Non-confidentiel

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02/289.76.11
Fax : 02/289.76.09

COMMISSION DE REGULATION
DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

NOTE

(Z)160527-CDC-1532

relative à

"l'étude d'Elia portant sur le besoin d'« adequacy » et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027."

faite en application de l'article 23, §2, alinéa deux, 2°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

27 mai 2016

TABLE DES MATIERES

EXECUTIVE SUMMARY 3

PREAMBULE 5

I. LE BESOIN D'*ADEQUACY* ET DE FLEXIBILITÉ DANS LE SYSTÈME BELGE 6

I.1 Méthodologie 6

I.2 Hypothèses et scénarios 7

I.3 Résultats 12

II. PISTES POSSIBLES PROPOSÉES PAR ELIA 18

II.1 Position de veille relative à la mise en place d'un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) à court terme (2017-2021) 18

II.2 Améliorations de la réserve stratégique 20

III. PISTES PROPOSÉES PAR LA CREG 21

III.1 Responsabilisation des ARP par des délestages ciblés 21

III.2 *Scarcity pricing* 24

III.3 Améliorer la liquidité *intraday* et les marchés *forward* 25

IV. Conclusion 26

EXECUTIVE SUMMARY

L'étude d'Elia, portant sur le besoin d'*adequacy* et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027, évalue les besoins en matière de sécurité d'approvisionnement sur le moyen terme.

La méthodologie utilisée par Elia constitue une amélioration par rapport à celle utilisée pour la réserve stratégique et le fonctionnement du marché durant la période hivernale 2014-2015 ; l'étude est considérée comme une bonne base pour un suivi ultérieur. Toutefois, l'évaluation d'Elia relative à la capacité d'interconnexion utilisée reste encore trop conservatrice. Après avoir réalisé les divers projets d'investissements pour l'augmentation de la capacité d'interconnexion, Elia évalue cette dernière à 6.500 MW seulement. Dans ce cadre, il est clair qu'il n'a pas été suffisamment tenu compte de tous les projets de capacité d'interconnexion supplémentaires planifiés ni du *dynamic line rating*. De plus, il faudrait également tenir compte des mesures d'efficience telles que transformateurs déphaseurs ou implémentation des règles européennes (délimitation des zones de prix) qui sont destinées à augmenter le degré d'utilisation de la capacité d'interconnexion (actuellement estimé à moins de 50% au niveau européen). La CREG est aussi d'avis que les hypothèses retenues en matière de participation de la demande sont très conservatrices.

N'ayant pas eu accès au modèle de calcul utilisé par Elia, la CREG ne peut se prononcer sur sa qualité. L'adaptation préalablement annoncée de l'article 7bis de la loi électricité prévoit cet accès et garantit une méthode de travail plus transparente pour l'évaluation des besoins. La CREG insiste pour que cette adaptation ait lieu rapidement, en vue des travaux ultérieurs. Étant donné que les hypothèses utilisées, pour la Belgique et pour les autres pays voisins, incluent par définition une incertitude, la CREG propose de mettre régulièrement à jour (tous les deux ans) cette étude.

Elia précise, dans son étude, que la structure actuelle du parc de production et les mécanismes existants ne devraient pas poser de problèmes jusqu'en 2025. Il convient ici de signaler que, si entretemps, sur la base d'une mise à jour bisannuelle, la structure du parc de production évoluait radicalement, il faudrait prendre le cas échéant des mesures afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement. Cette attitude relativement prudente correspond à l'étude 1422 sur "les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique" de la CREG. Elle propose au gouvernement de tenir compte, lors de l'adoption d'instruments destinés à évaluer les besoins de capacité à court et à moyen terme, que(i) les

incertitudes à court et moyen terme concernant le programme d'énergie nucléaire devront avoir disparu et (ii) la Belgique disposera d'une nouvelle capacité d'interconnexion, dont la contribution à la sécurité de l'approvisionnement devra être analysée en concertation avec les pays voisins.

Pour objectiver le débat, la CREG préconise que l'étude d'Elia soit complétée par une approche globale intégrant l'ensemble des aspects de la politique énergétique belge et européenne.

À côté des pistes proposées par Elia, la CREG en avance plusieurs elle-même, en partant des circonstances changeantes du marché dans lesquelles une réaction flexible est indispensable, la production décentralisée à petite échelle est une réalité, et une implication plus importante du consommateur est l'avenir. La CREG plaide ici pour la conscientisation des responsables d'équilibre et l'amélioration de la liquidité sur les marchés *intraday* et *forward*. L'adoption du *scarcity pricing*, une méthode permettant de rémunérer la capacité de pointe en fonction du marché, est une piste qui reste à étudier plus en profondeur.

PREAMBULE

Le 21 décembre 2015, la ministre de l'Énergie, madame Marie-Christine Marghem, a confié deux missions à Elia. La première avait trait à la réalisation d'une étude évaluant le besoin de capacité réglable pour répondre aux critères légaux en matière de sécurité de l'approvisionnement pour la période 2017-2027. La seconde visait à proposer des options possibles ou un mécanisme de marché répondant aux besoins identifiés.

Le 15 avril 2016, la CREG a reçu par courriel la demande du cabinet pour procéder à une analyse de l'étude d'Elia.

Le 18 avril 2016, Elia a transmis à la ministre de l'Énergie l'étude sur le besoin d'*adequacy* et de flexibilité (ci-dessous l'étude d'Elia).

Cette note répond à la demande du 15 avril 2016 et inclut 3 parties. Dans le premier chapitre, la CREG exprime ses objections et observations concernant la méthodologie, les hypothèses et les scénarios ainsi que les résultats de l'étude d'Elia. La deuxième partie analyse plus en détail les pistes proposées par Elia. Dans la troisième et dernière partie, la CREG établit quelques pistes complémentaires.

Le Comité de Direction a approuvé ces offres lors de sa réunion du 27 mai 2016.

I. LE BESOIN D'*ADEQUACY* ET DE FLEXIBILITÉ DANS LE SYSTÈME BELGE

1. L'étude d'Elia répond à une des recommandations essentielles de la CREG dans son étude relative aux "mesures qui doivent être prises afin de disposer de moyens de production conventionnels suffisants pour garantir la sécurité de l'approvisionnement de l'électricité en Belgique", à savoir la réalisation d'une étude sur le moyen terme en matière de sécurité de l'approvisionnement[1].

2. Dans son communiqué de presse du 30 septembre 2015, la ministre de l'Énergie signale qu'une modification d'un nouvel article 7bis de la loi électricité instaurerait l'obligation, pour le gestionnaire de réseau de transmission, de consulter les utilisateurs et la CREG sur les hypothèses et la méthodologies appliquées pour l'évaluation des besoins. La CREG constate que l'article concerné n'a pas encore été modifié.

I.1 Méthodologie

3. La CREG remarque d'abord qu'elle ne dispose pas du modèle utilisé par Elia pour ses simulations et ne peut, par conséquent, se prononcer sur la qualité du modèle. Pour être en mesure d'y apporter une réponse, la CREG a besoin de pouvoir accéder à ce modèle; cet accès peut être fourni à la CREG au moyen d'une adaptation de l'article 7bis de la loi électricité.

a) "Bloc structurel"

4. La méthodologie appliquée est inutilisable car la capacité nécessaire est simulée sans tenir compte des centrales au gaz actuelles. Ces centrales au gaz ont une capacité globale de 4.000 MW environ. La centrale de Twinerg située au Grand-Duché de Luxembourg, mais actuellement dans la zone de réglage d'Elia, n'est pas prise en compte.

