Réponse à la consultation RTE
sur le Projet de Règles du Mécanisme de capacité

23/10/2013

Préambule

Il faut prendre le temps de bâtir un mécanisme de capacité efficace et performant

La concertation organisée par RTE a permis de constater à quel point le design d'un mécanisme de capacité est une entreprise extrêmement complexe. Le mécanisme touche à des questions allant de la production à la fourniture et vise à inclure l'effacement alors même que son intégration dans le marché de l'énergie est toujours en discussion. Direct Energie juge qu'un sujet aussi complexe mérite une concertation prolongée avec les acteurs pour éviter de construire un mécanisme dont personne ne maitrise toutes les implications.

Nous comprenons néanmoins la volonté des pouvoirs publics de mettre en place ce mécanisme au plus vite dans un contexte où l'on observe une érosion des capacités de production en France et que naissent des doutes sur le niveau de sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2017 comme l'a indiqué RTE dans l'édition 2013 du Bilan Prévisionnel[1].

Ainsi, Direct Energie propose dans sa réponse à la consultation une mise en place par étape du mécanisme. Il convient, dans un premier temps, de se concentrer sur la construction d'une version simplifiée et encadrée du mécanisme de capacité pour permettre de maîtriser la mise en œuvre du dispositif, de révéler un prix de la capacité et d'analyser le fonctionnement du marché. Cette version « 1.0 » du mécanisme s'attache à remplir les objectifs du mécanisme en retenant les principes de simplicité et de pragmatisme. Elle pourra ensuite être affinée grâce au retour d'expérience des premières années de son fonctionnement et à l'aide d'une concertation plus aboutie.

La proposition de Direct Energie constitue également une approche prudente dans un contexte européen incertain. La Commission Européenne devrait publier sous peu ses recommandations pour les mécanismes de rémunération de la capacité, et il n'est pas improbable que le design du mécanisme de capacité français doive être remanié pour satisfaire aux critères de la Commission. Un mécanisme simple est plus adaptable qu'un mécanisme complexe.

Un mécanisme pour créer des signaux d'investissements de long terme

La mise en place du mécanisme de capacité doit permettre de créer les signaux économiques de moyen et long terme à même de rendre possible l'investissement en des capacités de production et d'effacement nécessaires à assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics. En cela, le mécanisme de capacité est complémentaire du marché de l'énergie, qui fournit les signaux économiques de court terme. Un mécanisme de capacité efficace doit permettre de stabiliser les revenus totaux des capacités en produisant un prix de la capacité non corrélé avec les prix de l'énergie.

Le prix des certificats de capacité doit être stable, transparent et légitime pour constituer un signal d'investissement pertinent et pouvoir être répercuté aux clients finals. Le respect de ces critères est

[1] RTE indique que l'espérance de durée de défaillance du système français avec prise en compte des interconnexions atteint 3h en 2017, alors même que le critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics dans le décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006 est plus restrictif puisque calé sur 3 heures sous l'hypothèse d'une «annulation du solde exportateur d'électricité à la pointe de consommation ».

primordial afin de permettre l'acceptabilité du dispositif dont les consommateurs doivent bénéficier, dans le contexte déjà complexe du fonctionnement du marché de l'électricité actuel.

Par ailleurs, le marché de l'énergie ayant montré son efficacité pour dégager la meilleure allocation à court terme des ressources de production au niveau européen pour fournir la demande en électricité, il est tout à fait indispensable que l'introduction du mécanisme ne créé pas de distorsions dans le marché énergie et réduise ainsi ses bénéfices. Le mécanisme de capacité doit ainsi être complémentaire du marché de l'énergie et ne pas perturber son fonctionnement.

En outre, le mécanisme de capacité ne doit pas nuire au développement de la concurrence tant sur le marché amont que le marché aval et doit pouvoir fonctionner de manière juste pour tous les acteurs malgré la faible atomicité du futur marché de capacité.

Le mécanisme de capacité n'a pas vocation à être un outil supplémentaire de sureté opérationnelle du système

Le mécanisme de capacité a pour but de créer un signal économique de moyen et long terme favorisant les investissements permettant d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement choisi par les pouvoirs publics.

Toutefois, telle n'est pas l'intention de RTE à travers son projet de règles, ce dernier ayant dévoyé les objectifs du mécanisme de capacité pour s'orienter vers un outil de gestion de la sureté opérationnelle du système, comportant un signal-prix court-terme, quand bien même une telle application est en contradiction avec la logique même d'un mécanisme de capacité. <
Cette situation s'explique par la mission de sûreté du réseau confiée à RTE, en application du Code de l'énergie, alors même que ce dernier ne dispose d'aucune compétence en matière de sécurité d'approvisionnement.

Or, même si la sureté opérationnelle du système est évidemment une considération importante pour tous les acteurs du système, cette approche ne peut être retenue s'agissant du mécanisme de capacité :

- D'une part, elle serait contraire à l'article L. 335-2 du Code de l'énergie qui prévoit expressément que : *« 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 L. 141-1. »* ;
- D'autre part, il existe déjà toute une palette de mécanismes déjà en place pour l'assurer, au nombre desquels on peut notamment citer le mécanisme d'ajustement, les services système, les contrats d'interruptibilité et les appels d'offre effacements.

