ArcelorMittal / ArcelorMittal Energy
Consultation publique concernant le retour d'expérience sur le mécanisme de capacité Français

Synthèse

AM Energy est le fournisseur d'électricité de plus de 50 sites ArcelorMittal en France depuis le 1er janvier 2016. En tant que filiale intégrée du Groupe ArcelorMittal, ArcelorMittal Energy a été créé avec pour objectif premier de proposer une fourniture compétitive et de qualité.

Or le constat est sans appel aujourd'hui : le mécanisme de capacité Français est non seulement inefficace mais couteux pour les consommateurs. Sa structure incohérente n'a qu'un seul bénéficiaire.

1) Sécurité d'approvisionnement

L'objectif initial du mécanisme est de couvrir les pointes hivernales et de résoudre les congestions régionales. Or le schéma de certification adopté n'est pas aligné avec ces besoins. Toutes les capacités, peu importe leur filière, leur positionnement géographique et leur fréquence d'activation sur la base/la pointe sont valorisées de la même manière.

2) Feuille de route énergie

La feuille de route énergétique et le mécanisme ne semblent pas partager la même finalité et temporalité. La politique énergétique nationale vise à long terme la décarbonisation de la production énergétique, a lancé la fermeture de la centrale nucléaire de Fessenheim ce qui se fait donc au détriment de la sécurité d'approvisionnement à plus court terme.

3) Structure du mécanisme et des acteurs

Un acteur historique occupe une position dominante tant sur la courbe de l'offre que sur celle de la demande. Des lors, la formation des prix est faussée pour tous les autres acteurs qui n'ont aucun moyen d'actions. Cette incohérence structurelle ne peut être corrigé par des modifications de règles comme cela a été le cas à partir de 2019.

4) Complexité

Il faut aujourd'hui plus de trois années pour finaliser la première année de livraison. Sur cette base, tous les processus ne peuvent être que sources de complexité et de lourdeurs opérationnelles couteuses.

Questions 1.1 sur la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement

Partagez-vous l'intérêt de construire un scénario contrefactuel de ce qu'aurait été le système électrique sur la période 2017-2020 « sans mécanisme de capacité » afin d'évaluer la contribution du mécanisme de capacité à la sécurité d'approvisionnement ?

Partagez-vous le principe de construction de ce scénario contrefactuel sur la base d'analyses économiques sur la rentabilité des filières de production et d'effacement ?

Avez-vous des éléments quantifiés à partager (de façon publique ou confidentielle) sur la situation économique des différentes filières et l'effet du mécanisme de capacité sur leur maintien dans le système électrique ?
Afin d'évaluer les revenus tirés sur les marchés de l'énergie, il est nécessaire de représenter la stratégie de vente sur les marchés et notamment à quels horizons s'effectuent les ventes sur les produits à terme. Etes-vous prêts à partager sur la proportion des volumes qui sont vendus sur les marchés à terme, 2 ans, 1 an, 6 mois avant la livraison, etc ?
Compte-tenu de la temporalité du mécanisme de capacité, depuis son lancement (ouverture des années de livraison au plus 2 ans avant la période de livraison), quelles capacités considérez-vous comme ayant pu fermer, être mise sous cocon ou n'ayant pas été développée si le mécanisme de capacité n'avait pas été mis en place ? Et sur la base de quels critères économiques ?

Le mécanisme de capacité fournit en théorie une qualité de service qu'il convient de qualifier techniquement et économiquement. Il s'agirait de démontrer des réalités d'activation et de rentabilité diverses entre les filières qui ne sont pas prises en compte dans la qualification propre de la capacité. Iune capacité de nucléaire en base est placée au même niveau qu'une capacité d'interruptibilité.

Cette analyse devrait aussi s'efforcer de comparer les apports d'autres mécanismes de capacité Européens (Grande Bretagne, Italie, Irlande, Pologne, etc.).

Concernant les stratégies de couverture, au vu de l'évolution et volatilité marquée des fondamentaux du marché tels que le CO2 ou le gaz naturel, il semble difficile d'en tirer des convictions. La révision du mécanisme de l'ARENH dont le cadre demeure profondément incertain, pourrait cependant avoir des impacts matériels pour les acteurs. Enfin, la fixation des tarifs réglementés et les évolutions de parts de marché des fournisseurs alternatifs brouillent les cartes des couvertures.