Par conséquent, les résultats simulés doivent être interprétés en tenant compte de l'absence de ces capacités. En d'autres termes, si une carence est constatée, il s'agira d'une carence ne tenant pas compte des 4.000 MW des centrales au gaz.

b) Simulations

[1] Étude (F)150604-CDC-1422 du 4 juin 2015 sur "les mesures à prendre afin de disposer du volume adéquat de moyens de production conventionnels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité de la Belgique".

5. La méthodologie destinée à évaluer le volume nécessaire pour les réserves stratégiques est appliquée afin de définir le volume pour 2017-2027. La méthodologie d'Elia pour évaluer le volume des réserves stratégiques pour l'hiver 2016-2017 a beaucoup évolué par rapport aux évaluations de volume pour les hivers 2014-2015 et 2015-2016. Cette évolution représente une étape importante dans le développement de l'analyse des besoins. Elia tient à présent compte de l'offre et de la demande, non seulement en Belgique, mais aussi dans les autres pays européens. Elle se base pour cela sur les dernières informations disponibles. Étant donné la complexité et la diversité des données susceptibles d'influencer les résultats des simulations, la CREG estime qu'il est utile de mettre cette analyse à jour tous les deux ans.

6. De plus, Elia tient compte des données météorologiques, ce qui est important compte tenu de l'impact de l'énergie renouvelable, qui ne fera que se renforcer au cours des prochaines années. Elia utilise à cette fin un historique des données méthodologiques qui remonte sur 40 années, et ce, pour tous les pays examinés.

7. La CREG se demande si un historique des données de température remontant à 40 années est bien nécessaire, sachant que le changement climatique fait aussi augmenter la température en Belgique et en Europe. Remonter trop loin dans le temps pourrait donc donner une image trop pessimiste d'hivers très froids.

8. Par ailleurs, les simulations permettent de constater que des problèmes d'approvisionnement sont attendus s'il n'y a que très peu de vent dans toute l'Europe suite à une zone de haute pression stable dans la durée. Cette situation entraînerait aussi un ensoleillement généreux, un aspect dont Elia dit tenir compte. Toutefois, la demande d'électricité pour le chauffage est aussi corrélée avec le vent, avec un besoin de chauffage plus important s'il y a beaucoup de vent (froid). A la connaissance de la CREG, cet élément n'est pas inclus dans le modèle.

I.2 Hypothèses et scénarios

9. La définition des hypothèses est un élément crucial pour la simulation du système d'électricité belge, sachant que l'impact sur les résultats diffère pour chaque hypothèse. Étant donné qu'il s'agit d'une simulation de situations à venir, chaque hypothèse est empreinte d'une certaine incertitude Pour tenir compte de ces incertitudes, des analyses de sensibilité sont actuellement en cours.

10. La CREG estime que la plupart des hypothèses utilisées dans l'étude d'Elia sont acceptables. Pour autant, la CREG a des objections vis-à-vis des hypothèses suivantes :

a) Évolution de la biomasse

11. La CREG estime que les évolutions récentes en Flandre, dans le cadre de la politique de soutien à la biomasse, rendent peut-être impossible la réalisation de la croissance d'unités de biomasse envisagée par Elia. Pour respecter le Plan national d'action quant à la proportion de la production d'énergie renouvelable, la croissance de la biomasse devra sans doute être (partiellement) remplacée par une autre production intermittente d'énergie renouvelable qui, durant certaines périodes, mettra la pression sur les prix de l'électricité et réduira la rentabilité des centrales *baseload* existantes. Dans cette réflexion, la CREG se demande également si les unités nucléaires peuvent rester rentables à terme, compte tenu de leur absence de flexibilité.

12. Une production d'énergie plus intermittente pourrait aussi avoir pour conséquence d'améliorer la rentabilité des centrales au gaz existantes, étant donné qu'elles présentent des coûts opérationnels fixes plus bas que le charbon et surtout le nucléaire.

b) Capacité d'interconnexion

13. La principale remarque de la CREG concerne toutefois la capacité d'interconnexion. Elia l'estime à 6.500 MW après la réalisation des divers projets d'investissements destinés à augmenter la capacité d'interconnexion, comme le renforcement avec les Pays-Bas (Brabo), la construction de la ligne DC avec l'Allemagne (ALEGrO) et avec la Grande-Bretagne (Nemo), ainsi que l'interconnexion avec l'Allemagne en passant par le Grand-Duché de Luxembourg (BeDeLux).

Le fait qu'Elia tienne compte d'une capacité d'interconnexion de 6.500 MW est une révision à la hausse par rapport à de précédentes estimations d'Elia pour l'évaluation du volume des réserves stratégiques.

La CREG pense toutefois que malgré cette augmentation, Elia garde une approche encore trop conservatrice. Le raisonnement de la CREG est présenté ci-après.

14. En ce moment, selon Elia, la zone de réglage belge peut importer un maximum de 4.500 MW[2]. De prime abord, c'est beaucoup trop peu car tant à la frontière néerlandaise que

[2] Elia a fixé la contrainte extérieure à 4.500 MW maximum pour les importations dans le système du couplage de marché *day-ahead* basé sur les flux.

française, la capacité certaine du réseau s'établit à 4.000 MW environ. Dans le système de couplage de marché basé sur les flux, la Belgique devrait donc actuellement pouvoir importer un maximum de 8.000 MW (si les flux aux frontières peuvent être répartis de manière égale entre les diverses lignes de transmission, ce qui doit être plus ou moins possible ou être rendu possible à l'aide de transformateurs déphaseurs).

Or, le fait qu'Elia limite fortement la capacité d'importation à 4.500 MW ne découle pas de la capacité physique des lignes, mais s'explique par la stabilité du réseau. En cas d'importations trop importantes, la tension pourrait tomber trop bas à certains points du réseau, empêchant de garantir la stabilité de la tension. D'autres effets pourraient aussi intervenir en cas d'importations élevées.

15. Il existe encore deux autres aspects susceptibles d'influencer la capacité d'importation théorique maximale. Tout d'abord, l'emplacement de l'importation. Si l'importation doit provenir en totalité d'une seule zone de prix, par exemple les Pays-Bas, le facteur limitant est la capacité d'interconnexion avec les Pays-Bas[3]. En outre, il existe d'autres flux qui passent par l'interconnexion et sont générés par des échanges d'énergie dans et entre les autres zones de prix. Certains d'entre eux, comme les *loop flows* (bouclages), ont actuellement la priorité, ce qui est une pratique inefficace et discriminatoire. Les transformateurs déphaseurs, notamment, ainsi qu'une meilleure délimitation des zones de prix, pourraient réduire ces flux inefficaces et discriminatoires. Depuis fin octobre 2015, Elia a installé un quatrième transformateur déphaseur à la frontière des Pays-Bas. La délimitation des zones de prix est examinée au niveau européen.

16. La construction des deux lignes DC (vers l'Allemagne et la Grande-Bretagne) apportera une capacité d'importation supplémentaire de 2.000 MW. Les problèmes de stabilité de la tension ne s'aggraveront pas suite aux importations via les lignes DC car ces dernières peuvent aussi fournir de la puissance de manière réactive (et soutenir par conséquent la tension). Les 2.000 MW de capacité d'importation supplémentaire peuvent donc s'ajouter aux 4.500 MW, ce qui donne 6.500 MW.