A la lumière de ces éléments, Direct Energie s'interroge sur le choix de confier à RTE l'organisation de la concertation et l'élaboration du projet de Règles. Quand bien même la concertation devait avoir lieu dans des délais courts, la qualité du dialogue ne nous a pas semblé à la hauteur de l'importance du sujet. RTE a bien souvent caricaturé les positions des acteurs dans le but de défendre sa vision du système ce qui n'est pas tout à fait l'idée que nous nous faisons d'une concertation.

A cet égard, le parti pris selon lequel le mécanisme de capacité pourrait être utilisé pour créer un signal économique de court terme permettant de créer à horizon d'une ou deux semaines de nouvelles capacités d'effacement est fallacieux. Les effacements de consommation reposent sur des analyses poussées de la consommation du consommateur et de ses besoins, sur des discussions commerciales entre le consommateur et l'acteur d'effacement et le plus souvent sur des investissements sur les sites de consommation. Il est illusoire d'imaginer que ce processus puisse se faire sous quelques jours et que l'action puisse être valorisée lors d'une période de livraison du mécanisme de capacité pendant laquelle les prix des certificats de capacité sont momentanément élevés.

Ainsi, même si les capacités d'effacement peuvent être créées plus rapidement que les capacités de production, il se trouve que leur développement demande tout autant une bonne visibilité de leur rentabilité économique et donc un prix de la capacité stable et transparent.

Ces deux remarques sont particulièrement applicables à l'effacement diffus qui est une activité à forte intensité capitalistique.

Par ailleurs, la consultation porte sur un texte partiel ; un nombre important de questions sur l'effacement restent sans réponse, sur le contrôle de la disponibilité et le traitement des reports notamment. Certaines de ces questions sont renvoyées au contrat de certification qui ne nous a pas été transmis. Les acteurs doivent par conséquent prendre position sur un projet de Règles alors même qu'ils ne possèdent pas tous les éléments pour se prononcer.

La première partie de notre réponse à la consultation traite des difficultés que pose la proposition de mécanisme de capacité telle que définie dans le projet de Règles en consultation. En seconde partie, nous détaillons notre proposition de design de la version « 1.0 » du mécanisme de capacité et indiquons les questions qui devront être traitées à l'aune du retour d'expérience des premières années de fonctionnement.

Table des matières

1. Commentaires sur le projet de Règles 6

a. Un mécanisme économiquement inefficace car générateur d'incertitudes pour les acteurs sans valeur ajoutée pour les consommateurs 6

b. Des choix qui mettent en péril le développement de la concurrence sur les marchés amont et aval 9

c. Un traitement inabouti de la certification de l'effacement qui met en péril le bon fonctionnement du mécanisme 11

2. Proposition de Direct Energie 14

a. Obligation 14

b. Certification 16

c. Règlements financiers 18

d. Temporalité 18

1. Commentaires sur le projet de Règles

Le projet de Règles propose un mécanisme que Direct Energie juge inadapté à remplir les objectifs attendus. Dans cette section, nous développons les idées suivantes :

- Le mécanisme proposé est économiquement inefficace car générateur d'incertitudes pour les acteurs sans bénéfice pour les consommateurs, ni lien avec l'objectif du mécanisme de capacité.
- Les choix des paramètres structurant du mécanisme mettent en péril le développement de la concurrence sur les marchés amont et aval
- Le traitement inabouti de la certification de l'effacement dans le projet de Règles met en péril le bon fonctionnement du mécanisme

a. Un mécanisme économiquement inefficace car générateur d'incertitudes pour les acteurs sans valeur ajoutée pour les consommateurs

Instabilité du niveau d'obligation des fournisseurs

La méthode de calcul de l'obligation des fournisseurs définie dans le projet de Règles est génératrice d'incertitude pour deux raisons :

- d'une part à cause du placement des jours PP1 au sein de l'hiver, et
- d'autre part à cause de la méthode de calcul de la thermo-sensibilité à l'échelle du fournisseur en utilisant une seule année d'historique.

En proposant des jours PP1 pouvant être activés sur une période allant de Novembre à Mars, RTE créé une incertitude importante pour les fournisseurs. Comme le montre la Figure 1, la consommation journalière correspondant aux usages non-thermosensibles lors des jours PP1 potentiels (jours ouvrés hors vacances scolaires de Noël) varie considérablement. Au cours de l'hiver 2011-2012, elle varie entre 47,5 GW fin mars et 57 GW début janvier. Dans le mécanisme proposé, le placement de la vague de froid hivernale a un impact important sur le niveau d'obligation.