Questions 1.2 sur la cohérence entre le Bilan prévisionnel et le mécanisme de capacité
Partagez-vous l'intérêt d'analyse ex-post les écarts entre la vision de la sécurité d'approvisionnement véhiculée par le Bilan Prévisionnel et celle du mécanisme de capacité ? Identifiez-vous d'autres éléments de comparaison pertinents à analyser ? Avez-vous des éléments d'analyse à partager ?

Comme indiqué en synthèse, les orientations gouvernementales portent des objectifs différents avec un horizon plus long terme que le mécanisme de capacités.

Questions 1.3 sur la caractérisation de la disponibilité
Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur les modalités de mise à disposition des capacités et le niveau des contrôles effectués ? Préciser les aspects sur lesquels vous jugez utiles qu'elle soit complétée.

Peu d'analyses sont disponibles entre les niveaux de certification théorique et effectifs tant au niveau des obligations que des outils de production ou mécanismes de réduction de la consommation. Il est par conséquent difficile aujourd'hui d'estimer le niveau réel de l'offre et de la demande, complexifié par des états temporels longs. Davantage de transparence ainsi que des suivis historiques, actualisés seraient accueillis favorablement

Questions 1.4 sur l'analyse coûts-bénéfices pour la collectivité
Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur les coûts et bénéfices du mécanisme de capacité, basée sur le fonctionnement observé sur les années passées ?
Selon vous, quelles composantes de coûts et de bénéfices sont à intégrer dans l'analyse ?

En particulier, pourriez-vous transmettre une estimation des coûts d'investissement et des coûts opérationnels générés chez vous par la mise en œuvre du mécanisme de capacité ?
Par ailleurs, considérez-vous que la mise en place du mécanisme de capacité à pas annuel et/ou de l'appel d'offres long terme se traduit-elle par une réduction du risque susceptible de créer un bénéfice ? Si tel est le cas, comment se matérialise-t-elle en pratique pour vous ?
Question complexe qui pose la question de la valorisation d'un MW de puissance disponible á travers l'ensemble des dispositifs et appels d'offres qui ont été mis en œuvre depuis plusieurs années et coexistent dans le système électrique.

Un consommateur résidentiel est-il capable de se positionner sur le montant qu'il serait prêt à payer pour s'assurer un approvisionnement continu ? Il n'est pas sûr que le grand public y soit sensible. La question pourrait être retournée : quelle serait l'incitation à partir de laquelle chaque citoyen serait prêt à réduire sa consommation ? Les consommateurs résidentiels et industriels n'ont pas la même sensibilité alors que ce sont ces premiers qui sont thermos sensibles et créent les pointes. Entre repousser un cycle de machine à laver et celui d'un outil de production industriel, il est évident que les enjeux ne sont pas les mêmes. Les sites ArcelorMittal ont des couts fixes très élevés, se chiffrant en millions d'euros. L'arrêt de la production pour deux heures doit donc être compensé par un gain financier significatif. Ce gain peut ne pas être le facteur décisionnel, les impératifs de commande prennent le dessus.

En tant qu'acteur obligé, le mécanisme a entrainé des couts supplémentaires pour AM Energy qui sont répercutés aux sites :

- *Frais de souscription à EPEX et à une banque de compensation afin de participer aux enchères*
- *Frais de gestion annuels REGA et frais d'achats de capacités*
- *Couts et taux intérêts de trésorerie : acheter des capacités aujourd'hui pour une finalisation trois ans plus tard immobilise des fonds importants dans une situation économique défavorable*
- *Développement de codes supplémentaires dans SAP pour distinguer les années de livraison et créer des lignes supplémentaires de facturation*
- *Temps humain : facturation, suivi opérationnel des rattachements dans l'EPC avec des bugs observés lors du lancement, réconciliation des stocks immobilisés dans les comptes, régularisations : plusieurs milliers d'heures déjà consacrées*

Questions 1.5 sur l'analyse du coût pour le consommateur
Partagez-vous l'intérêt de réaliser une analyse sur le coût pour le consommateur ? Avez-vous des recommandations concernant la méthodologie à utiliser ?

Voir réponse 1.4. L'analyse sur le coût est indispensable. Pour ce faire, ArcelorMittal propose de faire un benchmark avec les autres systèmes mise en place en Europe.

Pour les consommateurs ArcelorMittal, il est certain que le mécanisme représente un cout supplémentaire important, dégradant leur compétitivité européenne et internationale, qui est déjà fortement compromise par l'instauration de quotas CO2 aux frontières de l'UE et la concurrence chinoise.

