Réponse de D. Woitrin à la consultation CREG (Z)2024 du 22/11/19 concernant

« Les paramètres utilisés pour déterminer le volume de la capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité »

<u>Préliminaire : nécessité d'un CRM en Belgique</u>

1. Les contraintes du changement climatique sont de plus en plus pressantes. La consommation d'énergie globale et surtout celle d'origine fossile doit diminuer mais la consommation d'électricité est appelée à augmenter suite au glissement de diverses utilisations : pompes à chaleur, véhicules électriques, électrification de processus industriels…Si les déperditions de chauffage et la mobilité sont amenées à fournir la part la plus importante de cette diminution, l'électricité elle est en croissance (? 150T TWh ><80 TWh en 2019) et deviendra plus durable grâce aux énergies issues du flux solaire : PV , éoliennes,…
2. Depuis la loi de sortie du nucléaire du 31 janvier 2003, la politique « approvisionnement électrique » de la Belgique a été marquée par l'incohérence, l'amateurisme et l'influence des lobbies sans direction politique continue. La loi impose la fermeture de nos centrales nucléaires et curieusement aucune loi (belge) n'a imposé la fermeture des centrales au charbon et au fuel lourd qui sont quasi toutes démolies aujourd'hui.
3. Une prolongation limitée à quelques années est refusée tant par l'AFCN (suggestion CREG refusée en 2010) que par les réglementations nucléaires. La révision décennale est la norme.
4. S'il est vrai que le régulateur fédéral CREG a comme mission première la défense des consommateurs particulièrement par la surveillance/régulation des monopoles (Elia, Fluxys), elle a aussi le devoir de surveiller les marchés concurrentiels de l'électricité et du gaz et leur bon fonctionnement sans manipulation (REMIT) ni windfall profits. Cela implique donc aussi leur continuité de service actuelle et future. Mais à force de ne défendre que les consommateurs, le risque est de ne plus voir le « global welfare » incluant aussi la sécurité d'approvisionnement. C'est une responsabilité politique mais la CREG devrait pouvoir « l'éclairer » de son expérience du fonctionnement du marché, comme Elia le suggère.
5. Nos ingénieurs des années '70 ont été trop confiant en construisant des centrales nucléaires à côté de grandes villes. Ce sont deux situations uniques dans le monde… ! Leur confiance était même telle qu'ils avaient envisagé d'installer la première centrale nucléaire belge sur le plateau de Heysel lors de l'expo '58 ; projet arrêté à la dernière minute pour devenir le BR3 de Mol. Que serait devenu Tokyo et le Japon en mars 2011 si la centrale de Fukushima avait été installée à côté de cette ville ?
6. Comme le dit Michael Liebreich de New Energy Finance/Bloomberg, partisan de la prolongation des centrales nucléaires existantes pour des raisons climatiques : « *La Belgique étant très densément peuplée et les conséquences d'un éventuel accident tellement énormes concernant l'habitabilité du pays qu'il faudrait peut-être prendre des décisions différentes en Belgique »* Au contraire de ce qu'affirmait récemment le professeur Van Ypersele, il n'y a pas que les émissions de CO2 à prendre en compte mais l'avenir au-delà de 10 ans (prolongation envisagée !).
7. Les modifications de cette loi de 2003 ont été dictées par deux fois dans l'urgence, non vérifiée à posteriori. La remise en service de Doel 1-2 était même contraire au fonctionnement des interconnections et aux traités internationaux. Lors de l'hiver 2018-2019, on s'est aussi passé de Doel 1-2…
8. Notre situation d'approvisionnement électrique -17 ans après la décision démocratique d'arrêter le nucléaire- est devenue critique par manque d'anticipation et de continuité

politique. Il n'y a que 2 pays européens en situation de stress en hiver, la Belgique et la France, tous deux avec une majorité de capacités nucléaires.