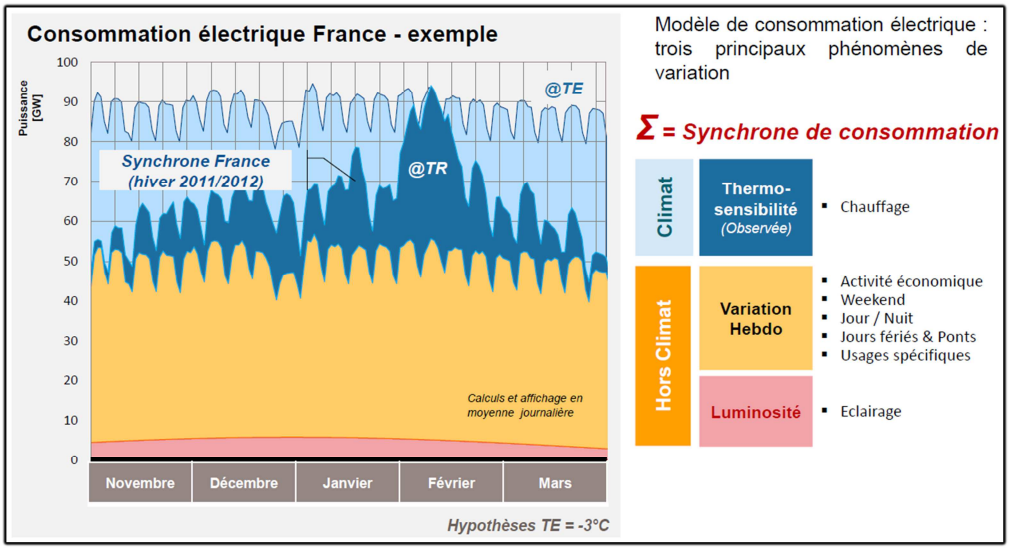


Figure 1: Variabilité de la consommation non-thermosensible au cours de l'hiver 2011-2012 (source : ERDF, GT du 09/07)

Outre le risque de placement des jours PP1, le projet de Règles crée également une incertitude sur le gradient appliqué à la consommation pour calculer la puissance de référence. Le projet de Règles prévoit un calcul du gradient de thermo-sensibilité à l'échelle du périmètre du fournisseur chaque année pour calculer l'obligation. Direct Energie s'interroge sur la stabilité d'une méthode qui s'appuie sur un historique court et sur un calcul à la maille du périmètre fournisseur qui varie sur la période d'étude. L'instabilité de cette méthode nous semble aggravée par la définition d'une température extrême de référence particulièrement basse (-3°C).

Par ailleurs, la définition d'une température extrême de référence pose la question de la bonne représentation de la thermo-sensibilité du client. Notre analyse est que

i. l'application de gradients sur une température extrême telle que proposée par RTE surévaluerait considérablement la thermo-sensibilité des clients thermosensibles. En effet, passée une certaine température, une fois tous les équipements de chauffage du client en marche, on observe une saturation de sa thermo-sensibilité.
ii. La méthodologie de détermination des températures extrêmes par RTE est inexacte, puisque sans cohérence avec le paysage de défaillance qui ressort des études d'équilibre offre/demande : il convient en effet de retenir un niveau de température cohérent par rapport aux situations de défaillance rencontrées dans ces études. Une température rencontrée en moyenne chaque année sur une durée de 10 à 15 jours paraitrait cohérente avec les analyses de RTE présentées dans le rapport d'accompagnement du projet de Règles.

L'incertitude totale liée au placement des jours PP1 et de l'erreur d'estimation de gradient n'a pas été communiqué dans le cadre du rapport accompagnant le projet de Règles.

Par ailleurs, nous avons noté que le projet de Règles retient la prise en compte des NEB-sites pour le calcul de l'obligation du fournisseur. Cette définition nous parait génératrice d'incertitude pour l'obligation du fournisseur qui est exposée au positionnement des jours PP1 pendant l'hiver. Il serait plus efficace que ce soit le consommateur qui choisit d'avoir plusieurs fournisseurs qui porte directement l'obligation de capacité générée par l'intégralité de sa consommation, ou bien que cette obligation porte sur le fournisseur qui assume la fourniture physique du site (il faudrait alors que son responsable d'équilibre dispose des informations lui permettant de reconstituer l'ensemble de la consommation).

Direct Energie juge que l'incertitude du niveau d'obligation du fournisseur repoussera les échanges après la fin de la période de livraison. Ceci est évidemment contraire à l'esprit d'un mécanisme qui doit permettre le développement, en amont, de moyen de production et d'effacement pour assurer la sécurité d'approvisionnement pendant l'année de livraison.

En réponse à l'invitation de RTE, EDF et Direct Energie propose, dans une note commune à venir, une méthode alternative de calcul de l'obligation qui permet de diminuer l'instabilité du niveau d'obligation.

Instabilité du niveau de capacité effectif

Le projet de Règles crée une instabilité du niveau de capacité effectif. Cette instabilité est double :

- Le calcul du niveau de capacité effectif des moyens non-fatals est basé sur la réalisation de la disponibilité des moyens sur un faible nombre de jours PP2, et

- Le niveau de capacité effectif des moyens fatals se base sur la réalisation de production sur les jours PP2.

