Réponse de Rent-A-Port Green Energy NV et de la SRIW-Environnement SA à la Consultation publique sur une méthodologie définissant les paramètres déterminant la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité, organisée par le SPF Economie

En leur qualité de candidats développeurs-investisseurs d'actifs de stockage électrique en Belgique, **Rent-A-Port Green Energy NV (RAP-Green) et la SRIW-Environnement SA (SRIW)** ont déjà eu l'occasion, dans leurs réactions aux consultations publiques PRD 2024 et PRD 2064 de la CREG sur un sujet analogue, d'exprimer leur opinion qu'il est impérativement nécessaire de **limiter efficacement le risque que le CRM mène au développement, subsidié par le consommateur, d'une capacité supérieure à celle nécessaire pour respecter la norme de fiabilité**. Outre les problèmes identifiés par la CREG (coût du remède supérieur au coût du symptôme, transfert de surplus injustifié des consommateurs vers les producteurs), **une telle surcapacité risque de retarder le développement nécessaire de technologies capables de contribuer sans émissions de CO_2 à la sécurité d'approvisionnement**, telles que le stockage et la gestion flexible de la demande.

Dans tous les scénarios, le développement à grande échelle de capacités de stockage électrique est nécessaire, en plus de la mobilisation maximale du *demand side management* (DSM) pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Le stockage est également indispensable à beaucoup plus courte échéance pour assurer la stabilité du système. Le black-out d'août 2019 au Royaume-Uni (précédé de 3 *near misses* en autant de mois) a en effet mis exergue qu'un système peut tout-à-fait, sans problème d'adéquation, se retrouver dans un état critique et nécessiter la mise en place de délestages forcés sans notification préalable pendant les périodes de prix faibles (forte proportion de renouvelable dans le mix) en l'absence de capacité de balancing *non-spinning* suffisante (et donc au final, de capacités de stockage), les capacités *spinning* étant hors marché pendant ces périodes.

Nous souscrivons pleinement au principe de neutralité technologique mais faisons le constat que seul un *energy only market* (EOM) permet d'atteindre pleinement ce critère : un CRM favorise naturellement les technologies les moins « CAPEX-intensives ». A coût total (fixe + marginal) équivalent, une rémunération de capacité identique dé-risque en effet plus le business modèle d'une centrale thermique que d'un actif de stockage, étant donnée la part plus importante des coûts fixes (y.c. amortissement) dans le *total cost of ownership* du stockage, là où une large partie des coûts d'une centrale thermique est constituée de coûts marginaux.

Un surdimensionnement de la capacité éligible au CRM serait dès lors doublement pénalisant pour le développement d'actifs de stockage :

1) Déplacement disproportionné de valeur économique de l'EOM vers le CRM, sur lequel le stockage est moins compétitif ;

2) Dégradation du business modèle du stockage sur l'EOM sous le double effet d'une réduction artificielle de la fréquence et de la sévérité des périodes de (*near-)scarcity* à cause d'une surcapacité d'adéquation; et du lissage artificiel des pics de prix, les installations soumises au CRM ne devant plus couvrir l'ensemble de leurs coûts par leurs bids sur l'EOM. Or, de tels pics de prix sont essentiels (sans qu'ils n'impactent nécessairement le coût moyen de la commodité) pour que le stockage atteigne la « *grid parity* » sur le marché de l'adéquation, permettant son nécessaire développement à grande échelle, de même que pour la mobilisation de pans plus larges de DSM.

Le Pacte Energétique Interfédéral belge comprend un objectif chiffré de 5.5 GW de stockage centralisé et décentralisé dans le mix énergétique à l'horizon 2030 (avec un objectif intermédiaire d'atteindre 30 à 40% des nouvelles capacités nécessaires en 2025), ce qui nécessite un développement de capacité de plusieurs ordres supérieurs aux ajouts récents de capacité de stockage; le Plan National Energie Climat a pour objectif un investissement total de 3,9 milliards d'Euros dans le stockage d'ici 2030. RAP-Green et SRIW entendent contribuer significativement à atteindre ces objectifs par le développement d'assets de stockage tant centralisés que dé-centralisés, dont un premier projet est planifié pour être opérationnel début 2021, et servira de démonstrateur pour le développement de capacités plus larges ensuite.