17. Même si la capacité d'importation de 6.500 MW peut sembler représenter un niveau élevé, il existe selon la CREG de fortes indications qu'après 2020, cette capacité se chiffrera plutôt à 7.500 MW voire plus. Les raisons en sont les suivantes.

[3] 4.000 MW de capacité avec les Pays-Bas signifient que la Belgique peut importer au maximum 5.333 MW depuis les Pays-Bas : 4.000 MW par la voie directe (Pays-Bas => Belgique) et 1.333 MW par la voie indirecte (Pays-Bas => Allemagne => France => Belgique (et une partie via la Suisse, l'Italie...). Voir aussi l'étude 1250 de la CREG sur les pics de prix du 22 septembre et du 16 octobre 2015.

18. Une capacité d'interconnexion de 6.500 MW après 2020 peut être considérée comme étant une augmentation par rapport aux 4.500 MW actuels des lignes CA (courant alternatif) avec les lignes DC restant à construire vers le Royaume-Uni et l'Allemagne (1.000 MW chacune). Les investissements à la frontière des Pays-Bas (Brabo) et l'interconnexion avec l'Allemagne via le Luxembourg ne sont clairement pas pris en considération (400 MW supplémentaires). De plus, il n'est pas non plus tenu compte du *dynamic line rating*, à savoir le contrôle en temps réel de la capacité physique effective des lignes de transmission; lorsqu'il fait froid ou lorsqu'il y a du vent, la capacité réelle d'une ligne de transmission est plus élevée; lors d'une vague de froid, ou par faible vent, ce phénomène peut fournir quelques centaines de MW de capacité supplémentaire. Comme signalées dans le plan fédéral de développement d'Elia, ces lignes de transmission pourront d'ailleurs être remplacées, à l'avenir, par des conducteurs à haute température d'une capacité de débit plus élevée. S'il est tenu compte de toutes ces améliorations et de tous ces renforcements, il est clair que 6.500 MW représentent une estimation conservatrice de la capacité d'importation.

19. Il pourrait être argumenté que la limitation à 6.500 MW peut s'expliquer par la stabilité de la tension et d'autres phénomènes techniques pouvant avoir de l'importance en cas de fortes importations. Actuellement, la CREG fait réaliser une étude externe par un consultant technique afin d'étudier cette problématique. Des mesures susceptibles d'atténuer la limitation des importations pourront être prises ultérieurement.

20. À titre d'explication : la critique exprimée par la CREG à l’égard de la capacité d'interconnexion porte uniquement sur la disponibilité du réseau, et non sur la possibilité effective d'importer de l'électricité depuis l'étranger. Sur ce dernier point, Elia a procédé à une simulation de la demande et de l'offre à l'étranger. Celle-ci constitue donc un élément à part de la simulation pour laquelle Elia a tenu compte des informations les plus actuelles en matière d’évolution des parcs de production des pays voisins.

21. Enfin, la CREG fait observer qu'il existe aussi une incertitude en ce qui concerne le timing de la réalisation des interconnexions planifiées. L'expérience a démontré qu'un retard dans la réalisation des grands projets n'est pas à exclure. Dans ce cadre, remarquons que le principal facteur de retard est l'obtention des permis requis. La CREG a souhaité, au moyen d'incitants financiers dans la méthodologie tarifaire, encourager Elia à respecter le timing de ces projets.

c) Améliorations de l'efficacité de l'utilisation de la capacité d'interconnexion

22. Le rapport de contrôle annuel publié en novembre 2015 par l'Agence pour la coopération entre régulateurs énergétiques (ACER) et le Council of *European Energy Regulators* (CEER) contient une section évaluant la manière dont le calcul de capacité interzonale est appliqué par les gestionnaires de systèmes de transmission (GRT) aux frontières des zones d'enchères. Les résultats démontrent qu'il existe une importante marge pour utiliser plus efficacement les réseaux de transmission de l'électricité et par conséquent rendre accessibles au marché les capacités interzonales négociables. Par exemple, dans près de 70 % (33 sur 48) de toutes les frontières évaluées, les capacités thermiques sont au moins deux fois plus élevées que la capacité négociable. Le rapport conclut que l'absence de méthodes de calcul de capacité coordonnées et efficaces est l'un des ingrédients clés manquants pour réaliser l'utilisation efficace de l'infrastructure du réseau et le marché de l'énergie interne (MEI) en général.

23. Dans la ligne des conclusions des précédents apports de contrôle du marché *(Market Monitoring Reports)*, les flux non planifiés (*unscheduled flows* ou UFs) constituent un défi pour l'intégration plus poussée du IEM (*Internal Energy Market*). Cette persistance réduit la capacité transfrontalière négociable, impactant l'efficacité du marché et la sécurité du réseau. Les pertes de bien-être dues aux UFs, calculées à l'aide d'une méthodologie mise à jour, démontrent une tendance ascendante entre 2011 et 2013, alors qu'une légère diminution est constatée en 2014. Malgré la diminution de l'an dernier, les pertes sociales se sont chiffrées à environ un milliard d'euros chaque année.

24. L'impact de l'*unscheduled allocated flow* (UAF) peut être atténué par une coordination plus étroite des GRT dans le calcul et l'allocation de la capacité (implémentation des méthodes basées sur le flux), tandis que l'impact des *loop flows* (LF) peut être atténué à moyen terme en améliorant la configuration de la zone d'enchères ou le cadre réglementaire du partage des coûts de *redispatching* et, à plus long terme, en investissant dans le réseau de transmission. Qui plus est, les pertes de bien-être dues aux LF fournissent un point de départ pour développer une solution à court terme permettant de remédier aux effets distributionnels des LF. De plus, comme signalé l'an dernier, une transparence plus poussée doit permettre de tracer les flux perturbateurs tels que les LF. Cela fournirait une base importante pour évaluer de manière plus adéquate les impacts sur le bien-être des réductions de capacité transzonale.

25. En général, les inefficacités identifiées illustrent le besoin urgent d'implémenter pleinement l'ETM. Plus particulièrement, il reste une marge de développement considérable dans i) la coordination et l'efficacité des méthodes de calcul de capacité, ii) l'utilisation de la capacité transfrontalière existante à différents moments (par exemple : long terme (LT), *day-*

ahead, ID et BM); iii) la configuration de zones d'enchères, iv) la facilitation d'une participation du côté de la demande, et v) le fait de tenir compte de la contribution efficace d'interconnecteurs transzones à l'adéquation.

d) Hypothèses en matière de développement de la participation de la demande et du stockage