9. Pour de nombreuses raisons, le marché européen de l'électricité n'est plus capable de susciter de nouveaux investissements de capacités de production réglables toujours disponibles, indispensables à l'accompagnement de la transition énergétique vers des énergies renouvelables par essence intermittentes.
10. Dans le contexte belge et européen connu aujourd'hui, il est indispensable de remplacer, en une fois, plus de 50% de la production électrique belge en 2025. Même avec les productions renouvelables en forte augmentation et nos interconnections fortement renforcées et suite aux déclassements de productions chez nos voisins, il faut impérativement remplacer une bonne partie de notre production nucléaire indigène par de nouveaux moyens pour nous assurer d'un minimum d'indépendance et plus...
11. La Belgique est LA plaque tournante de l'Ouest européen du gaz : nous disposons de 15 interconnections plus flexibles et puissantes que les lignes électriques, et 4000 kms de canalisations haute pression. De plus les sources de gaz (GNL ou gazeux) dans le monde se développent fortement et permettent, par la concurrence, des prix qui vont probablement diminuer encore dans la durée.
12. La possibilité pour de nouvelles centrales TGVs belges avec des caractéristiques techniques les mieux adaptés au nouveau marché (flexibilité et rendement) de pouvoir aussi exporter vers nos voisins, surtout la France, est plus grande que jamais. La France vient de fortement renforcer (fois cinq) ses liaisons électriques internes depuis la frontière belge. Sa capacité d'importation depuis la Belgique a presque triplé par rapport à 2010. Ces nouvelles centrales pourraient même remplacer des centrales au charbon en Allemagne et aux Pays-Bas et exporter plutôt qu'importer de l'énergie électrique.
13. Malheureusement la situation incohérente belge est un frein aux investissements. Les investisseurs attendent un signal fort « contractuel » des autorités car les lois sont « variables » et donc incapables de susciter des investissements. De plus les incertitudes de ce marché sont un frein supplémentaire. Tant sur le nucléaire que sur les productions renouvelables, les gouvernements fédéral et régionaux ont fait montre d'inconsistance dans le passé. Les incertitudes persistent encore avec les hésitations internes de tous le partis politiques sur la sortie du nucléaire : tous officiellement « pour la sortie » sauf la NVA ; mais officieusement en interne ???
14. Le nucléaire belge a montré ses limites. Il est à côté de grandes villes et de moins en moins fiable : de nombreux déclenchements et arrêts « programmés » (pas toujours !) ont diminué sa disponibilité. De plus si un accident majeur survenait dans le parc nucléaire européen (français (?) moins « sur » par conception que nos centrales) l'opinion publique exigerait l'arrêt total comme au Japon après Fukushima. Nos voisins ne pourront pas le compenser et une grande partie de la France et de la Belgique pourrait être « dans le noir ». La prolongation de nos centrales nucléaires n'est donc pas la solution.
15. Il est aussi certain qu'une prolongation de 2 (3) centrales nucléaires belges demanderont d'assez grands travaux de modernisation et de remise aux normes. Même si ces frais seront à consentir par l'exploitant, celui-ci ne manquera pas de mettre ses conditions à cette « demande » du gouvernement belge : OUI MAIS garantie sur le prix (plus de taxe sur la rente) et la continuité législative/régulatoire… Les montants importants (1…2 b€) consacré à cette prolongation « sous contrainte » d'anciennes installations (conception datant de la fin des années '60) et au seul profit de l'exploitant ne seraient-il pas plus utile dans la construction de TGV neuves plus fiables et souples (le nucléaire belge ne l'est pas) parce que de la dernière technologie ? Ces « remises à niveau » envisagées de nos centrales nucléaires

ne sont qu'un emplâtre sur une jambe de bois (conception et réalisation de plus de 50 ans d'âge) très limitée dans le temps.

16. La prolongation envisagée par certains de 3 centrales nucléaires belges au-delà de 40 (50) ans d'utilisation, outre une modification législative belge (la troisième fois) demandera aussi de respecter les traités européens (Convention d'Espoo et d'Aarhus, dans la loi belge depuis 2002) comme rappelé par l'arrêt du 29 juillet 2019 de la Cour de Justice européenne CJUE à propos de la prolongation de Doel 1 et 2. Ces traités demandent d'effectuer une étude d'incidence environnementale préalable à soumettre également aux Etats voisins. Le résultat n'est pas garanti, au vu des positions récentes tant des Pays-Bas que de l'Allemagne
17. Il est un fait que les centrales TGV émettent plus de CO2 que les centrales nucléaires (La Palice). Le but final de la transition énergétique est de diminuer nos émissions de CO2. Cela parait donc contradictoire. Ce n'est que transitoire ; cela va permettre de développer, grâce à leur flexibilité, encore plus les productions renouvelables. Par ailleurs, les centrales nucléaires belges ne sont pas flexibles et bloquent donc le marché en imposant parfois une diminution des productions renouvelables ! On sera donc certain que pendant cette période transitoire (Jusque 2050 ?) ces unités très flexibles prendront le relais lors des périodes sans soleil ou vent dans l'attente de meilleurs moyens de stockage (batteries, pompage-turbinage, biomasse, véhicules électriques, hydrogène, …) ou de suivi de la consommation mieux calquée sur la production. . Le gaz utilisé avec les TGV's soutenues par un CRM, moins polluant que le pétrole et le charbon, pourra aussi être partiellement remplacé par du biogaz ou du gaz de synthèse (H2, …). Ces centrales pourront donc être utile au-delà des 15 ans du CRM.
18. Des progrès ou nouveautés technologiques ne sont pas à exclure dans les années qui viennent, y compris de nouveaux réacteurs nucléaires « propres » mais au-delà de 2050 ?
19. Le CRM belge bien adapté et plafonné est LE signal (contrat) attendu très rapidement. Il faut développer nos capacités de production indigènes sans quoi nous dépendrions entièrement des importations et de productions limitées, ce qui n'est ni souhaitable ni possible au regard des mises hors services chez nos voisins… Par ailleurs, de meilleures interconnections paneuropéennes pourront permettre des échanges massifs d'énergie renouvelables générées sur de grandes distances de façon asynchrones. Ils permettront aussi de rentabiliser d'éventuelles exportations belges lors des creux de renouvelable chez nos voisins, grâce à l'avantage compétitif de nouvelles TGV's avec un gaz le meilleur marché d'Europe.
20. En définitive, il reste une évidence « primaire » : comment remplacer la moitié de la production électrique belge par « rien » en ne s'appuyant que sur l'étranger et des capacités « hors marché » ? -Même si l'hiver 2018-2019 s'est relativement bien passé malgré le manque de production nucléaire. Ce dernier hiver a coûté probablement plus d'un milliard (1 b€) en frais supplémentaires suite à leur défaillance. Voulons-nous encore dépendre de cette technologie nucléaire défaillante ?

<u>Commentaires sur les propositions de la CREG :</u>

<u>PRINCIPE 1 : « xx… fiabilité, au coût le plus bas possible et… proportionnel. »</u>

La CREG introduit une distinction entre coupure annoncée et involontaire. On ne peut garantir à 100% que les consommateurs « avertis » aient pris de bonnes dispositions. Certes il y a une différence de perception mais toute coupure même annoncée entraine des inconvénients et des pertes humaines et financières parfois difficiles à chiffrer. Les valorisations tirées de différentes

études indiquent des montants importants et fort variables (BFP versus CEPA/ACER), donc difficiles à chiffrer. ENTSO-E s'est aussi attelé à ce chiffrage qui devrait être connu en janvier 2020.

Il reste que tout n'est pas chiffrable et qu'un manque de fourniture d'électricité EENS ne donnera qu'une certaine valeur à cette VoLL. Le montant cumulé ne donnera jamais l'image complète des inconvénients et accidents humains et industriels dus à cette panne, annoncée ou non, plus ou moins généralisée. Ces dégâts ne pourront jamais être comptabilisés.

PRINCIPE 2: « …adequacy concern up and down…"

N'ayant pas les moyens techniques de vérifier les différentes estimations chiffrées avancées, on se bornera à une constatation : la CREG sous-estime systématiquement l'EENS (et donc la VoLL) alors qu'il est patent (loi) que 6000 MW vont disparaitre en 2025 de la capacité belge et que nos voisins ne seront probablement plus à même de nous fournir car eux-mêmes vont mettre à l'arrêt une grande partie de leurs propres capacités modulables, charbon ou nucléaire. La préoccupation de fiabilité ne devrait pas diminuer, au contraire.

PRINCIPE 3 : « xx… l'enchère de LT (T-4) que pour celles demandant un long temps de préparation »

Il ne semble pas y avoir d'incertitude sur l'évolution de la capacité de production en Belgique : moins 6000 MW de nucléaire (>50 % de la production quand elles fonctionnent) entre 2023 et 2025 (Loi de 2003 amendée en 2015). Dans les pays voisins, la même visibilité existe concernant tant pour le nucléaire que pour le charbon (lois ou « convenant » récents) : plusieurs dizaines de GW vont devoir s'arrêter. Les prix de l'électricité devraient donc augmenter sur le marché CWE (sauf renouvelable quand présent), au contraire des prix du gaz (voir plus haut ; préliminaire). Le profit des centrales au gaz ou des contractants CRM T-4 en service devrait donc aussi augmenter et le plafond prévu pour le CRM sera d'autant plus vite atteint, obligeant les contractants à rembourser certaines aides reçues.

On peut comprendre que le monde politique ait une aversion pour le risque (de pénurie) mais on ne comprend pas qu'Elia ait intérêt à augmenter la perception du risque car elle n'est pas « responsable ». Sa mission est d'objectiver le risque en fonction de la loi et des informations du marché et de communiquer ses résultats de façon transparente et professionnelle notamment au gouvernement qui doit prendre et assumer ses décisions en matière de sécurité d'approvisionnement.

Un « comportement stratégique » des acteurs du marché sera de toutes façons sanctionné par le plafond qui sera fixé au CRM. Les craintes exprimées par la CREG peuvent être rencontrées par des pénalités importantes dans les contrats CRM pour non-respect des délais, manipulations diverses du marché, ou…

Le raisonnement de la CREG sur la répartition des volumes entre les enchères (T-4) et (T-1) est fallacieux car il suppose aussi que les TGVs actuelles d'ancienne génération resteront dans le marché alors qu'elles seront moins fiables (anciennes) et rentables (rendement inférieur) que les nouvelles. Il n'est pas possible de remplacer 6000 MW « de base » (nucléaire) par une série d'artifices ne pouvant être activé que quelques centaines d'heures par an. Remplacer en 1 ans 6000 MW par des (petits) engins de production (moteurs à gaz, …) ou gestion de la demande (batteries, groupes de secours, …) lors de l'enchère à T-1 ne sera certainement pas suffisant : not « fit for purpose »

PRINCIPE 4 : « xx… neutralité technologique »

Oui, bien sûr mais on n'installe pas une TGV (puissance et continuité sur l'année) aussi facilement que des batteries (faible puissance et autonomie limitée à quelques heures par jour). La distinction

est donc pertinente. La réservation d'une partie de la puissance nécessaire quelques heures par an pour les enchères (T-1) est justifiée par l'ajustement le plus fin possible. La suggestion de la CREG ne rencontre pas les besoins d'une diminution de 50 % de la capacité électrique belge !

PRINCIPE 5 : « xx… pas de sur-subvention de la capacité »

Bien sûr ! C'est le but du plafond dans le mécanisme du CRM belge qui rencontre directement cette préoccupation légitime. Ne pas répéter les sur subventions actuelles des 3 premiers parcs éolien offshore…

5.1 CHOIX DE SCÉNARIO :

La CREG n'explique pas comment le volume le plus faible doit être calculé en (T-5).

Elia, chargé de ce calcul dispose de toutes les données belges et européennes nécessaires. Une consultation du marché sur les hypothèses est toujours indispensable et utile. Les incertitudes sont liées essentiellement à la consommation belge et à la disponibilité réelles des capacités belges et étrangères en T. Les mises hors service « légales » ou volontaires sont connues. Les interconnections disponibles en T sont également connues ainsi que les mises en service prévues tant en production que pour les lignes internes chez nos voisins.

5.2 NORME DE FIABILITE :

Pas de raison objective d'utiliser des normes de fiabilité (LoLE) différentes pour les enchères mais bien pour chaque technologie, de façon à garantir un LoLE global (derating factors).

5.3 FIXATION DU VOLUME POUR L'ANNEE DE LIVRAISON :

Pas de commentaire.

5.4 FIXATION DU VOLUME RÉSERVÉ POUR L'ENCHERE T-1 :

« …uniquement si la capacité T-4 n'est pas strictement nécessaire… » se réfère probablement au cas où la demande (pointe prévisible) aurait diminué entre T-4 et T-1 ?