La prise en compte de la disponibilité réalisée sur un petit nombre de jours PP2 créé une incertitude importante sur le niveau de rémunération en capacité des actifs. Cette incertitude dégrade les conditions de financement des actifs et renchérit leur coût. Direct Energie juge, par ailleurs, que cette proposition n'apporte aucun avantage, les exploitants d'actifs étant déjà incités par le marché de l'énergie à produire leurs meilleurs efforts en période de tension, alors qu'au contraire la mise en place d'un mécanisme de capacité a précisément pour objectif de stabiliser les revenus des actifs, de pointe notamment, pour permettre leur financement.

Le projet de Règles créé également une incertitude, cette fois pour l'ensemble du système et des acteurs, par la définition du niveau de capacité effectif des moyens de production fatals. Cette définition a pour conséquence de changer l'offre totale de certificats en fonction de la réalisation d'aléas exogènes. Le prix du certificat qui doit représenter le niveau de tension du système avant la période de livraison est perturbé par la réalisation d'aléa lors de l'année de livraison. Ainsi, alors même que l'année de livraison est achevée, les acteurs continuent de porter le coût de cette incertitude.

Facteurs aggravants les conséquences de ces instabilités : seuil de règlement des écarts et contraintes sur les soldes des fonds de règlement des écarts

L'instabilité du niveau d'obligation et du niveau de capacité effectif signifie que l'écart global du système ne dépend pas seulement du niveau de sécurité d'approvisionnement mais est fonction du placement des jours PP1 au sein de l'hiver et des aléas exogènes sur la disponibilité ou la production des moyens.

L'impact de cette instabilité est aggravé par la définition retenue pour le règlement des écarts. Le projet de Règles prévoit que dans le cas d'un écart global inférieur à -2 GW, les écarts négatifs soient facturés au prix administré. On comprend donc que, en fonction de la réalisation d'aléas, les acteurs puissent être fortement pénalisés malgré leur bonne foi.

Un autre facteur aggravant de ces instabilités est la contrainte imposée sur le solde des fonds de règlement des écarts. La contrainte crée une dissymétrie entre les écarts positifs et négatifs, le risque étant pour les acteurs de ne pas recevoir de paiement pour leurs écarts positifs. La conséquence de cette mesure est de créer des incitations parasites qui nuiront au bon fonctionnement du mécanisme. Par exemple, dans le système proposé, un exploitant de capacité a une incitation à se sur-certifier, et donc à être structurellement en écart négatifs pour diminuer son exposition à un non-paiement de ses écarts positifs. Les acteurs ne pourront donc pas avoir de vision claire sur la tension du système à travers le registre de certification car les informations qu'il contiendra seront faussées.

Conclusion

L'instabilité du mécanisme proposé perturbe la formation du signal économique sur le besoin de capacité et augmente le risque pour tous les acteurs sans bénéfices en terme de sécurité d'approvisionnement.

b. *Des choix qui mettent en péril le développement de la concurrence sur les marchés amont et aval*

Les dispositions législatives et réglementaires applicables au mécanisme de capacité confèrent à l'opérateur historique un pouvoir de marché considérable s'agissant de la formation du prix du certificat sur le marché, en raison de sa situation dominante et en l'absence d'encadrement des prix des certificats. Le mécanisme risque donc de s'avérer discriminatoire, au détriment des fournisseurs alternatifs en amplifiant encore les discriminations existantes, en contradiction avec l'article 3 de la directive 2009/72/CE.

Instabilité de la méthode de calcul du gradient pour les petits fournisseurs

Comme indiqué en a, l'instabilité de la méthode de calcul du gradient proposée dans le projet de Règles créé une distorsion entre petits et grands fournisseurs à l'avantage de ces derniers. L'application de la méthode proposée par RTE à un fournisseur disposant d'un petit portefeuille client sera plus instable et donc générera des coûts plus importants pour les fournisseurs alternatifs.

C'est pourquoi la disposition envisagée avantage l'acteur historique, en contradiction avec les dispositions utiles du droit européen.

Quand bien même il est louable d'imposer des obligations de service public aux fournisseurs s'agissant de la sécurité d'approvisionnement, encore faut-il que les modalités retenues respectent l'article 3 de la directive 2009/72/CE, c'est-à-dire :

- Qu'elles soient non discriminatoires,
- Qu'elles garantissent un égal accès aux consommateurs nationaux.

Aussi, la méthode de calcul du gradient proposée par RTE n'est pas conforme aux dispositions de la directive et doivent alors être modifiées.

Instabilité du prix et difficulté d'intégration dans les Tarifs Réglementé de Vente

Nous l'avons vu, le mécanisme de capacité proposé est un mécanisme instable. L'instabilité sur l'obligation du fournisseur et du niveau de capacité effectif se traduira nécessairement par une volatilité du prix des certificats.

Les tarifs réglementés de vente (TRV) devant intégrer le coût de la capacité à horizon 2016, Direct Energie s'inquiète de la faisabilité de cette intégration d'un prix de capacité volatile. L'instabilité du mécanisme aggrave donc considérablement le risque de ciseau tarifaire de sorte à.

- constituer une véritable barrière à l'entrée pour les nouveaux fournisseurs,
- évincer les fournisseurs alternatifs déjà présents, permettant de renforcer encore la position dominante de la maison-mère de RTE.

