaire en France diminue.

La contribution des interconnexions dépend de deux facteurs :

- le dimensionnement de l'interconnexion physique et sa disponibilité ;
- la disponibilité de marges dans les pays voisins, c'est à dire de capacités disponibles au delà des besoins de consommation des pays voisins. En effet, en l'absence de marges disponibles dans les pays voisins, les interconnexions physiques peuvent être disponibles mais cela ne permettra pas d'importer en France. La disponibilité du parc à l'étranger dépend de facteurs exogènes à la France.

Estimation de la contribution des interconnexions

Il est possible d'estimer la contribution des interconnexions à la défaillance française en calculant la différence de « puissance manquante » au sens du Bilan prévisionnel entre une étude modélisant les pays voisins (scénario avec échanges) et une étude France isolée. Le tableau ci-dessous donne la valeur estimée de la contribution des interconnexions à partir des études du Bilan prévisionnel 2012. Ces données sont publiées dans chaque édition du Bilan prévisionnel.

Puissance manquante BP 2012 (GW)	2016	2017
Scénario de référence avec échanges	1.2	2.1

Scénario de référence sans échanges	7.5	8.6
Estimation de la contribution des interconnexions	**6.3**	**6.5**

3.4.3.2 Détermination du coefficient de sécurité

Le coefficient de sécurité est déterminé plusieurs années à l'avance et permet d'assurer que le niveau d'obligation respecte le critère de sécurité d'alimentation défini par les pouvoirs publics.

Il est déterminé au démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité sur la base d'une étude d'équilibre offre-demande et est stable durant tout l'exercice.

Pour la première année de livraison, l'effet des aléas résiduels est considéré comme nul du fait de la prédominance de l'aléa thermosensible.

Illustration de la méthodologie de détermination du coefficient de sécurité

Afin d'estimer la valeur du coefficient de sécurité, une analyse a été menée à partir de l'étude du Bilan prévisionnel 2012 correspondant à l'année 2017. La Figure 22 illustre le principe de détermination du coefficient d'après cette étude. Cette démarche a été présentée en concertation lors du GT du 07/06.

Le parc de production de référence, constitué du parc existant, des projets engagés et d'un ajout ou retrait de puissance « parfaite » permettant d'atteindre les trois heures en espérance du critère de sécurité d'approvisionnement, a été certifié à partir des hypothèses de modélisation du parc et des sorties du modèle :

- à partir de leur disponibilité pendant les 200 heures les plus chargées pour les groupes thermiques et effacements ;
- à partir de leur production à la défaillance dans les sorties du modèle pour les groupes hydrauliques.

Le volume total de garanties permettant de respecter le critère obtenu est ainsi estimé à 93 GW. Il représente le niveau global de garanties qui permet de couvrir le risque représenté au travers de la température extrême de référence. Ce volume de garanties inclut déjà la contribution des interconnexions car les pays étrangers sont modélisés explicitement dans l'étude[20].

A partir des 100 chroniques de consommation (1 chronique = 8760 puissances moyennes horaires) qui servent d'entrée au modèle, et qui correspondent aux 100 chroniques climatiques fournies par Météo France, on peut estimer une puissance de référence moyenne France. Pour chaque chronique, on ramène les 100 heures de plus forte consommation à la température extrême, puis on prend la moyenne de ces 100 valeurs extrapolées. On obtient ainsi une puissance de référence pour chaque chronique. La moyenne des 100 puissances de référence calculées donne une estimation de la puissance de référence France. Elle est estimée à 99,7 GW dans cette étude.

Lorsque le critère des trois heures est respecté, l'obligation totale doit être égale au volume de garanties du parc de référence. Le coefficient de sécurité assure la cohésion entre la puissance de référence et le volume de garanties qui permet le respect du critère des trois heures, en

[20] Si l'étude avait été menée sur la France seule, le volume de puissance complémentaire nécessaire au respect du critère aurait été bien supérieur. Ce volume représente la contribution des interconnexions.

transférant du coté de l'obligation la contribution des interconnexions prise en compte dans la certification du parc de référence. Le coefficient de sécurité est ainsi déduit à partir du niveau global de garanties et de la puissance de référence France :

$$\sum_{Parc\ Référence} Certificats = C_{sécurité} \times Puissance_{référence}(T°_{extreme})$$

$$\Rightarrow C_{sécurité} = 93/99{,}7 = 0{,}93$$

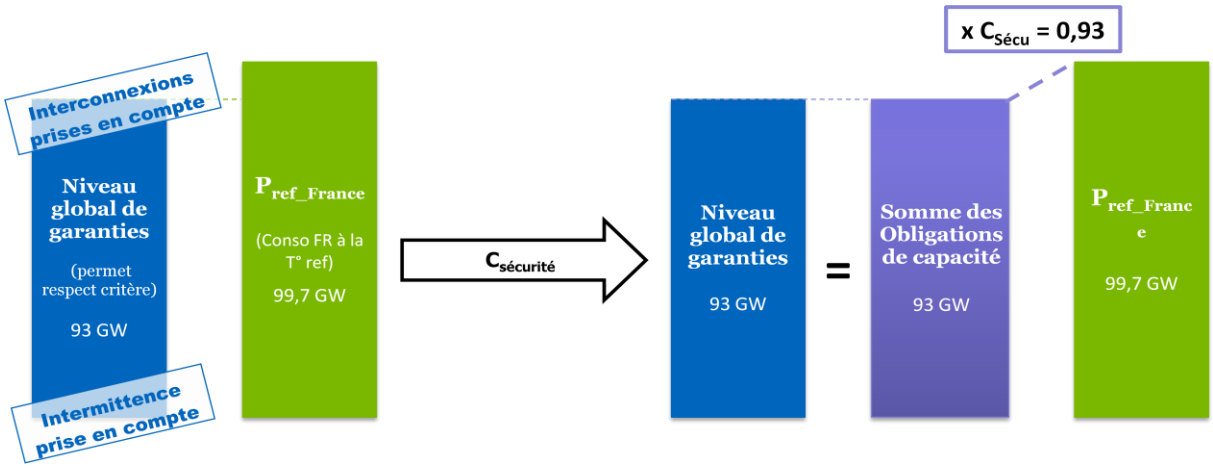


Figure 26 : prise en compte des interconnexions et détermination du coefficient de sécurité

3.5 Détermination de l'obligation

Comme indiqué au paragraphe 3.1.4, l'obligation d'un fournisseur est donnée par la formule suivante :

$Oblig, AL, AO = Pref, AL, AO \times CS, AL$

- $Oblig, AL, AO$ est l'obligation de l'acteur obligé AO pour l'année de livraison AL
- $Pref, AL, AO$ est la puissance de référence de l'acteur obligé AO pour l'année de livraison AL
- CS, AL est le coefficient de sécurité pour l'année de livraison AL

$$Pref, AL, AO = \frac{1}{\text{nbHeuresPP1}} \times \sum_{h \in PP1} [ConsoConstatée_{AO,AL}[h] + Gradient_{AO,AL}[h] \times (T_{Ext}[h] - TFL, AL[h])]$$

Si $\sum_{h \in PP1} ConsoConstatée_{AO,AL}[h] = 0$ *alors* $Pref, AL, AO$ *est mise à 0.*

- $Gradient_{AO,AL}[h]$ est le gradient de l'acteur obligé AO pour l'heure h de l'année de livraison AL.
- $ConsoConstatéeAL, AO[h]$ est la consommation constatée de l'acteur obligé AO, pendant l'heure h de l'année de livraison AL.
- $T_{Ext}[h]$ est la température extrême, en l'heure h, pour l'année de livraison AL, corrigée des effacements certifiés activés.
- $TFL, AL[h]$ est la température France lissée et seuillée en l'heure h, pour l'année de livraison AL.

3.5.1 Périmètre d'un Fournisseur

3.5.1.1 Périmètre et sous-périmètre d'un fournisseur

Afin d'être en mesure de calculer la puissance de référence d'un fournisseur, il est nécessaire d'établir le périmètre de ses clients dont la consommation est prise en compte pour déterminer l'obligation. Pour ce faire une notion de périmètre et sous-périmètre d'un fournisseur a été introduite dans le projet de règles.

Le périmètre d'un fournisseur est le référentiel utilisé pour le calcul de la puissance de référence du fournisseur. Il est partitionné en sous périmètres par gestionnaire de réseau.

Le périmètre d'un fournisseur n'est pas lié à une Année de Livraison. Il a une constitution initiale, et évolue en fonction des changements de portefeuille.

Le Périmètre d'un fournisseur (Périmètre F(h, m, AL)) est l'ensemble de consommateurs que le fournisseur fournit à l'heure h du mois m l'année de livraison AL.

Chaque gestionnaire de réseau est responsable de la gestion des sous périmètres pour les fournisseurs dont il doit calculer la puissance de référence.

3.5.1.2 Détermination du lien site de consommation – fournisseur

L'étape (i) de reconstitution de la consommation par acteur obligé, repose sur la juste attribution de la consommation constatée d'un consommateur donné : (a) entre le ou les fournisseurs pour la partie qu'ils fournissent ; (b) le consommateur lui-même pour la partie non approvisionnée par un fournisseur.

L'ajout ou le retrait d'un consommateur au périmètre d'un fournisseur se fait sur la base d'une attestation conjointe du fournisseur et du site. A défaut d'attestation, le site est considéré comme ne s'approvisionnant pas auprès d'un fournisseur. Il est donc soumis directement à l'obligation de capacité.

Cette modalité permet un contrôle intrinsèque de l'attestation, les deux acteurs partis au dispositif ayant des intérêts opposés : le fournisseur pour réduire son obligation pourrait chercher à minimiser son périmètre ; à l'inverse un consommateur n'ayant pas d'attestation se retrouverait à porter financièrement l'obligation de capacité.

3.5.2 Puissance de référence

Rôle des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité (GRD)

Les GRD transmettent à RTE la puissance de référence par fournisseur des acteurs obligés sur leur réseau c'est à dire :

- la puissance de référence des consommateurs finals raccordés à leur réseau par acteur obligé (fournisseur et consommateur final ne s'approvisionnant pas pour tout ou partie de sa consommation auprès d'un fournisseur)
- la puissance de référence pour leurs pertes par acteur obligé (fournisseur et gestionnaire de réseau pour ses pertes ne s'approvisionnant pas pour tout ou partie de sa consommation auprès d'un fournisseur)

La puissance de référence par acteur obligé transmise par chaque GRD est calculée conformément aux dispositions des règles.

La transmission de ces données doit se faire dans le respect des délais prévus dans les règles et la convention d'échange entre GRT et GRD pour le calcul de l'obligation.

3.5.3 Consommation constatée

3.5.3.1 Données utilisées

Les données élémentaires utilisées pour le calcul de la consommation constatée d'un consommateur sont issues des systèmes de comptage et d'information des gestionnaires de réseaux publics auxquels les sites sont raccordés directement ou indirectement.

3.5.3.2 Consommation constatée pour le profilé

Pour les consommations profilées, les courbes de charges sont établies conformément aux modalités définies par les règles RE/MA en vigueur.

A ce titre, la donnée de consommation constatée utilisée dans le mécanisme de capacité correspond à la donnée de consommation définitive Recotemp (donnée calée normalisée), c'est à dire aux courbes de charges réputées consommées sur la base des énergies mesurées par les comptes à index.

Cette donnée est définitive dans les règles RE/MA contrairement aux courbes de charges estimées pour le calcul des écarts qui ne sont pas basées sur les énergies réellement mesurées.

3.5.3.3 Prise en compte des NEB-Site

La partie approvisionnée de la consommation constatée d'un consommateur donné auprès d'un fournisseur peut revêtir deux véhicules contractuels : un contrat de fourniture « classique » ou la fourniture par une NEB RE Site, attribuée à un fournisseur donné.

La partie approvisionnée par contrat de fourniture « classique » est attribuée au fournisseur via la définition de son périmètre.

Il est de plus nécessaire de traiter les NEB RE Site qui sont considérées comme le résultat de la fourniture d'un bloc et attribuables à un fournisseur. Il s'agit donc de les ajouter pour les fournisseurs qui en sont à l'origine et les retirer pour les acteurs obligés (fournisseur ou consommateur obligé) qui les reçoivent.

Pour ce faire, il est nécessaire de faire évoluer le processus de NEB pour que chaque NEB site indique le fournisseur qui en est à l'origine et donc à qui la NEB site doit être attribuée.

3.5.4 Sensibilité de la consommation à la température

3.5.4.1 Température lissée

Le processus de construction de la température lissée ainsi que le choix de la température seuil retenu dans le projet de règles correspond à celui utilisé pour la prise en compte de l'aléa météorologique dans le système de Profilage.

La température extrême de référence doit être définie en prenant en compte la température déjà utilisée dans le profilage (voir Q10). Elle doit correspondre à une température minimale qu'on pourrait constater une fois tous les 10 ans pendant les périodes PP1.

(Source : Enel, Réponse au 2ème questionnaire)

Ce choix présente l'avantage de retenir un processus existant et connu des acteurs. Par ailleurs, il est cohérent avec les processus actuels notamment le système de Profilage.

Cette température lissée n'est pas celle utilisée par RTE dans ses travaux (Bilan Prévisionnel – corrections climatiques). Cependant les écarts associés aux choix de la variable de température utilisés s'avèrent minimes.

La température considérée est à l'échelle France et correspond à l'indice national de température. Elle est calculée sur la base du panier Météo France composé de 32 stations météorologiques. La liste des stations retenues et les pondérations associées pour le calcul de l'indice sont indiquées dans la partie IV de l'annexe F-M3 du chapitre F de la section 2 relative au dispositif de responsable d'équilibre.

Concernant les températures lissées, il est admis que le calcul du gradient met en évidence la nécessité de prendre en compte l'inertie de la consommation par rapport aux variations de température. Cette inertie est traduite par un « lissage » des températures réalisées visant à retarder et atténuer les amplitudes de variation de température.

Les températures réalisées lissées sont celles calculées selon la méthode décrite dans la partie II de l'annexe F-M3 du chapitre F de la section 2 relative au dispositif de responsable d'équilibre.

3.5.4.2 Température seuil

La température seuil est celle donnée dans la partie III de l'annexe F-M3 du chapitre F de la section 2 relative au dispositif de responsable d'équilibre, à savoir 15°C actuellement. Elle s'inscrit dans la même logique que le paragraphe précédent.

3.5.4.3 Gradient

3.5.4.3.1 Approche individuelle ou approche normative

Le gradient affecté aux fournisseurs doit en théorie refléter le gradient réel de la consommation de leur portefeuille de clients afin de répondre à l'objectif d'affecter l'obligation à la hauteur de leur contribution au risque de défaillance et de permettre à un fournisseur de valoriser toute initiative de maîtrise de sa thermo-sensibilité.

A cette fin, il est préférable en première approche de retenir une approche individualisée sur le périmètre d'un fournisseur en fonction des caractéristiques de la consommation de ses clients. En effet, une approche normative aboutit de fait à mutualiser toute initiative de maitrise de la thermo-sensibilité sur l'ensemble des consommateurs de la classe.

Cette approche présente cependant des limites :

- les dispositifs de réconciliation des flux utilisés sur les sites profilés demeurent actuellement régis par une approche normative indépassable avec les systèmes de comptage actuels (le profilage pourrait demeurer en vigueur même après le déploiement des compteurs communicants) ;
- une approche individualisée peut aboutir à une réinterrogation de l'hypothèse de linéarité du lien puissance-température. Ainsi, le résultat numérique obtenu par application de la méthode brute peut ne pas avoir de réalité statistique ni physique notamment pour des « petits » périmètres ne foisonnant pas ou pour des clients de comportement de consommation « particulier ».

De l'autre côté, une approche normative est intrinsèquement porteuse de complexité et ceci à plusieurs niveaux.

Il s'agit de définir une clef de répartition qui permette d'attribuer à chaque consommateur une part de la thermo-sensibilité France. Ce choix de la clef de répartition est sensible (quote-part de la puissance souscrite par rapport à la somme des puissances souscrites de la classe, du ratio sur la puissance moyenne annuelle ou durant PP1 etc.).

La temporalité de détermination de la clef de répartition a des conséquences sur la précision et la prévisibilité des gradients ainsi obtenus :

- avec une clé déterminée préalablement à la période de livraison, la somme des gradients obtenus s'écarte immanquablement du gradient réalisé sur l'ensemble ;
- avec une clé déterminée à l'issue de la période de livraison, il est alors possible de normaliser la somme des gradients obtenus pour la ramener au gradient réel. Cependant, cela signifie alors que le gradient d'un fournisseur ne dépend pas uniquement de la réalisation sur son périmètre mais est impacté par la réalisation des autres fournisseurs.

Dans le cas du mécanisme de capacité, une détermination ex ante entrainera inévitablement un écart dans la somme des obligations qui se retrouve in fine porté par le niveau de sécurité d'alimentation.

La construction du gradient repose ainsi sur un arbitrage entre la stabilité de la méthode et sa prévisibilité. RTE propose de retenir une méthode générique d'estimation du gradient par régression statistique sur la base des données effectivement mesurées, mais de considérer dans les règles que ce gradient est nul pour certaines catégories de consommateurs du fait d'une thermo-sensibilité très faible ou statistiquement contestable. Il s'agit de tous les consommateurs raccordés au réseau public de transport et des consommateurs raccordés aux réseaux publics de distribution identifiés comme non thermosensibles par les gestionnaires de réseau de distribution.

3.5.4.3.2 Méthode d'estimation du gradient

3.5.4.3.2.1 Description générale de la méthode

Une estimation du gradient par une régression linéaire de la puissance sur la température ne peut être satisfaisante du fait de la saisonnalité de la consommation ; il faut en effet s'en affranchir avant d'évaluer sa part thermosensible.

La méthodologie retenue dans les règles aboutit à la détermination de gradients demi-horaires valables pour une année de livraison :

- Le gradient est calculé par la méthode de « régression en delta », c'est à dire une régression linéaire affine sur l'écart de puissance par rapport à l'écart de température d'une semaine à l'autre. Cette méthode permet de contourner la difficulté liée à l'estimation de l'évolution saisonnière de la consommation qui n'est pas représentative de la thermosensibilité de la consommation ;
- les données utilisées portent sur la consommation de l'année de livraison à l'exception des jours fériés et de la période correspondant aux vacances hivernales ainsi que la période les encadrant (schématiquement du 14/12 de l'année A au 12/01 de l'année

A+1)[21]

- les températures sont ramenées à une température seuil à partir de laquelle la consommation devient thermosensible. De ce fait, les delta de puissance correspondant à des delta de température nuls sont omis. Le gradient est donc de fait calculé sur la partie froide de l'année de livraison.

L'unicité de la méthode et sa propriété d'additivité constituent des atouts forts pour le mécanisme. En effet, appliquée sur un ensemble de données cohérentes et rebouclant sur la consommation France, elle permet d'assurer l'additivité entre les différentes thermo-sensibilités estimées et l'égalité de la somme obtenue avec la thermo-sensibilité France.

Par ailleurs, en retenant les données de consommation de l'année de livraison, les valeurs ainsi obtenues correspondent exactement à la thermo-sensibilité réelle.

3.5.4.3.2.2 Calcul du delta de puissance

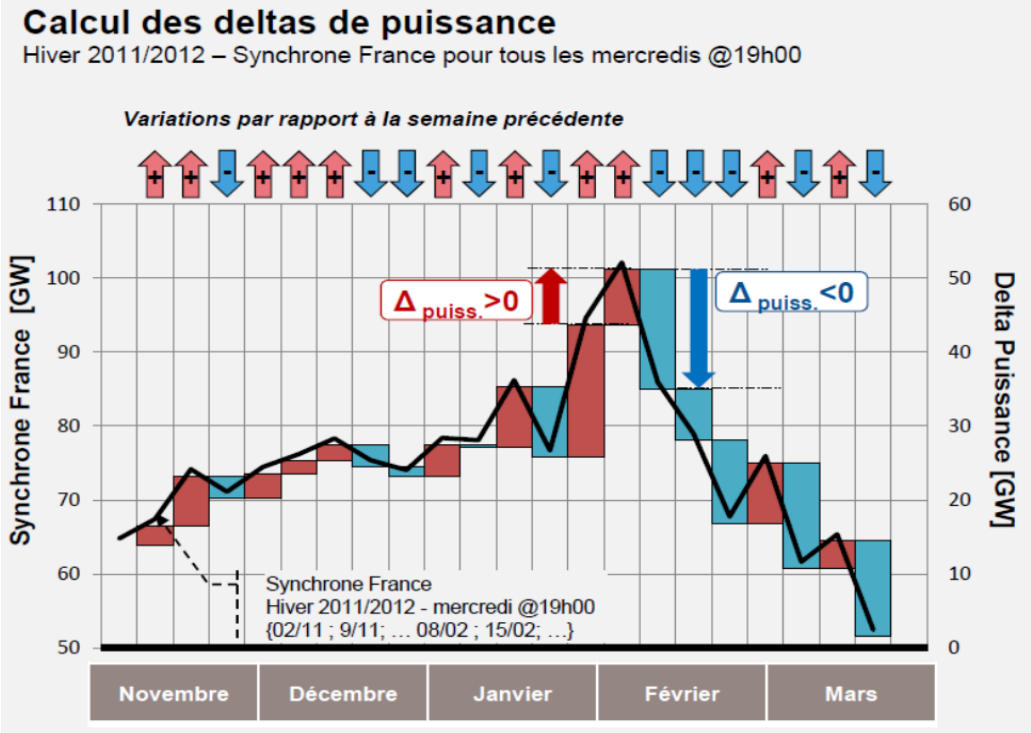


Figure 27: Illustration du calcul des deltas de puissance
(Source : ERDF, GT du 09/07/13)

La variation de puissance est calculée pour la même demi-heure de 2 jours à une semaine d'intervalle. La variation hebdomadaire de saisonnalité liée notamment à l'éclairage est négligeable.

[21] Nécessité de retenir une période longue et pas seulement les heures PP1 pour avoir une validité statistique suffisante du gradient obtenu

3.5.4.3.2.3 Calcul du delta de température

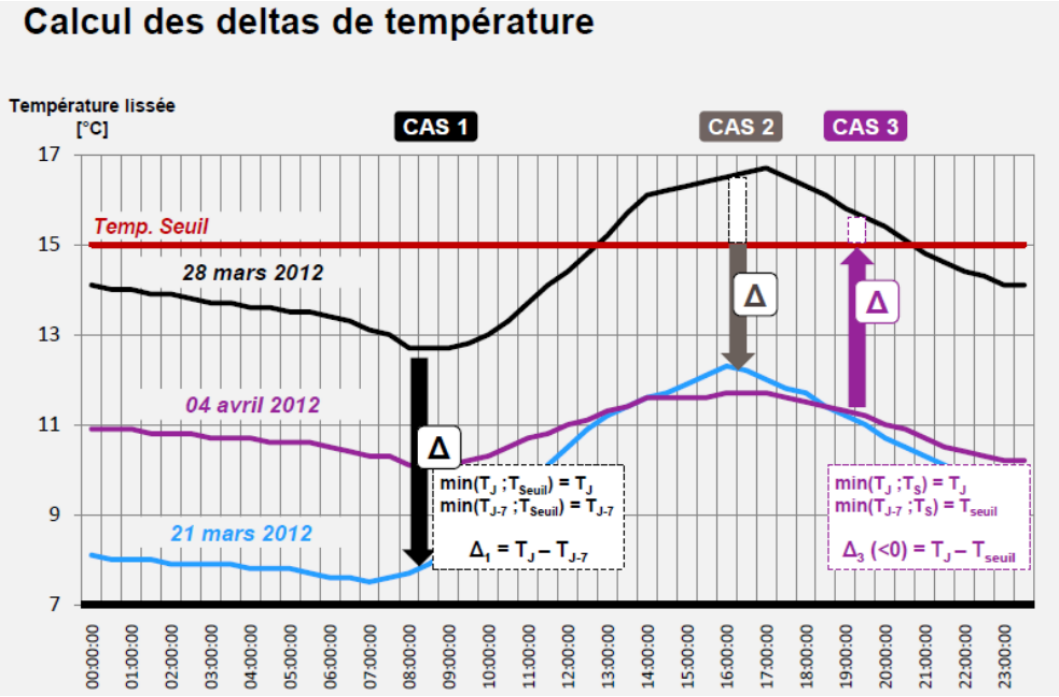


Figure 28: Illustration du calcul des deltas de température
(Source : ERDF, GT du 09/07/13)

Comme pour les puissances, la variation de température est calculée pour la même demi-heure de 2 jours à une semaine d'intervalle.

En cohérence avec la description du comportement de la consommation et de l'effet thermo-sensibilité, chaque température est comparée à la température seuil pour ne retenir dans le calcul du delta que la part réellement explicative de l'écart de puissance. Par exemple, la variation de puissance entre une demi-heure à 22°C et celle à une semaine d'intervalle à 17°C n'est pas expliquée par cet écart de 5°C (les chauffages ne fonctionnent pas à ces températures) ; chaque température est ainsi ramenée à la température seuil, ici 15°C (fonction min(T°seuil ; T°réalisé)), et entraine alors un delta de température de 0°C.

3.5.4.3.3 Périmètre d'application de la méthode

Comme indiqué précédemment, la méthode retenue dans le projet de règles est additive, c'est à dire que la somme des thermo-sensibilités calculées sur des acteurs pris individuellement correspond à la thermo-sensibilité de cet ensemble d'acteurs.

Il s'agit donc d'identifier le périmètre sur lequel la méthode sera appliquée au regard de l'objectif d'attribution au plus juste de la thermo-sensibilité des acteurs obligés tout en tenant compte des limites intrinsèques de la méthode. Ce choix concerne notamment les 4 postes de consommation suivants :

- consommation télérelevée RPT ;
- consommation télérelevée RPD ;
- consommation profilée ;
- pertes (RPD et RPT).

Lors du GT du 09/07, des éléments ont été communiqués sur les ordres de grandeur des différentes thermo-sensibilités par type de consommation.