On ne voit pas comment une enchère T-4 serait organisée (en 2021) si en T-5 on ne voit pas de LoLE trop grand… ? En 2025 avec 6000MW de nucléaire en moins, cette probabilité est nulle. Avec les données de T-5, il est quasi impossible en T-4 de déterminer avec autant de précision (200 hrs par an) ce qui manquerait à l'année T…Le « magicien/tovenaar » qui pourrait décider de cela n'existe pas…et ce n'est pas le but de cette loi CRM.

L'annexe 1 (et non 2) jointe devrait être démontée par Elia. La CREG semble démontrer qu'il n'y a pas besoin d'enchère T-4. Il semble qu'il y ait une certaine confusion…

5.5 MÉTHODE D'ÉTABLISSEMENT DE LA COURBE DE DEMANDE POUR LES ENCHÈRES :

Un courbe de demande normale est relativement inélastique (sauf gestion de la demande par les prix) vu que les prix de vente, payés par les consommateurs, sont en majorité non corrélés aux prix de gros intraday. Ils sont généralement trimestriels ou annualisés ou Y+1, Y+2…

La CREG part du principe que les couts les plus élevés de VoLL sont en dehors d'un plan de délestage. Cette assertion n'est vraie que si le délestage (en cas de pénurie non couverte) réussit. Il semble que cette limitation est partiale car il n'est pas possible de déterminer à l'avance si un délestage réussit ou pas, à éviter un black-out local ou généralisé. Que ce soit inattendu ou annoncé.

Le CRM belge permet d'éviter les windfall profits dans le mécanisme lui-même. Utiliser le « Net CoNe » fait une hypothèse sur les revenus futurs inconnus en T-5 : prix de l'électricité et du gaz 5 (20) ans à l'avance. De plus un profit inférieur aux prévisions ne pourra jamais être payé à postériori (pas prévu dans la loi) aux « new entrants » CoNE. Cela risque de décourager les investisseurs alors qu'il y a déjà un mécanisme de plafond à postériori qui évite les windfall profits. Même un coefficient sur le Net CoNE ne garantit rien. Comment le définir ? - non précisé par la CREG.

Il y a probablement (certainement ?) un lien entre le prix et le volume. Dans la détermination du volume, il n'y a pas ce lien puisque basé sur des estimations de capacités disponibles ou non et la demande supposée en T-5 avant les enchères. Il n'y a pas de raisons qu'un volume « pay as bid » soit supérieur à celui « pay as cleared » puisque le volume est déterminé avant l'enchère.

On ne voit pas en quoi la CREG soit capable d'ajuster la courbe de demande en T-5 ? Cette dernière reste basée sur des hypothèses de cette demande en T dont personne n'a le secret ! Une consultation du marché est bien sur nécessaire sur les hypothèses retenues en T-5 et par après pour les enchères en T-1.

La CREG émet l'hypothèse d'une diminution de la demande. Peut-être dans les années qui suivent 2025 (encore que ?) mais certainement pas quand 6000 MW disparaissent en une fois…

5.6 DONNÉES DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU :

La transparence est effectivement nécessaire et utile dès la fixation des hypothèses lors d'une consultation publique.

CONCLUSION :

Il est louable d'anticiper les demandes de la réglementation européenne 2019/943. Toutefois, cette consultation de la CREG sur les volumes du CRM pose la question de la volonté de la CREG de respecter la loi belge, l'évolution du marché et la nécessité du CRM en 2 phases pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Le bien-être du consommateur, outre des prix bas, comporte aussi la sécurité d'approvisionnement, utile à tous, consommateurs, producteurs, fournisseurs et gestionnaires de réseaux. En cas de délestage/black-out, tout le monde est perdant : solidarité physique.

Ce projet de note (Z)2024 doit donc être revu fondamentalement.

La possibilité d'une (nouvelle) prolongation de centrales nucléaires sera très difficile à concrétiser : modification de la loi, contraintes juridiques européennes, accord des états voisins, coût, exigences de l'exploitant, … Une transition par du CRM semble par contre inéluctable et donc à concrétiser au mieux.

Une meilleure concertation entre Elia, l'administration de l'Energie, le bureau du plan, des experts consultés par le gouvernement (et le Parlement ?) est indispensable et devrait se dérouler très rapidement avant de porter ce dossier finalisé pour approbation à la Commission Européenne avec le maximum de chances de succès.

(s) Dominique Woitrin 04/12/2019

Directeur CREG 2007-2013