Il est en conséquence indispensable que le projet de Règles adopté vise à limiter le risque de volatilité du prix du certificat, afin de ne pas remettre en cause la libéralisation du marché de la fourniture d'électricité, objectif d'ordre public.

Incompatibilité de l'année à cheval avec le dispositif ARENH

Le projet de Règles retient la définition d'une année de livraison à cheval. Ceci crée des difficultés importantes pour les fournisseurs s'approvisionnant avec de l'ARENH. Les bénéfices de ce choix ne

nous paraissent pas évidents au vu des difficultés posées l'articulation du dispositif ARENH avec un mécanisme de capacité en année à cheval. Nous avons noté que dans le rapport accompagnant le projet de Règles, RTE indique qu'une année de livraison calendaire est envisageable.

Pouvoir de marché de l'acteur historique

Direct Energie souhaite rappeler que l'architecture décentralisée qui a été retenue dans le décret crée de fait une position dominante pour l'acteur historique. Ce choix implique que les acteurs devront négocier bilatéralement avec l'acteur dominant du marché pour remplir leur obligation. Une architecture centralisée aurait permis de remplir les objectifs fixés par la loi en protégeant les acteurs non nationalisés. Le projet de Règles prévoit un certain nombre de mesures pour promouvoir la transparence du mécanisme, cependant, Direct Energie juge qu'une certification déclarative et la gratuité du rééquilibrage avant l'entrée en période de livraison ne permet pas rendre le système robuste à des manipulations. Le contrôle de la CRE ne nous parait pas pouvoir être suffisamment efficace pour prévenir de telles manipulations du fait des choix de design.

Contraintes financières supplémentaires pour l'investissement

Le projet de Règles semble prévoir un dépôt de garanties financières pour attester de la sécurisation financière du projet dans le cadre de la certification d'une capacité projet. Ces éléments ne sont pas clairement explicités car leurs modalités précises sont renvoyées au contrat de certification qui n'a pas été mis à disposition des acteurs dans le cadre de cette consultation.

L'imposition d'un principe de garanties obligatoires peut avoir pour effet de limiter l'accès au marché. En effet, il convient de constater que la pratique décisionnelle de l'Autorité de la concurrence a souligné que les exigences financières devaient être non seulement proportionnées à l'objectif poursuivi mais également qu'elle ne devait pas limiter artificiellement l'accès au marché[2].

Il ne peut être ignoré que le principe de garantie bancaire est de nature à affecter significativement les capacités d'investissement, d'exploitation des fournisseurs alternatifs, et a nécessairement des impacts sur leurs capacités de développement puisqu'elle les oblige à nantir leurs capacités de trésorerie. Peu de petits fournisseurs pourront effectivement fournir les garanties financières nécessaires aux investissements dans de nouveaux moyens de production et d'effacement, leur montant s'ajoutant à celles déjà demandés par le gestionnaire de réseaux.

Aussi, la mise en place d'un principe de garantie pourrait avoir pour effet d'exclure les fournisseurs alternatifs, sans que cette atteinte ne soit justifiée par RTE. Cette entrave est encore plus prégnante dès lors que le marché de la production en France est encore détenu à 80% par l'opérateur historique EDF.

En conséquence, Direct Energie demande le retrait pur et simple de ce dispositif de garanties bancaires.

Foisonnement des écarts au sein du Responsable de Périmètre de Certification

Direct Energie a été très surpris de constater que le décret de capacité retienne le principe d'un possible foisonnement des écarts au sein du périmètre de certification alors que l'article L. 335-3 alinéa 2 du Code de l'énergie prévoit un calcul des écarts aux bornes de l'exploitant de capacité :

[2] Avis de l'Autorité n°99-A-20 du 23 novembre 1999.

« La capacité d'une installation de production ou d'une capacité d'effacement de consommation est certifiée par contrat conclu entre l'exploitant de cette capacité et le gestionnaire du réseau public de transport. Ce contrat prévoit les conditions dans lesquelles est assuré le contrôle de la capacité certifiée ainsi que la pénalité due par l'exploitant au gestionnaire du réseau public de transport dans le cas où la capacité effective est inférieure à celle certifiée. »

Outre la question de la solidité juridique d'un décret qui ignore la loi, Direct Energie s'inquiète des conséquences négatives sur la concurrence dans le marché amont d'une telle disposition qui avantage l'acteur historique.

En effet, même si la Commission de Régulation de l'Energie croit pouvoir indiquer que les petits exploitants « disposent néanmoins de la possibilité de se regrouper au sein d'un périmètre plus important et donc de bénéficier des effets de foisonnement », cette faculté s'avère en pratique impossible à mettre en œuvre. Les entreprises du secteur, qui sont des concurrents sur le marché, n'ont pas nécessairement des intérêts convergents concernant l'exploitation de leurs capacités de production.

En conséquence, la disposition envisagée est incompatible avec le droit de la concurrence et les Règles devraient être adoptées conformément aux dispositions législatives précitées.