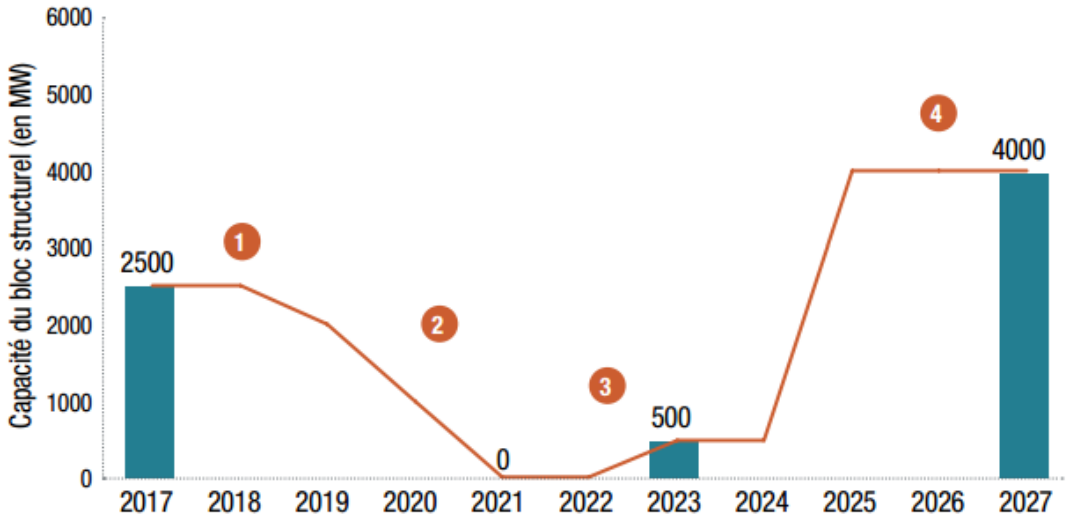
26. Ici aussi, la CREG estime que les hypothèses prises par Elia sont très conservatrices. Le développement de la participation de ces capacités aux marchés de l'électricité pourrait être accru à la condition de supprimer les barrières à l'entrée. Dans l'étude 1459, la CREG a formulé des propositions d'amélioration législatives dans ce sens. Compte tenu de la présence de ces capacités à tous les niveaux de tension, l'étude réalisée au niveau fédéral devrait être complétée par une concertation avec les régions. Une mise à jour bisannuelle de l'étude d'Elia, comme le propose la CREG, permet d'actualiser régulièrement les hypothèses utilisées en matière de participation à la demande.

I.3 Résultats

a) Les résultats selon le scénario de base

27. L'illustration ci-dessus extraite de l'étude d'Elia démontre quelle est la capacité du "bloc structurel" indispensable pour que la Belgique soit adéquate, selon le scénario de base.

CAPACITÉ DU BLOC STRUCTUREL À DES FINS D'ADÉQUATION DU PAYS POUR LE SCÉNARIO DE BASE (FIG. 44)

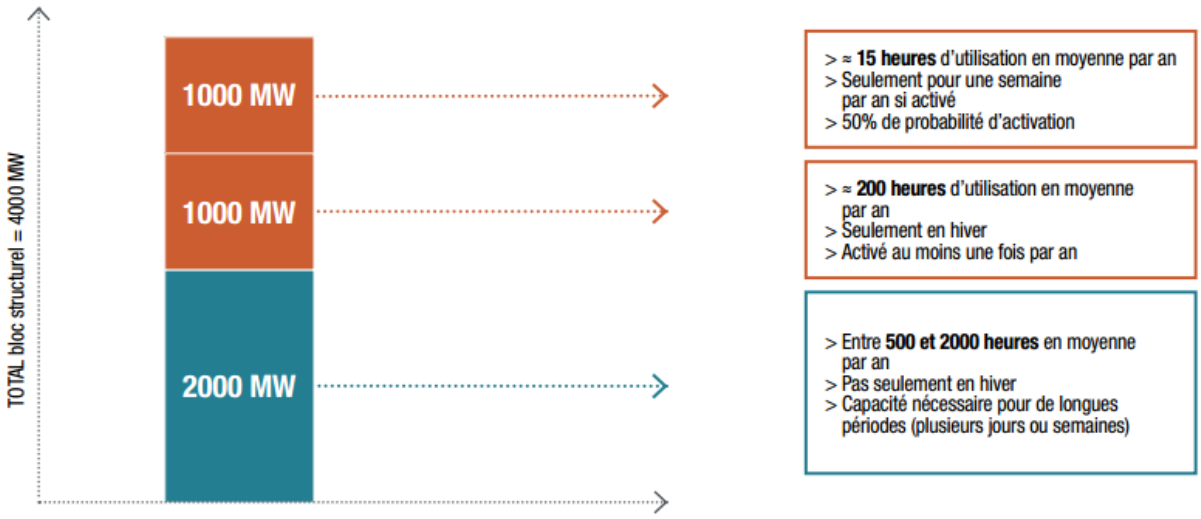


Source : Elia

L'illustration montre que le "bloc structurel" se chiffre à 2.500 MW en 2017 et 2018 pour retomber à 0 MW en 2021 et 2022. En 2023 et 2024, il augmente légèrement pour atteindre 500 MW. C'est seulement en 2025 que le bloc structurel atteint 4.000 MW, chiffre à peu près égal à la capacité que représentent les grandes centrales au gaz existantes.

28. Sur la base de ce qui précède, la conservation du parc de production existant semble à première vue la manière la plus efficace de garantir la sécurité de l'approvisionnement, y compris après 2025. Ce n'est toutefois pas nécessairement le cas. Ainsi, Elia a également simulé la durée d'utilisation du "bloc structurel". L'illustration ci-dessous en donne le résultat pour 2027 selon le scénario de base. Le marché de l'énergie connaît une forte évolution assortie d'incertitudes en ce qui concerne les développements à venir. C'est pourquoi la CREG propose qu'Elia revoie son étude tous les deux ans ou après un important changement dans les capacités du système d'électricité (en Belgique ou dans nos pays voisins).

CARACTÉRISTIQUES DU BLOC STRUCTUREL À DES FINS D'ADÉQUATION POUR LE SCÉNARIO DE BASE EN 2027 (FIG. 63)



Source : Elia

29. Cette analyse permet de constater qu'Elia estime que la moitié du "bloc structurel" sera utilisée en moyenne pendant 15 à 200 heures en 2027. Pour les 1.000 derniers MW, il n'est pas certain qu'il y aura même une activation annuelle. La question est donc de savoir s'il est efficace de faire produire ces derniers 2.000 MW par des centrales au gaz (existantes). Mieux encore, seule une partie de ces 2.000 MW a une durée d'utilisation estimée annuellement à 500 heures, ce qui ne représente peut-être pas un optimum d'efficacité sachant que certaines centrales au gaz existantes ont des coûts fixes relativement élevés. En effet, avec plus de production renouvelable et des interconnexions

fortes, le système d'électricité belge devra surtout être flexible. Cette flexibilité joue dans deux domaines. Il devra pouvoir être mis hors et sous tension pour compenser les fluctuations de la production d'énergie renouvelable, c'est ce qui est appelé la flexibilité technique. Celle-ci peut être fournie par les centrales au gaz, mais aussi par le stockage, la gestion de la demande et la capacité d'interconnexion. Mais la rentabilité de cette capacité technique flexible est au moins tout aussi importante. Si la durée d'utilisation de certains volumes n'est que de quelques centaines d'heures par an, voire moins, il est important que les coûts opérationnels fixes de cette capacité soient très bas pour que les pertes financières restent limitées lorsque la capacité n'est pas nécessaire.

Par exemple, la gestion de la demande et les centrales au gaz à cycle ouvert, décentralisées ou non, semblent plus adéquates que les centrales au gaz à cycle fermé. Actuellement, le parc de production au gaz existant se compose surtout de centrales à cycle fermé (ayant donc une turbine à vapeur supplémentaire).