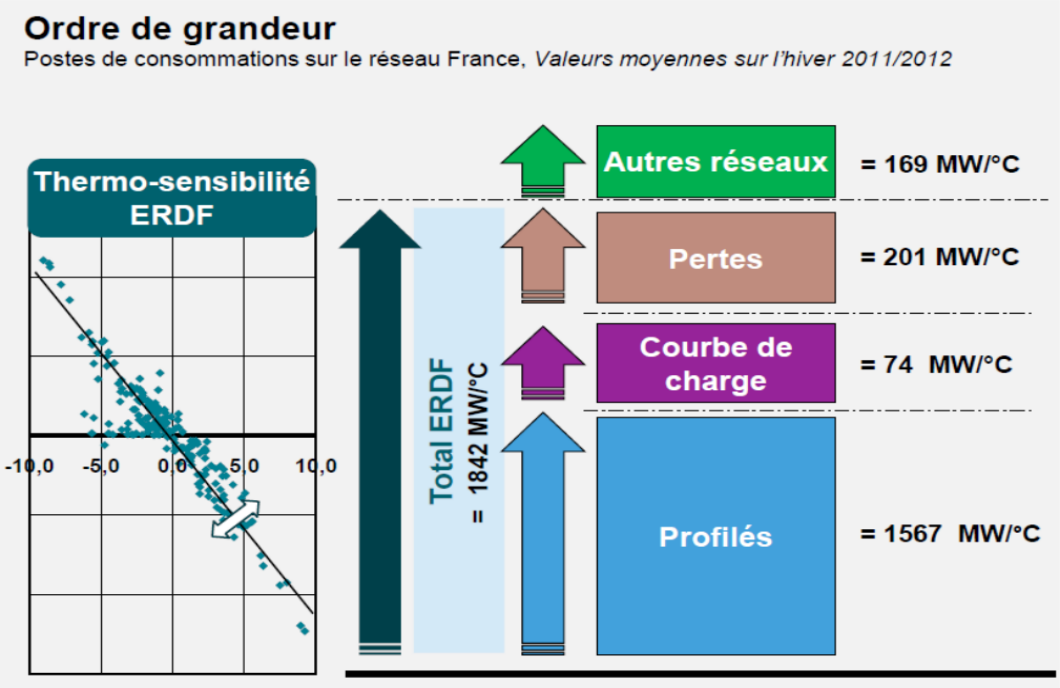


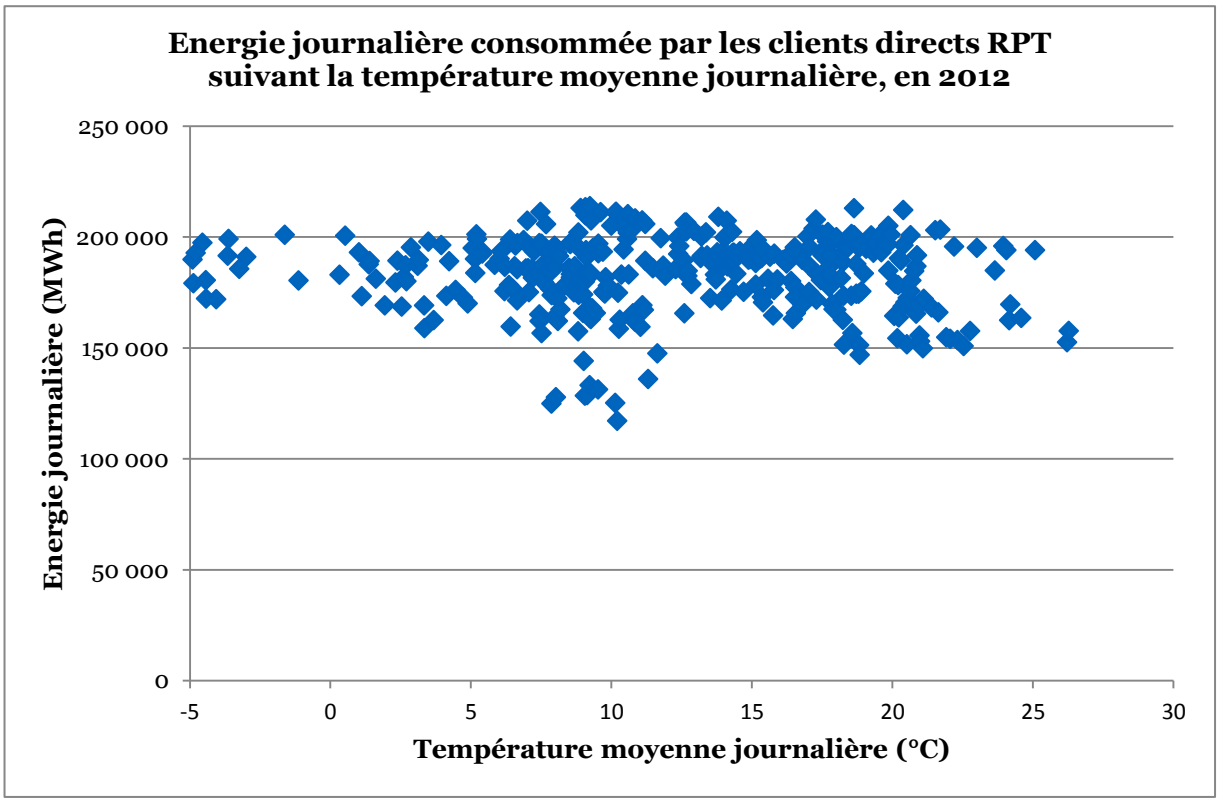
Figure 29: ordres de grandeur de la thermosensibilité par poste de consommation (Source : ERDF, GT du 09/07/13)

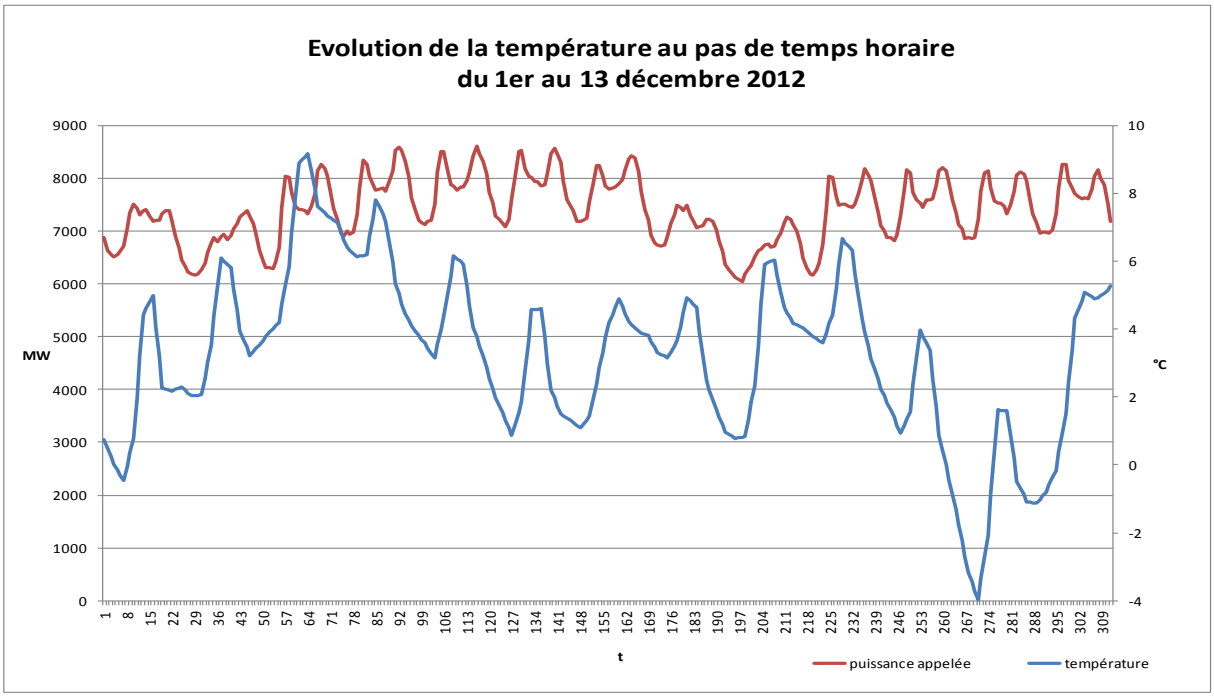
Ces éléments permettent d'identifier les principaux postes porteurs de la thermo-sensibilité de sorte à avoir une approche rationnelle et proportionnée. La thermo-sensibilité des consommations du réseau ERDF est portée pour 85% par les consommateurs profilés, pour 11% par les pertes du réseau ERDF et pour seulement 4% par les consommateurs télérelevés.

Ils permettent par ailleurs d'identifier la volumétrie des effets redistributifs que peut entrainer le choix d'une approche individualisée sur le réalisé comparativement à une approche normative mutualisante pour les consommations télérelevées RPD ; il s'agit donc de décider comment sera répartie cette thermo-sensibilité qui pour l'hiver 2011/12 est estimée à 74 MW/°C pour les clients raccordés au réseau d'ERDF.

3.5.4.3.3.1 Consommation télérelevée RPT

Pour compléter les éléments numériques indiqués ci-dessus, différentes illustrations sont présentées ci-après sur le lien entre puissance et température pour les clients raccordés au RPT.





Ces graphiques ne font pas apparaître de lien entre puissances et températures et illustrent l'hypothèse de non thermo-sensibilité des clients raccordés au RPT.

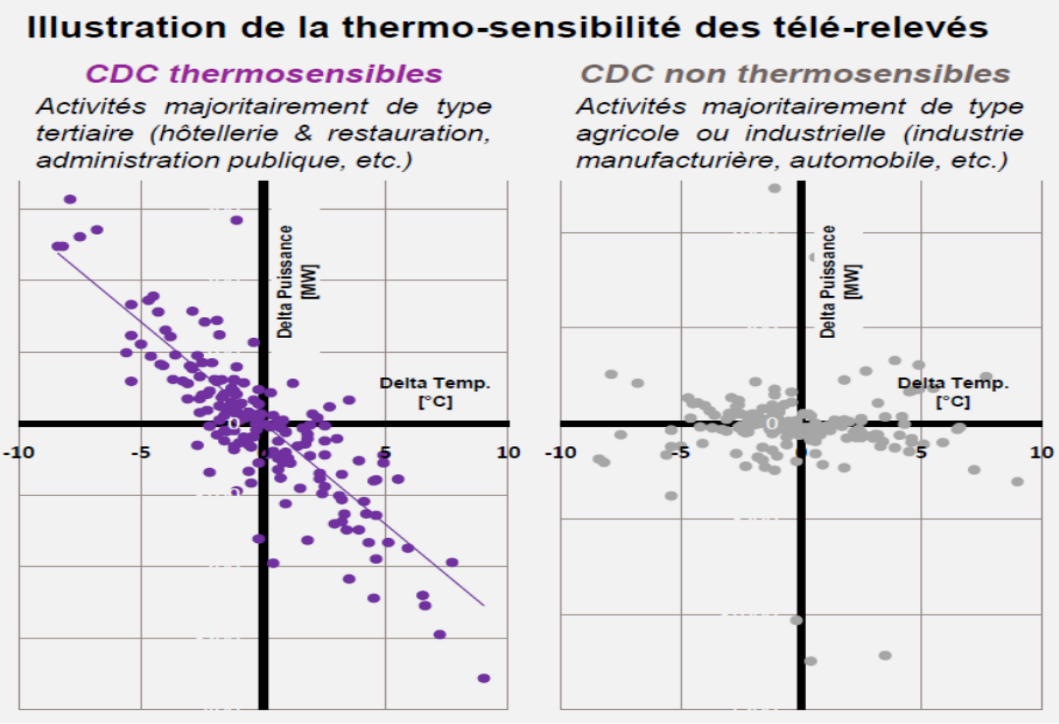
Par ailleurs, l'application d'une régression linéaire de la puissance à 19h sur la température donne une pente égale à -0,18 MW/°C. Ce gradient n'a pas de validité statistique et physique. L'application de la méthode dans un tel cas (à savoir la redistribution des -0,18 MW/°C) ne présente pas d'intérêt au titre de l'attribution au plus juste de la thermo-sensibilité des consommateurs.

La disposition retenue dans le projet de règles correspond donc au choix d'un gradient nul pour les clients RPT. Leur puissance de référence sera égale à la moyenne de la puissance consommée sur les heures PP1 à température réalisée corrigée des effacements certifiés activés.

3.5.4.3.3.2 Consommation télérelevée RPD

Le réseau de raccordement n'est pas une frontière entièrement pertinente en matière de thermo-sensibilité : certains consommateurs raccordés à un réseau de distribution sont thermosensibles, d'autres non et ont au contraire un profil proche de certains sites raccordés au RPT. RTE propose que les GRD déterminent pour chaque consommateur qui est raccordé à son réseau s'il peut être considéré comme thermosensible ou non thermosensible.

- pour les clients télérelevés raccordés au RPD non thermosensibles, le traitement retenu serait alors le même que pour les consommateurs télérelevés RPT : le gradient est pris égal à 0 ;
- pour les clients télérelevés raccordés au RPD thermosensibles, la méthode indiquée au paragraphe 3.5.4.3.2.1 serait appliquée pour la détermination du gradient.



(Source : ERDF, GT du 09/07)

Cette disposition retenue dans le projet de règles s'inscrit dans la logique du schéma proposé en concertation. Il s'agit d'une mesure de simplification, eu égard à la différence durable entre le cadre de régulation applicable au haut de portefeuille (télérelevé, marché) et au bas de portefeuille (profilage, tarifs réglementés de vente). En allant vers une normalisation du gradient pris égal à 0 pour les consommateurs (en pratique industriels) non thermosensibles, cette disposition assure le respect du principe qu'un consommateur qui ne consomme pas durant les jours PP1 a une obligation nulle, dans tous les cas.

3.5.4.3.3.3 Consommation profilée

Deux approches ont été présentées en concertation pour l'estimation de la sensibilité des consommateurs profilés à la température :

La première approche correspond à l'application de la méthode décrite au paragraphe 3.5.4.3.2.1 sur la base de la consommation profilée définitive. La méthode repose donc sur le processus de profilage actuel sans le dupliquer, connu des acteurs, qui permet d'aboutir à une courbe de charge par consommateur. Étant parfaitement additive, le calcul pourra être fait sur le périmètre profilé de chaque acteur obligé, l'hypothèse de linéarité étant intrinsèquement validée pour la consommation profilée, par construction normalisée.

La deuxième approche correspond à la création de nouveaux profils de consommation basés sur ceux décrits dans les règles RE/MA avec ajustement des coefficients des sous-profils à température normale qui sont ramenés à température extrême. Par conséquent, la thermo-sensibilité est évaluée par sous-profil, partant du gradient calculé pour l'ensemble des clients profilés, sur des chroniques précédant l'année de livraison. Il est nécessaire d'associer à cette méthode des nouveaux coefficients de calage calculés pour chaque demi-heure (Cprofilé). Ces coefficients de calage sont déterminés avec pour référence la synchrone de la consommation, sur l'année de livraison, de l'ensemble des sites profilés calée ramenée à température extrême déterminée en appliquant la méthode décrite au paragraphe 3.5.4.3.2.1. Ce calage couvre à la fois un calage en énergie nécessaire pour assurer la cohérence et la complétude des consommations profilées avec la consommation profilée totale ainsi qu'un calage correspondant à une actualisation des gradients déterminés préalablement lié à l'évolution de la thermosensibilité. Cette dualité rend ce calage peu lisible. Par ailleurs, la compatibilité de cette méthode avec le décret peut être interrogée ; en effet, la puissance de référence n'est pas construite à partir de la consommation constatée qui est ensuite corrigée de la sensibilité de la consommation.

A la suite du GT du 09/07, RTE et ERDF ont mené des analyses conjointes et contradictoires sur les résultats auxquels aboutissaient ces deux méthodes. Elles ont permis de mettre en évidence que les deux méthodes aboutissaient à des écarts faibles.

La disposition retenue dans le projet de règles correspond à une application de la méthode décrite en 3.5.4.3.2 pour les consommateurs profilés.

3.5.4.3.3.4 Coefficient de calage et obligation

La question de la volatilité du niveau de l'obligation a été soulevée en concertation en pointant en particulier la consommation profilée du fait du coefficient de calage (coefficient de calage à entendre au titre de la Section 2, chapitre C des règles RE-MA).

Le raisonnement qui était avancé faisait une projection directe de la volatilité du coefficient de calage à la volatilité du niveau d'obligation. S'il existait un écart et une volatilité importants entre le profilage et la réalité de la consommation sur les périodes de pointe, cet écart et cette volatilité devait se retrouver au niveau de l'obligation. A ce titre des chiffres de plusieurs GW ont été avancés.

Illustration : De 2009 à 2012, sur les 10 jours les plus chargés par hiver (sur la plage 8h-20h) :

- ❑ Le coefficient de calage varie de **1,03 à 1,08** selon les années
- ❑ Le coefficient est **très volatil** au sein des 10 jours les plus chargés

	2009	2010	2011	2012
Coefficient de calage moyen	1,08	1,04	1,03	1,04
Volatilité journalière du coefficient	1,04 à 1,10	0,97 à 1,11	1,02 à 1,05	1,00 à 1,06

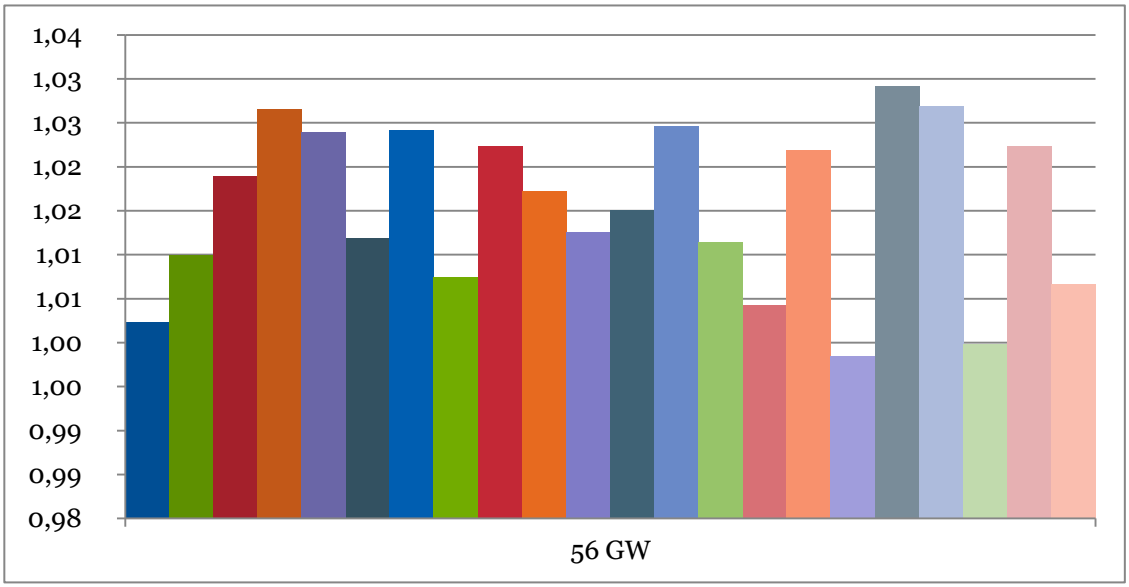
1% de variation du coefficient de calage sur la pointe ≈ un écart de 0,6 GW

(Source : EDF, GT du 07/06)

La validité de ce lien entre variabilité du coefficient de calage et variabilité de l'obligation n'apparaît pas évidente. En effet, le coefficient de calage n'entraine pas de variabilité de la consommation France, il assure au contraire, pour chaque pas demi-horaire, la cohérence entre la somme de la consommation profilée issue de la modélisation et la consommation profilée réelle.

Une étude a donc été menée par RTE pour analyser s'il existe une éventuelle corrélation entre la valeur du coefficient de calage et la valeur de la puissance de référence.

Pour ce faire, les coefficients de calages à échéance M+12 ont été récupérés pour l'année de livraison. Parallèlement, la puissance de référence de la consommation profilée a été calculée en appliquant les dispositions retenues dans le projet de règles et en utilisant les répartitions des jours PP1 correspondant aux scénarios de consommation France issus des scénarios climatiques Météo France représentatifs du climat actuel.



Il en ressort que pour une même valeur de puissance de référence profilée (56 GW), le coefficient de calage moyen sur PP1 varie entre 1,00 et 1,03 (chaque colonne représente le coefficient de calage associé à une répartition des heures PP1).

La variabilité du coefficient de calage n'est donc pas un indicateur pertinent de la variabilité de l'obligation de capacité.

3.5.4.3.3.5 Pertes

Les modalités de détermination de la sensibilité des pertes à la température sont adhérentes aux modalités retenues pour déterminer la consommation constatée des pertes. Ces dernières sont définies par la CRE et ne sont pas connues à date de mise en consultation du projet de

règles. Les modalités de calcul de la thermosensibilité ne sont donc pas décrites dans le projet de règles mis en consultation.

Toutefois, les pertes étant proportionnelles au soutirage et le soutirage étant globalement thermosensible, le volume de pertes est donc sensible à la température. Une méthode d'estimation de cette sensibilité devra donc être décrite.

3.5.5 Prise en compte des effacements certifiés activés

Le décret dispose que « *la consommation constatée d'un client qui a contribué à la constitution d'une capacité d'effacement certifiée est corrigée de la puissance effacée conformément aux règles relatives au mécanisme de capacité.* »

La consommation constatée pour chaque heure de pointe PP1 d'un consommateur engagé dans une capacité d'effacement certifiée et activée est égale à sa consommation effective sur l'heure de pointe considérée. A cette valeur est ajouté le volume d'effacements certifiés activés sur cette heure. On fait ici l'hypothèse qu'il est techniquement possible de déterminer un volume d'effacements activés par consommateur : ce volume peut résulter d'une mesure individuelle ou bien de l'application d'une clef de répartition sur un volume d'effacements attesté au niveau de la capacité d'effacement certifiée. Les règles du mécanisme de capacité précisent par ailleurs qu'un site de soutirage ne peut appartenir qu'à une seule capacité d'effacement certifiée. Les règles du mécanisme de capacité proposées par RTE décrivent la méthodologie de calcul de l'obligation d'un fournisseur en prenant en compte les effacements certifiés activés. Elles ne traitent en revanche pas des flux financiers entre acteurs (fournisseur, consommateur, opérateur d'effacement éventuel).

3.5.5.1 Cas des consommateurs non thermosensibles

L'obligation du fournisseur est la somme de la puissance de référence de chacun des sites à laquelle est ensuite appliqué un coefficient de sécurité. Son obligation est donc égale à la consommation mesurée augmenté du volume d'effacement activé certifié. Pour déterminer son obligation, le fournisseur n'a pas besoin de connaitre précisément les effacements certifiés activés : il lui suffit de connaitre la somme sur son périmètre des effacements certifiés activés ou simplement la consommation constatée corrigée des effacements activés certifiés. Si les effacements sont correctement évalués, tout se passe pour le fournisseur (en termes de volume d'obligation) comme si ses consommateurs ne s'étaient pas effacés. **L'obligation du fournisseur ne dépend donc pas du volume d'effacements certifiés activés**.

La difficulté réside en revanche dans la répercussion du coût de l'obligation sur les clients du fournisseur. Pour facturer à ses clients le montant d'obligation résultant des effacements certifiés activés, le fournisseur doit avoir soit accès aux sites concernés avec les volumes d'effacements correspondants soit disposer de la part du gestionnaire des réseaux non pas de la consommation mesurée mais de la consommation mesurée corrigée des effacements de consommation. Dans le cas contraire, le fournisseur n'a d'autre choix que de répartir l'obligation résultant des effacements entre tous ses clients. Il en résulte un effet d'aubaine potentiel pour le consommateur s'effaçant : il a une obligation correspondant approximativement a sa consommation effective (puisque le montant de l'obligation correspondant à la consommation effacée est réparti entre tous les consommateurs) et bénéficie par ailleurs d'une rémunération pour son effacement. Par exemple, si sa consommation est nulle suite à l'effacement, il n'est assujetti à aucune obligation et il perçoit par ailleurs une rémunération correspondant à la puissance effacée (au titre des garanties de

capacité). Or, le même consommateur s'effaçant en vue de réduire simplement le montant de son obligation ne bénéficiera pas de cette rémunération : il aura simplement une obligation nulle. Ainsi, le principe de non discrimination du décret « *entre la réduction du montant de l'obligation de capacité par une réduction de la consommation et la certification de capacité d'effacement n'est pas respecté* ».

Dans le contexte réglementaire actuel (première option), **il apparait nécessaire que le fournisseur dispose in fine des consommations corrigées des effacements activés certifiés par site**. Or, cela pourrait soulever des difficultés juridiques en matière de la concurrence (ces questions ne concernent pas spécifiquement le marché de capacité mais de manière générale les relations entre les opérateurs d'effacements indépendants et les fournisseurs ; elles sont traités par ailleurs dans le cadre des travaux en cours sur la mise en œuvre des dispositions prévues par l'article 14 de la loi Brottes).

La solution alternative (seconde option) revient à prévoir un versement de la part des sites concernés selon des modalités régulées, qui pourrait être intégrée au versement en cours de définition pour déclinaison de l'article 14 de la loi Brottes. Dans ce cas, le fournisseur n'a pas besoin de connaître précisément au niveau des sites les consommations corrigées des effacements. Il facture ses clients sur la base de la consommation mesurée (sans tenir compte des effacements). Le « surplus » d'obligation résultant des effacements certifiés activés est rémunéré par l'opérateur d'effacement. Une évolution correspondant à une extension de l'article 14 de la loi Brottes à la capacité permettrait un traitement symétrique entre l'énergie et la capacité et pourrait alors être privilégiée.

Dans tous les cas, à l'horizon de la mise en place du mécanisme de capacité, les questions juridiques actuellement en cours d'instruction par ailleurs devront avoir trouvé des réponses satisfaisantes afin que le fournisseur soit en mesure d'affecter l'obligation au consommateur qui en est la source ou d'obtenir de la part de ce dernier la rémunération correspondante dans un schéma régulé.

3.5.5.2 Spécificité pour les effacements sur des clients thermosensibles

L'évaluation du gradient du fournisseur se fait sur la base des consommations constatées corrigées des effacements certifiés activés. C'est sur ce nuage de points que la régression linéaire est appliquée. Ainsi, l'activation d'effacements sur son périmètre n'a aucun impact pour le fournisseur sur l'évaluation de sa thermo-sensibilité. En revanche, le principe de non discrimination entre réduction de l'obligation et effacement certifié activé est très difficile à atteindre. Ceci est principalement dû au fait que la régression linéaire est appliquée sur la totalité de la période de livraison et pas seulement la période de pointe. Supposons deux situations : un effacement activé toutes les heures de PP1 sans être certifié et un effacement identique certifié et activé selon les mêmes modalités. Il est possible de calculer un écart d'obligation générée par l'effacement « implicite ». Par ailleurs, il est possible (selon des modalités précises à décrire) de calculer le volume d'effacements certifiés intégrant la thermosensibilité de l'effacement (effectuer une régression linéaire sur les puissances effaçables sur les heures de pointe PP2). On obtient deux valeurs différentes : pour un effacement fortement thermosensible, la certification est préférable ; pour un effacement non thermosensible (mais s'appliquant sur des clients thermosensible), l'effacement implicite peut être préférable.

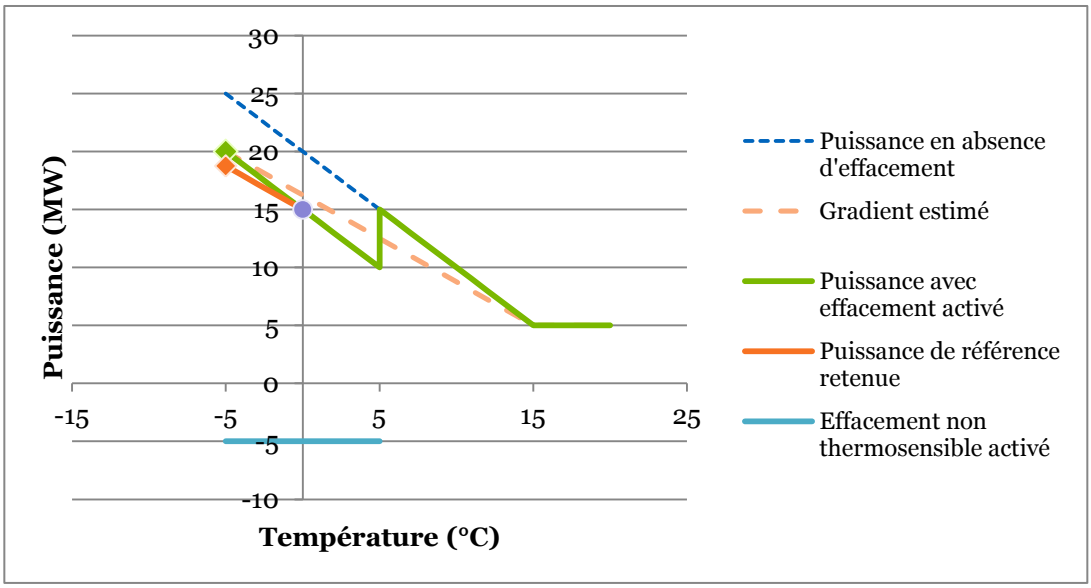
Le cas d'école suivant permet d'illustrer ce phénomène.

Les hypothèses sont les suivantes :

- on considère un portefeuille thermosensible dont la dépendance à la température est parfaitement linéaire pour les températures en dessous de 15°C avec un gradient de 1 MW/°C ;
- les heures PP1 correspondent à des heures à une température à 0°C ;
- la température extrême est définie à -5°C.

Cas 1 : en dessous de 5°C un effacement de 5 MW (non thermosensible) est systématiquement déclenché.

Le graphique température/consommation qui servira à estimer le gradient est le suivant.

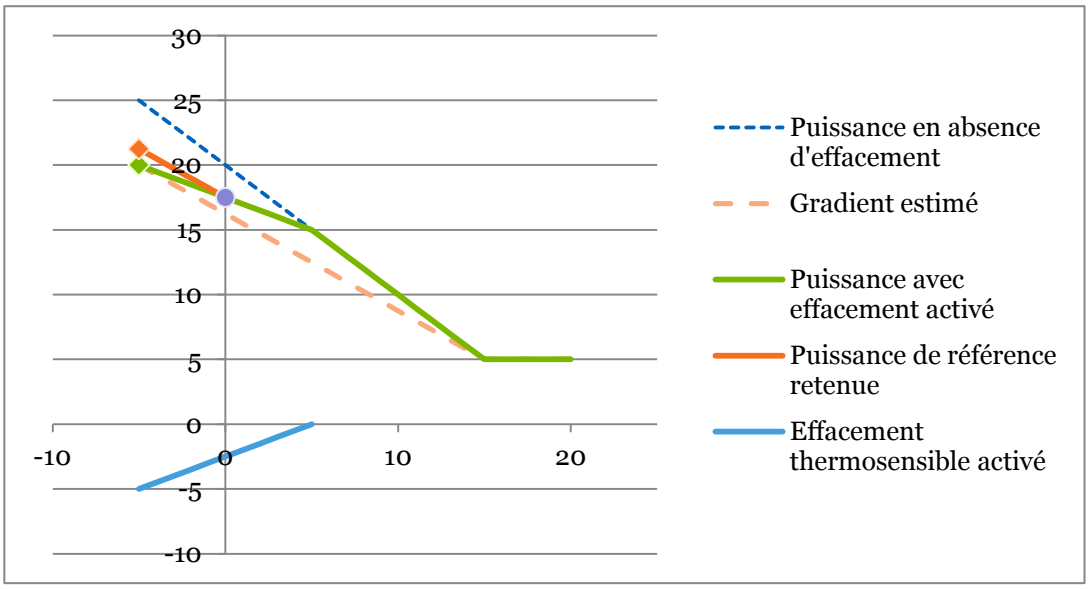


Le gradient estimé par la méthode proposée est de 0,75 MW/°C (courbe orange pointillée).