Conclusion

Le mécanisme tel qu'il est défini dans le projet de Règles est générateur de discriminations et méconnaît l'obligation d'égal accès aux consommateurs, celles-ci accentuant encore l'avantage dont bénéficie l'opérateur historique, tant sur le marché de la fourniture et de la production d'électricité que sur le mécanisme de capacité. Or, le projet de Règles ne peut avoir pour objet ou pour effet d'aggraver les distorsions de concurrence existantes sur les marchés de l'électricité, a fortiori en raison des liens capitalistiques existants entre RTE et EDF.

c. Un traitement inabouti de la certification de l'effacement qui met en péril le bon fonctionnement du mécanisme

L'intégration des effacements de consommation dans le marché doit faire l'objet d'une approche globale, permettant d'appréhender l'ensemble des impacts sur les dispositifs de marché. Or, certains textes réglementaires sont encore analysés, ceux-ci permettant de définir le modèle qui sera retenu pour les effacements, en particulier les conditions dans lesquelles celui-ci sera mesuré.

L'intégration de la certification de l'effacement dans le mécanisme pose un certain nombre de questions auxquelles le projet de Règles n'apporte pas de réponse.

Contrôle de la disponibilité de l'effacement certifié

Le projet de Règles ne propose pas d'éléments concrets sur le contrôle des capacités de production ou d'effacement. Si le contrôle des capacités centralisées se conçoit aisément, ce n'est pas le cas des capacités décentralisées et a fortiori des capacités d'effacement. Direct Energie juge qu'il est extrêmement hasardeux de proposer la certification des capacités d'effacement sans prévoir les modalités de leur contrôle.

Le mécanisme de capacité doit permettre d'assurer la sécurité d'approvisionnement du consommateur français. Il n'est pas acceptable de construire un mécanisme dans lequel des capacités fictives puissent exister. L'effacement est difficile à mesurer quand il est activé comme le prouve les discussions en cours sur le contrôle du réalisé, la mesure de sa disponibilité nous semble relever d'une complexité encore supérieure.

Il nous semble que si les modalités de contrôle de l'effacement ne peuvent pas être définies, il serait plus raisonnable de retarder l'introduction de la certification de l'effacement à une version plus aboutie du mécanisme.

Prévention de la double-rémunération d'un effacement certifié

Dans le projet de Règles, l'effacement certifié peut, par ailleurs, jouir d'une double rémunération, en tant que capacité certifiée d'une part et en réduction de l'obligation du client d'autre part. En effet, une capacité d'effacement certifiée peut se déclarer indisponible sur les jours PP2 qui sont aussi des jours PP1 mais activée pour réduire l'obligation du client : elle bénéfice alors d'une rémunération partielle en tant que capacité certifiée, mais capte intégralement la rémunération liée à la réduction de l'obligation. Le projet de Règles ne prévoit aucune mesure permettant de contrôler efficacement que cela ne se produise pas.

Le projet de Règles est en fait très vague sur les modalités de contrôle des capacités en renvoyant le détail des mesures au contrat de certification. A l'heure où nous devons répondre à la consultation sur le projet de Règles, ce volet crucial nous est encore complétement inconnu.

Si le décret met en avant un principe de non-discrimination des moyens de production de d'effacement,il nous semble que le projet de Règles, en son état actuel, ne respecte pas ce principe car il permet la double rémunération de l'effacement.

Relation fournisseur / agrégateur d'effacements

Nous partageons l'analyse faite par RTE dans le rapport d'accompagnement des Règles s'agissant des questions juridiques à traiter afin de permettre au fournisseur et l'agrégateur d'effacements de coexister.

L'analyse de l'article 14 de la Loi Brottes peut être double :

- Le législateur a oublié d'étendre la régulation de la relation entre le fournisseur et l'agrégateur d'effacements sur le marché de capacité, auquel cas, il convient de modifier l'article 14 de la loi et de prévoir les modalités de dédommagement du fournisseur ; ou
- La loi exclut sciemment la régulation de cette relation dans le marché de capacité, auquel cas, l'agrégateur d'effacement et le fournisseur doivent établir une relation contractuelle.

Dans un cas comme dans l'autre, il nous semble que cette question est capitale et qu'elle doit être traitée.

Conclusion

Direct Energie juge que l'intégration de la certification de l'effacement dans le mécanisme parait hasardeuse au vu des questions énoncées ci-dessus. Nous proposons, par pragmatisme de retarder la

certification de l'effacement à la date à laquelle ces questions auront été traitées. La valeur de capacité de l'effacement peut être exprimée à travers la réduction de l'obligation de la capacité du fournisseur, elle pourrait également être intégrée à la prime définie par la Loi Brottes pendant cette période intérimaire.

2. Proposition de Direct Energie

La proposition de Direct Energie vise à remplir les objectifs du mécanisme en retenant les principes de simplicité et de pragmatisme. Cette version « 1.0 » du mécanisme devra être raffinée à l'aune du retour d'expérience du fonctionnement du mécanisme lors des premières années.

Pour plus de clarté, la présentation suivante a été adoptée :

Les éléments proposés par Direct Energie pour la construction de la version simplifiée « 1.0 » du mécanisme sont encadrés en jaune.

La justification des choix d'organisation du mécanisme simplifié est donnée dans le texte.

Les questions qui seront à traiter à l'aune du retour d'expérience des premières années de fonctionnement du mécanisme sont encadrées en gris pointillé.

a. Obligation

Année de livraison et période PP1

L'année de livraison est calendaire.

Les jours PP1 sont des jours activables sur les jours ouvrés des mois de janvier et février, période de l'hiver où la défaillance est la plus probable. L'activation se fait en J-1, à 9h, par un signal ferme à la main de RTE.

Nous retenons le nombre et le format des jours PP1 du projet de Règles : 10 à 15 jours au sein desquels les heures PP1 appartiennent aux créneaux [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[.

Le choix d'un PP1 activable uniquement sur une partie de l'hiver permet d'assurer la prévisibilité du niveau d'obligation. Par ailleurs, notre proposition permet une bonne articulation du mécanisme avec l'ARENH, sans trop perturber la gestion des stocks hydrauliques et d'effacements pendant l'hiver.

Les questions auxquelles il faudra répondre à l'aune du retour d'expérience sont :
Quel est l'impact du mécanisme sur la gestion des stocks hydrauliques et d'effacements ?
Le format de PP1 est-il le plus judicieux pour lisser la courbe de charge France nette de la production fatale ?

Calcul de l'obligation

Le calcul de l'obligation est basé sur la consommation pendant PP1 à une température de référence.

- Pour les profilés : la consommation est calculée en utilisant les données de Recotemp anticipée (M+7 par exemple), le gradient appliqué est celui du profilage.

- Pour les télé-relevés : le calcul se base sur la consommation télé-relevée, la thermo-sensibilité est déterminée par classe de consommateurs.

A l'issue de l'année de livraison, l'obligation totale France est ramenée à son niveau vu juste avant la période de livraison. Le détail de la méthode proposée par Direct Energie est présenté dans la note commune EDF-Direct Energie à venir.

Cette définition de l'obligation a l'avantage de garantir la meilleure visibilité possible aux acteurs. L'utilisation de données de Recotemp anticipée permet de limiter la durée des échanges après la période de livraison. Le bouclage de l'obligation totale France permet d'obtenir une obligation indépendante des aléas vécus et ainsi de faciliter la formation d'un signal économique révélateur de la tension du système.

La définition de PP1 et des gradients permet-elle de faire l'économie d'un bouclage du niveau d'obligation France à l'issue de l'année de livraison ?
Peut-on mettre en œuvre une méthode statistiquement stable permettant de calculer une thermo-sensibilité des clients télé-relevés par site de consommation ?

Température de référence et coefficient de sécurité

La température de référence est choisie de sorte à représenter les conditions climatiques pendant les situations de défaillance ressortant des études prévisionnelles sur l'équilibre offre/demande (température correspondant à un quantile donné de la distribution des températures moyennes sur 10-15 jours de froid).

Le coefficient de sécurité est calculé de manière à assurer que le niveau d'obligation et le niveau de capacité certifié sont égaux au niveau de sécurité d'approvisionnement choisi par les pouvoirs publics. Il est calculé à partir d'une modélisation probabiliste de l'équilibre Offre / Demande, type Bilan Prévisionnel et prend en compte la contribution des interconnections comme requis par le décret.

Température de référence et coefficients de sécurité sont définis quatre ans avant l'année de livraison pour permettre une bonne visibilité aux acteurs.

Il est capital que la température de référence choisie permette de représenter correctement la thermo-sensibilité des clients. Les gradients des profils et les gradients normatifs des télé-relevés ayant été construits pour représenter la consommation des clients à des températures usuelles, il convient de choisir une température de référence qui ne soit pas trop extrême. Notre analyse est que l'application de gradients sur une température trop extrême surévaluerait considérablement la thermo-sensibilité des clients thermosensibles. En effet, passée une certaine température, la thermo-sensibilité des clients sature une fois tous les équipements de chauffage en marche.

La température de référence doit être choisie en cohérence avec les températures se manifestant pendant des situations de défaillance (température moyenne sur les 10-15 jours les plus froids de l'hiver) et c'est le sens de notre proposition.

Est-il judicieux de retenir pour le mécanisme de capacité un critère de sécurité d'approvisionnement pour le système France interconnecté ?
Est-ce que les règles de gestion des interconnections en cas de tension sur l'équilibre offre / demande chez nos voisins sont compatibles avec les hypothèses retenues ?
Comment assurer une transparence et une revue périodique des paramètres du modèle offre / demande utilisé ?

Prise compte de l'effacement certifié activé dans le calcul de l'obligation

La relation entre le fournisseur et l'agrégateur d'effacements doit être explicitement prévue.

- Soit un prix de dédommagement régulé est fixé pour couvrir le coût de l'obligation générée chez le fournisseur par l'activation d'un effacement,
- Soit il faut que soit explicitement indiqué qu'une relation contractuelle est nécessaire entre l'agrégateur d'effacement et le fournisseur.

Pour le calcul de l'obligation du fournisseur, notre analyse juridique montre que la prise en compte des effacements certifiés activés met le fournisseur dans l'incapacité de facturer l'obligation générée à son client. Il convient donc de prévoir les modalités de prise ne compte de cette difficulté dans les Règles du mécanisme. RTE a d'ailleurs identifié ces problèmes dans le rapport accompagnant le projet de Règles (paragraphe 3.5.5, page 97).

Quel est le modèle le plus opérant pour une cohabitation harmonieuse des agrégateurs d'effacement et des fournisseurs ?

b. Certification

Période PP2

La période PP2 est définie ex-ante.

La période PP2 peut être pondérée par la probabilité de défaillance. Une période PP2 définie ex-ante permet de ne pas introduire de distorsion dans les signaux de disponibilité déjà véhiculés par le marché de l'énergie.

Certification des capacités

Le niveau de capacité certifié est déterminé selon le produit des grandeurs suivantes:

- Capacité
- Présence
- Disponibilité moyenne historique sur PP2, par filière, calculée sur 10 ans d'historique
- Productibilité

La Présence et la Capacité sont contrôlées par RTE

- En premier lieu en utilisant les données de production et les données de disponibilité collectées via le mécanisme d'ajustement
- Par des tests aléatoires si nécessaire

La disponibilité historique est rafraichie chaque année pour l'année suivante.

La productibilité est un paramètre fixé reflétant le caractère dispatchable de la production et les contraintes de stock éventuelles.

Cette approche normative permet de garantir que le mécanisme de capacité véhicule les bons signaux de tension du système. La stabilisation du revenu des actifs permet leur financement à des coûts raisonnables.

Comment estimer le taux de fortuit et la productibilité site par site et non plus par filière ?
Les contrôles mis en place sont-ils appropriés ?
Comment raffiner le calcul de la productivité site par site ?
Quelle productibilité pour l'effacement ?
Comment définir et contrôler la disponibilité de l'effacement ?

Certification des capacités sous obligation d'achat

Les capacités sous obligation d'achat ne sont pas certifiées

Leur contribution est intégrée dans le coefficient de sécurité. Ce traitement permet une gestion simplifiée de ces capacités et donc une réduction du coût du mécanisme pour le consommateur final.

Certification des capacités d'effacements

Les effacements diffus ne sont pas certifiés dans un premier temps.

Les discussions lors des groupes de travail ont montré la difficulté du traitement de l'effacement dans le mécanisme alors même que les travaux sur le contrôle du réalisé et NEBEF sont toujours en cours. Dans un souci de simplicité, nous jugeons qu'il serait préférable d'intégrer, dans un premier temps, la valeur de la capacité de l'effacement dans la prime prévue par la Loi Brottes. Ceci nous semble être particulièrement nécessaire pour l'effacement diffus qui pose d'importants problèmes de collecte et de contrôle notamment.

Comment introduire la certification des effacements ?
Comment mesurer l'existence d'une capacité d'effacement ?
Comment estimer la productibilité d'une capacité d'effacement ?
Comment définir et contrôler la disponibilité de l'effacement ?

Rééquilibrages

Un coût du rééquilibrage, gratuit avant la période de livraison et de coût croissant ensuite comme

défini dans le projet de Règles parait adapté.
Dans le mécanisme proposé par Direct Energie, les rééquilibrages ne sont nécessaires que lors d'un décalage de la mise en service d'une capacité, d'un arrêt ou d'une mise sous cocon.

c. Règlements financiers

Prix de référence

La référence de prix (Pref0) utilisée pour les écarts est fixée au départ, afin d'encadrer les prix de la capacité la première année, ceci pour éviter un prix binaire erratique (0 ou la sanction), dans le contexte d'un mécanisme nouveau et complexe, par ailleurs introduit dans un marché peu concurrentiel.

La référence de prix initiale est basée sur le résultat des appels d'offre lancés par RTE (réserves, effacements, etc. …) ou autres dispositifs de rémunération de la capacité (prime effacement …)
Le prix moyen des capacités échangées sur N pouvant servir de référence pour l'année N+1 (convergence par itération).

Notre proposition permet une mise en place contrôlée du mécanisme sous l'égide du régulateur. Le mécanisme est nouveau et complexe, il s'agit d'accompagner les acteurs les premières années du fonctionnement.

Analyse de l'opportunité :

- D'organiser un appel d'offre en capacité pour révéler un prix de référence de « règlement des écarts » comme pour le marché énergie ?
- De calculer le prix de référence sur la base de prix historique de capacité ?

Matrice de règlements des écarts

La matrice de règlement des écarts telle que proposée dans le projet de Règles nous parait adapté.
Le prix de référence marché doit cependant être remplacé par un prix de référence encadré.

d. Temporalité

Obligation du fournisseur

Les paramètres du mécanisme permettent de notifier l'obligation des fournisseurs dès octobre pour clore la période d'échange et effectuer les règlements financiers avant la fin de l'année de livraison.

L'étalage limité dans le temps de la vie du mécanisme pour une année de livraison donnée permet de financer la sécurité d'approvisionnement plus efficacement.

Certification

Les capacités existantes sont certifiées quatre ans avant l'année de livraison.

Les nouvelles capacités sont certifiées dès que la construction est irréversible.

Les contraintes sur la certification des capacités doivent permettre d'assurer une bonne visibilité sur la tension de l'ensemble des acteurs à travers le registre de certification.