30. Il est donc clair qu'une grande partie du parc de production chauffé au gaz n'est vraisemblablement pas la manière la plus efficace de remplir le "bloc structurel" en 2027. Le fait que des centrales au gaz existantes disparaissent du système est donc, selon toute vraisemblance, efficace, sans que la sécurité de l'approvisionnement ne s'en trouve compromise. La question de savoir si la partie restante du parc de production chauffé au gaz existant représente la manière la plus efficace de compléter le "bloc structurel" avec une durée d'utilisation de 500 heures ou moins, est moins claire.

31. Les éventuelles mesures à prendre par les propriétaires consistent notamment à mettre leurs unités temporairement hors service, ou à convertir un cycle fermé en cycle ouvert. La CREG propose ici d'appliquer une politique technologiquement neutre, en respectant le *level playing field* entre les divers acteurs.

32. La CREG estime donc que par mesure de précaution, il convient de continuer à suivre les évolutions (technologiques) à venir sans prendre de mesure hâtives qui, au final, devraient être financées par le consommateur d'électricité. En effet, la transition énergétique bat son plein, avec pour conséquences de multiples changements de grande ampleur. Il existe diverses évolutions technologiques prometteuses, telle que la gestion de la demande (*demand response*), les batteries et la production décentralisée contrôlable (comme les petites unités à cogénération et les moteurs à gaz). L'avenir montrera plus clairement si ces innovations sont appliquées massivement. Le contexte de la politique énergétique belge et européenne doit faire l'objet d'un suivi plus poussé.

b) Les analyses de sensibilité pour 2027

33. Dans son étude, Elia accorde beaucoup d'attention aux analyses de sensibilité pour 2027. Pourtant, du fait qu'elles portent aussi loin dans l'avenir, les résultats des simulations pour 2027 (qui s'appliquent aussi plus ou moins à 2025) sont moins pertinents pour l'époque présente que les simulations pour 2017 et 2021. Ce qui est surtout important, c'est que la sécurité d'approvisionnement ne se trouvera très vraisemblablement pas compromise jusqu'en 2025, soit une période de huit à neuf ans. La CREG préconise toutefois d'effectuer ces analyses régulièrement, par exemple tous les deux ans.

34. La CREG a des remarques spécifiques pour les analyses de sensibilité. Tout d'abord, une analyse de sensibilité pour laquelle la Belgique assure entièrement ses propres besoins en électricité est réalisée. La CREG estime que cette analyse est purement théorique, avec une utilité pratique limitée, et que la chance que cette situation se concrétise tend vers zéro. Du point de vue économique, il n'est pas raisonnable de vouloir aller à l'encontre de l'échange d'énergie, à plus forte raison d'énergie intermittente dont la répartition géographique garantit une corrélation relativement faible de la production. Une telle attitude s'inscrit aussi totalement en porte-à-faux par rapport aux principes du marché interne européen et de l'Union énergétique.

35. Dans l'analyse de sensibilité, Elia augmente aussi l’importance de la gestion de la demande (*demand response*). Or, à l'heure actuelle, l'impact de cette augmentation sur la sécurité de l'approvisionnement est estimé comme étant relativement faible, vu que les périodes sous pression sont moins des heures de pointe que des journées, voire des semaines, de pointe. Autrement dit, le risque de pénurie est minime, mais s'il survient, il peut durer entre un et cinq jours consécutifs (voir aussi la figure 62 dans l'étude d'Elia). La CREG estime que le potentiel de *demand response* pour des périodes plus longues mais avec une activation très exceptionnelle n'a pas encore été étudié, dans la mesure où la demande de ce type de produit n'existe pas encore.

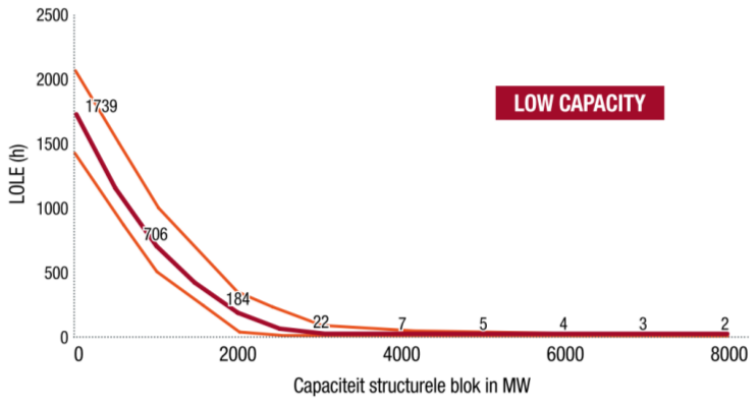
36. Le même raisonnement s'applique au stockage. L'évolution des coûts de la technologie des batteries est prometteuse. D'autres technologies de stockage, comme le stockage d'électricité sous forme de gaz (méthane ou hydrogène) ou de liquide (ammoniac) se profileront plus clairement dans les prochaines années.

37. Il est également difficile de prédire l'évolution des prix des combustibles. En dépit d'une baisse du prix de gros pour l'électricité, la rentabilité des centrales au gaz a récemment remonté, le prix du gaz ayant connu une baisse encore beaucoup plus forte que celui de l'électricité. Cette même incertitude concerne le prix des émissions de CO_2, qui s’élève actuellement à un peu au-dessus de 5 €/tonne. Si les quotas d'émissions sont réduits

ou si un prix-plancher[4] est instauré, ces mesure amélioreront la rentabilité des centrales au gaz par rapport aux centrales au charbon et à la lignite.

38. La même incertitude plane sur la capacité disponible à l'étranger. Si celle-ci s'avérait beaucoup plus faible que le scénario de base (scénario de '*Low capacity*'), le "bloc structurel" augmenterait jusqu'à 8.000 MW.

Toutefois, les derniers 4.000 MW n'auraient qu'une durée d'utilisation moyenne de 5 heures par an. Remarquons ici la figure 70 ci-dessous de l'étude d'Elia. La ligne rouge épaisse reflète le nombre d'heures de pénurie prévu pour un hiver moyen. La figure montre que les 4.000 derniers MW du "bloc structurel" réduisent le déficit moyen de 7 à 2 heures. Quoi qu'il en soit, il s'agit d'une capacité très importante pour une réduction très marginale du risque. La durée d'utilisation très brève implique aussi que la capacité de production n'est vraisemblablement pas indiquée dans ce cas et qu'en l'occurrence, il vaut mieux privilégier, entre autres, la gestion de la demande et le stockage.



Source : Elia

39. On pourrait en outre s'interroger sur ce que sera la dynamique du marché en Belgique si la capacité disponible dans les autres pays était effectivement beaucoup plus faible. En effet, cette situation entraînera une augmentation des prix dans ces pays, et pourra donc créer des opportunités pour la capacité en Belgique. Il n'est difficile de vérifier si et dans quelle mesure Elia a tenu compte de cette donnée.