Les grands consommateurs industriels – pour la plupart avec un profil de consommation stable, non thermosensibles - ne participent pas à la pointe et au plateau de consommation hivernale qui est l'enjeu de la sécurité d'approvisionnement.

Questions 2.1 sur l'articulation entre le mécanisme et la feuille de route climat énergie

Partagez-vous l'intérêt d'analyser l'articulation du mécanisme de capacité avec la feuille de route énergie climat du gouvernement ? Disposez-vous d'éléments quantitatifs à même d'alimenter cette analyse ?

Voir réponse 1.1.

Questions 2.2 sur l'appel d'offres long-terme
Partagez-vous l'intérêt de faire porter le retour d'expérience sur l'appel d'offres long terme ? Quels aspects de cet appel d'offre vous semble à analyser ?

Cette analyse serait intéressante notamment sur le niveau de rémunération et disponibilité des offres retenues. Le besoin de lancer des appels d'offres suggère que le mécanisme de capacité ne parvient pas á résoudre tous les enjeux de développement du réseau électrique.

Questions 3.1 sur le comportement et les incitations pour les acteurs obligés
Partagez-vous l'intérêt d'analyser la capacité des acteurs obligés à anticiper leur obligation individuelle, et à en comparer la somme à une anticipation centralisée (prévision d'obligation) ? Par ailleurs, jugez-vous utile que RTE puisse analyser la temporalité de couverture des acteurs obligés ? Ainsi que la stratégie de couverture de leur obligation anticipée ?

Au même titre que la production et autres dispositifs de réduction de la consommation, cette analyse est pertinente afin de juger si le marché de capacité observe une tendance longue ou courte avec la réconciliation associée sur les marges production-consommation. En effet, il est difficile de retracer les transactions dans le registre REGA. Des transferts internes / filiales peuvent être effectués, avec un acteur à la fois acheteur et vendeur sur les enchères. Davantage de transparence sur les flux EPEX et OTC ne pourrait être que bénéfique.

Comme seule la première année de livraison 2017 a été finalisée, il faut prendre des précautions par rapport aux conclusions. D'autres biais doivent aussi être soulignés et mériteraient d'être mieux encadrés.

a) *La grande majorité des volumes est échangée en AL- 1 alors que l'obligation finale se fait en AL+3, les flux de trésorerie sont matériels en position nette acheteur et limitent les marges d'actions*
b) *Le calendrier des enchères EPEX et les années de livraison ont été limitées au lancement ce qui crée des distorsions temporelles*
c) *Les règles ont évolué et ont radicalement impacté les stratégies des acteurs depuis 2019*
    a. *La fixation du PRM qui n'est plus la moyenne mais la dernière enchère de décembre. Or la plupart des contrats de fourniture s'alignent sur ce dernier : il n'y a donc aucune incitation á se positionner sur les enchères précédentes pour ces acteurs qui transfèrent le risque*
    b. *Le guichet de l'ARENH a lieu en fin d'année et fait partie intégrante des stratégies de couverture. La livraison sur REGA n'est effective qu'après l'enchère de décembre ce qui limite les liquidités á la vente pour les acteurs.*
    c. *Le dispositif d'OPV en AL+3 a été intégré et communiqué tardivement ce qui ne facilite pas la gestion opérationnelle*
    d. *L'offre á tout prix des capacités d'interconnexions transfrontalières par Rte avec un résultat d'enchère aberrant (enchère á 0 EUR/capacité contre 18 000 sur les autres enchères AL-1)*

Questions 3.2 sur le comportement et les incitations pour exploitants de capacité

Partagez-vous l'intérêt d'analyser la capacité des exploitants de capacités à anticiper leur disponibilité et à la communiquer, dès que possible, au marché ? Par ailleurs, l'analyse de l'efficacité des dispositifs incitatifs en place vous semble-t-elle utile à mener dans le cadre de ce retour d'expérience ?

Voir réponse 3.2

Questions 3.3 sur la formation des prix
Partagez-vous l'intérêt de mener des analyses sur la formation des prix ? Avez-vous des suggestions de méthode ? Dans l'objectif de reconstituer une courbe d'offre théorique, êtes-vous disposés à mettre à dispositions des informations sur les coûts des moyens de production et d'effacements ?

En situation de marché parfaite, la formation des prix reflète l'équilibre entre offre et demande. Or comme un acteur détient la majorité des capacités en question (capacité de production et obligations), cet équilibre est entièrement conditionné par ses prises de positions contrairement aux appels d'offres. Les enchères EPEX actuelles permettant de s'inscrire parallèlement en tant qu'acheteur et vendeur, la théorie de la main invisible n'y survit pas. Ce point est absolument critique pour tous les autres acteurs.