La consommation constatée sur PP1 vaut 15 MW (point violet). L'application du gradient aboutit à une puissance de référence de 18,75 MW (losange orange) alors que le consommateur consomme 20 MW quand la température est de -5°C (losange vert).

Cas 2 : en dessous de 5°C un effacement thermosensible de gradient 0,5 MW/°C est systématiquement déclenché.

Le graphique température/consommation qui servira à estimer le gradient est le suivant.



Le gradient estimé par la méthode proposée est de 0,75 MW/°C (courbe orange pointillée)

La consommation constatée sur PP1 vaut 17,5 MW (point violet). L'application du gradient aboutit à une puissance de référence de 21,25 MW (losange orange) alors que le consommateur consomme 20 MW quand la température est de -5°C (losange vert).

Une approche régulée (extension de l'article 14 de la loi Brottes à la partie capacitaire) peut soulever une difficulté pour identifier le volume sur lequel devrait être appliquée le versement régulé. Pour répondre à cette question il convient en toute rigueur de connaitre les modalités de facturation de la capacité par le fournisseur. On peut faire l'hypothèse que le fournisseur facture ses clients sur la base de l'application de la formule de régression linéaire sur les consommations réellement mesurées (hypothèse simplificatrice, revenant à dire que le fournisseur transmet exactement à ses clients le montant d'obligation de capacité générée par leur consommation). Dans ce cas, il récupère de la part de ses clients un certain volume d'obligation. Le volume global qui lui est notifié par RTE résulte de l'application de la régression linéaire sur les consommations constatées corrigées des effacements. L'écart d'obligation qui en résulte pourrait être affecté à l'opérateur d'effacement. Cela revient in fine à affecter à l'effacement une thermosensibilité correspondant à l'écart de gradient entre les deux situations évoquées ci-dessus. Or, si on effectue une régression linéaire sur les effacements, on obtient un volume d'effacement différent de l'écart d'obligation.

Préalablement à la mise en œuvre de cette approche, il serait donc nécessaire de statuer sur la méthode retenue pour déterminer le volume sur la base duquel l'opérateur d'effacement doit indemniser le fournisseur.

3.5.6 Dispositions particulières

3.5.6.1 Calcul de l'obligation correspondant à la compensation des pertes constatées sur les réseaux publics de transport et de distribution

La méthodologie de calcul de l'obligation correspondant à la compensation des pertes constatées sur les réseaux publics de transport et de distribution est adhérente aux modalités de détermination de la consommation constatée associée à la compensation des pertes.

L'approche pour l'instant indiquée dans le projet de règles pourrait être appliquée en l'état pour les pertes. Cela correspondrait à (1) l'ajout au périmètre d'un fournisseur des blocs d'énergie qu'il a fournit au titre de la compensation des pertes sur le RPT et sur le RPD pendant PP1 et (2) le portage par les gestionnaires de réseau de l'obligation résiduelle liée à l'écart entre le volume des pertes constatées pendant PP1 et la somme des blocs d'énergie fournis par les fournisseurs.

3.6 Articulation temporelle de l'obligation des fournisseurs

3.6.1 Avant l'année de livraison

Pour un exercice du mécanisme de capacité, deux dispositifs jalonnent la période précédant l'année de livraison.

La publication des paramètres de l'obligation de capacité. Cette publication a lieu au plus tard le 1er novembre, 4 années avant l'année de livraison.

Les publications de RTE des prévisions du niveau global de garanties de capacité permettant de satisfaire l'obligation de capacité de tous les fournisseurs en respect avec les dispositions du I de l'article 18 du décret. La première publication pour une année de livraison se fera conjointement avec celle des paramètres de l'obligation de capacité. Les suivantes se feront à une fréquence annuelle au plus tard le 1er septembre de chaque mois.

3.6.2 Pendant l'année de livraison

Comme indiqué au § 3.2 l'année de livraison retenue dans le projet de règles débute au 1er juillet de l'année N et s'achève au 30 juin de l'année N+1.

Au sein de cette année de livraison est définie une période de livraison qui correspond à une formalisation de la période dite « hivernale », période qui concentre le risque de défaillance et sur laquelle les jours de PP1 pourront être retenus.

3.6.3 Après l'année de livraison

3.6.3.1 Dispositions du décret

Plusieurs dispositions du décret précisent l'articulation des différentes étapes qui suivent l'année de livraison. Elles sont applicables directement.

Notification de l'obligation : « *Quinze jours au moins avant la date limite de cession des garanties de capacité, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité notifie à chaque fournisseur le montant de son obligation de capacité* »

Date limite de cession : « *la date limite de cession des garanties de capacité, au-delà de laquelle les cessions de garanties de capacité ne sont plus possibles* »

Date limite de recouvrement : « *la date limite de recouvrement des garanties de capacité, à laquelle chaque fournisseur doit disposer du montant de garanties de capacité correspondant à son obligation ; elle est fixée au plus tard deux mois après la date limite de cession* »

Notification du déséquilibre d'un acteur obligé et du montant du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des acteurs obligés : « *Au plus tard quinze jours après la date limite de cession, il [RTE] notifie à chaque fournisseur son déséquilibre et le règlement financier correspondant à son rééquilibrage en capacité* »

3.6.3.2 Modalités retenues dans le projet de règles

Le premier jalon qui articule le dispositif à l'issue de l'année de livraisons correspond à la notification de l'obligation. La disposition retenue dans le projet de règles correspond à une notification de l'obligation au plus tard le 1er novembre de l'année N+2. Ce jalon est déterminé par le délai nécessaire à la récupération des données de consommation constatée, notamment pour la consommation profilée.

A partir de cette date limite à laquelle RTE devra avoir notifié aux acteurs obligés le volume de leur obligation, la Date Limite de Cession d'une année de livraison donnée est fixée au 15 novembre de l'année N+2 dans le respect des dispositions du décret. En conséquence, la disposition du décret impose une date limite de recouvrement au plus tard le 15 janvier N+3

Il est ensuite propose que la notification du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des acteurs obligés doit se faire au plus tard le 20 novembre de l'année N+2.

Les processus de recouvrement et versement des règlements financiers sont des processus en deux temps avec tout d'abord un recouvrement des règlements dus par les acteurs obligés puis un versement des montants dus aux acteurs obligés dans la limite des montants recouvrés. En conséquence, il est rajouté une date de limite de recouvrement des règlements dus par les acteurs obligés, fixée au 15 Décembre de l'année N+2, au delà duquel RTE procède aux versements des sommes dus aux acteurs obligés.

4. CERTIFICATION DES CAPACITES

4.1 Vision générale sur la certification des capacités

La certification vise à valoriser une capacité à hauteur de sa contribution à la réduction du risque de défaillance au travers du volume de garanties qui lui est alloué.

Cette contribution renvoie aux caractéristiques propres de la capacité qui est à mettre en regard du système électrique donné et du critère de sécurité d'alimentation retenu par les pouvoirs publics. Ainsi la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance est indépendante du choix des paramètres de certification.

Tout l'enjeu de la définition de ces paramètres est donc de traduire au mieux la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.

4.1.1 Acteurs de la certification des capacités

4.1.1.1 Exploitant

Au titre de l'article 321-16 du Code de l'énergie, toute installation de production ou d'effacement raccordée au réseau public de transport ou au réseau public de distribution doit faire l'objet, par son exploitant, d'une demande de certification auprès du gestionnaire du réseau public de transport. Le décret précise au II de l'article 8 que le dossier de demande de certification est présenté au gestionnaire de réseau public de distribution si la capacité est raccordée au réseau public de distribution.

Les règles contiennent des définitions précises des exploitants de capacité. Le projet daté du 11 septembre 2013 distingue les exploitants selon la nature de leurs capacités (production et effacement).

4.1.1.1.1 L'exploitant d'une capacité de production

Dans le cadre du projet de Règles, l'exploitant d'une capacité de production est défini comme le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau de Transport (CART), du Contrat d'Accès au Réseau de Distribution (CARD), ou du contrat de décompte relatif à un site d'injection.

4.1.1.1.2 L'exploitant d'une capacité d'effacement

Les règles du mécanisme de capacité doivent pouvoir permettre de certifier des capacités d'effacement exploitées soit directement par un consommateur, soit par un agrégateur. A cet effet, la finalisation des règles devra être informée de la conclusion des travaux actuellement en cours sur la déclinaison réglementaire de l'article 14 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 (loi Brottes) sur la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'électricité (un opérateur d'effacement procédant à des NEBEF doit pouvoir valoriser en propre la capacité correspondante sur le marché de capacité).

Dans le cadre du projet de règles, l'exploitant d'une capacité d'effacement est défini :

- soit comme le titulaire d'un Contrat d'Accès au Réseau, Contrat de Service de Décompte, Contrat Unique, ou contrat au tarif de vente réglementé des Sites de Soutirage ;
- soit une personne morale disposant d'un mandat délivré par le titulaire Contrat

d'Accès au Réseau, du Contrat de Service de Décompte, du Contrat Unique, ou du contrat au tarif de vente réglementé du Site de Soutirage, pour chaque Site de Soutirage constituant la Capacité d'Effacement.

4.1.1.2 Responsable de périmètre de certification

Le décret sur l'obligation de capacité prévoit la possibilité de grouper les capacités de un ou plusieurs exploitants distincts dans un *périmètre de certification* afin de foisonner les écarts constatés au niveau de chaque capacité. Le responsable de périmètre de certification (RPC) est la personne morale responsable financièrement des écarts des exploitants des capacités de son périmètre. Il est redevable de la pénalité due par les exploitants et prévue par l'article L.335-3 du Code de l'énergie.

La qualité de responsable de périmètre de certification s'acquiert par la signature d'un contrat avec RTE.

4.1.2 Niveau de capacité

4.1.2.1 Niveau de capacité certifié et niveau de capacité effectif

4.1.2.1.1 Retour sur les dispositions du décret

Le décret instaure un processus de certification basé sur un niveau de capacité certifié puis un contrôle sur la base d'un niveau de capacité effectif.

> *Le **niveau de capacité certifié** […] reflète la contribution de cette capacité à la réduction du risque de défaillance pendant l'année de livraison.* (Article 1er)
>
> *Le **niveau de capacité effectif** reflète, pour une année de livraison donnée, la contribution réelle de la capacité à la réduction du risque de défaillance pour une année de livraison donnée.* (Article 1er)

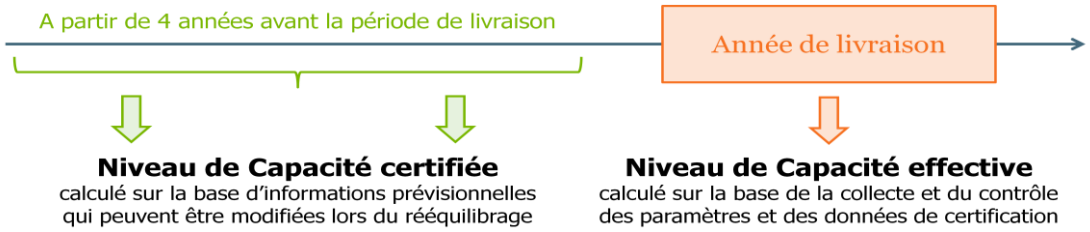


Figure 30 : Articulation niveau de capacité certifié et niveau de capacité effectif (Source : RTE, CAM du 11/07)

Ces deux notions sont indissociables.

4.1.2.1.2 Approche sur le réalisé ou approche normative

Le niveau réel de sécurité d'approvisionnement dépend de la disponibilité effective des capacités durant les périodes de tension, et le volume de garanties attribué à une capacité doit traduire sa contribution à la réduction du risque de défaillance. La certification se réalisant en amont (à partir de 3 ou 4 années avant la période de livraison pour les capacités de production existantes) et la mesure du niveau de capacité effectif en aval de la période de livraison, il en résulte nécessairement des écarts. Ceux-ci peuvent être traités différemment, ce qui définit deux approches applicables à la certification :

- la première approche repose sur l'*individualisation* des écarts entre le niveau de

capacité certifié (qui a conduit à l'attribution des garanties de capacité) et le niveau de capacité effectif, qui sont portés par les RPC : la certification initiale peut se baser sur des données déclaratives (ce sont les exploitants qui disposent des meilleures informations sur la disponibilité prévisionnelle) ;

- la seconde approche consiste en la *mutualisation* des écarts entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif : il est alors possible que la certification initiale soit basée sur des valeurs normatives (typiquement par filière) associées à des engagements minimaux en temps réel.

Le décret dispose que l'exploitant indique dans sa demande de certification « *la disponibilité prévisionnelle de la capacité durant la période de pointe PP2* » (II de l'article 8). Il prévoit explicitement un mécanisme de responsabilisation des RPC sur les écarts entre leurs engagements sur le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif. Il s'inscrit donc dans la philosophie de la première des deux approches exposées ci-dessus. Ainsi, à supposer même que la normalisation de certains paramètres soit conforme aux dispositions du décret, une telle approche n'est pas privilégiée par RTE. Il est donc proposé de décliner dans les règles l'approche reposant sur l'individualisation des écarts.

Celle-ci présente plusieurs avantages.

En premier lieu, en privilégiant une approche déclarative plutôt qu'une approche normative, **le niveau de capacité certifié d'un exploitant n'est pas limité du fait des performances des autres exploitants ; les exploitants ne portent pas des risques induits par d'autres acteurs**. Par opposition, une approche normative conduirait nécessairement à pénaliser les exploitants les plus performants d'une filière donnée au bénéfice des moins performants. Dans une approche individualisée, chaque exploitant est en mesure de récupérer la totalité de l'effet d'une amélioration des performances de sa capacité puisque la valeur ne sera pas mutualisée contrairement à une approche normative.

L'exploitant de capacité a la main sur la valeur du niveau de capacité certifié et décide de la disponibilité prévisionnelle de sa capacité. Dès lors, il ne paraît pas envisageable de ne pas lui faire porter la responsabilité d'un écart du réalisé par rapport à cette prévision. En effet, cela conduirait à une estimation systématiquement biaisée de la capacité et serait contraire à la lettre du décret. La décision des pouvoirs publics d'une certification sur une base déclarative conduit donc nécessairement au choix d'une approche sur la base du réalisé pour la détermination du niveau de capacité effectif.

En second lieu, **ce schéma conduit à assurer un lien plus étroit entre l'état physique du système et les informations véhiculées par le mécanisme de capacité : le maintien de ce lien jusqu'au dernier guichet de rééquilibrage doit permettre l'émergence d'une gestion dynamique de l'adéquation de capacité dans l'intérêt du consommateur**. Ainsi, dans le cas où certains exploitants anticipent une diminution de leur contribution prévisionnelle à la réduction du risque de défaillance (aléa technique, maintenance exceptionnelle, décision de fermeture d'un groupe), ils sont incités à procéder à un rééquilibrage : le niveau de capacité certifié diminue alors, ce qui peut susciter l'émergence de nouvelles capacités et d'actions de maîtrise de la demande d'électricité en pointe côté obligation.

La boucle de rétroaction apparaît comme un paramètre important de stabilité du mécanisme mis en place, en créant une force de rappel qui lie les deux termes de l'équilibre offre-demande. Il s'agit d'un choix particulièrement dimensionnant pour les capacités capables d'être mises en œuvre rapidement, en particulier les effacements et autres actions de maitrise de la consommation à la pointe. *A contrario*, le choix de ne pas prendre en compte les leviers de court terme aboutit alors à une mutualisation des aléas des capacités et en fait porter le coût sur la collectivité (en pratique, cela revient à augmenter le coefficient de sécurité porté par tous les consommateurs).

Enfin, ce schéma offre l'avantage de la simplicité : le nombre de garanties de capacité attribuées in fine à un moyen dépend directement de la disponibilité de ce moyen sur PP2, ainsi que de ses caractéristiques techniques l'année de livraison. Il limite en cela le risque d'apparition de « capacités fantômes » puisque la disponibilité réelle est prise en compte. Par opposition, dans le cas d'une approche normative, le nombre de garanties de capacité attribuées à un moyen est basé sur des valeurs fixées ex-ante et déterminées dans les règles (approche historique, par filière, …). Ces valeurs peuvent être sources de contestation de la part d'acteurs considérant, sur la base de données effectivement mesurées, que leurs moyens sont plus performants que les moyens de référence pris en compte.

La disposition retenue dans le projet de règles pour le processus de certification correspond à une certification déclarative du niveau de capacité certifié par les exploitants avec un contrôle du réalisé pour mesurer le niveau de capacité effectif.

4.1.2.1.3 Capacités intermittentes

Le régime applicable aux capacités intermittentes a fait l'objet de discussions durant la première phase de concertation sur les règles. Certains participants considèrent que même sous l'hypothèse où une approche déclarative avec contrôles sur le réalisé serait retenue, la nature intermittente de certaines capacités nécessiterait de retenir une approche différente (normative). En effet, les aléas affectant ces capacités sont de nature exogène (disponibilité de la ressource primaire) et donc par définition faiblement maitrisables par les exploitants de ces capacités[22].

A ce stade, le projet de règles du 11 septembre 2013 ne retient pas cette option, qui pourra faire l'objet de discussions ultérieures. Néanmoins, la normalisation des aléas associés à l'intermittence constitue une option possible d'organisation du mécanisme de capacité (il

[22] Un parallèle peut être fait avec la correction climatique qui est mise en œuvre côté obligation pour insensibiliser l'obligation des acteurs obligés de la réalisation de l'aléa climatique. Si l'aléa climatique est neutralisé côté obligation, il devrait l'être également côté certification. Il est néanmoins important de souligner que le retraitement qui est fait côté obligation ne porte pas sur l'ensemble des aléas exogènes mais bien uniquement sur l'aléa climatique. En effet, il s'agit de ramener la situation réalisée à une situation représentative du risque contre lequel le système cherche à se couvrir, c'est à dire une vague de froid. C'est dans cette perspective qu'il est proposé dans le projet de règles qu'une correction soit effectuée pour les capacités thermosensibles (il ne s'agit pas ici des capacités intermittentes mais de certains effacements par exemple) de sorte à leur allouer un niveau de capacité cohérent avec leur contribution en situation de vague de froid de type décennale.

s'agit d'aller « un cran plus loin » dans la normalisation que la proposition actuellement débattue). Les éléments qui suivent font le point sur l'état de la discussion en cours.

Tout d'abord, une certification normative des moyens de production intermittents pose le même type de question que pour les autres moyens : sans correction sur la base de la disponibilité constatée, **une approche purement normative conduit à attribuer des garanties à des capacités indépendamment de leur contribution effective à la réduction du risque de défaillance**, et ce même si la non disponibilité d'un moyen de production est le fait de l'exploitant (capacité indisponible une partie de l'hiver par exemple). Des raffinements peuvent être introduits pour y remédier (le dispositif doit permettre de distinguer les aléas exogènes de ceux qui sont maîtrisables par l'exploitant), mais cette approche nécessite des retraitements complexes et accroissent la complexité du dispositif.

En second lieu, **l'approche normative ne permet pas de faire jouer les différents leviers du mécanisme de capacité**, notamment l'émergence de nouvelles capacités à des échéances proches de l'année de livraison. Des aléas sur l'hydraulicité peuvent typiquement être décelés entre l'année A-3 et la période de livraison. Dans ce cas, les dispositifs prévus par le décret et déclinés dans les règles (rééquilibrage des exploitants concernés) doivent conduire à transmettre les informations correspondantes au marché (par exemple une augmentation des prix suite à une diminution des perspectives de disponibilité effective de certains moyens), ce qui offre à de nouvelles capacités (typiquement des effacements à des échéances proches de l'année de livraison) un espace économique. Cet argument, valable pour toutes les capacités, l'est également pour les capacités intermittentes.

En troisième lieu, **l'impact d'une certification sur la base du déclaratif avec détermination sur la base du réalisé** du niveau effectif **sur la « stabilité » du dispositif n'apparaît pas évident au stade actuel des discussions**. RTE a réalisé des études pour estimer de manière chiffrée le niveau de variabilité des dispositifs retenus. Les résultats sont présentés au § 4.2.4.2.4 et la variabilité des capacités intermittentes n'apparaît pas un élément dimensionnant comparativement à celle de la filière nucléaire. Durant la concertation, certains acteurs ont souligné la nécessité de réaliser des études sur des historiques plus longs, la variabilité étant pluriannuelle. RTE invite les acteurs disposant d'historiques plus longs à partager leurs études et les données utilisées ayant servi à ces études, afin de poursuivre l'analyse de cette question.

Ces considérations ont conduit à ne pas retenir à ce stade de régime spécifique pour les capacités intermittentes. Si une telle prise en compte devait être envisagée, l'intégration implicite (et non pas explicite) des capacités intermittentes dans le mécanisme de capacité serait une piste à étudier (sans engagement de disponibilité, il n'y a pas de plus-value par rapport à la situation actuelle en termes de sécurité d'alimentation à parc inchangé). A l'instar des capacités localisées hors du territoire national, ces capacités seraient prises en compte au niveau de l'obligation de capacité via une réduction du coefficient de sécurité. Cette solution n'apparaît néanmoins pas en ligne avec la perspective d'une intégration croissante des énergies intermittentes (souvent renouvelables) dans les marchés de l'électricité. En effet, dans une optique de développement de l'intermittence, il est important

de favoriser les leviers de flexibilité, tant côté offre que côté demande avec le développement des effacements de consommation. Un traitement normatif des moyens intermittents peut conduire à limiter la valeur attribuée aux moyens flexibles.

En revanche, **un régime spécifique devra de toutes les manières être mis en place pour les capacités bénéficiant de l'obligation d'achat**. La CRE consulte actuellement les acteurs sur ce sujet.

4.1.2.1.4 Aléas fortuits

La prise en compte des aléas fortuits présente le même type de difficulté que celles exposées ci-dessus. Indépendamment de la bonne foi des exploitants, il est très délicat de déterminer en amont une règle permettant de distinguer les aléas acceptables (parce que fortuits, donc indépendants de la volonté de l'exploitant) des autres. A l'instar des modalités de règlement des écarts en vigueur sur les marchés de l'énergie, c'est plutôt par un système d'incitations sain qu'il conviendrait selon RTE de traiter ces questions.

L'approche privilégiée a soulevé des interrogations quant à une éventuelle double prise en compte des aléas fortuits : une fois au moment de la certification et une autre fois lors du réalisé. La possibilité de se rééquilibrer pendant la période de livraison permet d'éviter ce double comptage. Les exploitants peuvent ainsi ajuster leur niveau de capacité certifié en fonction de la réalisation des aléas fortuits. Les années durant lesquelles les exploitants se trouvent avoir un niveau de fortuit plus important, les exploitants ajustent alors à la baisse leur niveau de capacité et à l'inverse pour les années avec un niveau d'aléa fortuit moins important.

Par ailleurs, les règles prévoient différentes dispositions permettant d'atténuer cet effet :

- l'écart entre le niveau de capacité certifié et le niveau de capacité effectif est évalué au niveau du périmètre du RPC ce qui permet de profiter du foisonnement entre capacités ;
- l'engagement de disponibilité n'est pas regardé heure pas heure mais sur l'ensemble de la période PP2 ce qui permet de profiter d'un foisonnement temporel ;

4.1.2.2 Certification déclarative avec contrôle sur le réalisé

Le calcul du nombre de garanties de capacité allouées à un moyen repose sur des éléments déclaratifs fournis par l'exploitant de capacité. Ainsi, chaque capacité est certifiée selon ses caractéristiques propres. Le niveau de capacité certifiée est basé en partie sur la disponibilité prévisionnelle de la capacité sur la période PP2 comme le précise le décret : « *Le niveau de capacité certifié […] tient compte notamment de la disponibilité prévisionnelle de celle-ci [la capacité] durant la période de pointe PP2 de l'année de livraison* » (Article 1er).

Tous les éléments d'ordre déclaratif sont ensuite mesurés lors de l'année de livraison sur la période PP2 pour établir le niveau de capacité effectif. Le niveau de capacité effectif est alors calculé avec le même algorithme que pour le calcul du niveau de capacité certifié.

Une visibilité est assurée entre niveau de capacité certifié et niveau de capacité effectif. Le choix d'un algorithme commun pour ces deux niveaux conduit à fixer les paramètres de certification au début d'un exercice du mécanisme. Ils sont alors stables sur toute sa durée. Les seuls paramètres pouvant faire varier le niveau de capacité sont ceux déclarés par les exploitants. Ils disposent des éléments permettant d'anticiper leur volume de garanties allouées en cohérence avec le niveau de capacité effectif.

Le niveau de capacité certifié correspond ainsi à l'anticipation faite l'exploitant de son niveau de capacité effectif. La méthode proposée reproduit ainsi le schéma existant sur l'énergie : les acteurs sont libres sur le déclaratif, c'est le programme réalisé qui est retenu pour le calcul des écarts.

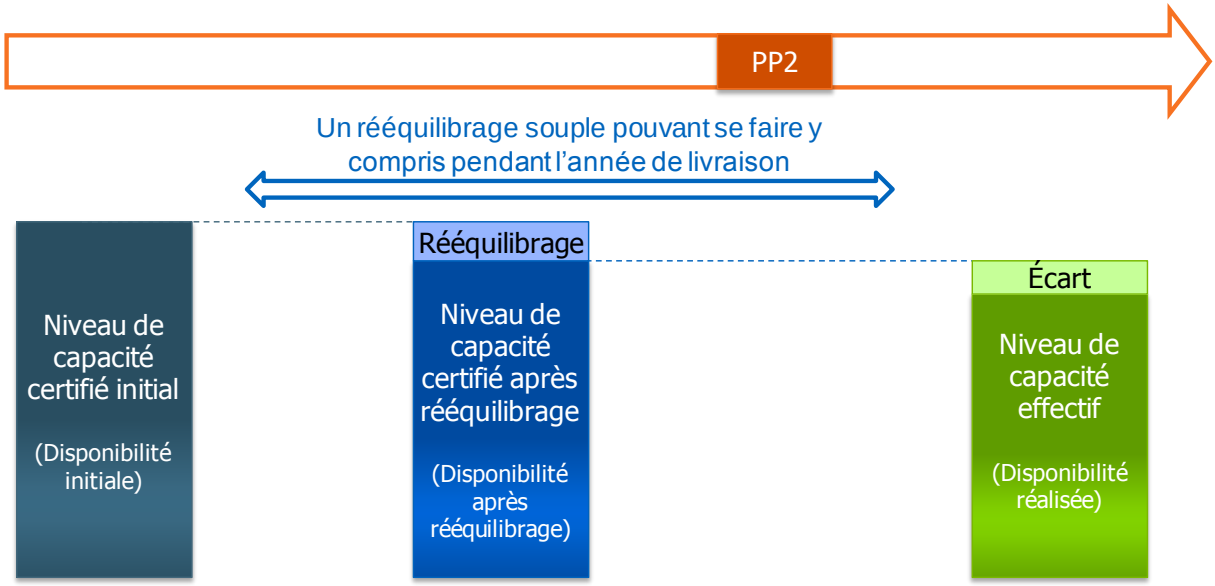


Figure 31 : Articulation du processus de certification

Si le niveau de capacité certifié renvoie à la certification et le niveau de capacité effectif au calcul effectué sur la base du réalisé, il est indispensable de rappeler le lien que permet le rééquilibrage tout au long du mécanisme, y compris pendant l'année de livraison.

En effet, le décret dispose d'une date limite à laquelle l'exploitant doit avoir présenté sa demande de certification. Cette date limite de demande, fonction des caractéristiques techniques des capacités, offre aux acteurs du mécanisme une visibilité sur l'état prévisionnel du système nécessaire au bon fonctionnement du mécanisme. Cependant, il ne s'agit pas d'imposer à l'exploitant une déclaration sur la disponibilité prévisionnelle de sa capacité sur laquelle il ne puisse pas revenir.

Le rééquilibrage correspond de fait à une « re-certification » de la capacité et permet à l'exploitant d'ajuster ses anticipations au fur et à mesure de la révélation de nouvelles informations sur sa capacité. Le coût du rééquilibrage, à ajouter au coût des garanties (qui renvoie au prix de marché) nécessaires au rééquilibrage du RPC, reflète le coût pour la collectivité de la révélation de l'information. Il est nul avant l'année de livraison et renvoie progressivement au coût des écarts pendant l'année de livraison.

Ce schéma conduit à assurer un lien étroit entre le physique et le papier. L'exploitant se voit in fine attribué un volume de garanties correspondant à son niveau réalisé ; il restitue/perçoit l'écart entre le volume déclaré dans le contrat de certification et le volume réalisé. Il est incité à réduire son écart, sachant qu'un écart faible correspond à un simple retraitement.

4.1.3 Période de pointe PP2

Le décret précise qu'une période de pointe désigne « *les heures d'une année de livraison durant lesquelles le risque de défaillance est le plus élevé, en particulier celles durant lesquelles la consommation nationale est la plus élevée* ». PP2 est la période de pointe utilisée dans les méthodes de certification et de contrôle des capacités.