Dans tous les scénarios étudiés, la dépendance de la Belgique aux importations après la sortie du nucléaire est élevée. Le degré élevé d'interconnexions du pays le permet, toutefois, la Belgique ne dispose d'aucun moyen pour garantir la disponibilité de capacités de

[4] La France veut instaurer un prix-plancher pour les émissions de CO_2. Il est question d'un prix de 30 €/tonne, et il pourrait entrer en vigueur dès 2017.

production pour garantir sa sécurité d'approvisionnement. Cette dépendance est toutefois liée à l'évolution des prix des combustibles. Elle est une conséquence logique du choix que l'Europe a fait pour la mise en place d'un marché européen interne et de l'Union énergétique. Par ailleurs, le fait de soutenir une capacité de production non compétitive n'entraînera aucune réduction significative du niveau élevé d'électricité importée. C'est pourquoi, aux yeux de la CREG, une mise à jour régulière de l'étude d'Elia est indispensable.

Pour objectiver le débat, la CREG préconise que l'étude d'Elia soit complétée par une approche globale intégrant l'ensemble des aspects de la politique énergétique belge et européenne. La CREG a analysé l'étude d'Elia sous l'angle du fonctionnement du marché.

40. Enfin, le rôle de la production décentralisée contrôlable peut devenir beaucoup plus important qu'il ne l'est actuellement. Une première analyse de la CREG démontre que l'installation d'une production décentralisée contrôlable auprès des consommateurs de taille moyenne (2-60 GWh par an) peut déjà être (très) rentable. Ainsi, il pourrait exister un potentiel très important pour l'installation d'unités de cogénération chez les consommateurs de ce segment de clientèle. De même, l'utilisation de moteurs diesel, et a fortiori au gaz, pourrait être rentable si la flexibilité que fournissent ces machines était utilisée de manière optimale. Cette évolution peut elle aussi être suivie dans les prochaines années. Or, la durée de construction de telles installations est nettement plus courte que celle d'une unité TGV.

41. La conclusion est donc que l'analyse de sensibilité, aussi intéressante puisse-t-elle être pour se faire une idée de ce qui pourrait être possible d'ici 10 ans, est trop incertaine et devra être mise régulièrement à jour dans l'avenir.

c) Besoin de capacité pour la flexibilité

42. Elia a également analysé le besoin de capacité flexible pour les réserves destinées à garantir la sécurité du réseau. Étant donné que ces réserves bénéficient actuellement d'une rémunération de capacité, la capacité requise sera fournie par le marché.

43. Il n'est toutefois pas indispensable que ces réserves soient fournies par de grandes centrales au gaz. D'autres types de capacité peuvent également combler ces besoins, y compris le stockage, la production décentralisée, la gestion de la demande et la capacité d'interconnexion. Mieux encore, c'est déjà le cas, tant en Belgique - où la gestion de la demande, la capacité d'interconnexion et la production décentralisée fournissent une partie non négligeable de la flexibilité - que dans d'autres pays, où les batteries, par exemple, constituent déjà des réserves primaires. Il se pourrait que la partie de la flexibilité qui n'est pas fournie par les centrales au gaz augmente encore dans l'avenir.

II. PISTES POSSIBLES PROPOSÉES PAR ELIA

44. Le chapitre 7 de l'étude d'Elia examine plusieurs mesures possibles pour répondre à la problématique d'*adequacy*. La CREG les analyse dans cette partie. Dans la partie suivante de la présente note, la CREG propose elle-même une série de mesures complémentaires.

II.1 Position de veille relative à la mise en place d'un mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) à court terme (2017-2021)

45. Comme elle l'avait déjà exposé dans son étude 1422, la CREG estime que la mise en place d'un CRM n'est envisageable que si une analyse fiable des besoins à moyen terme démontre des besoins importants de nouvelles capacités de grande taille. Comme le préconise Elia, une attitude privilégiant l'attente se justifie sur le court terme. Une décision prématurée, guidée par le souci d'assurer une rentabilité aux centrales existantes serait nuisible pour le fonctionnement du marché et pour l'économie belge ; la surcapacité menant à un surcoût pour le consommateur final.

46. Ne pas prendre une décision précipitée permettrait de :

- laisser la chance au marché de développer des solutions innovantes (stockage, gestion de la demande, nouvelles technologies photovoltaïques, développement de la production décentralisée) alors qu'une décision immédiate de soutien aux unités de production centralisées au gaz représenterait un frein à l'innovation pour de nombreuses années ;

- disposer de plus de clarté sur les critères auxquels devront répondre les CRM pour permettre la participation de capacités transfrontalières ainsi que sur les critères à respecter en matière d'aides d'état. Ce sujet fait actuellement l'objet d'une analyse sectorielle menée par la Commission européenne dans le but d'élaborer une nouvelle législation européenne.

47. A plus long terme, au moment de l'arrêt des centrales nucléaires, il est actuellement difficile de prévoir quelle part de ce bloc structurel sera fournie par le marché EOM. En tout état de cause, seul un parc de production performant arrivera à se positionner en ordre utile dans le *merit order* de la zone. Une partie du parc de production thermique belge est vétuste et pourrait ne pas permettre de prendre le relais des unités nucléaires du fait de ses coûts marginaux élevés et de sa flexibilité limitée. Les détenteurs de ses capacités doivent donc avoir la liberté de les fermer définitivement. L'exemple du mécanisme anglais de rémunération de la capacité démontre par ailleurs qu'un CRM ne garantit pas l'octroi d'une rémunération aux unités de production existantes.

48. L'enjeu est de trouver un équilibre entre les trois objectifs liés à la production d'électricité, à savoir les objectifs environnemental, économique et de sécurité d'approvisionnement.

Pour atteindre l'objectif environnemental, la Belgique a subsidié la production renouvelable intermittente et renoncé aux unités au charbon. Pour atteindre l'objectif économique, elle investit dans des capacités d'interconnexion qui lui permettent de disposer d'une électricité bon marché importée des pays voisins. Ces actions ont toutefois pour effet de soumettre le parc de production thermique national à une concurrence qu'il n'est pas en mesure de supporter. Dès lors, en l'absence d'une coordination de la sécurité d'approvisionnement au niveau européen et d'une garantie de disponibilité de la capacité via les interconnexions, la sécurité d'approvisionnement du pays en période de stress (vague de froid) pourrait ne plus être garantie par le marché, même couplé à la réserve stratégique.

La CREG constate que selon ELIA, la structure de marché actuelle (EOM + réserve stratégique) suffit et qu'aucune décision ne s'impose quant à la mise en place d'un autre mécanisme en ce moment. Comme déjà vu plus haut, la CREG estime qu'une mise à jour bisannuelle de l'étude serait utile.

Dans ce contexte, la CREG est d'avis que si l'analyse bisannuelle des besoins à moyen terme démontre des besoins importants de nouvelles capacité de grande taille, l'opportunité de l'introduction d'un CRM doit être étudiée de manière coordonnée avec les pays voisins et ne peut être envisagés qu'en remplacement de la réserve stratégique.

II.2 Améliorations de la réserve stratégique

49. La CREG n'est pas convaincue que le mécanisme de la réserve stratégique tel qu'il est conçu crée un effet de '*slippery slope*'. En effet, l'absence de rémunération de l'investissement existant, la couverture des seuls coûts fixes d'exploitation strictement nécessaires à la participation à la réserve stratégique et le fait que l'exploitant perçoive, à l'occasion de l'activation, non pas le prix de marché (de 3.000 EUR/MWh ou de 4.500 EUR/MWh), mais un montant fixé contractuellement et destiné à couvrir ses coûts variables garantit certes à l'exploitant la couverture de ses coûts fixes d'exploitation, mais le prive de tout revenu sur le marché. Le mécanisme n'offre donc un intérêt que pour les unités qui ne présentent plus de valeur économique aux yeux de leurs exploitants, soit parce qu'elles n'arrivent plus à se classer en ordre utile dans le *merit order* en raison de leurs coûts variables élevés, soit parce qu'elles nécessitent des investissements (gros entretiens,…) qu'il n'est pas possible de rentabiliser dans les conditions actuelles du marché[5].