Nos business modèles ne tiennent actuellement pas compte de l'obtention d'un CRM. Nous ne nous interdisons cependant pas d'y participer le cas échéant, si nous rentrons dans les conditions d'éligibilité. Le développement de ce pipeline de projets est néanmoins bien entendu conditionné à ce que l'impact des évolutions de marchés qui pourraient le cas échéant résulter d'un CRM ne soit pas excessivement négatif. Cela concerne en particulier le risque de développement d'un excès de capacité flexible par rapport à la norme de fiabilité, risquant de saturer le marché, le cas échéant pour une durée très longue allant jusqu'à 15 ans, avec des capacités de production fossiles naturellement favorisées par le CRM (notamment par des de-rating factors nettement plus élevés, et par un coût de capacité nettement plus faible pour les centrales thermiques étant donné qu'une large partie de leurs coûts totaux sont constitués de coûts marginaux, ce qui n'est pas le cas du stockage dont le coût total est essentiellement un cout fixe de capacité).

Il est évident qu'une telle évolution hypothèquerait les chances d'atteindre les objectifs du Pacte Energétique Interfédéral et du Plan National Energie Climat en termes de capacité de stockage.

Le risque d'une telle évolution défavorable est dans l'état actuel très difficile à évaluer pour des acteurs qui comme nous désirent contribuer à la sécurité d'approvisionnement de manière compatible avec les objectifs climatiques de la Belgique. Notre analyse est néanmoins que la première enchère T-4 va avoir un rôle tout à fait déterminant sur ce risque et sur nos perspectives de marché futures.

C'est dans cette optique que nous avons soutenu les propositions de la CREG lors de ses consultations publiques (PRD) 2024 et 2064. Celles poropositions nous semblent en effet à même de trouver le juste équilibre entre le risque lié à une non atteinte de la norme de fiabilité et le risque d'un dépassement de cette dernière (ou d'un dimensionnement inapproprié de cette dernière) qui hypothéquerait l'atteinte des objectifs climatiques (dont certains contraignants) et de développement de capacités de stockage que la Belgique s'est fixée. Concernant la première enchère T-4, la CREG nous apparait proposer une approche pragmatique basée sur l'utilisation, la mise à jour et la réalisation des sensibilités requises sur les outils de la modélisation de d'adéquation existants d'Elia pour la détermination des volumes soumis à cette première enchère T-4, qui est d'une importance cruciale.

Dans ce sens, RAP-Green et SRIW estiment que le projet d'Arrêté Royal ne tient pas encore suffisamment compte des 5 principes de définitions du volume énoncés par a CREG dans sa note (Z)2024 et (PRD)2064, alors que ceux-ci sont de nature à atteindre l'équilibre nécessaire entre maîtrise du risque de sous-dimensionnement et maîtrise du risque de surdimensionnement du volume soumis à CRM.

En particulier, les principes n°1 et n°2 de limitation du coût total du CRM, et de prise en compte efficace d'une (dé)croissance éventuelle des problèmes de fiabilité ne sont pas inscrits dans le projet d'Arrêté Royal. Ces principes nous apparaissent pourtant essentiels pour permettre d'arbitrer objectivement les risques de sur et de sous-dimensionnement du volume, et de limiter le risque de promotion du développement d'une surcapacité flexible par un transfert indu de surplus des consommateurs au producteurs, risquant de surcroît de mener à une saturation du marché ne permettant pas le développement ultérieur de capacités compatibles avec les engagements climatiques de la Belgique, et en particulier les capacité de stockages visées par le Pacte Energétique Interfédéral et le Plan National Energie Climat. Il nous semble essentiel d'éviter une telle situation. Inscrire ces principes dans l'Arrêté Royal est la manière qui offre le plus de garantie de l'éviter.

Concernant le principe 1, il y a lieu selon nous de distinguer le principe lui-même et sa proposition de mise en œuvre par la CREG. Un coût total maximal fixe tel que proposé par la CREG n'apporte en effet pas forcément la garantie d'un équilibre coût bénéfice sociétal optimal pour le CRM: si un CRM avec un coût total largement supérieur au coût évité par ce dernier n'est pas souhaitable, à l'inverse un CRM avec un coût significatif mais qui ne permettrait pas d'atteindre la norme de fiabilité (ou n'apporterait aucun gain de fiabilité car ne rémunérant que des capacités déjà existantes) ne définit probablement pas non plus un optimum économique pour le consommateur. Selon nous la question de cet équilibre peut probablement être traitée par une définition appropriée de la norme de fiabilité, notamment tel que proposé par la CREG dans son principe 2 (§79 de la note (PRD) 2064 de la CREG), soit avec un LoLE défini comme le ratio entre le CoNE et le VoLL, et avec ce dernier VoLL défini de manière conséquente, à savoir tenant compte des du type de consommateurs qui serait délesté (résidentiel) et du fait que ce délestage est un délestage annoncé à l'avance.

Concernant le principe 2, nous ne voyons aucune raison (tant en termes de justification qu'en termes de complexité de mise œuvre) qui justifierait qu'il ne soit pas mis en œuvre, ce qui peut se faire en définissant le LoLE de la norme de fiabilité tel que proposé ci-dessus pour chaque année potentiellement couverte par un contrat long terme (15 ans) et la limitation des volumes éligibles à un contrat d'une certaine durée au volume minimum nécessaire sur cette durée, ou (moins efficacement) par la définition d'un price cap en fonction de la durée des contrats pris égal à la moyenne des price caps annuels individuels sur la durée du contrat (voir §150 de la note (PRD)2064 de la CREG). Ces 2 mesures peuvent d'ailleurs tout-à-fait être mises en œuvre conjointement.

Nous constatons par ailleurs que d'autres propositions de la CREG de nature à encadrer, à notre sens, de manière tout à fait raisonnable le risque de dimensionnement du volume soumis à la première enchère T-4, où se concentre l'essentiel du risque qu'un tel dimensionnement inadéquat ait un impact défavorable de longue durée sur le développement des capacités nécessaires à l'atteinte des objectifs climatiques de la Belgique, ne sont pas encore reprises dans le projet d'AR.

Cela concerne en particulier les propositions de la CREG ayant trait à la définition du scénario pour la détermination des paramètres pour le volume à acheter (Chapitre 6.2.1 de la note (PRD)2064 de la CREG), notamment:

- La proposition « *qu'une évaluation, comparable à l'évaluation nationale de l'adéquation des ressources, telle que prévue à l'article 24 du règlement électricité, doit être effectuée chaque année à partir de l'année précédant la première enchère T-4, au moins jusqu'à la fin de la période pendant laquelle le CRM s'applique. Les scénarios de ces évaluations nationales sont basés sur le dernier scénario de référence central de l'évaluation de l'adéquation européenne* » et que cette évaluation tienne compte des remarques formulées par la CREG sur l'évaluation publiée en juin 2019 (Etude 1957 de la CREG). Il nous semble en effet indispensable que la définition des volumes pour la première enchère T-4, cruciale pour l'évolution future du marché de la flexibilité et son ouverture aux technologies compatibles avec les engagements climatiques de la Belgique, soit basée sur des éléments les plus à jour possibles et sur base d'hypothèses faisant l'objet d'un large consensus (et à tout le moins d'un consensus entre la CREG et Elia). Il nous semble par ailleurs aller de soi que la période modélisée devrait couvrir l'ensemble de la durée maximale des contrats soumis à enchère (15 ans à dater du début de la première période de fourniture), ne fût-ce que pour pouvoir mettre en application le principe n°2.
- La proposition que « *le scénario ayant le volume de capacité nécessaire le plus faible [soit] retenu pour la fixation des paramètres du volume à acheter lors de l'enchère T-4* ». Cela nous semble totalement justifié par les conséquences éventuelles d'un surdimensionnement de ce volume qui ne peuvent ensuite plus être corrigées et peuvent s'exercer pendant une durée très longue, allant jusqu'à 15 ans, alors que les conséquences d'un sous-dimensionnement peuvent être corrigées à l'enchère T-1.

Concernant les « Paramètres qui déterminent la quantité de capacité à acheter », nous notons que la CREG propose de définir le prix maximum égal au Net CoNE (§136 de la note (PRD)2064). Nous ne comprenons pas la justification du fait que ce Net CoNE pourrait être corrigé par un facteur de correction (sans doute majorateur) tel que prévu à l'article 4 du projet d'Arrêté Royal, pour couvrir les incertitudes liées à l'estimation du coût net d'un nouvel entrant. Selon nous, cette incertitude est par nature au minimum symétrique : il y a autant de chance que le Net CoNE soit sur-estimé que sous-estimé. Une surestimation du net CoNE est même plus probable compte-tenu des baisses de coût d'investissement rapides et importantes (« learning curves ») observées dans le secteur des technologies non émettrices en CO_2 en parallèle avec l'augmentation de leur capacité (voir courbe de chute du prix des packs de batteries ces 10 dernières années par exemple).

Enfin, il nous semble **essentiel que la compatibilité aux engagements climatiques et environnementaux de la Belgique soient pris explicitement en compte dans la mise au point du CRM**, et aller de soi qu'un principe de base devrait être que l'attribution de contrats de rémunération de capacité se fasse dans le cadre d'**un budget CO_2 fermé** évalué sur la durée potentielle maximale des contrats de CRM, et **compatible avec les engagements climatiques de la Belgique et avec une roadmap vers un système électrique neutre en CO_2 à l'horizon 2050.** C'est d'autant plus nécessaire qu'un CRM favorise naturellement les technologies les moins CAPEX intensives, qui sont aussi en général les plus émettrices. Ce principe est par ailleurs de nature à renforcer la sécurité juridique du CRM. Référence peut en effet être faite à des actions juridiques récentes entreprises sur base de l'Accord de Paris et ayant abouti (Klimaatzaak Urgenda aux Pays-Bas et annulation de la décision d'extension Heathrow au UK notamment) et à la nécessaire anticipation de la future European Climate Law.

Un tel principe ne s'appliquerait pas à la définition du volume, ou en cours de CRM, mais plutôt lors de l'évaluation et de la sélection des enchères. L'intensité annuelle CO_2 du mix électrique « avant CRM » (ou « avant auction » en tout cas) peut être calculée sur base des scénarios et modèles utilisés pour la détermination des LoLE et EENS pour cette auction. Un budget résiduel en tonnes de CO_2 par an pourrait être défini entre cette intensité attendue et une intensité maximale compatible avec les engagements climatiques, définissant un budget annuel en émissions de CO_2 disponible pour le CRM. Le rapport entre ce budget CO_2 (tonnes) et le EENS (MWh) évité par le volume soumis à enchère peut définir une intensité maximale moyenne admissible pour l'ensemble des volumes qui seraient sélectionnés pour un CRM. L'algorithme de clearing pourrait tenir compte de cette limite et exclure les enchères qui amèneraient à un dépassement de cette limite sur les volumes sélectionnés par l'enchère (sur base d'un calcul de l'intensité moyenne pondérée par la capacité offerte/sélectionnée par exemple). Cette évaluation prendrait en compte l'ensemble de la durée du contrat pour les candidats à un contrat pluriannuel. De cette manière on évite, dès l'attribution des contrats, de favoriser avec des moyens publics (ou à tout le moins collectifs) le développement ou le maintien en fonctionnement d'unités incompatibles avec les engagements climatiques de la Belgique.

Nous attirons l'attention du SPF Economie que d'autre CRMs mis en place en Europe comportent des critères environnementaux nettement plus contraignant (en France notamment, où la participation est de facto réservé aux unités neutres en émissions CO_2, même si nous reconnaissons bien entendu que la question de l'adéquation ne s'y pose pas dans les mêmes termes qu'en Belgique).