RTE – GT RR RC

Présentation ENGIE – 24/04/2017

Les pénalités actuelles

- Des pénalités indexées sur le Max(Prime fixe ; EPEX) ou Max(Prime fixe ; EPEX) + Poffre
- Défaillance déclarée préalablement à l'Heure limite du réseau

$$Pénalité_{base} = C \times \frac{\max(Prime\ fixe\ (€/MW/h)\ ;\ EPEX)}{2}$$

  - Avec c = 1,5 pour RR(120) et 1,35 pour RC(90). S'il s'agit d'une défaillance technique, c = 1 au-delà des deux premières heures Défaillance relative aux déclarations à l'Heure limite du réseau : 20 €/MW

- Défaillance relative aux redéclarations à l'Heure limite du réseau :

$$Pénalité = 0{,}10 \times P_{défaillante} \times Pénalité_{base}$$

- Défaillances de disponibilité effective inférieure à l'Engagement :

$$Pénalité_{30\ min} = P_{défaillante} \times \left(Pénalité_{base} + \frac{Prix_{offre}}{2}\right)$$

- Défaillances relatives à l'Activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement

$$Pénalité_{30\ min} = P_{défaillante} \times \left(Pénalité_{base} + \frac{Prix_{offre}}{2} \times \max\left(1\ ;\frac{moy\{Prix_{offre}\}_{7\ jours}}{moy\{EPEX\}_{7\ jours}}\right)\right)$$

Raisons de la situation actuelle : Assurer un excellent niveau de disponibilité des capacités contractualisées

- RTE a besoin d'un certain niveau de réserves (RR et RC) qu'il contractualise annuellement
- En cas d'indisponibilité de ces capacités, RTE peut organiser un appel d'offres pour recontractualiser des capacités et/ou contractualiser des marges en amont du temps réel
- Etant données le niveau très élevé des pénalités en cas de défaillance, les acteurs peuvent être amenés à :
  - → Intégrer des briques de risque dans le bidding de l'Appel d'offres : étant donnés les niveaux de prix de clearing, il semble que si des briques de risque sont intégrées, elles sont faibles
  - → Ne pas bidder l'entièreté de son portefeuille pour conserver une marge de sécurité
  - → Participer au marché secondaire, sans assurance de trouver une contrepartie avec le volume nécessaire
- RTE ne souhaite pas forcément que les acteurs ne biddent pas l'entièreté de leur portefeuille de capacités et n'est pas défavorable à jouer le rôle de « mutuelle de marge de sécurité de la réserve ».

*Illustration : **Exemple du 14 mars 2017***

Prix de clearing de l'AO sur la période de 5 jours : 179,83 €/MW/période → 35,966 €/MW pour la journée

Pénalités pour défaillance technique : c x Max(35,966 ; 24 x Pspot) = 958,5 €/MW → 26 fois + que la prime fixe

Raisons de la situation actuelle : Assurer l'absence d'arbitrage d'utilisation de la capacité sur le marché d'énergie

- Pour dissuader d'arbitrer sur les marchés de l'énergie, les pénalités sont au moins égales au Pspot
- Pour les actifs en injection, RTE a la vision exacte du fonctionnement de l'actif. RTE est tout à fait capable de distinguer un non respect de l'engagement RR – RC lié à un arbitrage avec le marché ou lié à une défaillance technique. De plus, pour les unités > 100 MW, les informations REMIT permettent d'obtenir l'information surement (obligation de publier les informations sur REMIT)
- En cas de défaillance technique, il est possible de faire appel au marché secondaire, cependant il s'agit d'un marché très peu liquide, et plus l'actif à remplacer est important, plus il est difficile de trouver une contrepartie avec le volume nécessaire.

Les pénalités actuelles sont elles au bon niveau? Propositions d'ENGIE

- Si l'objectif est d'empêcher les arbitrages, la pénalité de base pénalise bien plus du fait du coefficient c → ENGIE propose de modifier la formule ainsi :

$$Pénalité_{base} = \frac{\max(C \times Prime\ fixe\ (€/MW/h)\ ;\ EPEX)}{2}$$

- RTE souhaite assurer un bon niveau de disponibilité des capacités, ce qui est notamment incité par les pénalités actuelles liées aux défaillances de disponibilité effective inférieure à l'Engagement. La référence à EPEX permet notamment d'empêcher l'arbitrage entre l'utilisation de la capacité sur le marché et la disponibilité pour les réserves. Néanmoins, la référence au Prix d'offre fait peser une double peine aux acteurs. ENGIE propose de retirer à minima l'un des deux termes.

$$Pénalité_{30\ min} = P_{défaillante} \times \left(Pénalité_{base} \text{ OU } \frac{Prix_{offre}}{2} \right)$$

- Enfin, concernant les pénalités relatives à l'Activation d'une EDA déclarée dans la Liste d'Engagement, la référence à EPEX ainsi que celle au prix d'offre fait également peser une double peine sur les acteurs. ENGIE propose de retirer à minima l'un des deux termes.

$$Pénalité_{30\ min} = P_{défaillante} \times \left(Pénalité_{base} \text{ OU } \frac{Prix_{offre}}{2} \times \max\left(1\ ; \frac{moy\{Prix_{offre}\}_{7\ jours}}{moy\{EPEX\}_{7\ jours}} \right) \right)$$

Proposition d’ENGIE concernant les défaillances techniques

1) Distinguer les pénalités selon que la défaillance est liée à une défaillance technique ou un arbitrage sur le marché de l’énergie quand cela est possible
2) En cas de défaillance technique, mettre en place des pénalités du type 1,5 x Pclearing
3) Plus généralement, proposer des pénalités qui ne soient pas surestimées, et qui soient payées par les acteurs