50. La CREG estime que si les conditions de marché s'améliorent, les capacités en réserve stratégique devraient pouvoir y retourner de façon à ne pas générer artificiellement des pics de prix du fait de la rétention de capacités. Empêcher le retour sur le marché rend par ailleurs difficile la sortie du mécanisme. Il est toutefois important de veiller à ce que le retour sur le marché ne se fasse pas au bénéfice d'un seul responsable d'équilibre, dans ce but, la capacité pourrait avoir l'obligation d'être offerte sur le marché.

51. Par contre, la CREG préconisait l'ouverture des enchères de réserve stratégique à de nouvelles capacités de production. A l'heure actuelle, seuls la demande et les centrales ayant annoncé leur mise à l'arrêt sont susceptibles de participer à la réserve stratégique dans le cadre de contrats d'un à trois ans maximum (la limitation est d'un an pour la demande). Une perspective de plus long terme permettrait la participation de nouvelles unités de production aux enchères (*level playing field*). Un mécanisme de remboursement de la couverture des frais d'investissement pourrait par ailleurs permettre à ces unités de retourner vers le marché

Pour éviter que les nouveaux investissements ne se réalisent exclusivement par ce biais, la détermination du volume de la réserve stratégique devrait également intégrer un critère de rentabilité économique et son volume pourrait être plafonné sur plusieurs années.

[5] Dans ces conditions, la réserve stratégique ne constitue pas à proprement parler un mécanisme de rémunération de la capacité puisqu'elle n'attribue pas de valeur économique à la capacité. Il s'agit plutôt d'une sorte de refuge offert pour les unités en état de fonctionnement, jugées non rentables à court terme, mais pour lesquelles une perspective de rentabilité à moyen ou à long terme subsiste.

52. La CREG accueille favorablement l'idée d'Elia de mettre la réserve stratégique à disposition des acteurs du marché lors d'une période de pics de prix prolongée. Toutefois, à terme, elle estime que chaque acteur du marché devrait pouvoir être libre de déterminer sa propre exposition au risque de prix (cf. liberté de choix des placements financiers). De cette façon, le marché pourrait développer ses propres produits de couverture contre les pics de prix qui permettraient de rémunérer les capacités gardées en réserve via un mécanisme de marché. En l'absence d'une exposition de tous les consommateurs au prix de marché, une responsabilisation accrue des responsables d'équilibre (cf. infra) serait un premier pas en ce sens.

III. PISTES PROPOSÉES PAR LA CREG

III.1 Responsabilisation des ARP par des délestages ciblés

53. Dans le système électrique, le rôle du responsable de l'équilibre, ou *Access Responsable Party* (ci-dessous ARP) est essentiel pour le maintien de l'équilibre sur le réseau. Chaque ARP doit veiller, pour chaque quart d'heure de la journée, à injecter sur le réseau une quantité identique à ce qu'il prélève.

54. Dans la pratique, il y aura toujours des écarts plus ou moins importants étant donné que l'ARP ne peut prédire précisément l'injection ou le prélèvement, ou parce que des indisponibilités imprévues peuvent survenir au niveau d'unités de production dans le périmètre de l'ARP. Pour éliminer ces petits et grands déséquilibres temporaires imprévisibles[6] qui excèdent le quart d'heure, le gestionnaire de réseau dispose de réserves tertiaires pour maintenir à tout moment l'équilibre du réseau.

55. Cela signifie qu'en théorie, et nonobstant les équilibres provisoires imprévisibles, un ARP doit toujours être en équilibre au terme du quart d'heure. Cela signifie également que si chaque ARP répond à cet impératif, aucun problème de sécurité de l'approvisionnement ne peut se produire : si chaque ARP est en équilibre, le réseau l'est également et il n'y a jamais pénurie (ou excédent) de production.

[6] L'imprévisibilité (sur base horaire) porte ici tout au plus sur une heure à l'avance, car en principe, l'acteur du marché peut encore adapter sa position sur le marché *intraday* une heure à l'avance.

56. La crainte que la sécurité de l'approvisionnement ne soit pas garantie implique par conséquent la crainte que certains ARP présentent ensemble un déséquilibre prévisible suffisamment important, pouvant excéder les réserves disponibles du gestionnaire de réseau, et entraînant l'obligation de faire jouer les réserves stratégiques voire, en fin de compte, le plan fédéral de délestage.

57. L'activation du plan fédéral de délestage en cas de pénurie entraîne donc un délestage non-sélectif et involontaire des clients finaux, alors que seul un ARP ou un nombre limité d'ARP est confronté à un déséquilibre important. Le délestage est involontaire car il est imposé. Il n'est pas sélectif car même les clients d'un ARP en équilibre, qui ne partage donc pas la responsabilité de l'activation du plan de délestage, seront délestés.

58. Le caractère non-sélectif et involontaire du délestage doit être rendu le plus sélectif et volontaire possible. C'est un principe que la CREG prescrit déjà dans son étude 1352[7] relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité. Ce principe est brièvement exposé ci-dessous.

59. Au sein du marché libéralisé, chaque consommateur a le droit de choisir librement son fournisseur. Cette liberté implique une certaine responsabilité, à savoir le choix d'un bon fournisseur tant en ce qui concerne le prix que la sécurité de l'approvisionnement.

60. Selon les règles actuelles, il est rationnel pour chaque consommateur de ne considérer que le prix. En effet, si la livraison en cas de pic de consommation n'est pas garantie, il existe un risque d'être délesté involontairement en cas d'activation du plan de délestage, indépendamment du fait que le fournisseur correspondant soit ou non en équilibre. L'impact du plan de délestage provoqué par un seul fournisseur est alors réparti entre tous les consommateurs. Cette situation crée des stimuli négatifs, car le consommateur est alors lui-même indifférent face à la sécurité de l'approvisionnement que son fournisseur peut garantir.

61. Cette défaillance du marché, à savoir l'existence de facteurs externes négatifs, légitime l'intervention des pouvoirs publics pour résoudre - ou du moins atténuer - la défaillance du marché. C'est déjà ce qui se produit lors de la fixation d'un prix de déséquilibre élevé de 4.500 €/MWh, si le marché ne parvient pas à garantir l'équilibre du réseau (et qu'il faut activer la réserve stratégique).

[7] Voir paragraphe 286 : http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1352FR.pdf

62. Mais ce prix de déséquilibre élevé n'est manifestement pas pris en compte comme stimulus suffisant pour que les fournisseurs et les ARP soient constamment en équilibre ; en effet, une réserve stratégique et un plan de délestage sont prévus en supplément. Il est toutefois possible d'approfondir l'approche de la défaillance du marché en commençant, avant d'activer un plan de délestage touchant les clients de manière non-sélective, par délester les clients des fournisseurs (ou ARP) qui sont à l'origine de l'activation du plan de délestage.