Enfin, l'une des contradictions du mécanisme est la volonté de développer á moyen/long terme de nouvelles capacités. Pour se faire, il faut pouvoir disposer d'un signal prix ferme dans les business plan. Or le mécanisme tel qu'il est conçu, laisse planer trop d'incertitudes sur les rémunérations pour chaque année de livraison pour que les décisions puissent s'appuyer sur ce seul élément factuel.

Questions 3.4 sur les signaux PP1 et PP2
Partagez-vous l'intérêt d'analyser les tirages PP1 et PP2 passés pour les mettre en regard des conditions du système électrique et analyser l'impact que leur tirage a pu avoir sur le système électrique ?

L'actualité a démontré que l'algorithme tirage PP1/PP2 manque de fiabilité et de transparence, se retrouve contraint par les règles. Revenir sur le cas du 20 décembre 2019 devrait apporter des premiers éléments de réponse. Pour 2020, on peut d'ores et déjà s'interroger sur le tirage minimal á atteindre qui devrait se limiter á une période de quelques semaines sur novembre/décembre.

Questions 4.1 sur le diagnostic sur la complexité du mécanisme
Partagez-vous l'intérêt d'objectiver le débat sur la complexité du mécanisme en identifiant les thématiques ou dispositifs les plus complexes du mécanisme en place et des indicateurs objectifs ? En particulier, pourriez-vous partager, dans le cadre de cette concertation, des éléments quantifiés sur les ressources et les investissements que votre entreprise a mobilisé sur les différents volets du mécanisme (obligation, certification, échanges…) et dans les différents types de tâches (règlementaire, fonctionnement SI, gestes opérationnel) ?
La complexité du mécanisme de capacité a-t-elle participé à entrainer des erreurs chez vous ? Si oui, sur quel sujet ? Avez-vous d'autres indicateurs à proposer à RTE pour identifier les principales sources de complexité du mécanisme ?

La complexité temporelle engendre des complexités opérationnelles inévitables, notamment lors de la facturation mensuelle et des régularisations a posteriori qui vont devoir être faites á la maille des sites. Un retour devrait être développé sur la réconciliation du bilan 2017 :
a) Sites non déclarés/rattachés dans un périmètre : erreur de calcul dans l'obligation

b) Nombre et volume de contestations entre calcul de l'obligation RTE et celle de l'acteur obligé ou d'exploitant de capacité. Dans le cas d'AM Energy, la réconciliation a du faire l'objet de plusieurs allers retours avec RTE, dans un laps de temps réduit, notamment sur la comptabilisation de la NEB Exeltium

Questions 4.2 sur l'arbitrage entre complexité et précision du mécanisme
Partagez-vous l'intérêt d'analyser certaines dispositions potentiellement complexes au regard de l'intérêt en termes de précision qu'elles apportent ?
Avez-vous des remarques ou propositions sur les périmètres des dispositions à considérer ?

La simplification temporelle est un point d'inefficience fort du mécanisme

Questions 4.3 sur la temporalité du mécanisme
Partagez-vous l'intérêt de requestionner la temporalité du mécanisme de capacité ? Quels aspects vous semble à analyser en particulier ?

En cas de maintien du mécanisme, il faudrait limiter les effets temporels du mécanisme, qui a la maille d'AM Energy n'ont pas de sens. Le portefeuille de consommation étant composé á plus de 90% de sites transport, le bilan pourrait donc être figé en AL+1, en acceptant éventuellement comme pour le règlement des écarts, un RECOTEMP á la marge pour les sites sur la distribution, qui sont non thermosensibles.

Par ailleurs, cette longue temporalité crée des risques de contreparties portés in fine par les acteurs obligés et RTE : consommateurs qui sortent du périmètre de rattachement avant la réconciliation finale ou qui pourraient être en défaut de paiement lors de la facturation des règlements des écarts.

Questions 4.4 sur les modalités de participation transfrontalière
Partagez-vous l'intérêt de requestionner les modalités de participation transfrontalière, au regard du fonctionnement constaté ?

Il reste beaucoup trop d'incertitudes sur la contractualisation de ces dernières. Réponse 3.1

Questions 5 générale sur le périmètre du retour d'expérience
Quelles évolutions proposez-vous sur le périmètre du retour d'expérience du mécanisme de capacité ?

Voir synthèse