Lors de la certification, le niveau de capacité certifié doit refléter la contribution de la capacité à la réduction du risque de défaillance pendant l'année de livraison, c'est-à-dire tenir compte de la disponibilité prévisionnelle durant la période de pointe PP2. La mesure en temps réel doit donc porter sur la disponibilité effective des moyens.

Le choix de la période PP2 correspond donc au choix de la meilleure mesure permettant d'obtenir un estimateur fiable de la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.

Dans le cas d'une année avec situations de défaillance, la meilleure mesure est obtenue en mesurant la disponibilité sur les heures durant lesquelles la défaillance a lieu. PP2 est alors constitué de ces heures. Cependant, les situations de défaillance sont par nature très rares (en pratique elles ne se sont jamais produites en France), d'autant plus que l'objectif est de limiter leur occurrence au niveau déterminé par les pouvoirs publics. Il est donc nécessaire de choisir PP2 pour estimer au mieux en situation de non défaillance la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.

4.1.4 Calcul du niveau de capacité

L'algorithme de calcul du niveau de capacité doit permettre d'allouer un volume de garanties à une capacité correspondant à sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

Différentes propositions se sont exprimées lors de la concertation sur l'algorithme de calcul du niveau de capacité avec une convergence sur une formule en plusieurs termes s'articulant sur

1) une puissance disponible durant PP2
2) un coefficient permettant de prendre en compte des contraintes techniques des capacités.

4.1.4.1 Puissance disponible

La définition de la puissance disponible doit permettre de respecter le principe qu'une capacité qui n'est pas disponible à la pointe ne contribue pas à réduire le risque de défaillance. Elle ne doit pas dans ce cas recevoir de garanties de capacité.

La définition de la puissance disponible retenue dans le projet de règles correspond à la puissance pouvant être activée sur PP2. A ce titre, elle permet bien de respecter le principe évoqué ci-dessus.

4.1.4.2 Contraintes techniques

Les contraintes techniques des capacités autres que la disponibilité qui peuvent influer sur la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance sont les suivantes :

- contraintes de stock ;
- commandabilité/Intermittence ;
- contraintes dynamiques.

Le choix de prendre ou non en compte certaines contraintes techniques renvoie à l'importance de ces contraintes dans la détermination de la contribution d'une capacité à la réduction du risque de défaillance.

Par ailleurs, différentes modalités de prise en compte ont été envisagées au regard des possibilités de mesure et de contrôles de certaines caractéristiques.

4.1.4.2.1 Contraintes de stock

Une capacité disponible tout l'année mais ne pouvant être activée qu'une heure contribue moins à la réduction du risque de défaillance qu'une capacité pouvant être activée sans contrainte. La prise en compte de ces contraintes est indispensable dans un système où l'aléa dimensionnant est une vague de froid qui présente une structure temporelle particulière : plusieurs heures d'affilées, plusieurs jours de suite.

D'un point de vue théorique, il est nécessaire de prendre en compte les caractéristiques techniques des capacités qui conduisent à des contraintes de stock journalier (nombre d'heures par jour où la capacité est capable d'être activée à puissance maximale par jour), hebdomadaire (nombre de jours consécutifs d'une semaine où la capacité est capable de fonctionner) et saisonnier (nombre de jours par an où la capacité est capable de fonctionner).

Au regard des caractéristiques d'une vague de froid, la contrainte saisonnière joue un rôle moins prégnante à partir du moment où la capacité est à même d'être activée 2 semaines.

Lors du démarrage du dispositif et dans un souci de simplification, il est proposé dans le projet de règles de ne pas prendre en compte la contrainte sur le stock saisonnier. Cette contrainte pourra être intégrée dans une version ultérieure du mécanisme.

4.1.4.2.2 Commandabilité / intermittence

Le caractère commandable ou intermittent d'une capacité est pris en compte en premier lieu dans l'approche retenue pour la certification des capacités. La capacité étant certifiée sur la base des déclarations de l'exploitant et ayant in fine un volume de garanties correspondant à sa contribution réelle, l'exploitant doit intégrer dans ses déclarations la variabilité de sa capacité.

Par ailleurs, il a été proposé de retenir un coefficient C prenant en compte le caractère commandable ou non de la capacité. Il permettrait par exemple de prendre en compte la corrélation de l'aléa intermittent avec les situations de défaillance. En effet, avec un système dont l'aléa prépondérant est l'intermittence, ajouter des capacités intermittentes ne sécurise pas le système quand bien même leur disponibilité moyenne est non nulle.

Au démarrage du mécanisme, au regard de la pénétration des énergies intermittentes et de la prédominance de l'aléa thermosensible, le coefficient C est pris égal à 1.

4.1.4.2.3 Contraintes dynamiques

Les contraintes dynamiques des groupes ne sont pas intégrées explicitement dans le projet de règles. Elles sont prises en compte, de manière indirecte. En effet, la définition d'une période PP2 ciblée et une certification avec contrôle sur le réalisé permet une valorisation d'une certaine forme de flexibilité. Les contraintes dynamiques des groupes qui ne permettraient pas aux capacités d'être disponibles les jours signalés par RTE sont prises en compte dans le calcul du niveau de capacité effectif.

4.1.4.2.4 Prise en compte des contraintes réseaux

Le projet de règles du 11 septembre 2013 ne prévoit pas de modalité spécifique de traitement des contraintes de disponibilité du réseau dans la certification des capacités. L'introduction d'un traitement spécifique des contraintes réseau dans les règles du mécanisme de capacité (qui conduirait à introduire une incitation localisée dans le cadre du dispositif de

certification) n'est pas exclue pour l'avenir, mais apparaît dans tous les cas incompatible avec les contraintes temporelles pesant sur l'élaboration des règles pour la première année de livraison.

Ceci ne signifie pas que la question n'est pas traitée, mais bien qu'elle l'est dans le cadre des dispositions contractuelles en vigueur entre chaque capacité et le gestionnaire du réseau auquel elle est raccordé (les capacités qui se raccordent au réseau peuvent ainsi être l'objet de limitations temporaires en matière d'injection notamment).

Cette question a été traitée lors de la concertation. Deux schémas ont été proposés.

Le premier schéma repose sur une mutualisation des contraintes réseau au niveau du coefficient de sécurité, les contraintes associées (indisponibilité des réseaux) étant neutralisées dans le calcul du niveau de capacité effectif.

1. La disponibilité du réseau devraient être prise en compte au niveau global pour ne pas surestimer le volume de capacités réellement disponible. Cependant, la correction est faible compte tenu de la disponibilité du RPD de l'ordre de 99,9%
2. Les contraintes prévues dans la convention de raccordement (par exemple limitations temporaires de capacité d'injection) doivent être prises en compte dans la certification
3. Les indisponibilités réseau pourraient être prises en compte dans le contrôle de la façon suivante :
   - Désensibilisation des contraintes réseau exogènes
   - Pas de désensibilisation des contraintes réseau provoquées par l'activation de la capacité, si elles ont été identifiées au préalable

(Source : ERDF, GT du 19/06)

Le second schéma consiste en une prise en compte des contraintes réseaux par les exploitants dans le niveau de capacité certifié, selon les termes de leurs modalités contractuelles d'accès au réseau.

Au moment de la certification :

- La certification se fonde sur les éléments déclarés par l'exploitant, qui doit prendre en compte l'aléa du réseau auquel sa capacité est raccordée.
- Les contraintes prévues dans les conventions de raccordement, par exemple limitations temporaires de capacité d'injection, doivent être prises en compte (fait partie des contrôles effectués par le GRD)
- Le GRD étudie les contraintes éventuellement engendrées par l'activation de la capacité et informe l'exploitant des risques et des mesures préventives à mettre en œuvre.

Au moment du contrôle :

- Le contrôle ex-post permet de reboucler avec la réalité : si le réseau n'était pas disponible à la hauteur anticipée par l'exploitant, le contrôle en tient compte
- L'exploitant peut le cas échéant se retourner contre le GR au titre de son contrat d'accès au réseau si les clauses de ce contrat ne sont pas respectées

(Source : ERDF, GT du 19/06)

RTE privilégie cette seconde option, qui présente l'avantage de ne pas faire porter à la collectivité un coût liée à l'incapacité d'évacuer la puissance de certaines installations alors même que c'est au niveau du couple {exploitant de capacité ; gestionnaire du réseau} que ces questions peuvent être traitées. Le fil conducteur des règles proposées est de conférer aux acteurs obligés des leviers pour gérer leur obligation, et pas de les exposer à des coûts qui sont pour eux complètement exogènes. Dès lors, si une approche visant à inciter à la localisation des capacités était à un stade ultérieur des discussions proposée (par exemple pour de futures années de livraison), RTE considère à ce stade qu'elle devrait s'inscrire dans une réflexion large sur la localisation (zonalisation du prix de l'énergie, modalités de partage des coûts lors du raccordement) et éventuellement prendre la forme d'un coefficient multiplicatif sur le volume de garanties attribuées.

4.1.4.3 Disposition retenue sur l'algorithme de calcul du niveau de capacité

Dans le respect des dispositions du décret et au regard des éléments mentionnés ci-avant, la formule de calcul du niveau de capacité (certifié ou effectif) retenue dans le projet de règles s'exprime sous la forme :

$$NiveauCapacité = PuissanceDisponiblePP2 \times K$$

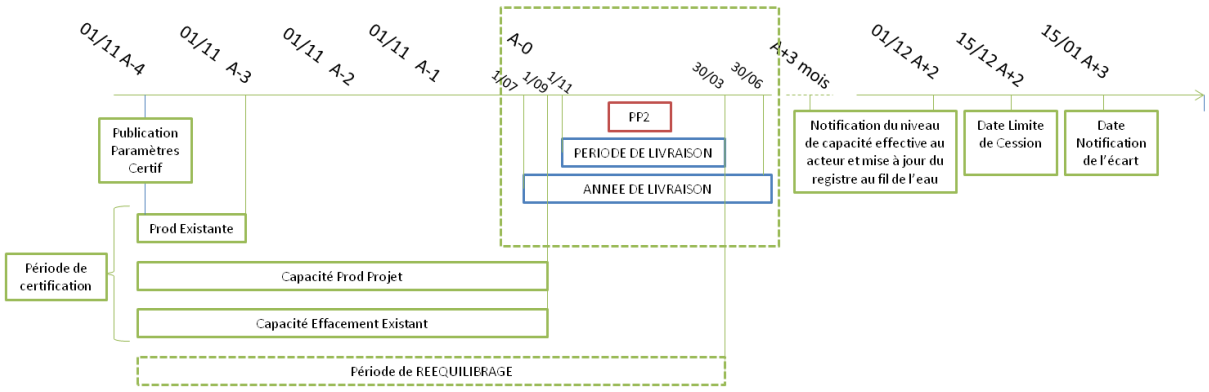
Le K retenu dans le projet de règles traite uniquement des contraintes de stock de la capacité et se décompose comme suit :

$$K = Kj \times Kh$$

Kj reflète l'influence des contraintes de stock journalières d'une capacité sur sa contribution à la réduction du risque de défaillance

Kh reflète l'influence des contraintes de stock hebdomadaires d'une capacité sur sa contribution à la réduction du risque de défaillance

Chronologie synthétique concernant la certification :



4.2 Période sur laquelle porte la certification des capacités (Période PP2)

4.2.1 Période PP2 : période d'estimation de la contribution à la réduction du risque de défaillance des capacités

Deux approches principales sont ressorties de la concertation :

- une approche « temporelle » dans laquelle la période de PP2 est une période non ciblée définie à l'avance correspondant aux jours ouvrés des mois de novembre à

mars. Les heures incluses dans PP2 sont pondérées mensuellement par le paysage de défaillance évalué plusieurs années avant l'année de livraison. La période PP2 est constituée d'environ 1200 heures ;

- une approche « consommation » dans laquelle PP2 est une période ciblée fonction des heures de plus forte consommation réalisée pendant l'année de livraison. Chaque heure de la période de pointe PP2 est équivalente. Cette définition de la période de pointe PP2 conduit à une volumétrie réduite, entre 100 et 300 heures.

La comparaison des périodes de défaillance issues des études d'Équilibre Offre-Demande probabiliste de RTE avec le rang du niveau de consommation des heures de défaillance donne la figure suivante.

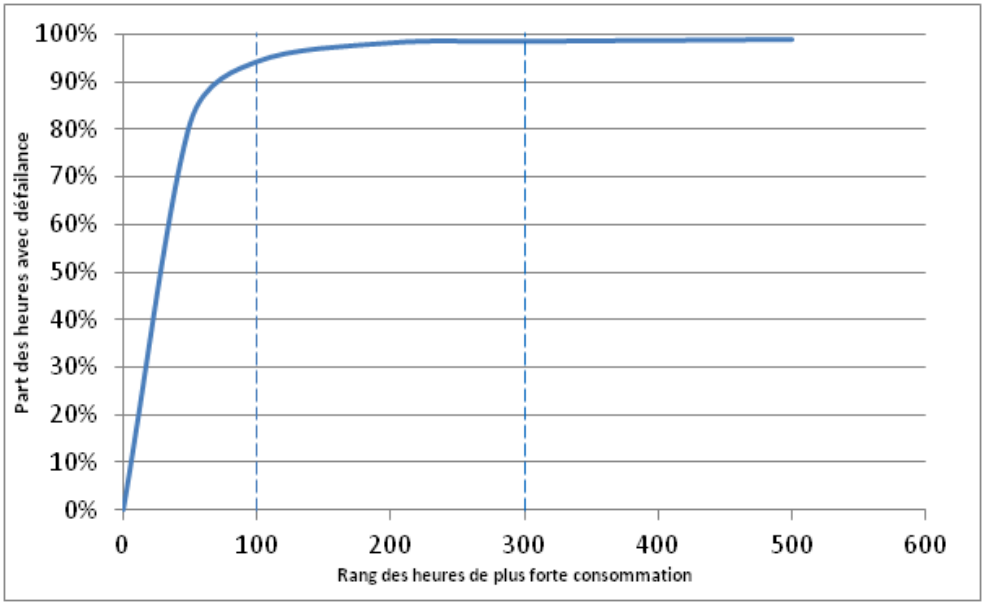


Figure 32 : Lien entre défaillance et heures de plus forte consommation

Deux résultats importants sont à retenir :

- les heures de plus fortes consommations sont un bon indicateur des situations de défaillance. 99% des heures de défaillance sont comprises dans les 300h de plus forte consommation ;
- les 100h de plus forte consommation contiennent 94% des heures avec défaillance.

En conséquence, une période PP2 ciblée, basée sur une approche consommation, de volumétrie réduite entre 100h et 300h de l'année de livraison est un choix cohérent pour estimer de façon pertinente la contribution à la réduction du risque de défaillance.

Compte tenu du lien entre la contribution à la réduction du risque de défaillance et les heures de plus forte consommation, deux capacités dont l'une est disponible tout l'hiver et l'autre uniquement lors des épisodes de forte consommation, ont la même contribution en termes de risque de défaillance. Elles doivent donc recevoir le même nombre de garanties de capacité.

Or le niveau de capacité est fonction de leur disponibilité sur la période de pointe PP2. Pour illustrer l'influence de la période PP2 sur le volume de garanties alloué à une capacité, le graphique ci-dessous considère deux capacités disponibles 100h et 500h.

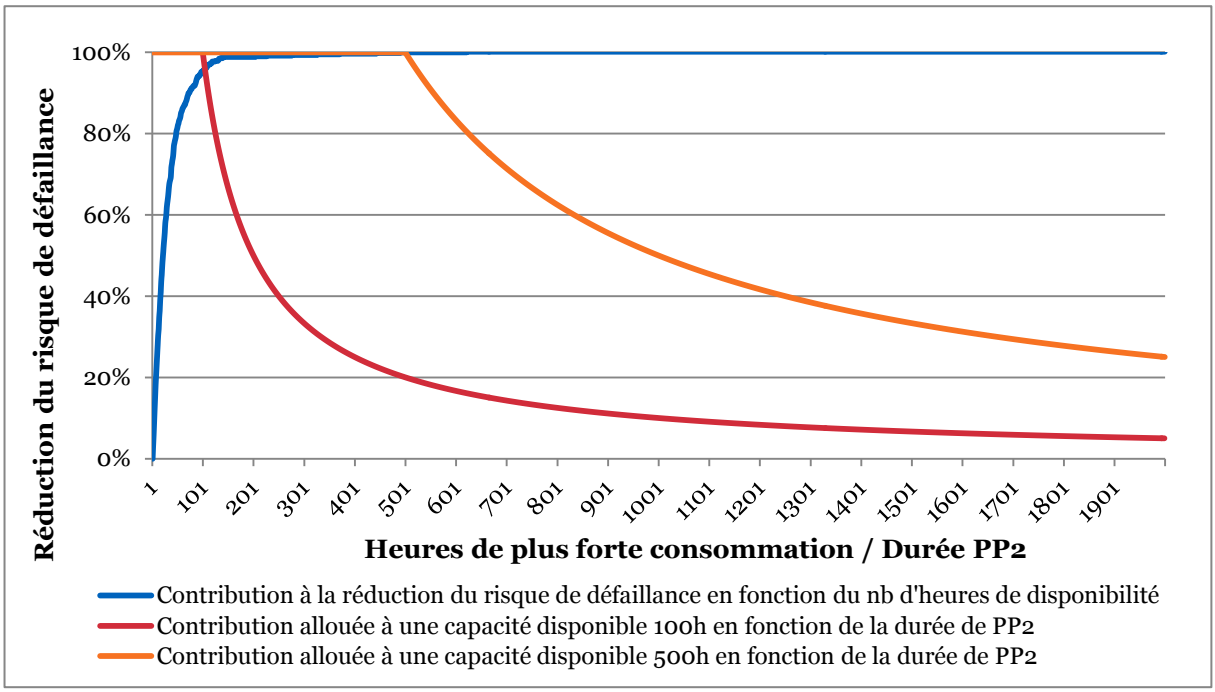


Figure 33 : Impact de la durée de PP2 sur la contribution allouée à une capacité (Source : RTE, GT du 07/02)

La courbe bleue reprend le lien entre heures de défaillance et heure de plus forte consommation indiqué ci-dessus. Un moyen disponible sur les 200h des plus fortes consommations à une contribution quasi équivalente à un moyen « parfait »[23] (98% des heures défaillantes sont dans les 200h de plus fortes consommations). Les courbes rouges et orange illustrent l'impact du dimensionnement de PP2 sur le volume de garanties allouées au titre de la contrainte de disponibilité. Puisque la disponibilité de la capacité prise en compte est celle sur PP2, une capacité disponible sur les 200h de plus fortes consommations, et qui a donc une forte contribution, obtiendrait un volume de garanties de capacité réduit du à la mesure de la disponibilité sur une période supérieure (le volume alloué ne serait plus que d'environ 50% avec un PP2 de 1000h par ex). Le volume de garantie alloué à cette capacité ne reflète alors pas sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

Il en ressort que la définition d'une période PP2 non ciblée, et donc longue, sous-estime le volume de garanties alloué à une capacité ayant une disponibilité réduite alors même que sa contribution au risque de défaillance peut être importante.

4.2.2 Conséquence du choix de PP2 sur la répartition des garanties par filière

Comme indiqué ci-avant, le choix de PP2 peut avoir des effets redistributifs forts entre les différentes filières de capacité, notamment pour les effacements. En effet, les effacements ont des contraintes fortes leur permettant d'assurer une disponibilité sur une période ciblée. Une disponibilité de l'effacement sur une période PP2 longue réduit le nombre de garanties alloué à l'effacement alors même que la contribution réelle est forte.

La comparaison entre une approche consommation ciblant les 200h les plus chargées et une approche temporelle couvrant tout l'hiver avec une pondération mensuelle en lien avec la

[23] Un moyen dit « parfait » est une capacité sans contraintes techniques et disponible à pleine puissance en permanence.

probabilité de défaillance met en exergue l'impact de PP2 sur le nombre de garanties de capacité attribué à chaque filière. La Figure 34 présente les résultats d'une étude réalisée par RTE et présentée en concertation lors du groupe de travail du 25/04 pour 4 filières caractéristiques du parc français : Nucléaire, CCGT, Eolien et Effacement.

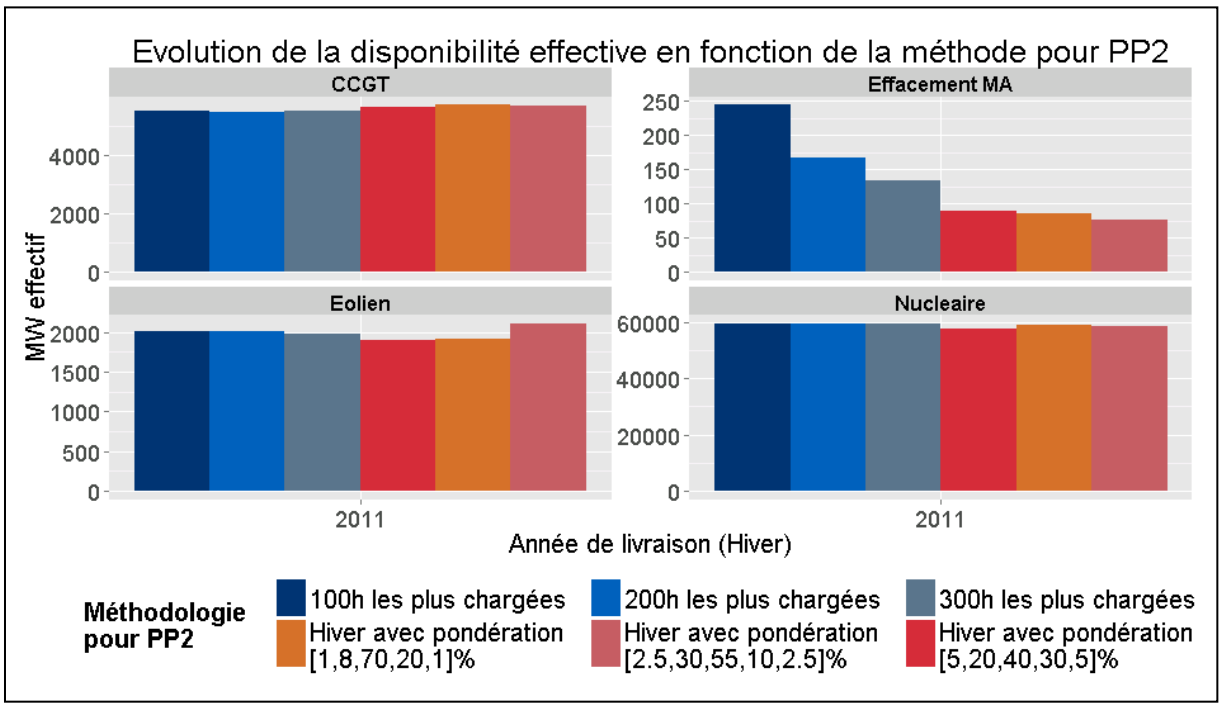


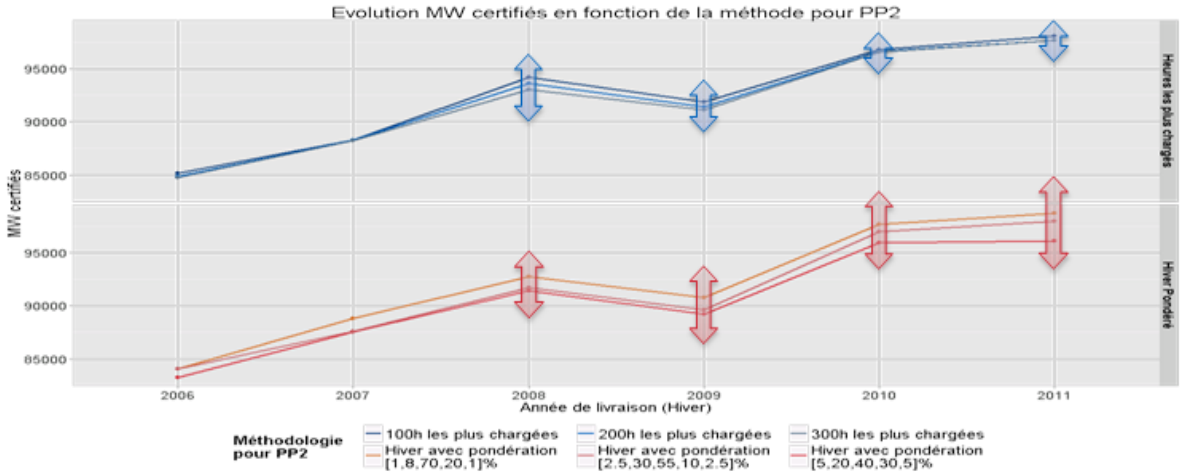
Figure 34 : Hiver 2011/2012 - Comparaison entre approches temporelle et consommation

Le choix d'une période non ciblée sur les heures de plus fortes consommations privilégiant une pondération de la disponibilité sur tout l'hiver réduit fortement la certification des capacités de type effacement. Le niveau de capacité effective ne reflète pas la contribution réelle des effacements à la réduction du risque de défaillance lors de l'année de livraison, quelle que soit la pondération envisagée. Le choix d'une période ciblée pour PP2 permet d'allouer aux effacements un volume de garanties cohérent avec leur contribution à la sécurité d'alimentation, sans préjudice pour les moyens de production.

4.2.3 Conséquence du choix de PP2 sur la variabilité du volume de garanties

Afin de mesurer l'impact du choix de PP2 sur le niveau de capacité effectif, RTE a étudié sur l'historique la disponibilité du parc et sa répartition par filière. Il s'agit de comparer ces deux approches sur un même périmètre et sous les mêmes hypothèses.

Pour ce faire, le niveau de disponibilité effectif du parc de production a été calculé pour les années 2006 à 2011. La figure ci-dessous accompagnée du tableau présente les résultats agrégés du calcul de la disponibilité selon le choix de PP2 pour la période 2006 à 2011.



MaxECART entre méthodes de même approche	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation	371	105	1156	713	221	402
Temporelle	845	1326	1314	1523	1751	2593

Figure 4-35 : Évolution du niveau de disponibilité effectif total

Type	#	Méthode PP2	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation	1	100h les plus chargées	85 124	88 301	94 204	91 841	96 763	98 059
Consommation	2	200h les plus chargées	84 865	88 291	93 574	91 372	96 580	97 667
Consommation	3	300h les plus chargées	84 753	88 197	93 048	91 128	96 542	97 657
Temporelle	4	Hiver avec pondération [1 ; 8 ; 70 ; 20 ; 1]%	83 228	87 494	91 406	89 217	95 915	96 118
Temporelle	5	Hiver avec pondération [2,5 ; 30 ; 55 ; 10 ; 2,5]%	84 073	88 820	92 720	90 740	97 665	98 711
Temporelle	6	Hiver avec pondération [5 ; 20 ; 40 ; 30 ; 5]%	84 029	87 572	91 693	89 600	96 975	97 932

Tableau 4-1: Évolution du niveau de disponibilité effectif total

La 1ère conclusion de cette étude est que les approches temporelle et consommation sont cohérentes en niveau et aussi stables dans le temps.

Chaque année, les résultats obtenus par l'une ou l'autre des méthodes sont proches et aucune des méthodes proposées ne peut être considérée comme divergente ou plus volatile que les autres :

- la tendance est identique puisque l'on observe une baisse du niveau de disponibilité effectif uniquement entre l'hiver 2008 et 2009 et une hausse les autres années quelle que soit la méthode ;
- l'ordre de grandeur est similaire en résultat brut puisque l'écart entre une approche consommation et une approche temporelle est inférieure à 3%. L'écart maximal de 3% correspond à l'hiver 2008 entre la méthode #1 et #4 ;
- l'écart-type sur les 5 années de livraison est du même ordre de grandeur (4 GW effectif) quelle que soit la méthode.

Ensuite, chacune des approches, temporelle ou consommation, peut être comparée en fonction du choix de paramètre qui lui est propre :

- Dans le cas de l'approche temporelle, le choix de la pondération mensuelle impacte fortement le niveau de disponibilité effectif du parc. Le maximum de l'écart entre les méthodes {#4, #5, #6} varie entre 845MW (hiver 2006) et 2593 MW effectif (hiver 2011). **Le choix de la pondération pour un exercice du mécanisme aurait un impact fort sur le niveau de capacité. Or cette pondération est le**

résultat de choix de modélisation qui peuvent avoir une part d'arbitraire. La concertation menée au cours du 1er semestre 2013 a par exemple montré que les évaluations faites par RTE et EDF des pondérations mensuelles étaient sensiblement différentes.

- Dans le cas de l'approche consommation, le choix du nombre d'heures constituant la période PP2 impacte faiblement le niveau de disponibilité effectif du parc. Le maximum de l'écart entre les méthodes {#1, #2, #3} varie entre 105 (hiver 2007) et 1156 MW effectif (hiver 2008). **La méthode a donc l'avantage d'être peu dépendante du nombre d'heure à prendre en compte. Il s'agit d'un facteur de stabilité important.**

Le choix du nombre d'heures pour l'approche consommation sera fixé dans les règles. Il sera public et transparent.

4.2.4 Sensibilité du niveau de capacité effectif à la localisation des heures PP2

La question de la prévisibilité pour les exploitants du niveau de capacité effectif de leurs capacités a été évoquée en concertation ; elle constitue un exemple du débat général entre la complétude des informations véhiculées par le mécanisme de capacité sur l'état prévisionnel du système (précision du signal) et la stabilité du signal qu'il engendre. En l'occurrence, la question revient à estimer, les modalités de certification étant connues, dans quelle mesure le niveau de capacité effectif dépend du choix des jours PP2, c'est-à-dire du scénario climatique effectivement rencontré lors d'une année de livraison.

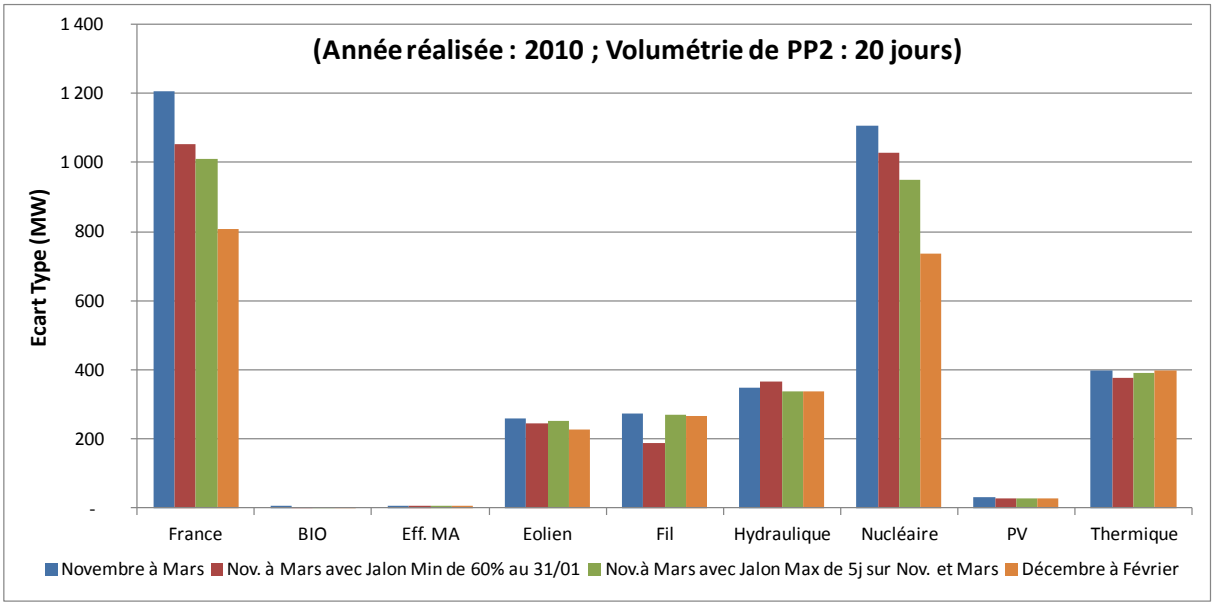
Afin de déterminer la sensibilité du niveau de capacité effectif aux scénarios climatiques, RTE a réalisé une étude sur la base des dispositions retenues dans le projet de règles.. Cette étude a été menée sur l'année de livraison 2010 (01/07/10 au 30/06/11). 100 scénarios de répartition des heures PP2 ont été considérés, obtenus à partir de 100 scénarios de consommation France issus des 100 scénarios climatiques Météo France représentatifs du climat actuel.

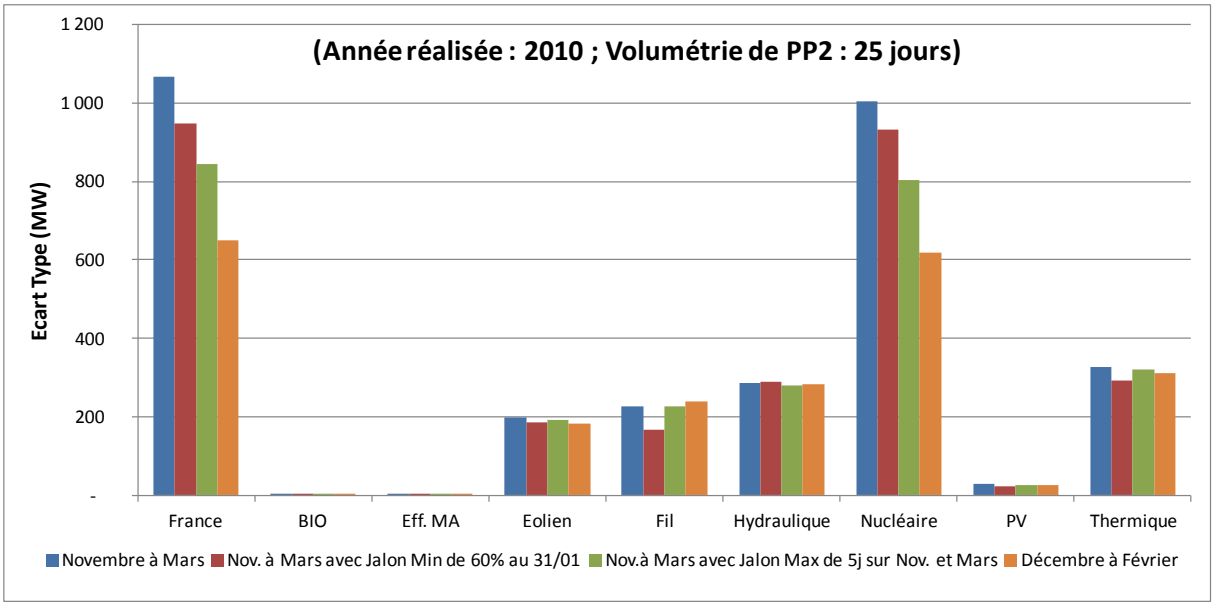
Il convient de noter **que cette étude donne un majorant de la sensibilité que l'on cherche à établir**. En effet, la répartition des jours PP2 et la disponibilité des capacités certifiées ne sont pas des variables indépendantes. La disponibilité des capacités dépend en effet des prévisions de consommation et globalement de l'état prévisionnel du système, notamment pour le nucléaire en début et en fin de période. Par conséquent, une réalisation différente des aléas conduit le producteur à modifier la disponibilité de son parc en conséquence – par exemple en décalant des arrêts programmés. Ainsi, considérer implicitement que la disponibilité des moyens certifiés en 2010 aurait été la même si les conditions climatiques avaient été différentes est une hypothèse irréaliste, qui ne permet que d'accéder à une estimation de la sensibilité maximale.

L'étude a été menée avec deux volumétries de période PP2 (20 et 25 jours). Par ailleurs, afin d'intégrer l'effet du signalement des jours PP2 qui conduit à un étalement des jours signalés sur la période de livraison, les deux modalités suivantes ont été intégrées contraignant la sélection des jours PP2 pour chaque chronique :

- la définition d'un jalon minimal (établi à 60%) de jours retenus au 31 janvier ;
- la définition de jalon maximal de jours à retenir sur les mois de novembre et mars.

Les graphiques ci-dessous indiquent l'écart type de la puissance disponible au niveau France et par filière pour les différentes modalités de période PP2.





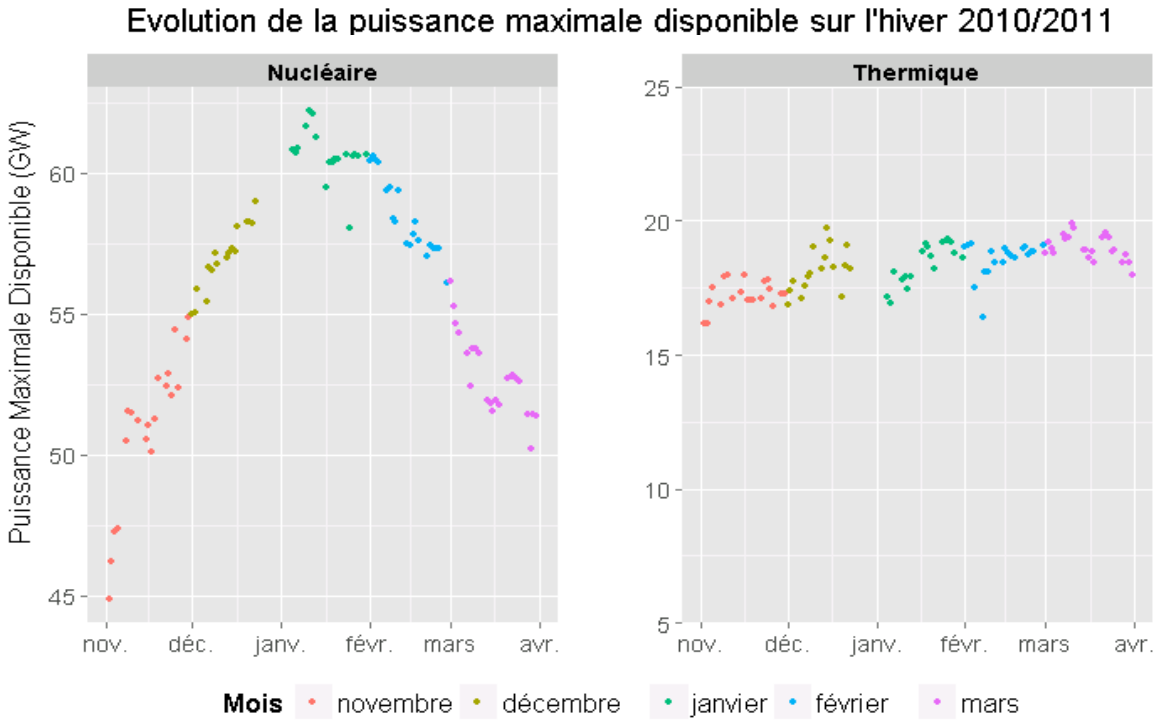
Le premier résultat qui ressort de cette étude est que **la variabilité du niveau de capacité au niveau France est essentiellement portée par la filière nucléaire** (l'écart type du niveau de capacité de la filière nucléaire correspond en moyenne à 90% de l'écart type total du niveau de capacité total). La filière thermique, qui présente le deuxième plus haut niveau de variabilité, a un écart type près de 3 fois inférieur à celui du nucléaire. La volatilité du fil de l'eau, soulignée lors de la concertation, s'établit autour de 200 MW.

Le deuxième résultat concerne la volatilité du niveau de capacité. Il s'établit entre 650 et 1 200 MW (soit entre 0,7 et 1,2% du niveau de capacité France) en fonction des dispositions retenues pour PP2 et le signal associé. A titre de comparaison, ce niveau d'incertitude est du même ordre de grandeur que l'erreur de prévision de consommation, la veille pour le lendemain, lors des pointes hivernales.

Par ailleurs, cette étude permet de se rendre compte de l'effet stabilisant du signal. L'écart type diminue ainsi d'environ 20% avec un jalon max sur les mois de novembre et mars et de

10% avec un jalon min à fin janvier. Il est à noter que cet effet n'impacte sensiblement que la filière nucléaire, l'écart type des autres filières étant relativement insensibles à ces dispositions.

Cette différence renvoie à la saisonnalité marquée de la disponibilité du nucléaire en lien avec le placement des arrêts programmés. Le graphique ci-dessus illustre l'évolution la puissance disponible des filières nucléaire et thermique classique pour l'hiver 2010/11 ; chaque point représente la moyenne sur une journée en cohérence avec les modalités retenues dans le projet de règles (plage horaire et jours éligibles).



Ainsi, la disponibilité du nucléaire, en « cloche », évolue significativement entre début novembre et mi janvier (écart de plus de 10 GW) contrairement à la filière thermique classique plus « plate ». En conséquence, le niveau de capacité effectif de la filière nucléaire est beaucoup plus sensible au nombre de jours PP2 pris en novembre et en mars que la filière thermique classique.

Cette courbe de la disponibilité du nucléaire ne doit pas être prise en compte de manière exogène. L'exploitant peut agir sur la disponibilité de son parc en fonction de ses prévisions de consommation et de l'état du système, notamment en début et en fin de période (en décalant par exemple des arrêts programmés). Cette étude surestime donc la volatilité des capacités y compris celle du parc nucléaire.

4.2.5 Signalement des heures PP2

En application de la disposition du décret de non discrimination entre réduction de l'obligation et effacement certifié, RTE considère que la période PP2 doit contenir la période PP1 afin que les activations d'un effacement puissent renvoyer à une même période. Or la période de pointe PP1 étant signalée, une partie de la période PP2 se retrouve de fait signalée.

Par ailleurs, de nombreux acteurs ont également exprimé leur souhait que le paysage de défaillance du mécanisme de capacité puisse évoluer dans les années à venir, avec la prise en

compte d'autres périodes de tension notamment en lien avec l'émergence de l'aléa intermittent qu'accompagne le développement du parc d'EnR intermittentes.

- La méthode basée sur le **profil de tension** semble préférable, puisque auto-adaptative à un changement de profil de risque;

(Source : GDF-SUEZ, GT du 29/05/13)

Le projet de règles prévoit donc également un signalement sur la période PP2. Ce signalement est fondé sur un critère consommation (à l'instar du signalement des jours PP1) mais intègre également des éléments sur la tension du système.

4.2.6 Bilan : dispositions retenues dans le projet de règles sur PP2

L'approche retenue dans le projet de règles correspond à l'approche « consommation ». Elle présente les avantages suivants :

- elle assure une cohérence entre la contribution à la réduction du risque de défaillance et le volume de garanties allouées, notamment pour les capacités ayant des disponibilités courtes. En effet, dès lors qu'une capacité est disponible durant les heures de pointes, elle obtient la totalité des garanties de capacité auxquelles elle peut prétendre. Les capacités de pointe, en particulier les effacements de consommation, ne sont pas pénalisées mais traiter équitablement par rapport aux capacités de base/semi-base ;
- elle évite une dilution des responsabilités des exploitants sur la disponibilité de leurs moyens : cette modalité assure en particulier qu'en cas de délestage lié à des indisponibilités de capacité de production durant la période de pointe, des responsables de périmètre de certification sont nécessairement en écart ;
- elle permet de respecter 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 ;
- elle permet d'éviter un potentiel effet d'aubaine pour un effacement qui se ferait certifier et qui se déclarerait indisponible (au regard de la certification) sur les heures PP1 tout en étant activé lors de ces heures. Avec une période PP2 correspondant à tout l'hiver et une période PP1 ciblée, la capacité bénéficierait alors d'une double rémunération : une valorisation du fait de son activation lors des heures PP1 en tant qu'effacement implicite (activation entrainant une réduction de l'obligation de capacité) et une rémunération en tant que capacité certifiée (en lien avec sa disponibilité). La disponibilité serait certes nulle sur les heures PP1 mais ces heures peuvent avoir un poids très faible dans une approche « temporelle »[24] ce qui ferait, du coup, que cette capacité pourrait recevoir une rémunération quasiment complète en tant que capacité ;
- elle permet une cohérence des signaux capacité et énergie. Une approche temporelle

[24] Pour mémoire, l'approche « temporelle » consiste en une définition de la période de pointe PP2 correspondant à la période hivernale. Les heures de l'hiver sont pondérées d'un coefficient de probabilité traduisant le niveau de risque associé. Avec cette approche, le mois de janvier concentre à lui seul entre 50% et 70% du risque de défaillance selon les modèles utilisés. Les heures de la période de pointe PP2 sont ainsi déterminées plusieurs années avant l'échéance : il s'agit en première approche des heures de pointe (pointe du matin et pointe du soir) des jours ouvrés de la période hivernale. Le montant de garanties de capacité attribué à une capacité est le produit de la disponibilité de cette capacité sur chaque mois d'hiver par le coefficient de risque associé à chaque mois.

pourrait en effet conduire les capacités ayant des contraintes de disponibilité à privilégier les mois de très forte pondération plutôt que les périodes de tensions réelles du système.

Par ailleurs, les études réalisées donnent des éléments de réponse aux questions soulevées sur le niveau et la volatilité du volume du niveau de capacité résultant, notamment comparés à une approche sur tout l'hiver pondéré mensuellement. Il en ressort (i) que les approches temporelle et consommation sont cohérentes en niveau et aussi stables dans le temps (ii) que dans l'approche retenue, le choix du nombre d'heure impacte faiblement la certification alors qu'avec une approche hiver pondéré, le choix de la pondération impacte fortement les résultats, et (iii) que la variabilité du niveau de capacité au choix des jours PP2 est relativement faible (équivalente à l'erreur de prévision de consommation, la veille pour le lendemain, lors des pointes hivernales) et est essentiellement portée par la filière nucléaire

```
5  La Période PP2 correspond aux plages horaires [07h00 ; 15h00[ et
   [18h00 ; 20h00[ (soit 10 heures par jour) des jours signalés par RTE.
6  Le signalement de jours PP2 est envoyé en J-1. Il est fondé
   majoritairement sur un critère de consommation (les jours prévus de plus
   forte consommation) et peut intégrer des éléments sur la tension
   prévisionnelle du système.
7  Tous les jours signalés pour PP1 sont des jours signalés pour PP2
   (inclusion de PP1 dans PP2).
8  Le volume de jours PP2 signalés varie entre 10 et 30.
```

4.3 Calcul du niveau de capacité

4.3.1 Puissance disponible de la capacité

Comme indiqué au § 4.1.4.1, la puissance disponible correspond à la puissance pouvant être activée sur PP2. La collecte de la donnée de puissance disponible d'une capacité est effectuée :

- soit par un dispositif mis en œuvre par ailleurs, et non directement lié à l'application des règles du mécanisme de capacité, et permettant la collecte de la disponibilité de la capacité ;
- soit par un dispositif développé par RTE pour le respect de ses missions en application des règles. Pour ce faire, RTE peut proposer un cahier des charges dudit dispositif à la CRE. Le cahier des charges du dispositif visant à être mis en œuvre pour la première année de livraison, doit être approuvé par la CRE avant le 30 juin 2014.

4.3.2 Détermination du coefficient de prise en compte des contraintes techniques d'une capacité (K)

Comme indiqué au paragraphe 4.1.4.3, la formule utilisée pour le calcul du paramètre K est la suivante :

$$K = Kj \times Kh$$

4.3.2.1 Détermination du Kj modélisant la contrainte de stock journalière

Le paramètre Kj reflète l'influence des contraintes de stock journalières d'une capacité sur sa contribution à la réduction du risque de défaillance.

La valeur du paramètre Kj est déterminée à partir d'un abaque (Abaque Kj) en vigueur pour l'année de livraison et des paramètres déclarés par l'exploitant (pour le calcul du niveau de capacité certifié) ou mesurés (pour le calcul du niveau de capacité effectif).

4.3.2.1.1 Abaque Kj

L'abaque Kj d'une année de livraison est le résultat de simulations d'équilibre offre demande à l'horizon de l'année de livraison visant à évaluer la contribution d'un moyen ayant une contrainte de stock journalière sur une plage d'une journée de PP2 à la réduction du risque de défaillance.

L'abaque Kj d'une année de livraison est établi par RTE et approuvé par la CRE. Cet abaque est connu des exploitants dès le démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité et est stable durant toute sa durée.

4.3.2.1.2 Paramètres intervenant dans le calcul du K_j

Les paramètres entrant dans le calcul du Kj sont les suivants :

- Ej_{PP2} : énergie maximale activable sur la plage horaire PP2
- Pmax : puissance maximale disponible de la capacité

A partir de ces deux données, est calculé un paramètre Nj comme suit

$$Nj = \min\left(\frac{Ej_{PP2}}{Pmax}; 10\right)$$

Nj correspond au nombre d'heures d'activation à Pmax que la capacité est capable de réaliser sur la plage PP2 par jour.

A partir de ces données et de l'abaque correspondant au Kj, un exploitant est à même d'estimer la valeur du coefficient Kj associé à sa capacité.

4.3.2.1.3 Contrainte journalière et puissance disponible

Comme indiqué précédemment, la puissance disponible d'une capacité correspond à la puissance pouvant être activée sur la plage horaire PP2 et la contrainte journalière renvoie à l'énergie maximale pouvant être activée sur la plage horaire PP2.

Pour une journée PP2, si l'exploitant s'est activé pour un volume d'énergie correspondant à l'énergie maximale qu'il a déclaré, il respecte les engagements qu'il a pris dans son contrat de certification. Il est donc nécessaire de s'assurer que la contrainte de stock n'est pas comptée deux fois.

Dans ce cas précis, la formule *PuissanceDisponiblePP2 x Kj* est remplacée par *ActivationPP2*.

4.3.2.2 Détermination du Kh modélisant la contrainte de stock hebdomadaire

La valeur du coefficient Kh est déterminée de la même manière à partir d'un abaque (Abaque Kh) en vigueur pour l'année de livraison et des paramètres déclarés par l'exploitant (pour le calcul du niveau de capacité certifié) ou mesurés (pour le calcul du niveau de capacité effectif).

4.3.2.2.1 Abaque Kh

L'abaque Kh d'une année de livraison est le résultat de simulations d'équilibre offre demande à l'horizon de l'année de livraison visant à évaluer la contribution d'un moyen ayant une contrainte de stock sur plusieurs jours ouvrés de la période de livraison à la réduction du risque de défaillance.

Cet abaque est connu des exploitants dès le démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité et est stable durant toute sa durée.

4.3.2.2.2 Paramètres intervenant dans le calcul du Kh

Les paramètres entrant dans le calcul du Kj sont les suivants :

- Ej_{PP2} mentionné pour le calcul du Kj
- Eh : énergie activable 5 jours ouvrés consécutifs sur les pages horaires [07h00-15h00[et [18h00 ; 20h00[

L'approche diffère toutefois de celle du Kj dans le sens où la donnée ne sera pas mesurée sur les jours PP2 mais contrôlée plus largement sur la période de livraison.

A partir de ces deux données, est calculé un paramètre Nh comme suit :

$$\mathrm{Nh} = \min\left(\frac{\mathrm{Eh}}{\mathrm{Ej_{PP2}}}; 10\right)$$

Nh correspond au nombre de jours ouvrés où la capacité est capable d'être activée en respectant sa contrainte journalière.

A partir de ces données et de l'abaque correspondant au Kj, un exploitant est à même d'estimer la valeur du coefficient Kj associé à sa capacité.

4.3.2.3 Illustration de la détermination du coefficient K d'une capacité

Les éléments qui suivent sont purement indicatifs. Les valeurs numériques présentées ici ne préjugent pas des valeurs futures retenues pour le mécanisme de capacité.

1. Capacité ayant une Pmax disponible de 100 MW et une Emax,j de 400 MWh et sans autre contrainte de stock (capable d'être activée tous les jours de la période de livraison)

On en déduit $Nj = \frac{400}{100} = 4$ heures par jour à Pmax sur les heures de la plage PP2

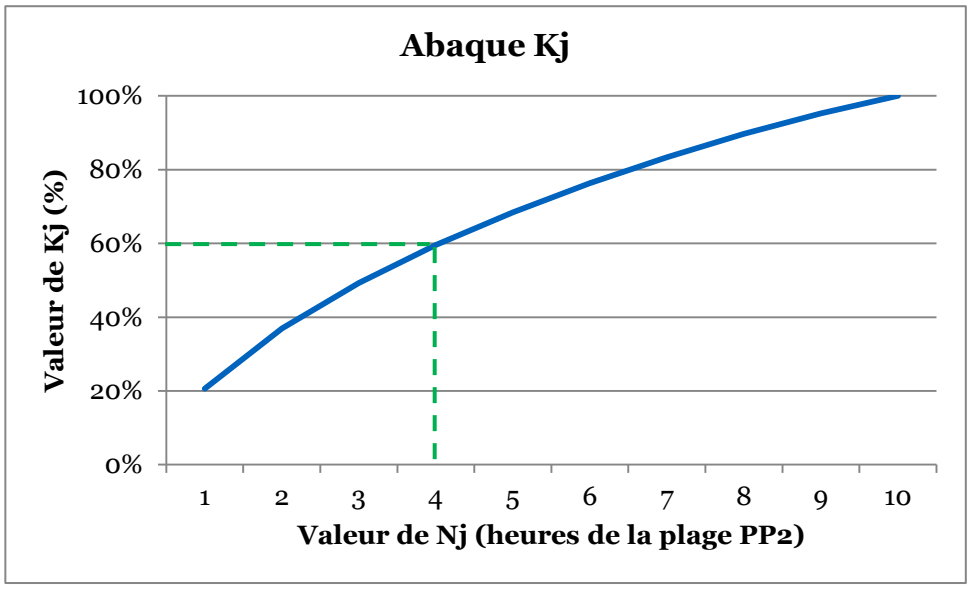


Illustration d'un abaque Kj permettant de prendre en compte les contraintes journalières

A partir de l'abaque Kj, on en déduit la valeur du Kj de la capacité : Kj (4) = 60%

4.4 Demande de certification

Une capacité peut demander à se faire certifier dès le démarrage d'un exercice du mécanisme de capacité, c'est-à-dire à la date d'ouverture du registre pour l'année de livraison considérée qui suit la publication des paramètres du mécanisme (y compris une potentielle mise à jour des abaques de certification) et, pour les capacités en projet, d'un jalon technique identifié.

4.4.1 Définition des capacités

4.4.1.1 Capacité de Production

4.4.1.1.1 Capacité de Production Existante

4.4.1.1.1.1 *Pour la Première Année de Livraison*

Tout site de production, faisant l'objet d'un des contrats suivants en vigueur pour la première année de livraison considérée : contrat d'accès au réseau ou contrat de service décompte ; est une capacité de production existante.

Une capacité de production existante n'entraine pas de dépôt de garantie.

4.4.1.1.1.2 *Pour les années de livraison, hors première année de livraison*

En application des dispositions du décret, une capacité de production existante est une capacité ayant constitué une entité de certification pour une année de livraison à venir, présente ou échue.

4.4.1.1.2 Capacité de production en projet

Une capacité de production en projet correspond à une installation de production faisant l'objet d'une convention de raccordement, et dont la proposition technique et financière a été confirmée par le versement de l'acompte obligatoire de 10 %.

Concernant les nouvelles capacités, deux risques doivent être pris en compte dans la détermination de la date à partir de laquelle elle peut être certifiée :

- risque de non aboutissement des nouvelles capacités, aussi bien du point de vue physique – inexistence du moyen, suite à retard ou annulation du projet, alors qu'il est nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement - mais aussi financier - risque de défaillance d'un acteur certifié ayant vendu sa capacité ;
- risque de non prise en compte de capacités en projet qui aboutirait à un signal d'investissement inutile

La proposition retenue dans le projet de règles est d'attendre un jalon suffisamment avancé pour assurer une probabilité forte de réalisation de la capacité en projet. Elle repose également sur l'absence de nécessité pour une nouvelle capacité de se faire certifier pour trouver le financement nécessaire au développement d'une nouvelle capacité. En effet, la stabilité et le caractère public des règles de certification pour un exercice du mécanisme de capacité offre toute la latitude pour un opérateur souhaitant développer une capacité d'anticiper le volume de garanties qui lui serait alloué et d'en retirer une valorisation lui permettant d'investir en échange d'une promesse de ventes (contrat à termes).

Un dépôt de garanties est exigé pour une capacité de production projet.

4.4.1.2 Capacité d'effacement

4.4.1.2.1 Capacité d'effacement existante

Une capacité d'effacement existante est un site de soutirage existant ou un ensemble de sites de soutirage existant constituant une entité de certification pour une année de livraison donnée.

L'exploitant d'une capacité d'effacement existante ne peut pas déclarer des paramètres de certification (puissance disponible, données servant au calcul du K) que sur la base des sites de soutirage qui lui sont rattachés à la date de demande de certification.

Une capacité d'effacement existante n'entraine pas de dépôt de garantie.

4.4.1.2.2 Capacité d'effacement en projet

Une capacité d'effacement en projet est une prévision d'un périmètre de sites de soutirage déclarée par l'exploitant de capacité constituant une entité de certification pour une année de livraison donnée.

L'exploitant d'une capacité d'effacement projet peut déclarer des paramètres de certification (puissance disponible, données servant au calcul du K) sur la base des sites de soutirage qui lui sont rattachés à la date de demande de certification et sur ses prévisions d'évolution de son périmètre de sites.

Un dépôt de garanties est exigé pour une capacité d'effacement projet.

4.4.2 Date limite de certification

Le décret dispose dans son article 8 que la date limite de demande de certification est « *déterminée en fonction des caractéristiques techniques de la capacité et, pour une nouvelle capacité, de l'état d'avancement du projet* ».

4.4.2.1 Capacités de production existantes

Le projet de règles prévoie que les exploitants de capacités de production existantes doivent demander à faire certifier leur capacité au moins 3 années avant le début de la période de livraison.

Cette date limite de certification peut apparaître de prime abord comme contraignante pour les exploitants qui doivent alors déclarer une disponibilité prévisionnelle de leur capacité. Cette contrainte est toutefois à relativiser au regard des modalités de rééquilibrage retenues, souples et sans coût pour l'exploitant jusqu'au début de la période de livraison.

Par ailleurs, il est indispensable qu'une visibilité soit donnée aux acteurs sur l'état prévisionnel des capacités pour que le marché de capacité fonctionne et qu'il véhicule des signaux économiques suffisamment à l'avance pour permettre le développement de capacités complémentaires nécessaires au respect du critère de sécurité d'alimentation.

Ainsi, à cette échéance, l'essentiel des capacités du système seront soit certifiées et présentes dans le registre des capacités, soit auront déclaré un avis de fermeture.

L'écart entre le volume de capacités dans le registre et les prévisions relatives au niveau global de garanties permettant de satisfaire l'obligation de tous les acteurs obligés publiées par RTE fournira une information sur l'écart global de l'année de livraison. Ces informations sont ainsi indispensables pour permettre aux acteurs d'agir au regard de leur anticipation du niveau de tension du système.

4.4.2.2 Capacités d'effacement existantes

Le projet de règles prévoit que les exploitants de capacités d'effacement existantes puissent demander à faire certifier leur capacité jusqu'au début de la période de livraison.

4.4.2.3 Capacités de production en projet

Pour une capacité de production en projet, l'exploitant peut effectuer sa demande de certification au plus tôt deux mois après que le premier terme du règlement financier a été perçu par le gestionnaire de réseau dans le cadre de la convention de raccordement de la capacité de production projet concernée.

4.4.2.4 Capacités d'effacement en projet

De même que pour les capacités d'effacement existantes, les capacités d'effacement en projet peuvent demander à se faire certifier jusqu'au plus près de la période de livraison.

4.4.2.5 Synthèse sur les dispositions retenues sur les dates limites de demande de certification

	Existante	Projet
Capacité de Production	3 ans avant le début de la période de livraison	Au plus tôt deux mois après le paiement du 1er Règlement associée à la convention de raccordement
Capacité d'Effacement	Début de la période de livraison	Début de la période de livraison

Tableau de synthèse sur les dates limites de demande de certification

4.5 Rééquilibrage

4.5.1 Processus de rééquilibrage

Le rééquilibrage est le processus par lequel un exploitant de capacité modifie sa déclaration des paramètres de certification de la capacité, ce qui conduit à une nouvelle certification des moyens concernés (concrètement, à l'établissement d'un nouveau contrat de certification) et une inscription dans le registre de capacité certifiée au titre de la transparence

Il y a deux types de rééquilibrage :

- à la hausse avec une nouvelle émission de garanties de capacité ;
- à la baisse avec une restitution de garanties de capacité.

La période d'acceptation des demandes de rééquilibrage commence le 1er Novembre de l'année N-4 et se clôt le 31 Mars de l'année N+1.

Le responsable du périmètre de certification effectue une demande de rééquilibrage au gestionnaire de réseau de transport pour une capacité de son périmètre.

De manière générique, la demande de rééquilibrage contient les éléments suivants :

- un nouveau dossier de demande de certification avec une mise à jour des paramètres techniques ;
- l'accord du titulaire du contrat de certification de la capacité concernée ;
  un dossier de justification technique ;
- pour les capacités dont le niveau de capacité certifié est supérieur à 100 MW, la déclaration d'évolution des paramètres.

Pour les capacités d'effacement, la demande de rééquilibrage peut également indiquer des modifications liées aux capacités d'effacement qui constitue la capacité. Concrètement, dans le cadre du rééquilibrage une capacité d'effacement peut faire évoluer le périmètre de sites de soutirage qu'elle recouvre.

La date de transmission joue un rôle particulièrement important car elle entre dans le calcul du coût du rééquilibrage.

4.5.2 Conséquences financières du rééquilibrage

4.5.2.1 Disposition retenue dans le projet de règles

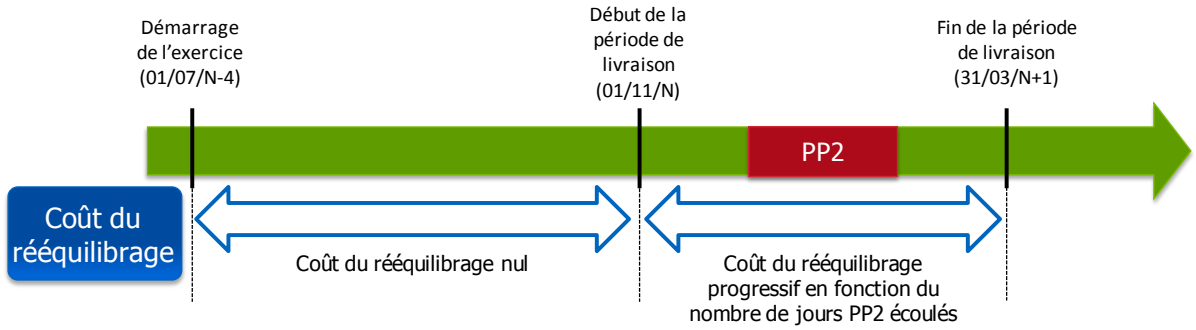


Figure 36 : Coût du rééquilibrage fonction de l'anticipation

Un RPC ayant transmis une ou plusieurs demandes de rééquilibrage conformes au cours de la période d'acceptation des demandes de rééquilibrage est soumis à un règlement financier de rééquilibrage.

Le montant du règlement financier associé au rééquilibrage d'un RPC est calculé selon la formule suivante :

$$\boldsymbol{Règlement_{Rééquilibrage,RPC}} = \sum_{\substack{\boldsymbol{demandes\ de\ réquilibrage\ conformes,RPC}}} \boldsymbol{Volume_{Rééquilibrage,demande}} \times \boldsymbol{PrixUnitaire_{demande}}$$

Le volume de rééquilibrage d'une demande de rééquilibrage conforme est l'écart, pris en valeur absolue, entre le niveau de capacité certifié à la date de la demande de rééquilibrage ($\boldsymbol{date_{demande}}$) et le niveau de capacité figurant dans la demande de rééquilibrage. Il est calculé comme suit :

$$\boldsymbol{Volume_{Rééquilibrage,demande}} = \left|\boldsymbol{NiveauCertifié_{capacité}(date_{demande})} - \boldsymbol{NiveauCapacité_{demande}}\right|$$

Le prix unitaire de règlement associé à une demande de rééquilibrage conforme dépend de la date de transmission de la demande. Il est calculé de la manière suivante :

$$\boldsymbol{PrixUnitaire_{demande}\ (date_{demande})} = \boldsymbol{Prm} * \boldsymbol{K_{AL}} * \frac{\boldsymbol{NbjoursPP2signalés_{AL}(date_{demande})}}{\boldsymbol{NbjoursPP2signalés_{AL}(FPL)}}$$

- $\boldsymbol{Prm}$: prix de marché de référence utilisé dans la détermination du prix unitaire de règlement des écarts (cf. §5.1.3.2) ;
- $\boldsymbol{K_{AL}}$ le coefficient d'incitation K relatif à l'Année de Livraison utilisé dans les règlements financiers (cf. §5.2.2) ;
- $\boldsymbol{NbjoursPP2signalés_{AL}(d)}$ le nombre de jours de PP2 ayant été signalé pour l'année de livraison entre la date de début de la période de livraison et la date *d*.

Ce schéma fait que, pour toute demande de rééquilibrage conforme transmise avant la date de début de la période de livraison, le prix unitaire de règlement est nul.

4.5.2.2 Justification de ce choix

4.5.2.2.1 La période d'acceptation du rééquilibrage

Le rééquilibrage est le dispositif qui assure la cohérence entre le marché et le physique. Le dispositif de rééquilibrage proposé par RTE permet à un exploitant de capacité de transmettre une demande de rééquilibrage lorsqu'un aléa modifiant son niveau de capacité effectif survient. La structure du rééquilibrage et notamment son prix sont de nature à inciter les exploitants à procéder à se rééquilibrage au plus vite dès la constatation d'une divergence entre le niveau de capacité effectif anticipé et le niveau de capacité certifié. Par là même, le dispositif assure que l'offre en capacité sur le marché reflète à tout instant la meilleure estimation du niveau de capacité effectif. L'enjeu du rééquilibrage n'est donc pas moins que de garantir la cohérence des signaux véhiculés par le marché avec la situation physique. Il apparait donc fondamental que dans le cadre du mécanisme de capacité, soit maintenu un signal marché reflétant la situation physique. Le rééquilibrage en capacité des RPC en est un des dispositifs structurants. L'ensemble des aléas sur le physique, y compris ceux pouvant intervenir au cours de la période de livraison, doivent pouvoir être transmis au marché via le rééquilibrage. **Celui-ci peut être mis en œuvre jusqu'à la fin de la période de livraison de manière à ce que la cohérence du marché soit garantie même pendant la période de livraison.**

4.5.2.2.2 Le prix unitaire de rééquilibrage

La structure du rééquilibrage et notamment son prix doit inciter les acteurs à transmettre dès que possible au marché toute nouvelle information sur leur niveau de capacité. Pour cela le prix de rééquilibrage doit être défini de manière à ce que les acteurs préfèrent :

- recourir au rééquilibrage plutôt qu'au règlement des écarts ;
- se rééquilibrer au plus vite dès la constatation d'un aléa sur le niveau de capacité.

Recourir au rééquilibrage plutôt qu'au règlement des écarts

Prenons l'exemple d'un responsable de périmètre de certification en écart négatif d'un volume $\Delta V<0$ et comparons une situation où l'acteur attend le règlement des écarts (se référer au chapitre 5 pour plus d'éléments sur la structure des règlements financiers) et l'autre où l'acteur procède au rééquilibrage de son écart.

Dans la situation où l'acteur attend le règlement des écarts (et que la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée) le coût lié à son écart est de :

$$Coût_{Règlement\ écarts} = -\Delta V * (1 + K) * Prm$$

Dans la situation où il procède à un rééquilibrage, l'acteur doit racheter sur le marché les garanties manquantes au prix Prm (ou s'il ne les a pas encore vendues, cela correspond à son coût d'opportunité) et procéder à un rééquilibrage du volume ΔV. Le coût total de l'opération est pour lui de :

$$Coût_{Rééquilibrage} = -\Delta V * Prm + |\Delta V| * C_{rééq}$$

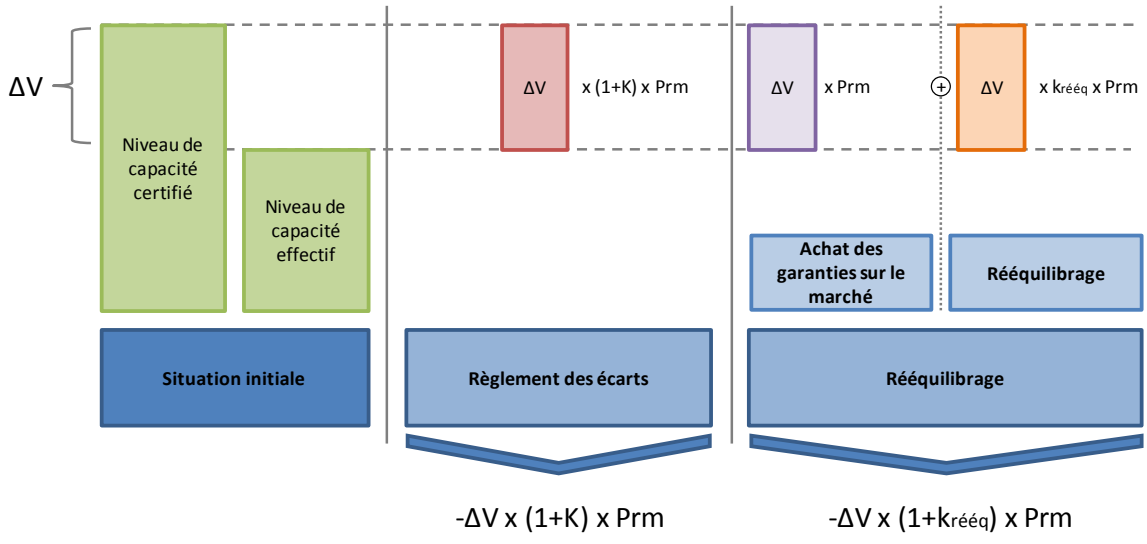
De manière à vérifier que le rééquilibrage soit avantageux quel que soit le prix de référence marché qui apparaisse une année de livraison donnée, le coût du rééquilibrage doit être structuré de la même manière que le prix de règlement des écarts, à savoir autour du prix de marché. Il est donc proposé d'avoir :

$$C_{rééq} = k_{rééq} * Prm$$

Pour garantir que le $Coût_{Règlement\ écarts}$ soit toujours supérieur au $Coût_{rééquilibrage}$, il convient donc de prendre :

$$k_{rééq} < K$$

Ce résultat est illustré ci-dessous :



Se rééquilibrer au plus vite dès la constatation d'un aléa sur le niveau de capacité

De manière à inciter les acteurs à transmettre au plus vite toute nouvelle information dont ils disposent sur leur niveau de capacité effectif, le rééquilibrage doit prendre en compte la valeur temporelle de la demande de rééquilibrage. Pour cela il est proposé un prix de rééquilibrage qui augmente progressivement au fur et à mesure de l'écoulement de la période de livraison. Pour un même aléa, un acteur qui s'est rééquilibré tôt sera soumis à un règlement financier plus faible qu'un acteur s'étant rééquilibré après.

4.6 Transparence associée à la certification

4.6.1 Publications liées au registre des capacités certifiées

Le registre des capacités certifiées contribuera à assurer la transparence et le bon fonctionnement du mécanisme. RTE mettra à disposition des acteurs le niveau global de capacités certifiées par filière, pour les quatre années de livraison à venir.

Par ailleurs, dans le cadre de l'application du règlement n° 543/2013 de la Commission européenne du 14 juin 2013 dit « Transparence », les producteurs ont l'obligation de déclarer leurs installations de production supérieures ou égales à 1 MW. Parallèlement, le gestionnaire du réseau de transport doit publier, à l'horizon fin 2014, (1) les données agrégées par filières de production et (2) les données détaillées par site de production pour celles ayant une capacité installée supérieure ou égales à 100 MW.

RTE propose une mutualisation des dispositifs visant à répondre à ces obligations réglementaires avec ceux du mécanisme de capacité. Cette mutualisation offre différents avantages :

- pour les producteurs, la mutualisation de la déclaration avec la demande de certification offre l'avantage de limiter le nombre de déclarations ;
- au niveau de la publication, cette mutualisation renforce la qualité et la cohérence des données publiées par RTE dans le cadre du mécanisme de capacité et du règlement transparence.

4.6.2 Déclaration d'évolution des paramètres de certification d'une capacité

Le décret dispose que « *l'exploitant d'une capacité certifiée, ou la personne mandatée par lui, tient informé le gestionnaire du réseau public de transport ou de distribution d'électricité auquel est raccordée sa capacité de toute évolution ou précision relative aux caractéristiques de la capacité et aux conditions de son exploitation susceptible d'avoir une incidence sur la disponibilité prévisionnelle de celle-ci durant la période de pointe PP2.* » (I de l'article 11).

Cette déclaration doit être effectuée au plus tard 2 jours après la prise de connaissance de la modification majeure des conditions d'exploitation génératrice de cette évolution. La déclaration d'évolution concerne les capacités dont le niveau de capacité certifié est supérieur à 100 MW. Une modification est considérée majeure lorsqu'elle entraine une variation de 10% du niveau de capacité certifiée.

A ce titre, il pourrait être prévu un champ dans le registre des capacités qui indique le niveau de capacité prévisionnel résultant de l'application de la formule de calcul de niveau de capacité avec les dernières informations à jour fournies par le titulaire du contrat de certification de la capacité. Cette donnée est à caractère public afin de permettre à l'ensemble des acteurs du mécanisme d'être informé sur une évolution du niveau de garanties.

4.6.3 Contrôle des capacités

4.6.3.1 Contrôle de cohérence à la certification

A réception d'une demande de certification d'une capacité, RTE procédera à un ensemble de contrôles de cohérence sur les éléments déclarés par les exploitants, notamment :

- conformité des éléments permettant d'identifier les capacités existantes (par exemple contrat CARD ou CART) ;
- conformité de la puissance disponible prévisionnelle de la capacité qui ne peut être supérieure à (i) la somme des PCN des Sites de Production d'une capacité de production ou (ii) la somme des Puissances Souscrites des sites de soutirage pour les capacités d'effacement existantes.

4.6.3.2 Contrôle des capacités certifiées

Les contrôles auxquels peuvent procéder les gestionnaires de réseau auquel sont raccordées les capacités doivent être définis dans le corpus de texte du mécanisme. Néanmoins, ce thème n'a pas été abordé concrètement lors de la concertation, faute de temps.

RTE propose que les principes suivants soient inscrits dans les règles, et que leur déclinaison fasse l'objet d'un travail ultérieur qui ferait l'objet d'une validation de la CRE (en 2014) :

- les contrôles visent à assurer le caractère effectif des capacités (le mécanisme de capacité ne doit pas conduire à l'apparition de capacités fantômes) et à vérifier la conformité des données collectées et utilisées pour le calcul du niveau de capacité effectif ;
- les contrôles peuvent avoir lieu à tout moment à partir de la date de signature du contrat de certification ;
- ils peuvent prendre la forme d'audit, sur place et sur pièce. Ils peuvent consister en une demande activation « physique » de la capacité, mais sans systématicité.

5. REGLEMENTS FINANCIERS DU MECANISME DE CAPACITE

5.1 Principes généraux sur les règlements financiers

5.1.1 Dispositions du décret concernant les règlements financiers

5.1.1.1 Dispositions concernant le rééquilibrage en capacité des fournisseurs

Le décret dispose que le règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité des fournisseurs est proportionnel

- au déséquilibre entre le montant de l'obligation de capacité du fournisseur et le montant de garanties de capacité figurant sur le compte du fournisseur
- à un prix unitaire dépendant du signe du déséquilibre

Il prévoit que la méthode de calcul du prix unitaire du règlement financier relatif au rééquilibrage en capacité est déterminée de manière à :

- assurer à moyen terme une incitation économique à la satisfaction de l'obligation de capacité des fournisseurs ;
- inciter les fournisseurs à évaluer leurs besoins en garanties de capacité, en vue de remplir leur obligation de capacité, sur la base d'une estimation de bonne foi de la puissance de référence de leurs clients ;
- limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs. (IV de l'Article. 6)

5.1.1.2 Dispositions concernant le règlement des écarts pour les responsables de périmètre de certification

Le décret dispose que le règlement financier relatif aux écarts des responsables de périmètre de certification est fonction

- de l'écart du RPC, c'est à dire la différence entre les niveaux de capacité effectif et les niveaux de capacité certifié cumulés des capacités certifiées rattachées à son périmètre compte tenu des contrats de certification conclu après rééquilibrage
- de la somme algébrique des volumes de rééquilibrage effectués ainsi que, dans le cas où plusieurs rééquilibrages successifs ont eu lieu, du nombre et du sens de ces rééquilibrages successifs. Pour un même écart, le recours au rééquilibrage augmente la valeur algébrique du règlement financier par rapport à une situation sans rééquilibrage

Il prévoit que la méthode de calcul du règlement financier relatif à l'écart du responsable de périmètre de certification est déterminée de manière à :

- assurer à moyen terme une incitation économique à la satisfaction de l'engagement des exploitants ;
- inciter les exploitants de capacité à transmettre, lors des demandes de certification et de rééquilibrage, des informations sincères, en particulier pour ce qui concerne la disponibilité prévisionnelle de leur capacité ;
- limiter les possibilités d'arbitrage entre le règlement financier relatif à l'écart du RPC et le règlement financier relatif au rééquilibrage des fournisseurs

5.1.2 Incitations à véhiculer par les règlements financiers

Les acteurs du marché doivent être incités par les signaux économiques envoyés par le mécanisme à adopter un comportement qui permette d'atteindre l'objectif de sécurité d'alimentation au meilleur coût. Pour cela, ils doivent recevoir les incitations suivantes.

5.1.2.1 Agir sur la base de leurs meilleures prévisions

Afin que les équilibres atteints sur le marché des garanties de capacité reflètent au mieux la réalité physique, il faut que les acteurs aient intérêt à révéler leurs véritables fonctions d'offre et de demande. Il faut pour cela non seulement qu'ils maximisent leurs gains lorsque leurs actions sont basées sur l'espérance de leur meilleure prévision, mais aussi qu'il n'y ait pas de biais dans la symétrie de leurs incitations. Dans le cas contraire, une optimisation de leur stratégie par une approche « gestion du risque » pourrait les conduire à s'écarter volontairement de cette prévision moyenne.

5.1.2.2 Ne pas pouvoir faire d'arbitrage collectivement sous-optimaux

Il ne doit pas être possible de faire des arbitrages purement formels entre différentes parties du mécanisme, c'est-à-dire qu'un acteur puisse optimiser ses gains en choisissant entre différents types de prise en compte d'une même action dans le mécanisme. Par exemple, le mécanisme ne doit pas conduire des acteurs intégrés à se mettre volontairement en écart sur une composante (capacité ou fourniture). Ce point est notamment important pour la cohérence du dispositif ainsi que sa crédibilité et le respect de la disposition explicite du décret.

5.1.2.3 Transmettre les informations vers le marché

Lorsque la situation d'un acteur change, et que ses anticipations sont impactées, il faut que ces modifications soient transmises vers le marché. Ce point doit faire l'objet d'une attention particulière en ce qui concerne le rééquilibrage d'un exploitant de capacité, situation qui se pose quand ses anticipations de disponibilité évoluent. Les modalités retenues doivent être analysées en fonction des incitations auxquelles elles aboutissent.

5.1.3 Éléments structurants des règlements financiers du mécanisme de capacité

La fixation du règlement financier s'articule autour de trois composantes :

- le niveau de sécurité d'alimentation fixé par les pouvoirs publics ;
- le prix unitaire de règlement référence servant au calcul du prix des écarts ;
- la structure des incitations souhaitée.

5.1.3.1 Niveau de sécurité d'alimentation

Le décret dispose que les règlements financiers peuvent être adaptés lorsque « *la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative* ». Par ailleurs, le code de l'énergie dans son article L.335-2 indique que « *les obligations faites au fournisseurs sont déterminées de manière à inciter au respect à moyen terme du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité retenu pour l'élaboration du bilan prévisionnel* ».

Ces deux éléments structurent déjà les règlements financiers autour du critère de sécurité d'approvisionnement et d'un volume d'écart (en valeur absolue) à partir duquel la sécurité

d'approvisionnement doit être considérée comme menacée/non menacée de manière significative.

5.1.3.2 Prix unitaire de règlement financier

Les règlements financiers du mécanisme de capacité s'appliquent à un volume assimilable à un volume d'écarts. Le montant du règlement financier, qu'il s'agisse du règlement des écarts pour les RPC ou du rééquilibrage en capacité des fournisseurs, renvoie explicitement à un prix unitaire. Il apparaît donc nécessaire de définir la ou les références à partir desquelles ce prix unitaire sera déterminé.

Schématiquement, deux options ont émergé lors de la concertation : la première autour d'un prix de référence marché défini à partir des prix des différentes transactions du mécanisme, la deuxième faisant directement référence à prix défini de manière administrée.

5.1.3.3 Structure des incitations des règlements financiers

La structure des incitations véhiculées par les règlements financiers renvoie directement au bilan économique des acteurs. Il n'est pas suffisant d'étudier l'impact de chaque élément des règlements financiers pris individuellement, la vision d'ensemble est nécessaire pour juger de son efficacité. C'est donc au travers de l'espérance de gain d'un acteur et du risque auquel il est exposé que les règlements financiers vont produire leurs incitations.

Ces bilans économiques par acteur sont potentiellement transverses aux volets obligation et certification pour des acteurs intégrés et permettent ainsi de s'assurer de la réelle limitation des possibilités d'arbitrage entre les deux règlements financiers existants dans le mécanisme de capacité.

5.1.4 Synthèse sur les principes des règlements financiers

Au vue des termes du décret, la forme du règlement des écarts peut s'écrire de la manière suivante :

Rééquilibrage en capacité des fournisseurs

$$\text{Règlement}_{financier} = -Volume_{écart} \times Prix_{unitaire}$$

Règlement des écarts des responsables de périmètre de certification

$$\text{Règlement}_{financier} = -Volume_{écart} \times Prix_{unitaire} + Cout_{rééquilibrage}$$

Les acteurs en écart négatif versent sur le fonds de règlement des écarts un montant égal à leur écart acteur multiplié par le prix de règlement des écarts négatifs.

Les acteurs en écart positif reçoivent du fonds un montant égal à leur écart multiplié par le prix de règlement des écarts positifs. Ce montant pourra être réduit dans le cas où le solde du compte ne suffirait pas à rémunérer l'ensemble des acteurs en écart positif. Dans ce cas, le montant versé aux acteurs en écart positif se fera au prorata de leur écart.

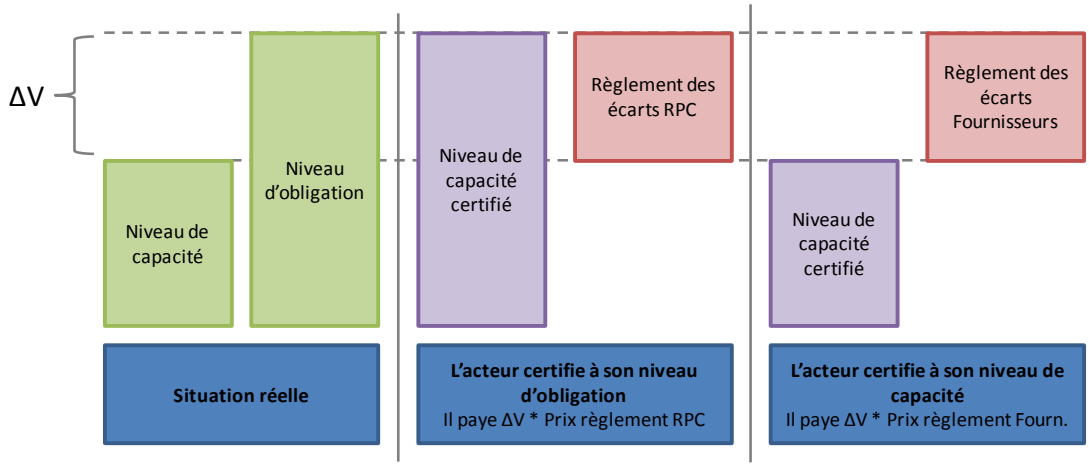
La question du rééquilibrage pour les responsables de périmètres de certification n'est pas traitée ici et a fait l'objet d'une partie dédiée (§4.5). On s'attache ici à décrire la structure retenue pour le prix unitaire de règlement financier.

5.2 Règlements financiers retenus dans le projet de règles

5.2.1 Articulation du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et du règlement des écarts

Pour garantir les bonnes incitations véhiculées par le règlement financier, et en particulier l'absence de possibilité d'arbitrage pour les acteurs intégrés, il est nécessaire d'accorder les dispositifs de rééquilibrage des fournisseurs et de règlement des écarts des RPC.

Prenons l'exemple d'un acteur intégré en écart ΔV entre son obligation et son niveau de capacité. L'arbitrage qu'il peut faire entre un écart fournisseur et un écart RPC est illustré dans le schéma ci-dessous.



Si l'acteur arbitre en faveur de l'écart RPC, il devra payer ΔV * Prix règlement RPC. Dans l'autre cas, son règlement financier sera égal à ΔV * Prix règlement Fournisseur. De manière à éviter la possibilité d'arbitrage, il est nécessaire d'avoir Prix règlement RPC = Prix règlement Fournisseur.

En pratique, l'absence d'arbitrage entre un écart RPC et fournisseur est assurée lorsque l'on retient **un prix unitaire de rééquilibrage des fournisseurs égal au prix unitaire de rééquilibrage des RPC.**

Cette modalité s'inscrit par ailleurs dans la volonté de **traiter de manière égale la contribution au risque de défaillance, qu'elle soit générée par un écart du côté fournisseur ou du côté du RPC**.

5.2.2 Prix unitaire du règlement financier

Le choix d'accorder les règlements fournisseurs et RPC revient à fixer un prix unitaire de règlement financier représentant la variable commune à la fois au rééquilibrage en capacité des fournisseurs et au règlement des écarts des responsables de périmètre de certification.

Le décret dispose que le prix unitaire de règlement financier peut être adapté lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée de manière significative. En accord avec cette optique, RTE propose un régime de règlement financier mixte :

- lorsque la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée, le prix de règlement financier se base intégralement sur le prix de marché. Dans ce cas, les acteurs ne sont pas pénalisés pour leurs écarts, qui sont seulement retraités sur la base de leur valeur

marché. Un coefficient d'incitation K reste nécessaire pour assurer l'incitation à recourir au marché plutôt qu'à attendre le règlement financier ;

- lorsque la sécurité d'approvisionnement est menacée, le prix de règlement des écarts doit référer à un prix administré. Le niveau de ce prix, fixant par définition la valeur maximale que peut atteindre la capacité sur le marché, joue un rôle fort dans l'incitation à investir dans de nouveaux moyens. Il est donc fixé sur le coût annualisé du moyen de pointe de référence.

	Sécurité d'approvisionnement menacée	Sécurité d'approvisionnement non menacée
Prix de règlement des écarts négatifs	Padmin	(1+K) Prm
Prix de règlement des écarts positifs	(1-K) Prm	(1-K) Prm

Matrice de règlement des écarts e fonction de la situation

En structurant le règlement financier autour du prix de marché, le dispositif présente un effet d'autorégulation important qui renforce la cohérence entre les signaux véhiculés par le marché de capacité et le niveau anticipé de la sécurité d'alimentation. Cet effet assure ainsi qu'en cas de situation sur-capacitaire, le prix de référence marché puisse être faible voire nul, en cohérence avec l'état du système, évitant ainsi un surcoût inutile pour les consommateurs. A l'inverse, en cas de situation tendue au niveau de la sécurité d'alimentation, le prix de référence marché évoluera à la hausse, traduisant ainsi la tension anticipée du système.

5.2.3 Détermination du prix de référence marché

Le régime de règlement financier qui s'applique lorsque la sécurité d'approvisionnement n'a pas été menacée est structuré autour d'un prix de référence marché. Celui-ci doit refléter les prix d'échange des garanties pour l'année de livraison considérée. Deux questions se posent pour la définition de cette grandeur : d'une part la méthode retenue pour son calcul et d'autre part la date à laquelle cette valeur est fixée et transmise aux acteurs.

Sur le premier point, RTE préconise de choisir une statistique du prix des transactions réalisées qui reflète au mieux le coût de moyen-long terme de la capacité. Il convient en effet de ne pas de donner au prix de référence marché une dépendance trop importante aux échanges finaux, qui ne sont alors représentatifs que de la rareté - ou non - de la capacité à court-terme.

Le deuxième point, soulevé lors de la concertation, a été orienté par le besoin des acteurs de disposer de visibilité sur le règlement financier. Cette discussion est un autre exemple du débat général entre la pertinence du signal prix du mécanisme (il incorpore toutes les informations à date sur l'état capacitaire du système) et sa stabilité vu des acteurs qui établissent sur cette base une stratégie de gestion du risque. **RTE propose un aménagement visant à stabiliser le signal-prix en proposant que le prix de référence marché soit fixé à l'entrée de l'année de livraison**. Ainsi, dès lors que le marché a bien fonctionné et que le régime de règlement financier est celui défini par le prix de marché, les acteurs disposent alors d'une visibilité parfaite sur le règlement des écarts à l'entrée de l'année de livraison.

5.2.4 Détermination de l'écart global

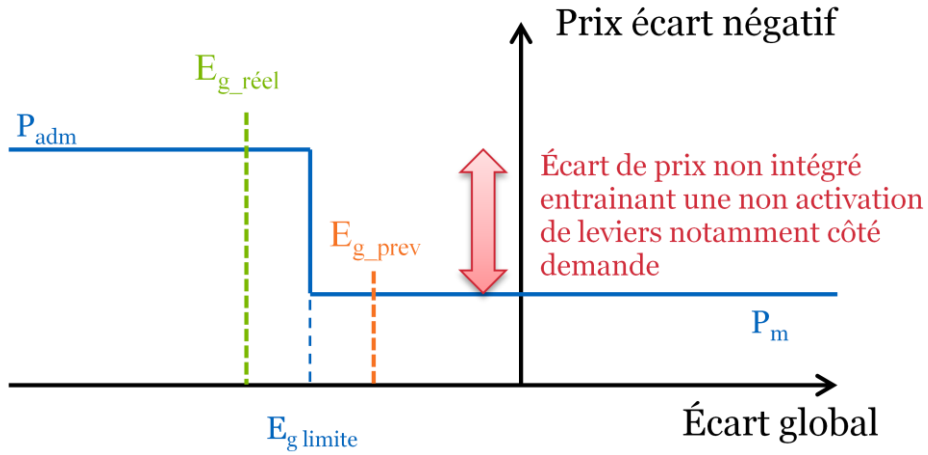
Le décret prévoit que le régime de règlement financier soit adapté en fonction du niveau de sécurité d'approvisionnement réalisé. Cela conduit à instruire deux points : quel indicateur doit-on retenir pour évaluer si la sécurité d'approvisionnement a été menacée et quelle valeur seuil définir sur cet indicateur ?

En ce qui concerne le premier point, le décret donne des éléments précis, puisque le régime de règlement financier peut être calculé en fonction « *de la somme des écarts des responsables de périmètre de certification et de la différence entre la somme des montants d'obligation de capacité des fournisseurs et le montant global de garanties de capacité que ceux-ci détiennent à la date limite de cession des garanties de capacité* ». Autrement dit, le critère est bien défini comme l'écart global réalisé : Niveau de capacité effectif – Obligation effective (avec pour hypothèse que l'ensemble des garanties participent effectivement au marché).

Cette disposition du décret, qui permet de reboucler sur le réalisé semble nécessaire pour le bon fonctionnement du mécanisme. En effet, jusqu'au contrôle effectif, l'ensemble des données, de certification notamment, sont déclaratives. Se baser sur ces niveaux déclarés pour déterminer le régime de règlement des écarts ne permettrait pas de véhiculer des incitations correctes et menacerait fortement l'efficacité du mécanisme. Notamment, cette disposition permet d'éviter les éventuelles manipulations de marché qui consisteraient à faire certifier un niveau de capacité trop élevé (ou trop faible) pour modifier artificiellement le prix de marché. Lorsqu'une telle manipulation met réellement en danger la sécurité d'approvisionnement, les acteurs en écart sont alors pénalisés par le prix de règlement administré.

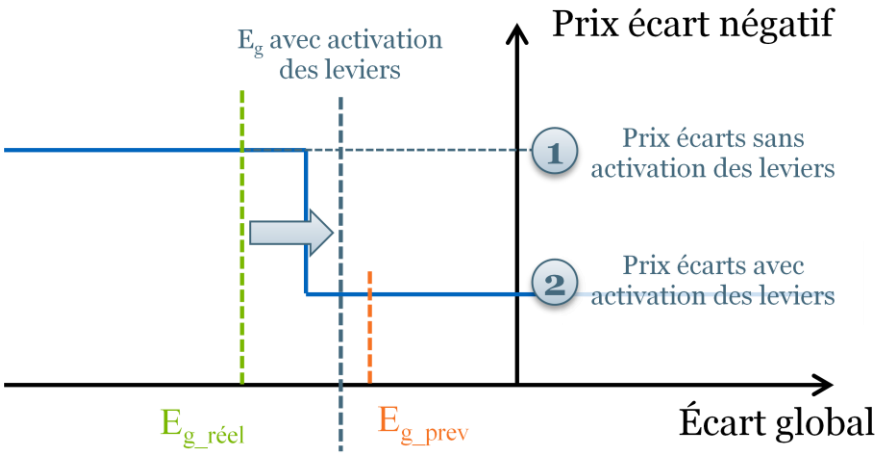
Enfin le bouclage sur le réalisé permet d'assurer la cohérence permanente entre l'écart réel du système (Niveau de capacité effectif - Niveau d'obligation effectif) et l'écart marché (Offre en garanties - Demande en garanties). Le signal véhiculé par le marché reflète bien la tension physique entre le niveau d'obligation effectif et le niveau de capacité effectif. Tout aléa d'un côté comme de l'autre est donc transmis au marché et peut permettre l'activation de leviers d'ajustement en capacité. En particulier, les moyens d'effacement et de réduction de consommation qui sont à même de répondre à des aléas de capacité à court-terme pourront être valorisés pleinement.

Illustration de l'impact de la prise en compte de l'écart réel du système sur les leviers activés durant l'année de livraison



Dans cette situation, si le prix des écarts est basé sur l'écart global prévisionnel, les leviers dont le prix d'activation est supérieur au prix des écarts basé sur le prix de référence marché, ne sont pas activés alors même que l'état du système justifie leur activation.

Cela a pour conséquence d'aboutir à un niveau réel de sécurité d'alimentation dégradé et de réduire la valorisation de tels leviers, notamment côté demande, comparativement à une situation prenant en compte l'écart réel.

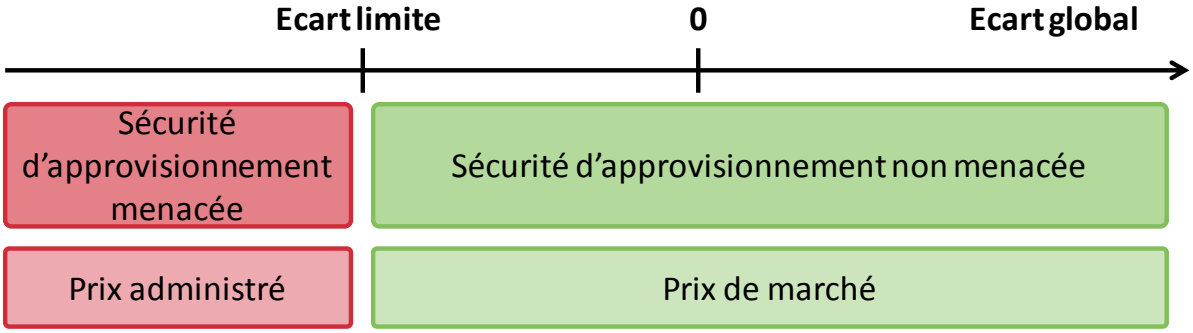


Le schéma inverse est également possible, avec un état global réel moins défavorable que celui prévu. Dans ce cas, des capacités pourraient être activées alors que le niveau de sécurité d'alimentation ne le justifie pas, créant alors un surcout pour les fournisseurs et in fine pour les consommateurs.

Écart limite

Le décret prévoit que le régime de règlement financier soit adapté en fonction de l'écart global réalisé. Cela impose de fixer une valeur seuil, basée sur l'écart global, à partir de laquelle on considère que la sécurité d'approvisionnement est, ou non, menacée.

Au-delà de l'objectif de proportionnalité du règlement financier, l'enjeu de cette disposition est pour RTE de pouvoir assurer aux acteurs une visibilité suffisante sur le régime de règlement auquel ils seront soumis. Dans cette optique, RTE propose de définir l'écart limite de manière à éviter que le prix de règlement financier ne puisse dépendre de la réalisation d'aléas de court terme. L'écart limite pourrait être fixé sur le volume des aléas non maitrisables. En effet, à l'approche du temps réel, un certain nombre d'aléas peuvent survenir alors même que les acteurs ne disposent plus de leviers suffisants pour les couvrir. Avec une telle disposition, le régime de règlement des écarts n'en serait pas affecté.



Régime de règlement des écarts applicable en fonction de l'écart global réalisé

La proposition d'une fonction de lissage, présentée par RTE lors de la concertation, n'a pas été retenue dans le projet de règles du 11 septembre au titre de la simplicité. L'opportunité de revenir sur ce choix pourra être étudiée avec les acteurs, durant la phase de consultation.

5.3 Étude d'impact sur le coût du règlement des écarts pour les acteurs

5.3.1 Cadre de l'étude

La structure des règlements financiers est définie de manière à inciter les acteurs à se tourner vers le marché plutôt qu'à attendre le règlement des écarts. Ainsi, un écart positif est toujours moins valorisé lors du règlement financier que sur le marché (réduction via le coefficient K) et un écart négatif possède un prix supérieur lors du règlement financier que sur le marché (augmentation via le coefficient K). Le règlement financier génère donc un coût pour les acteurs dès lors que ces derniers disposent d'une incertitude sur leur niveau de capacité ou d'obligation. Par ailleurs d'autres facteurs sont susceptibles de générer un coût supplémentaire pour les acteurs : d'une part le risque d'une situation d'écart global fortement négatif, où le prix de règlement passerait au prix administré et d'autre part la contrainte de positivité du fonds dédié au règlement financier, qui peut réduire le montant de règlement touché dans le cas d'un écart positif. En effet, pour un acteur positionné sur sa meilleure prévision (espérance d'écart nulle), l'ensemble de ces facteurs représentent bien un coût.

L'objectif de cette étude est d'étudier le risque financier auquel sont soumis les acteurs au titre du règlement des écarts. L'étude se concentre sur le risque lié aux aléas résiduels des acteurs dans l'année de livraison. On suppose en effet que les acteurs ont la possibilité, pour les aléas survenus avant l'entrée dans l'année de livraison de recourir au marché pour acheter ou vendre des garanties et dans le cas d'un RPC, procéder à un ou des rééquilibrages. On traite donc ici uniquement d'aléas de temps réel qu'il n'est pas possible de compenser par le recours au marché par manque d'information des acteurs : sur leur niveau de disponibilité/d'obligation ou sur le placement des heures de pointe.

5.3.2 Principe de l'étude

Le modèle est constitué de 10 acteurs disposant chacun d'un périmètre de fournisseur et de responsable de périmètre de certification. On se place à l'entrée de l'année de livraison dans la situation suivante :

- le prix de référence marché est fixé ;
- chaque acteur se positionne à sa meilleure prévision (valeur en espérance).

On modélise ensuite l'incertitude résiduelle des acteurs sur leur niveau de disponibilité et d'obligation par un aléa centré autour de 0. Les aléas sont donnés par des lois normales indépendantes. Chaque simulation représente une année de livraison du mécanisme et permet d'obtenir pour chaque acteur le montant du règlement financier auquel il est soumis. La simulation est rejouée un très grand nombre de fois pour obtenir le montant moyen du règlement financier par acteur.

Structure du règlement financier

La structure du règlement financier modélisée est celle proposée par RTE conformément au projet de règles du mécanisme de capacité. Les paramètres ont étés fixés comme suit :

Paramètre	Valeur retenue
Prix de référence marché (k€/MW)	30
Prix administré (k€/MW)	60
Écart limite (GW)	-5
K	0,1

Aléas des acteurs

Les aléas auxquels sont soumis les acteurs sont définis par un écart-type qui dépend de leur taille. On simule deux jeux de répartitions d'aléas entre les acteurs : dans le premier cas les écart-types d'aléas sont proportionnels au niveau de capacité/d'obligation de l'acteur, dans le second cas les écart-types sont réduits pour prendre en compte l'effet de foisonnement.

Cas 1 : Aléa proportionnel à la taille

Le calibrage des aléas est fait comme suit :

Pour la partie fournisseur : 2% du niveau d'obligation
Pour la partie RPC : 4% du niveau de capacité certifié

On obtient donc la répartition entre acteurs suivante :

	Acteur 1	Acteur 2	Acteur 3	Acteur 4	Acteur 5	Acteur 6	Acteur 7	Acteur 8	Acteur 9	Acteur 10	Total
Niveau capacité/ Obligation (GW)	60	15	10	5	3	2	2	1	1	1	100
Aléa obligation (GW)	1,2	0,3	0,2	0,1	0,06	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02	1,25
Aléa capacité (GW)	2,4	0,6	0,4	0,2	0,12	0,08	0,08	0,04	0,04	0,04	2,5

Cas 2 : Aléa prenant en compte l'effet de foisonnement

Le calibrage des aléas par acteur en tenant compte de la capacité ou non à faire foisonner ses écarts est donné dans le tableau suivant :

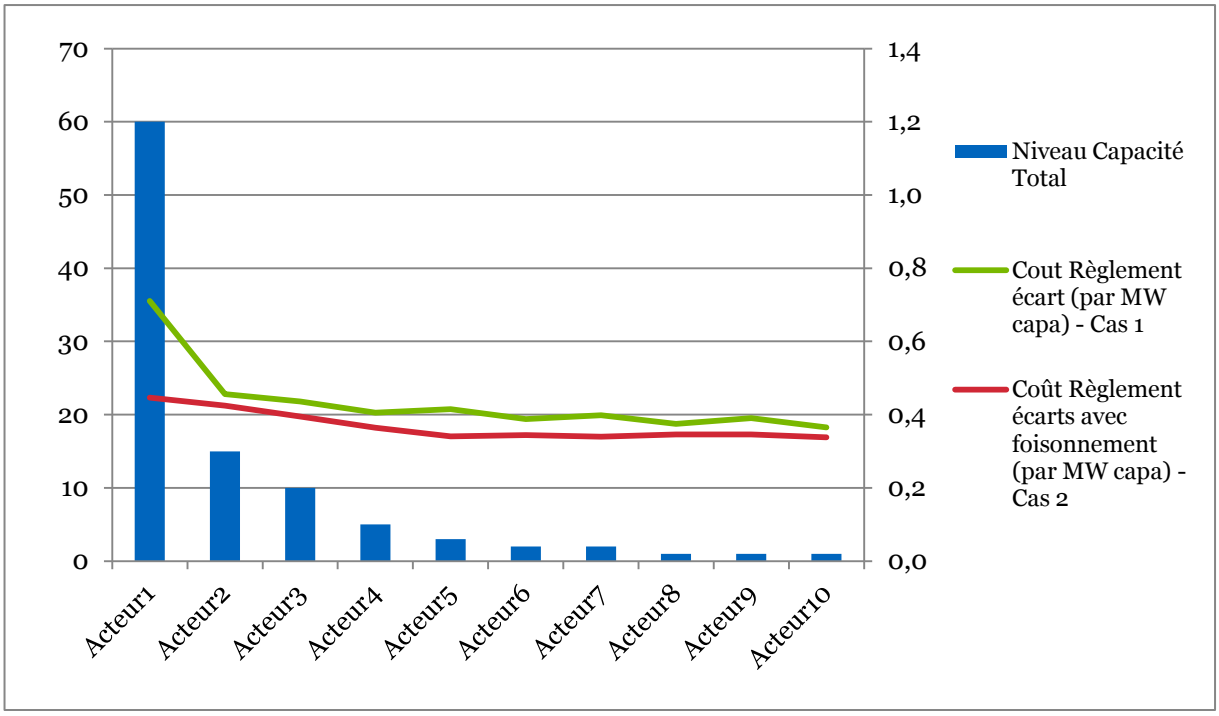
	Acteur 1	Acteur 2	Acteur 3	Acteur 4	Acteur 5	Acteur 6	Acteur 7	Acteur 8	Acteur 9	Acteur 10	Total
Niveau capacité/ Obligation (GW)	60	15	10	5	3	2	2	1	1	1	100
Aléa obligation (en %)	1,5%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,0%
Aléa obligation (GW)	0,90	0,28	0,19	0,10	0,06	0,04	0,04	0,02	0,02	0,02	1,0
Aléa capacité (en %)	3,0%	3,8%	3,8%	3,9%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	1,9%
Aléa capacité (GW)	1,80	0,56	0,38	0,20	0,12	0,08	0,08	0,04	0,04	0,04	1,9

5.3.3 Résultats

Tout d'abord, **le coût moyen de règlement financier ramené au niveau de capacité/d'obligation des acteurs est très faible**. Pour un acteur ayant 10 GW d'obligation, ce montant s'élève à 0,44 k€/MW et se décompose comme suit:

Coût moyen du règlement financier	
Règlement des écarts négatifs (k€/MW)	0,71
Règlement des écarts positifs (k€/MW)	-0,27
Total (k€/MW)	**0,44**

En second lieu, dans le cas 1 (courbe verte), **le coût du règlement financier est proportionnellement plus élevé lorsque la taille de l'acteur augmente**. Pour un acteur de 60 GW le coût du règlement financier est de 0,7 k€/MW contre 0,35 k€/MW pour un acteur disposant d'une capacité de 1 GW.



Cet écart de coût suivant la taille de l'acteur dépend en fait à la volumétrie des aléas de l'acteur par rapport la largeur de l'écart limite. Un acteur de taille importante (donc avec des aléas potentiellement grands) peut à lui seul, par un écart négatif faire basculer l'écart global du système en régime administré. Globalement un acteur important payera donc ses écarts négatifs plus souvent au prix administré qu'un petit acteur, du fait de la corrélation qu'il crée entre le régime de règlement et le signe de son écart.

Lorsque l'on prend en compte l'effet du foisonnement (courbe rouge), on constate que **le coût du règlement des écarts diminue pour les acteurs de taille importante** de 0,7 k€/MW à 0,45 k€/MW. On observe par ailleurs que **l'ensemble des acteurs profite du foisonnement avec un coût moyen de règlement des écarts plus faible, y compris pour les petits acteurs, alors même que leur aléa n'a pas**

changé. Cela s'explique par une diminution de l'aléa global qui passe de 1,25 à 1 GW pour l'obligation et de 2,5 à 1,9 GW pour le niveau de capacité.

6. EVALUATION DU COUT INDUIT PAR LA MISE EN PLACE DU MECANISME DE CAPACITE POUR LES CONSOMMATEURS

Lors de la concertation préalable à l'adoption du décret de décembre 2012 et de celle actuellement en cours sur les règles du mécanisme de capacité, il a été souligné l'intérêt de disposer d'une vision agrégée de l'impact du dispositif. RTE a, pour sa part, annoncé qu'il essaierait de fournir, malgré le temps limité réservé aux échanges pour élaborer les règles au cours de l'année 2013, des éléments d'appréciation sur les conséquences de la mise en place du dispositif et notamment sur les impacts économiques des choix techniques qui doivent être réalisés pour décliner les principes du décret. La présente partie du document y est dévolue.

L'analyse des impacts économiques du dispositif nécessite de prendre du recul sur les débats techniques afférents à l'obligation, à la certification ou aux règlements financiers, et d'illustrer l'impact des choix possibles sur les différentes catégories d'acteurs afin d'éclairer les pouvoirs publics qui devront se prononcer sur ces propositions. Les éléments présentés dans les sections précédentes du présent document ont notamment permis de montrer :

- que l'obligation de capacité pèserait nécessairement sur les consommateurs thermo-sensibles par l'intermédiaire de leurs fournisseurs, et que la combinaison entre le choix d'une période PP1 courte (type 100 heures) et des dispositifs de stabilisation envisagés aboutissent une obligation nulle pour les grands consommateurs capables d'effacer leur consommation durant la période de pointe PP1 ;
- que la répartition des garanties de capacité attribuées entre les principales filières de production était peu sensible aux modalités de certification retenues, sauf en ce qui concerne les effacements de consommation (dont la valeur en capacité est maximisée par le choix d'une période PP2 courte).

L'analyse des impacts économiques du dispositif est largement dépendante de deux facteurs :

- la *valeur du coefficient de sécurité*, qui aura un impact important sur la surface financière du dispositif. Le projet de règles mis en consultation fixe la valeur du coefficient de sécurité dans le bas de la fourchette des valeurs possibles (0,93), notamment du fait de l'hypothèse retenue pour la prise en compte de la contribution des capacités situées à l'extérieur des frontières ;
- le régime retenu pour les *transferts de garanties de capacité associées à l'ARENH* est également un élément déterminant, qui définit très largement la structure concurrentielle du futur marché des capacités (et en pratique conduit à équilibrer fortement les positions). La proposition du régime de calcul du nombre de garanties de capacité emportées par l'ARENH ne relève pas de RTE ; aussi seuls des scénarios indicatifs ont-ils été considérés dans la suite de cette section.

Sur cette base, des premières analyses d'impact portant sur la distribution du coût de l'obligation de capacité sur différentes catégories de consommateurs peuvent être présentées. Les résultats chiffrés sont issues d'études simplifiées (utilisation d'un jeu restreint de données) et dépendent fortement des hypothèses considérées ; ils doivent être considérés avec prudence. Dans certains cas, seuls des tests de sensibilité ont pu être effectués (notamment concernant l'impact sur les petits consommateurs).

6.1 Répartition des coûts sur les consommateurs

Le présent paragraphe présente une analyse de l'impact de la mise en œuvre des règles de l'obligation de capacité sur les consommateurs. En toute rigueur, cette analyse doit consister à comparer le coût qu'ils supportent dans les deux scénarios suivants :

- un scénario dans lequel le mécanisme de capacité n'est pas mis en place : les consommateurs sont seulement exposés aux prix issus du marché *energy-only* défini par ses règles actuelles, les capacités ne bénéficient pas de rémunération spécifique pour leur capacité, la PPI est le cas échéant utilisée par les pouvoirs publics comme un instrument de régulation des éventuels déficits de capacité, les conséquences de cette organisation de marché en termes de biais dans la structure des investissements (sous-investissement à la pointe par rapport aux moyens de base) ou de dégradation de la sécurité d'alimentation (délestages) sont supportées par les consommateurs ;
- un scénario dans lequel le mécanisme de capacité est mis en place selon les règles proposées.

Une telle étude n'a rien de trivial. Il est ainsi difficile de quantifier les effets escomptés à moyen terme du modèle de marché proposé (une gestion plus active de l'offre et surtout de la demande pourrait réduire de manière générale le coût de couverture du risque de défaillance rapport à une situation où l'adéquation de capacité est gérée de manière passive). A ce stade, il est donc possible de présenter une étude des impacts « de premier tour », qui se borne à évaluer l'impact financier de la mise en place du mécanisme sur les consommateurs « toutes choses égales par ailleurs » sans intégrer d'analyse dynamique des effets sur le système électrique[25]. Par ailleurs, les impacts négatifs associés à une absence de mise en place du mécanisme de capacité ne sont pas étudiés.

6.1.1 Cadre d'analyse et hypothèses structurantes

6.1.1.1 Coefficient de sécurité

La valeur du coefficient de sécurité dépend de deux paramètres :

- la modélisation de la contribution à la sécurité d'alimentation de la France des capacités localisées à l'extérieur du territoire national : cette contribution est prise en compte de manière implicite par l'intermédiaire d'une réduction du coefficient de sécurité qui est d'autant plus importante que la contribution évaluée est importante ;
- les choix techniques relevant des règles qui peuvent conduire (i) à faire porter à la température extrême de référence l'essentiel des aléas considérés ou au contraire à les mutualiser au sein du coefficient de sécurité, ou bien (ii) à stabiliser les paramètres du calcul de l'obligation ou à normaliser le montant de garanties attribuées à certaines capacités tout en mutualisant les « imperfections » afférentes par l'intermédiaire du coefficient de sécurité.

Sur la base des simulations les plus récentes, RTE propose dans son projet ouvert à consultation le 11 septembre 2013 de fixer la valeur du coefficient de sécurité à 0,93 lors de la première année de livraison. Cette valeur se situe dans le bas de la fourchette des valeurs possibles, et pourrait être plus élevée dans le cas où d'autres choix seraient réalisés.

[25] Dans la mesure du possible, RTE pourrait proposer d'ici à la saisine du Ministre et de la CRE une évaluation de ces effets possibles à moyen terme sur la base d'hypothèses sur la valeur économique associée à la mobilisation de leviers de court-moyen terme.

Cela serait notamment le cas dans l'hypothèse d'un arbitrage différent sur le niveau souhaitable de sécurité d'alimentation du territoire vue la contribution des interconnexions internationales. Ainsi, un choix des pouvoirs publics consistant à ne pas prendre en compte la contribution des interconnexions internationales, ou à la prendre en compte tout en augmentant le niveau de couverture de la France par rapport au critère des 3 heures (considérer le critère des 3 heures sans prise en compte des interconnexions revient à une couverture effective plus importante) pourrait conduire le coefficient de sécurité à prendre une valeur voisine de 1. Cette hypothèse alternative est également considérée dans ce qui suit.

6.1.1.2 Garanties de capacité associées au produit ARENH

Le code de l'énergie prévoit que chaque fournisseur bénéficie d'un accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) dans des conditions économiques équivalentes à celles de l'opérateur historique.

L'article L. 336-1 du code de l'énergie dispose ainsi qu' « *afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français, un accès régulé et limité à l'électricité nucléaire historique, produite par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2, est ouvert, pour une période transitoire définie à l'article L. 336-8, à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. Cet accès régulé est consenti à des conditions économiques équivalentes à celles résultant pour Electricité de France de l'utilisation de ses centrales nucléaires mentionnées au même article L. 336-2* ».

L'article 337-14 dispose qu' « *afin d'assurer une juste rémunération à Electricité de France, le prix, réexaminé chaque année, est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2 sur la durée du dispositif mentionnée à l'article L. 336-8.* »

Cela signifie, en résumé, que les fournisseurs alternatifs :

- *payent l'ensemble des coûts* associés au parc nucléaire historique : le prix d'achat de l'ARENH est calé de sorte à couvrir les coûts de production du parc nucléaire historique ;
- *perçoivent l'ensemble des avantages* associés au parc nucléaire historique : énergie mais également garanties de puissance.

En application de ce second principe, la réglementation actuelle prévoit que les fournisseurs alternatifs disposeront des garanties de capacité associées à leur approvisionnement en énergie par le dispositif ARENH[26]. Différentes méthodes de prise en compte de ces capacités sont envisageables, et les simulations présentées dans le présent chapitre doivent nécessairement s'appuyer sur des hypothèses puisque la proposition de la méthode de calcul des garanties de capacité livrées avec l'ARENH relève de la CRE[27]. Les évaluations qui suivent

[26] Le décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique prévoit que « *le produit cédé comprend la garantie de capacité de production, au sens de l'article 4-2 de la loi du 10 février 2000 susvisée,* ».

[27] Le décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité précise que « *la méthode de calcul du montant de cette garantie de capacité, les conditions et le calendrier de cession sont définis par arrêté du ministre chargé de l'énergie sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie* ».

sont donc basées sur deux scénarios indicatifs, sans préjudice du choix qui reviendra ultérieurement aux pouvoirs publics :

- la première hypothèse retenue consiste à attribuer simplement une garantie de capacité par quantité d'ARENH livrée ;
- la seconde hypothèse considérée consiste à retenir une *clé de conversion* différente en cherchant à égaliser la position des fournisseurs alternatifs par rapport à celle d'EDF (l'hypothèse retenue est de 1,15 MW de garantie cédée pour 1 MW d'ARENH livré).

La première hypothèse « colle » au produit ARENH tel qu'il est défini (produit plat) et présente l'avantage de la simplicité.

La seconde s'appuie sur une recherche de la répartition optimale des garanties associées au parc nucléaire historique sous contrainte que chaque fournisseur soit placée dans une position économique équivalente à celle d'EDF en regard du parc nucléaire historique, conformément à ce qui est prévu par loi NOME. Cela suppose de déterminer la juste part de garanties que doit percevoir chaque fournisseur.

Cette détermination peut être guidée par une estimation du nombre de garanties de capacité « contenues » dans chaque MWh nucléaire produit :

- on suppose que le parc permettra de délivrer 55 GW de garanties de capacité (estimation basée sur l'application des méthodes proposées de certification aux données historiques de disponibilité sur les derniers hivers, selon les évaluations de RTE) ;
- on rapporte ce montant à la production nucléaire, supposée de 416 TWh (moyenne sur les 10 dernières années) pour une année : chaque MWh d'électricité nucléaire « contient » alors en moyenne 0,131 kW de garanties ;
- on en déduit une clé de conversion de 1,15 (une bande de 1 MW d'ARENH procure 8760 * 0,131 kW = 1,15 MW de garanties de capacité sur une année).

Ce résultat peut paraître surprenant car le rapport entre MW de garanties et MW de puissance ARENH est supérieur à 1. En réalité, il traduit simplement le fait que la disponibilité du parc nucléaire est plus importante durant l'hiver, et donc durant les périodes PP2, et que le montant de garanties attribuées aux groupes nucléaires sera en conséquence supérieur à la puissance moyenne délivrée sur l'année. Ainsi, alors que la production nucléaire moyenne sur une année est de 48 GW selon les hypothèses précédentes (moyenne sur 10 ans), le montant de garanties associé serait d'environ 55 GW par application des méthodes de certification présentées dans le projet de règles. Cette seconde hypothèse consiste ainsi à transmettre aux fournisseurs, à travers l'ARENH, la valeur associée à la modulation du parc. Elle devrait en théorie être complétée d'un correctif (en toute rigueur, le coût des écarts associé au règlement financier pour les écarts de certification du parc nucléaire devrait également être répercuté aux fournisseurs s'ils sont placés dans les mêmes conditions économiques qu'EDF). Ce coût est supposé suffisamment faible en première analyse ; il a donc été négligé dans les estimations qui suivent.

6.1.1.3 Prix de la capacité

L'évaluation des impacts économiques nécessite de retenir une hypothèse sur le prix moyen de la capacité qui émergera des transactions de marché. Cette variable dépend bien évidemment de l'état prévisionnel du système électrique, mais également de paramètres fixés dans les règles comme la valeur retenue pour le coefficient de sécurité. Ainsi, une valeur

faible pour le coefficient de sécurité conduira toutes choses étant égales par ailleurs à diminuer le prix de marché : les études qui suivent ne testent pas simultanément l'hypothèse d'un coefficient de sécurité faible et d'une valeur élevée pour le prix de la capacité.

L'hypothèse centrale retenue dans les simulations est celle d'un prix de la capacité de 10 k€/MW/an. L'hypothèse alternative d'un prix de la capacité à 30 k€/MW/an (qui semble élevé vu les études prévisionnelles actuelles) est également testée afin de disposer d'une évaluation haute du coût.

6.1.1.4 Tarifs réglementés de vente

La législation en vigueur prévoit que les tarifs réglementés dont peuvent encore bénéficier les grands consommateurs (terminologie utilisée dans le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, correspondant à une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, par opposition aux petits consommateurs) disparaitront d'ici au 1er janvier 2016, soit antérieurement au démarrage de la première période de livraison du mécanisme de capacité. Dès la première année de livraison, les grands consommateurs bénéficieront donc exclusivement d'offres de marché, intégrant le bénéfice de l'ARENH. Seuls les petits consommateurs, ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, pourront bénéficier du tarif réglementé de vente. Le principe de réversibilité permet aux consommateurs qui le souhaitent de passer du tarif réglementé à une offre de marché et vice versa. C'est pourquoi sur ce segment on peut considérer que le tarif réglementé constitue le prix de référence pour le marché de détail.

L'évaluation de l'impact de la mise en place du mécanisme de capacité est donc de nature différente selon le groupe de consommateur :

- pour les petits consommateurs : il s'agit d'évaluer l'impact sur le tarif réglementé ;
- pour les grands consommateurs : il s'agit d'évaluer l'impact sur les offres de marché (construites à partir de l'ARENH et du complément marché).

6.1.2 Évaluations chiffrées

Les résultats des simulations présentées dépendent des hypothèses listées ci-dessus. Ils s'entendent hors toutes taxes.

Naturellement, plus la valeur coefficient de sécurité est élevée, plus la demande de garanties sera importante par rapport à l'offre, conduisant à un prix unitaire de la garantie plus élevé et donc à une augmentation du coût transféré au consommateur.

De même, l'effet de l'ARENH est dimensionnant pour l'analyse. Les droits ARENH calculés, selon la méthodologie valable en 2015 pour un consommateur virtuel dont le profil de consommation est similaire à celui de la courbe de consommation nationale, représentent selon les estimations de RTE autour de 78% du besoin en énergie de celui-ci[28]. En puissance, le nucléaire historique devrait représenter un peu plus de la moitié de ses besoins de garanties de capacité. En effet, si on suppose que le besoin global en garanties de capacité est de 92 GW (estimation basée sur l'application des méthodes proposées de certification du besoin global en capacité pour 2016-2017, selon les évaluations de RTE), et que le nucléaire historique est certifié à hauteur de 55 GW (estimation basée sur l'application des méthodes

[28] Dans toute l'analyse, on se place dans l'hypothèse selon laquelle le plafond de volume global d'ARENH livré, fixé par la loi à 100 TWh, n'est pas atteint. Dans le cas contraire, la cadre réglementaire prévoit que les droit ARENH attribués à chaque fournisseur sont réduits de sorte que ce volume est réparti entre les fournisseurs demandant de l'ARENH.

proposées de certification aux données historiques de disponibilité sur les derniers hivers, selon les évaluations de RTE), alors ce dernier représente 60 % du besoin en capacité global. Mais ce ratio varie sensiblement en fonction du type de consommation. Pour un petit consommateur chauffé à l'électricité, l'ARENH pourrait satisfaire environ deux tiers de sa consommation en énergie[29], mais seulement moins de la moitié de l'obligation de capacité qui lui correspond. Au contraire, pour un consommateur industriel à profil peu saisonnalisé, l'ARENH devrait satisfaire la quasi totalité de ses besoins en énergie et en garantie de capacité. Il en résulte des impacts différenciés selon les catégories de consommateurs.

6.1.2.1 Grands consommateurs

A l'horizon de la mise en place du mécanisme de capacité et dans le cas où l'ARENH demeure pour les fournisseurs alternatifs compétitive par rapport à un approvisionnement sur le marché de gros, les grands consommateurs devraient bénéficier d'une offre de marché calée sur les coûts d'approvisionnement ARENH et un complément marché. L'impact de la mise en place du mécanisme de capacité sur chaque consommateur de ce segment devrait dépendre directement de l'obligation de capacité qu'ils généreront, réduite toutefois des garanties de capacité dont leur fournisseur bénéficiera grâce à l'ARENH. L'évaluation de l'impact pour ces consommateurs consiste alors à établir un bilan obligation/garanties fournies par l'ARENH.

6.1.2.1.1.1 Impact pour un consommateur virtuel, ayant un profil « plat »

En vertu de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, un consommateur ayant une puissance consommée constante génère pour son fournisseur un droit d'ARENH correspondant à 96,4% de l'énergie consommée.

Si pour 1 MW de produit ARENH cédé 1,15 MW de garanties de capacité sont cédées, alors les garanties obtenues via l'ARENH s'élèveront à 96,4%*1,15 = 110,6 % de la puissance consommée.

Côté obligation, si le coefficient de sécurité vaut 0,93, l'obligation s'élève à 93% de la puissance consommée. Il apparaît que l'ARENH permet dans ce cas d'aller au-delà de la couverture du besoin du consommateur. Le bilan est un excédent de garanties, l'ARENH couvrant 119% de l'obligation. Avec une hypothèse de prix de la capacité de 10 k€/MW, **il en résulte un gain net pour le consommateur de 0,2€/MWh**.

[29] Le rapport 2011-2012 sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel, publié en janvier 2013 par la CRE mentionne (p.56) que le droit d'ARENH calculé pour le profil HC/HP est de 64,1%.



Un site disposant d'un profil de consommation « plat » et capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe peut en outre valoriser les garanties correspondantes sur le marché. Le gain associé est de 0,6 €/MWh (prix de la capacité supposé de 10 k€/MW). Additionné aux 0,2 €/MWh précédent, **le gain net pour le consommateur est porté à 0,9€/MWh**.

Résultat avec un jeu d'hypothèses alternatives

Les tableaux suivants présentent les résultats pour des hypothèses de prix de la capacité, de coefficient de sécurité et de garanties ARENH différentes.

Prix 10 k€

Sans effacement

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,2**	**0,0**
C = 1	-0,1	0,0

Avec effacement*

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,9**	**-0,7**
C = 1	-0,8	-0,7

Prix 30 k€

Sans effacement

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,6**	**-0,1**
C = 1	-0,4	0,1

Avec effacement*

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-2,3**	**-1,8**
C = 1	-2,1	-1,6

**de la moitié de la puissance en pointe.*

Si l'on suppose que le coefficient de sécurité est déterminé sans la prise en compte de l'apport des interconnexions et donc fixé à 1 (au lieu de 0,93), que l'apport de l'ARENH en garanties de capacité est fixé à 1 MW pour 1 MW de produit (au lieu de 1,15), que le prix de marché de

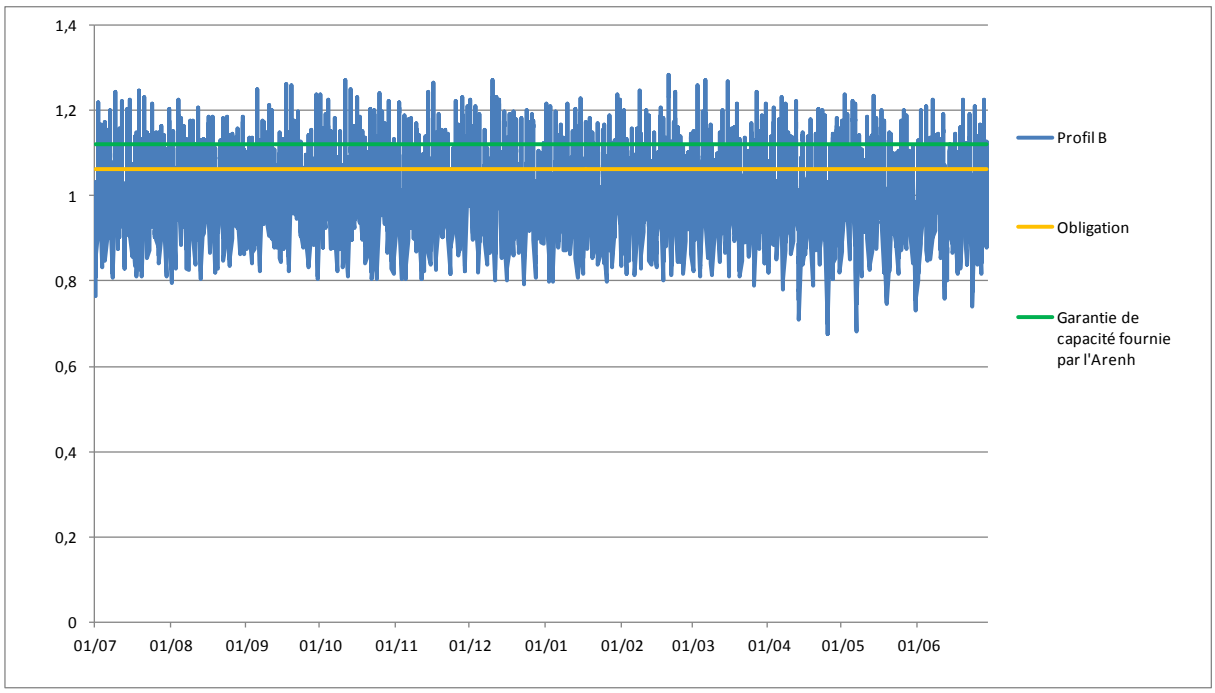
la capacité est de 30 k€/MW, alors : **l'impact sur la facture du consommateur devient très légèrement positif[30] (+0,1 €/MWh)**.

La prise en compte de la flexibilité modifie substantiellement ce résultat : si le consommateur est capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe, il en résulte un gain de 1,7 €/MWh (prix de la capacité supposé de 30 k€/MW). **Le bilan net est positif pour le consommateur, avec une économie de 1,6 €/MWh.**

6.1.2.1.1.2 Impact pour un très grand consommateur type, ayant le profil « moyen » des consommateurs raccordés au réseau RPT

Afin de prendre un exemple concret, l'étude a été réalisée sur le profil moyen de consommation des clients raccordés au réseau public de transport (non corrigée des NEBs) sur l'hiver 2011-2012. L'obligation de capacité est calculée selon les termes projet de règles avec une période PP1 correspondant aux 10 jours de plus forte consommation sur la plage de consommation [7h ; 15h[puis [18h ; 20h[, et en tenant compte de l'effet du gradient de température (avant qu'il ne soit normalisé à 0 dans le projet de règles). Les droits ARENH sont calculés selon les règles de calcul valables pour 2015 et sur la base d'une chronique construite en joignant le premier semestre 2012 et le second semestre 2011.

L'ARENH couvre 105% de l'obligation. Avec une hypothèse de prix de la capacité de 10 k€/MW, **il en résulte un gain net pour les consommateurs concernés à hauteur 0,1€/MWh.**



Un site disposant d'un profil de consommation de ce type et capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe peut en outre valoriser les garanties correspondantes sur le marché. Le gain associé est de 0,7 €/MWh (prix de la capacité supposé de 10 k€/MW). Additionné aux 0,1 €/MWh précédent, **le gain net pour le consommateur est porté à 0,8€/MWh**.

[30] L'ARENH couvre alors 96,4% de l'obligation.

Résultat avec un jeu d'hypothèses alternatives

Les tableaux suivants présentent les résultats pour des hypothèses de prix de la capacité, de coefficient de sécurité et de garanties ARENH différentes.

Prix 10 k€

Sans effacement

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,1**	**0,1**
C = 1	0,0	0,2

Avec effacement*

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,8**	**0,1**
C = 1	0,0	0,2

Prix 30 k€

Sans effacement

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,2**	**0,3**
C = 1	0,1	0,6

Avec effacement*

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,2**	**0,3**
C = 1	0,1	-1,4

**de la moitié de la puissance en pointe.*

Si l'on suppose que le coefficient de sécurité est déterminé sans la prise en compte de l'apport des interconnexions et donc fixé à 1 (au lieu de 0,93), que l'apport de l'ARENH en garanties de capacité est fixé à 1 MW pour 1 MW de produit (au lieu de 1,15), que le prix de marché de la capacité est de 30 k€/MW : **l'impact sur la facture du consommateur est un surcoût de 0,6 €/MWh**[31].

La prise en compte de la flexibilité modifie substantiellement ce résultat : si le consommateur est capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe, il en résulte un gain de 2 €/MWh (prix de la capacité supposé de 30 k€/MW). **Le bilan net est positif pour le consommateur, avec une économie de 1,4 €/MWh.**

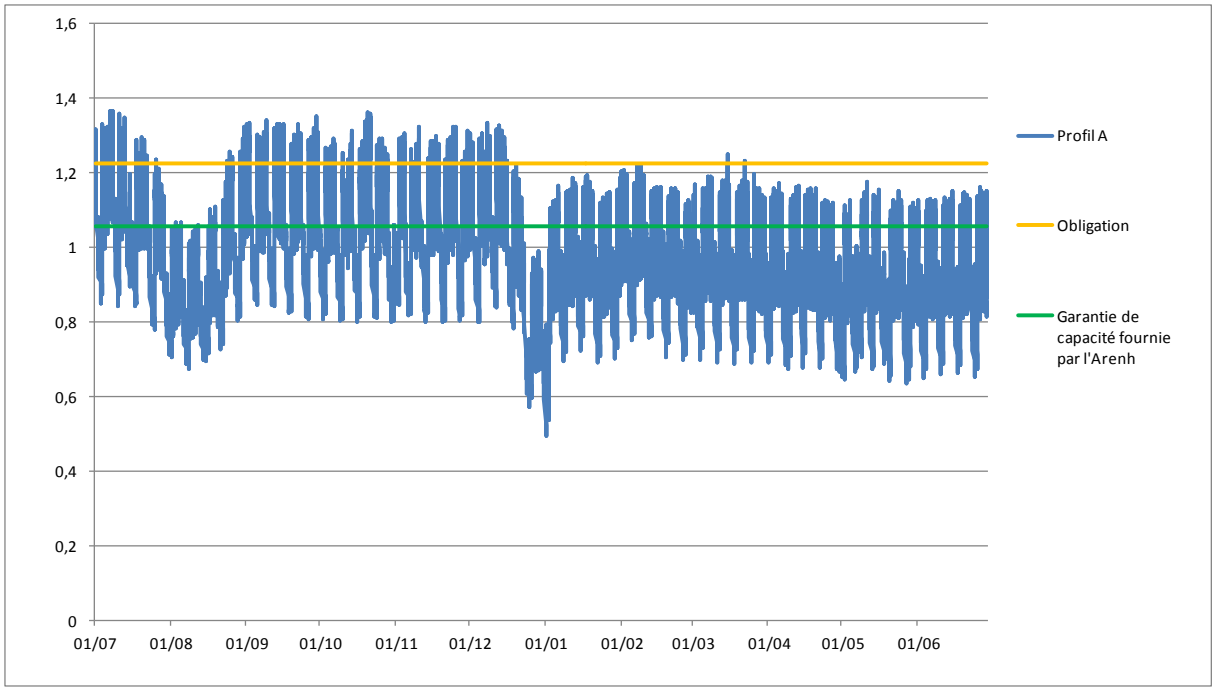
6.1.2.1.2 Impact pour un grand consommateur typique (RPT ou RPD)

Afin de donner une estimation de l'impact sur la facture pour des consommateurs industriel plus standards représentatifs de ceux inclus dans le portefeuille de fournisseurs alternatifs, les courbes de charges de différents RE de ces fournisseurs ont été agrégées. L'obligation de capacité est calculée conformément aux règles, avec une période PP1 correspondant aux 10 jours de plus forte consommation sur la plage de consommation de 10 h mentionnée dans les règles, et en tenant compte de l'effet du gradient de température. Les droits ARENH correspondent à la moyenne des droits sur les années calendaires 2011 et 2012 calculés selon les règles de calcul valables pour 2015.

Pour ces clients pris dans leur ensemble, l'ARENH couvre 86% de l'obligation de capacité.

Avec un prix de la capacité supposé de 10 k€/MW, **il en résulte un coût net pour les consommateurs concernés de 0,2€/MWh.**

[31] L'ARENH couvre alors 85% de l'obligation.



Un site disposant d'un profil de consommation de ce type et capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe peut en outre valoriser les garanties correspondantes sur le marché. Le gain associé est de 0,8 €/MWh (prix de la capacité supposé de 10 k€/MW). Ceci compense largement le coût de 0,2 €/MWh précédent, **le gain net pour le consommateur est porté à 0,6 €/MWh**.

Résultat avec un jeu d'hypothèses alternatives

Les tableaux suivants présentent les résultats pour des hypothèses de prix de la capacité, de coefficient de sécurité et de garanties ARENH différentes.

Prix 10 k€

Sans effacement

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,2**	**0,4**
C = 1	0,3	0,5

Avec effacement*

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-0,6**	**-0,1**
C = 1	-0,1	0,1

Prix 30 k€

Sans effacement

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**0,6**	**1,0**
C = 1	0,9	1,4

Avec effacement*

€/MWh	1 MW d'ARENH --> 1,15 MW de garanties	1 MW d'ARENH --> 1 MW de garanties
C = 0,93	**-1,7**	**-1,2**
C = 1	-1,4	-0,9

**de la moitié de la puissance en pointe.*

Si l'on suppose que le coefficient de sécurité est déterminé sans la prise en compte de l'apport des interconnexions et donc fixé à 1 (au lieu de 0,93), que l'apport de l'ARENH en garanties de capacité est fixé à 1 MW pour 1 MW de produit (au lieu de 1,15), que le prix de marché de

la capacité est de 30 k€/MW, **l'impact sur la facture du consommateur est un surcoût de 1,4 €/MWh**[32].

La prise en compte de la flexibilité modifie substantiellement ce résultat: si le consommateur est capable d'effacer la moitié de sa puissance en pointe, il en résulte un gain de 2,3 €/MWh (prix de la capacité supposé de 30 k€/MW). **Le bilan net est positif pour le consommateur, avec une économie de 0,9 €/MWh.**

6.1.2.2 Petits consommateurs

Les tarifs réglementés sont supposés couvrir les coûts de production et d'approvisionnement d'EDF[33]. La loi NOME[34] précise en outre qu'ils seront, d'ici le 1er janvier 2016, « progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale ».

Les tarifs étant en théorie censés couvrir les coûts, leur niveau intègre une composante capacitaire correspondant au recouvrement de la partie des coûts fixes des actifs de production développés et maintenus par EDF qui ne peut être recouvrée sur le marché de l'énergie.

Leur structure est quant à elle établie sur la base de la théorie du parc adapté[35]. Elle prend donc en compte un coût normatif de la capacité (potentiellement différent du coût réel de la capacité) associé au risque de défaillance.

Les principes de construction tarifaire mis en œuvre à compter de 2016 peuvent potentiellement induire des modifications de niveau et de structure (composantes fixe et variable des tarifs, répartition des coûts entre catégories de consommateurs).

L'impact de la mise en place du mécanisme de capacité sur les tarifs réglementés dépendra ainsi de la manière dont le gouvernement prendra en compte le prix des garanties de capacité pour calculer le coût du complément d'approvisionnement à l'ARENH à prendre en compte pour fixer le niveau et pour établir la structure des tarifs. Il convient de noter que la rédaction actuelle de la loi laisse plusieurs options ouvertes concernant la définition du coût du « complément d'approvisionnement ».

L'option décrite ci-dessous est celle d'une approche « marché ». Dans ce cas de figure, la capacité d'EDF doit être valorisée dans les tarifs non pas à son coût tel qu'il est aujourd'hui intégré aux tarifs mais au prix de marché de la capacité. L'analyse cherche à évaluer l'impact de ce changement sur le niveau moyen des tarifs[36], toutes choses égales par ailleurs[37].

---

[32] L'ARENH couvre 70% de l'obligation de capacité (au lieu de 86%).

[33] Cf. Article L. 337-5 du code de l'énergie : « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures.* »

[34] Article L. 337-6 du code de l'énergie.

[35] Cf. page 40 du rapport de la CRE du 4 juin 2013 : Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité.

[36] Il ne s'agit pas ici d'évaluer les effets potentiels sur la structure des tarifs (qui peut être fixée indépendamment de la structure des coûts), mais de savoir quel sera l'impact in fine sur la facture, mesuré en €/MWh.

[37] En particulier, le coût du complément à la fourniture d'électricité inclut le coût de l'énergie : de la même manière que pour la capacité, cette composante de coût peut être établie de différentes manières. On ne considère pas dans l'analyse l'impact associé, mais on se concentre sur l'impact

Afin de mesurer l'effet sur le tarif, il faudra alors déterminer l'écart entre :

- la valorisation sur le marché de la capacité des garanties associées ;
- le coût moyen de la capacité détenue en propre par EDF (en dehors du nucléaire historique, qui est déjà traité à travers l'ARENH).

Trois situations peuvent se présenter :

- s'il n'y a pas d'écart, l'effet sur les tarifs est nul ;
- si le coût moyen de la capacité (hors nucléaire historique) détenue en propre par EDF est supérieur au prix de marché de la capacité, il y aura un impact à la baisse sur les tarifs ;
- si au contraire la capacité (hors nucléaire historique) détenue par EDF est moins coûteuse que la valorisation « marché » des garanties, il y aura un impact à la hausse des tarifs.

On prend comme hypothèse de travail que la capacité détenue par EDF permet de satisfaire les besoins de l'ensemble de ses clients. Afin d'obtenir des ordres de grandeurs sur la sensibilité de l'impact pour le consommateur, il n'est pas nécessaire de formuler une hypothèse concernant le niveau du prix de la capacité, mais seulement sur l'écart entre le coût moyen de la capacité détenue par EDF (hors nucléaire historique) et le prix de marché. On suppose que le prix de marché de la capacité s'écarte de ± 10 k€/MW par rapport coût moyen de la capacité détenue par EDF hors nucléaire historique.

Des simulations précises sur ce segment devraient s'appuyer sur des courbes de charge pour les catégories de petits consommateurs ou pour des sous catégories à cette catégorie comme les clients ayant opté pour le tarif HC/HP (heures creuses / heures pleines), ce qui n'a pas pu être fait. Néanmoins, il est possible de formuler des hypothèses larges permettant d'aboutir à des ordres de grandeur de la sensibilité de l'impact pour les petits consommateurs. De manière grossière, on suppose que le besoin global de capacité en France est de 90 GW et que les petits consommateurs, qui représentent environ 165 TWh de consommation en énergie, concentrent la moitié de ce besoin soit 45 GW. Cela signifie que pour chaque MWh consommé, 0,27 kW de garantie de capacité sont nécessaires en moyenne. L'ARENH permet de couvrir une partie de ce montant : supposons qu'il en couvre la moitié. La partie restant à couvrir est de 0,135 kW. Multiplié par 10 k€/MW (soit 10 €/kW), cela fait 1,35 €/MWh. Autrement dit, **dans l'hypothèse où le coût moyen de la capacité hors nucléaire historique détenue par EDF est inférieur (supérieur) de 10 k€/MW au prix de marché, une construction des tarifs selon une approche « marchés » devrait impacter le prix moyen payé par un petit consommateur de ± 1,35 €/MWh. Il s'agit là d'une moyenne entre les consommateurs les plus thermosensibles (par exemple ceux qui ont opté pour le tarif HP/HC) et les autres.**

Attention : il s'agit ici d'ordres de grandeur, concernant la sensibilité de l'impact du mécanisme de capacité sur le prix final moyen hors toutes taxes pour les petits consommateurs, en fonction de l'écart entre le coût de la capacité (hors nucléaire historique) pour EDF et le prix de marché des garanties, en supposant qu'EDF dispose de suffisamment de capacité pour couvrir toute son obligation. Ces chiffres doivent être considérés avec une extrême précaution.

---

associé à la prise en compte du coût de la capacité.

ANNEXE 1. CONTRIBUTIONS DES ACTEURS A LA CONCERTATION

Réunion de travail / Questionnaire	#	Acteurs
Q1 28/01 Paramètres structurants	14	Alpiq, ELD, EDF, Enel, Energy Pool, ERDF, EON, GDF Suez, NovaWatt, Direct Energie, SmartGrid Energy, Statkraft , Total Gas & Power, UNIDEN
GT 07/02 sur Q1	3	RTE, EDF, GDF Suez
Q2 12/02 Obligation	12	Alpiq, ELD, EDF, Enel, Energy Pool, ERDF, EON, GDF Suez, Direct Energie, SmartGrid Energy, Statkraft , UNIDEN
GT 19/02 sur Q2	2	RTE, UNIDEN
Q3 20/02 Certification	13	Alpiq, ELD, EDF, Enel, Energy Pool, ERDF, EON, GDF Suez, NovaWatt, Direct Energie, SmartGrid Energy, Statkraft , UNIDEN
GT 27/02 sur Q2 (suite)	3	RTE, EDF, ERDF
GT du 20/03 sur Q3	4	RTE, EDF, ERDF, GDF Suez
GT du 02/04 schéma d'ensemble	2	RTE, Direct Energie
GT 25/04 Illustrations	2	RTE, EDF
GT 17/05 Règlements financiers	4	RTE, EDF, Energy Pool, GDF Suez
GT 29/05 Certification capacités commandables	6	RTE, EDF, Energy Pool, EON, GDF Suez, UNIDEN
GT 07/06 Paramètres obligation	3	RTE, EDF, GDF Suez
GT 19/06 Certification capacités intermittentes et contribution réduite	3	RTE, EDF, ERDF
GT 28/06 Contrôle des capacités	4	EDF, ERDF, EON, GDF Suez
GT 09/07 Calcul de l'obligation	3	RTE, EDF, ERDF