63. C'est un principe qui est déjà d'application sur le marché du gaz.

Pour pouvoir délester les clients d'un ARP/fournisseur provoquant le plan de délestage, il faut pouvoir identifier en temps (quasi) réel les ARP qui le provoquent effectivement. Cela n'est pas possible actuellement. Il faudrait pour cela que le gestionnaire de réseau de transmission dispose de plus d'informations, y compris de la part des gestionnaires de réseau de distribution. Des négociations à ce sujet sont déjà en cours entre, d'une part, la CREG et d'autre part, Febeg et Synergrid. Synergrid travaille actuellement sur une solution qui devrait fournir une *balancing position* en temps réel suffisamment précise.

64. Il est important de souligner que les clients délestables ne seront délestés sélectivement de manière involontaire que si leur ARP/fournisseur est en déséquilibre, et si ce déséquilibre est (partiellement) à l'origine de l'activation du plan de délestage. Si l'ARP/le fournisseur d'un consommateur n'est pas en (grand) déséquilibre et n'est donc pas à l'origine de l'activation du plan de délestage, aucun délestage sélectif involontaire ne pourra jamais avoir lieu.

65. Le délestage non sélectif deviendra donc sélectif autant que possible.

III.2 *Scarcity pricing*[8]

66. Dans une étude externe[9], la CREG a fait examiner la possibilité d'implémenter une méthode qui permettrait de financer les réserves de manière adéquate. La méthode suivie dans cette étude a été proposée par William Hogan (sur la base de *l'Operational Reserve Demand Curve* ou ORDC) et mise en œuvre au Texas. En bref, cette méthode ou ce mécanisme fournissent des prix de rareté qui rémunèrent toutes les unités actives en période de rareté en ajoutant un supplément au prix d'équilibrage en période de rareté. Les acteurs du marché peuvent alors être rémunérés pour la rareté sans être contraints de refléter celle-ci dans leurs enchères.

67. L'idée sous-jacente à la majoration pour rareté consiste à remplacer des pics de prix exceptionnels et imprévisibles par des signaux de rareté de moindre ampleur mais plus fréquents. Cette méthode pourrait encourager la participation de la demande dans le mécanisme de flexibilité.

68. Cette méthode se base sur l'hypothèse que bien qu'il soit difficile de prévoir les demandes de capacité installée de nombreuses années à l'avance (comme le demandent la plupart des CRM), il est comparativement plus facile pour un GRT de prévoir les exigences de réserve de fonctionnement et de disponibilité pour l'instant ou la portion d'heure qui suit.

69. L'ORDC peut être considérée comme une alternative aux CRM avec un avantage clé lié à une possible implémentation transfrontalière dans le contexte d'un marché européen de l'énergie intégré.

70. L'étude externe est un premier pas pour étudier cette méthode et fera prochainement l'objet d'une analyse plus approfondie, en concertation avec d'autres organes de concertation, les universités, le gestionnaire de réseau et les acteurs du marché. Dans l'idéal, une implémentation transfrontalière sera également examinée. Les recherches complémentaires et l'éventuelle implémentation nationale de ce mécanisme pourraient avoir lieu en 2018 au plus tôt.

[8] En période de rareté, le prix de la capacité marginale excède son coût marginal, ce qui permet à son détenteur de dégager une rente de rareté.
[9] Voir la note 1527 de la CREG sur le "*Scarcity pricing applied to Belgium*" et l'étude externe conjointe réalisée par l'UCL.

III.3 Améliorer la liquidité *intraday* et les marchés *forward*

71. La CREG est en faveur d'une amélioration de la liquidité sur les marchés *intraday* et *forward*. En ce qui concerne le marché *intraday*, plusieurs améliorations seront implémentées en 2016. Ainsi, le nombre de *gates* pour le marché *intraday* passera de 12 à 24 afin de permettre des échanges d'énergie plus rapides et plus courts tendant vers le temps réel. La capacité d'interconnexion *intraday* sera également recalculée à la frontière française, comme cela a déjà été fait pour la frontière néerlandaise. Après l'été, le marché *intraday* français sera aussi implicitement couplé avec les marchés belge et néerlandais.

72. Toutes des mesures sont destinées à améliorer la liquidité sur le marché *intraday*. Toutefois, pour la CREG, ce n'est pas suffisant : la capacité d'interconnexion *intraday* doit être calculée de la même manière que pour le *day-ahead*, à savoir sur la base des flux. La CREG attend une proposition des gestionnaires de transmission en ce sens dans l'avenir.

73. En ce qui concerne le marché *forward*, il est clair que la liquidité sur la bourse est fortement limitée. Pour certains producteurs, le fait de se couvrir rapidement contre la volatilité des prix peut poser problème. Pour progresser à ce niveau, il serait judicieux de travailler avec un *liquidity provider*, autrement dit un acteur du marché proposant un volume minimum pour l'achat et la vente, avec une différence de prix aussi réduite que possible. Ce principe pourrait aussi être appliqué pour créer un marché pour les options, de sorte que les acteurs du marché puissent se couvrir contre les pics de prix et que les fournisseurs de flexibilité puissent générer des revenus fixes via le marché.

IV. Conclusion

74. L'étude d'Elia portant sur le besoin d'*adequacy* et de flexibilité dans le système électrique belge pour la période 2017-2027 procède à une évaluation des besoins en matière de sécurité d'approvisionnement sur le moyen terme. Pourtant, on constate que les hypothèses de l'étude restent trop conservatrices sur le plan de la capacité d'interconnexion et de la capacité de la demande.

75. La discussion et l'analyse complémentaire doivent se poursuivre de manière transparente et neutre. Le cadre légal convenu à cette fin est le mieux à même de garantir ces conditions. Il doit permettre d'examiner de façon équilibrée les diverses options à la lumière de la politique énergétique belge et européenne. C'est pourquoi la CREG insiste pour que l'article 7bis soit adapté en vue des travaux ultérieurs.

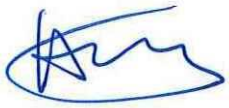
76. La préconisation d'une approche prudente et réfléchie évitant toute prise de décision hâtive s'inscrit dans la ligne des conclusions formulées dans l'étude 1422 de la CREG. Elle propose au gouvernement de tenir compte, lors de l'adoption d'instruments fiables destinés à évaluer les besoins de capacité à court et moyen terme, du fait que(i) les incertitudes à court et moyen terme concernant le programme d'énergie nucléaire devront avoir disparu et (ii) la Belgique disposera d'une nouvelle capacité d'interconnexion, dont la contribution à la sécurité de l'approvisionnement devra être analysée en concertation avec les pays voisins.

77. La CREG estime qu'Elia doit fournir des efforts continus pour améliorer et mettre à jour le modèle, la méthodologie et les hypothèses utilisées.

78. La CREG estime qu'une étude des besoins à moyen terme, telle que celle d'Elia, devrait de préférence être mise à jour tous les deux ans ou en cas de modification fondamentale du parc. Compte tenu des conditions changeantes du marché dans lesquelles une réponse flexible est indispensable, où la production décentralisée et à petite échelle est un fait, et où une participation plus élevée du consommateur est l'avenir, la CREG préconise la responsabilisation des responsables de l'équilibre et l'amélioration de la liquidité sur les marchés *intraday* et *forward*. L'adoption du *scarcity pricing* est une piste qui reste à étudier plus avant.

↯ ↯ ↯ ↯

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Andreas TIREZ
Directeur

Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction