



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

ETUDE

(F)150423-CDC-1412

sur

*“la rentabilité du stockage d'électricité en
Belgique”*

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

23 avril 2015

TABLE DES MATIERES

I.	CONTEXTE.....	7
I.1	La loi électricité.....	7
I.2	Le plan stratégique 2013-2019 de la CREG.....	7
I.3	Les décisions et accords gouvernementaux	8
II.	OBJECTIFS DE L'ETUDE.....	9
III.	LE STOCKAGE D'ELECTRICITE.....	10
III.1	Les différentes technologies disponibles.....	10
III.1.1	Stockage hydraulique.....	11
III.1.2	Stockage mécanique.....	12
III.1.3	Stockage chimique.....	13
III.1.4	Stockage électromagnétique.....	13
III.1.5	Stockage électrochimique	14
III.1.6	Synthèse	15
III.2	Les différents besoins auxquels elles peuvent répondre.....	18
IV.	LES COUTS LIES AU STOCKAGE.....	20
IV.1	Les coûts spécifiques à une technologie.....	20
IV.1.1	Etat des lieux.....	20
IV.1.2	Evolutions futures	23
IV.1.3	Synthèse	25
IV.2	Les coûts spécifiques à la Belgique	26
IV.2.1	Impacts de la réglementation européenne et fédérale	26
IV.2.2	Les tarifs de réseau	28
IV.2.3	L'obligation de compenser en nature les pertes actives sur le réseau de transport 380/220/150kV	29
IV.2.4	Les taxes, surcharges et autres obligations imposées au stockage.....	30
IV.2.5	Illustration chiffrée.....	32

IV.2.6	Synthèse	37
V.	LES REVENUS LIES AU STOCKAGE	37
V.1	L'arbitrage.....	37
V.1.1	Principe	37
V.1.2	Arbitrage sur BELPEX DAM	38
V.1.3	Arbitrage sur BELPEX CIM	39
V.1.4	Arbitrage sur les tarifs de déséquilibres publiés par ELIA.....	39
V.2	La fourniture de services auxiliaires à ELIA	41
V.2.1	Principe	41
V.2.2	Besoins et prix actuels	43
V.2.3	Evolution future des besoins	48
V.2.4	Evolution future des prix.....	49
V.2.5	Contraintes particulières pour une centrale de stockage	50
V.3	Intégration de la centrale de stockage dans le portefeuille d'un ARP	57
VI.	LES BARRIERES AU DEVELOPPEMENT DU STOCKAGE EN BELGIQUE	58
VI.1	Barrières communes à toutes les technologies mais spécifiques à la Belgique	58
VI.1.1	D'importants tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage.....	58
VI.1.2	Des produits peu adaptés sur les marchés des services auxiliaires et BELPEX	72
VI.1.3	Une position concurrentielle désavantageuse en matière de services auxiliaires	74
VI.2	Barrières spécifiques à certaines technologies mais pas à la Belgique.....	75
VI.2.1	Inadéquation entre des coûts fixes à long terme et des revenus variables de visibilité de plus en plus à court terme	75
VI.2.2	Important délai entre la décision d'investissement et la mise en service	77
VII.	RECOMMANDATIONS DESTINEES A ENCOURAGER LES INVESTISSEMENTS DANS LE STOCKAGE	78
VII.1	Recommandations au gouvernement fédéral.....	78

VII.1.1	Modifier la loi électricité pour exonérer les unités de stockage de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert.....	79
VII.1.2	Modifier la loi électricité en vue d’instaurer un régime tarifaire avantageux pour les centrales de stockage.....	86
VII.1.3	Demander une modification du mécanisme de compensation des pertes sur le réseau 380/220/150 kV prévu dans le règlement technique fédéral.....	90
VII.2	Pistes de réflexion pour les gouvernements régionaux	91
VII.2.1	Exempter les centrales de stockage de l’obligation de couvrir l’énergie prélevée par des certificats verts et de cogénération.....	92
VII.2.2	Assurer la conformité des décrets régionaux avec l’article 14.1 de la directive 2003/96/C2	97
VII.2.3	Modifier les décrets régionaux en vue d’instaurer un régime tarifaire avantageux pour les installations de stockage raccordées au réseau de distribution.....	97
VIII.	CONCLUSIONS.....	98

EXECUTIVE SUMMARY

1. Vu le contenu du plan stratégique 2013-2019 de la CREG ainsi que le contenu des différentes décisions et accords gouvernementaux, la présente étude a pour objectifs principaux de (i) dresser un état des lieux des différentes technologies actuellement disponibles pour le stockage d'électricité, (ii) identifier les coûts que support(era)ient actuellement les exploitants d'une centrale de stockage d'électricité et (iii) formuler des recommandations afin, si cela est jugé opportun par les gouvernements compétents, d'encourager le maintien et le développement de capacités de stockage d'électricité.
2. Différentes technologies sont disponibles pour stocker l'électricité. Chacune d'elles présente des caractéristiques propres (cf. puissance instantanée, durée du cycle de charge-décharge, vitesse de réaction, rendement, autodécharge, durée de vie, maturité, ...) qui, en fonction de l'usage qui en est fait, peuvent représenter un avantage ou un désavantage.
3. Le coût du stockage dépend de la technologie et de la configuration retenue. Pour certaines technologies, telles que le pompage-turbinage, le coût dépend fortement du site géographique retenu. Le coût associé à certaines technologies, telles que les batteries, pourrait connaître des baisses sensibles à court terme suite à des avancées technologiques et des économies d'échelles. A contrario, le coût associé à d'autres technologies, telles que le pompage-turbinage, devrait rester stable ou augmenter. Vu ces évolutions, les coûts publiés ces dernières années doivent être utilisés avec une prudence particulière.
4. Le coût du stockage est également fonction des tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations qui lui sont imposés. Abstraction faite de l'exonération à l'obligation de présenter des certificats verts pour couvrir les prélèvements des centrales de pompage-turbinage localisées en Wallonie, l'activité de stockage d'électricité se voit actuellement appliquer toutes les dispositions légales et réglementaires propres à la consommation et à la production d'électricité. Pour une unité de stockage directement raccordée au réseau, les tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations dépendent donc principalement du nombre de MWh prélevés sur le réseau, du niveau de tension du raccordement ainsi que de la région où intervient ce raccordement. Au plus les prélèvements et le niveau de tension du raccordement sont faibles, au plus leur montant unitaire est important.
5. Le montant des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage représente une première barrière au développement des centrales de stockage directement raccordées au réseau. Celui-ci est moins problématique pour les centrales de stockage directement raccordées à une unité de production ou un consommateur ainsi que pour les

auto producteurs pour qui celui-ci peut même paradoxalement représenter un incitant à l'installation du stockage.

6. De manière analogue à ce qui est observé pour certaines technologies de production d'électricité, l'inadéquation entre, d'une part, d'importants coûts fixes à long terme et, d'autre part, des revenus variables sur lesquels l'investisseur dispose d'une visibilité de plus en plus court terme représente une deuxième barrière au développement de certaines technologies qui nécessitent d'importants investissements amortis sur une durée très longue, telles que le pompage-turbinage. A ce propos, il convient de souligner que, pour les technologies nécessitant un délai important entre la décision d'investissement et la mise en service, telles que le pompage-turbinage, cette problématique est d'autant plus exacerbée.

7. Pour autant que jugé opportun par les autorités compétentes, la CREG est d'avis qu'il convient de s'attaquer en priorité aux barrières constituées par les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage car les gouvernements fédéral et régionaux disposent à ce propos d'un pouvoir discrétionnaire important permettant des « *quick wins* » à court terme. Considérant que certaines technologies sont susceptibles de connaître d'importantes évolutions au cours des prochaines années et qu'aucune étude n'a jusqu'à présent identifié l'ensemble des besoins du système électrique belge en matière de flexibilité, la CREG recommande des mesures qui ne sont pas spécifiques à une technologie en particulier. A défaut, outre un risque de discrimination, il existe un risque de bloquer le développement de technologies qui font actuellement l'objet de R&D et qui pourraient, d'ici à quelques années et avec des économies d'échelles, répondre d'une manière efficace sur le plan technico-économique aux besoins qui seront alors rencontrés par le système électrique.

8. Concernant le gouvernement fédéral, la CREG formule les recommandations suivantes - par ordre prioritaire - : (i) modifier la loi électricité pour exonérer les unités de stockage de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert offshore, (ii) modifier la loi électricité en vue d'instaurer un régime tarifaire avantageux pour les centrales de stockage et (iii) demander une modification du mécanisme de compensation des pertes sur le réseau 380/220/150 kV prévu dans le règlement technique fédéral. L'impact qu'aurait l'exonération des unités de stockage de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert offshore sur leur montant unitaire ainsi que sur le budget de l'Etat fédéral est analysé à la fin de la section VII.1.1.

9. Concernant les gouvernements régionaux, la CREG formule les pistes de réflexion suivantes - par ordre prioritaire - : (i) exempter les centrales de stockage de l'obligation de couvrir l'énergie prélevée par des certificats verts et de cogénération, (ii) assurer la

conformité des décrets régionaux avec l'article 14.1 de la directive 2003/96/C2 et (iii) modifier les décrets régionaux en vue d'instaurer un régime tarifaire avantageux pour les installations de stockage raccordées au réseau de distribution.

I. CONTEXTE

I.1 La loi électricité

10. L'article 23, §2 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : loi électricité) dispose que la CREG est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité. L'article 23, §2, deuxième alinéa, 2° précise que le CREG effectue des recherches et des études relatives au marché de l'électricité d'initiative ou la demande d'un ministre ou d'un gouvernement de région.

I.2 Le plan stratégique 2013-2019 de la CREG

11. Au cœur de l'actualité politique internationale, européenne et nationale, la transition énergétique tend à s'affirmer comme la réponse urgente et incontournable aux défis énergétiques actuels et futurs. Cette transition prévoit notamment le passage d'un système énergétique « traditionnel », basé sur les énergies fossiles, vers un système énergétique basé sur une pénétration croissante des sources d'énergie renouvelables, à variabilité importante et à prédictibilité plus limitée, ainsi qu'une modification significative des comportements visant à exploiter le potentiel d'économies d'énergie et une meilleure efficacité énergétique. Tenue par ses engagements pris au sein de l'Union Européenne dans le cadre du paquet « Energie Climat » (cf. notamment objectifs 20/20/20 de l'UE), la Belgique est déjà inscrite sur ce chemin de transition vers une production d'énergie de plus en plus renouvelable, avec toutes les conséquences que cela comporte sur le système et le réseau électrique belge.

12. Dans le cadre de son plan stratégique 2013-2019¹, la CREG a communiqué son intention de continuer à suivre de près cette problématique dans le respect de ses

¹ CREG, *Plan stratégique de la CREG 2013-2019 – Executive summary*, mai 2014, p. 21 à 23

compétences et prérogatives. La CREG s'est ainsi engagée à prendre des initiatives ou proposer les mesures nécessaires pour que ce processus évolutif s'effectue dans les meilleures conditions pour le consommateur final et conformément aux orientations de la politique énergétique européenne et belge globale.

13. Dans cette perspective, la CREG s'est premièrement engagée à porter une attention particulière à la promotion du développement maximal de la flexibilité sur le marché belge. Au même titre que l'augmentation de la flexibilité du parc de production, que l'augmentation des capacités disponibles aux frontières ou que le développement de la gestion de la demande, le développement du stockage d'électricité permettra de faire face à ce besoin accru en matière de flexibilité.

14. Toujours dans cette perspective, la CREG s'est deuxièmement engagée à promouvoir l'innovation dans l'intérêt du consommateur final. En effet, la transition énergétique comporte aussi des défis d'ordre technologique à relever pour satisfaire aux exigences de flexibilité. En ce qui concerne précisément le stockage d'électricité, la CREG a ainsi précisé vouloir continuer à être attentive aux initiatives à petite échelle qui existent pour convertir l'électricité en gaz et, en ce qui concerne le stockage de l'électricité en particulier, aux produits compétitifs qui pourraient faire leur entrée sur le marché durant les prochaines années.

15. Enfin, dans le cadre spécifique de ses compétences en matière de régulation du réseau de transport d'électricité², la CREG a communiqué son intention de poursuivre ses efforts pour développer encore davantage le marché des services auxiliaires contractés par le gestionnaire de réseau, de façon à permettre l'équilibrage du réseau de transport à un coût optimal et moyennant la participation de nombreux acteurs, y compris les acteurs actifs dans le stockage d'électricité.

I.3 Les décisions et accords gouvernementaux

16. L'accord de gouvernement fédéral du 9 octobre 2014 dispose à la page 97 que « le stockage de l'électricité est l'un des enjeux majeurs dans les années à venir. Le gouvernement encouragera la R&D et les investissements dans les capacités de stockage d'électricité. »³.

² CREG, *Plan stratégique de la CREG 2013-2019 – Executive summary*, mai 2014, p. 19

³ Gouvernement fédéral, *accord de gouvernement, 9 octobre 2014*, p. 97

Consultable sur: http://premier.fgov.be/sites/default/files/articles/accord_de_gouvernement_-_Regeerakkoord.pdf

17. Au cours du mois de décembre 2014, le gouvernement fédéral a par ailleurs confirmé ses intentions dans le cadre d'une décision prévoyant la création d'un fonds de transition énergétique aux fins d'encourager la Recherche et le Développement dans des projets innovants pour développer notamment le stockage d'énergie.

18. Au niveau régional, le stockage d'électricité est également une source d'attention. Ainsi, l'accord de gouvernement wallon de juillet 2014 dispose à la page 92 que «*le gouvernement s'engage à (...) investir dans la R&D et l'innovation, (...), pour rendre les énergies renouvelables plus compétitives afin qu'elles deviennent rentables sans soutien public et pour faciliter leur intégration aux réseaux (smart grid, stockage, smart metering, ...)*»⁴.

II. OBJECTIFS DE L'ETUDE

19. Considérant le contenu du plan stratégique 2013-2019 de la CREG ainsi que le contenu des différentes décisions et accords gouvernementaux, la présente étude a pour objectifs principaux de :

- i) dresser un état des lieux des différentes technologies actuellement disponibles pour le stockage d'électricité ;
- ii) identifier les coûts que support(erai)ent actuellement les exploitants d'une centrale de stockage d'électricité, qu'ils soient spécifiquement liés à une technologie ou propres à la Belgique ;
- iii) formuler des recommandations afin, si cela est jugé opportun par les gouvernements compétents, d'encourager le maintien et le développement de capacités de stockage d'électricité.

⁴ Gouvernement wallon, *accord de gouvernement*, juillet 2014, p.92
Consultable sur: http://www.wallonie.be/sites/wallonie/files/publications/dpr_2014-2019.pdf

III. LE STOCKAGE D'ÉLECTRICITÉ

III.1 Les différentes technologies disponibles

20. Une caractéristique de l'électricité est d'exiger un équilibre permanent entre les injections d'énergie dans le réseau et les prélèvements. Une centrale de stockage d'électricité transforme cette électricité en un autre type d'énergie. Elle la stocke sous cette forme et opère la transformation inverse avant de la restituer sous forme d'énergie électrique à injecter dans le réseau. Elle permet ainsi de différer dans le temps l'injection d'électricité dans le réseau ou son prélèvement.

21. Différentes technologies sont disponibles pour stocker l'électricité. Chacune d'elles présente des caractéristiques propres (cf. puissance instantanée, durée du cycle de charge-décharge, vitesse de réaction, rendement, autodécharge, durée de vie, maturité, ...) qui, en fonction de l'usage qui en est fait, peuvent représenter un avantage ou un désavantage.

22. La présente section passe en revue les différentes technologies permettant ultérieurement de réinjecter de l'électricité dans le réseau et pour lesquelles un niveau d'information suffisant est disponible publiquement. Dans la mesure où certaines technologies ne sont pas prises en considération, telles que celles ne permettant pas de réinjecter ultérieurement de l'électricité dans le réseau (par exemple le stockage sous forme thermique, cf. les boilers) ou les technologies moins matures pour lesquelles peu ou pas d'informations sont disponibles, la présente section ne constitue pas un aperçu exhaustif de toutes les technologies disponibles.

23. Les données ci-après sont issues de rapports récents rédigés par l'UNIVERSITE LIBRE DE BRUXELLES (ULB)⁵, SCHLUMBERGER⁶, le ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE⁷, l'INTERNATIONAL ENERGY AGENCY⁸ et la KU LEUVEN⁹ en matière de stockage d'électricité. Lorsque jugé opportun, les données ont été vérifiées et complétées au moyen de la base de données DOE GLOBAL ENERGY STORAGE¹⁰.

⁵ UNIVERSITE LIBRE DE BRUXELLES, *Le stockage d'énergie par pompage/turbinage en région Wallonne*, 2011

⁶ SBC ENERGY INSTITUTE, *Electricity storage*, septembre 2013

⁷ EPRI, *Sandia Report – Electricity storage*, juillet 2013

⁸ IEA, *Energy Storage Technology Roadmap – Technology Annex*, 19 mars 2014

⁹ KU LEUVEN, *Studie inzake de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit die in België kunnen worden aangewend op de korte, middellange en lange termijn teneinde bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van elektriciteit*, mars 2015

¹⁰ <http://www.energystorageexchange.org/>

Un tableau comparatif est repris en conclusion à la présente section.

III.1.1 Stockage hydraulique

III.1.1.1 Pompage-Turbinage

24. Cette technologie consiste à pomper de l'eau pour la stocker dans le réservoir d'accumulation supérieur d'une centrale hydroélectrique afin, plus tard, de turbiner cette eau pour produire de l'électricité. Ainsi, l'électricité est d'abord convertie en énergie potentielle avant d'être reconvertie en énergie cinétique et ensuite en électricité. La quantité d'énergie pouvant être stockée dépend (i) de la différence de hauteur entre les deux réservoirs ainsi que (ii) du volume du plus petit des réservoirs.

25. Etant donné la faible densité énergétique de cette technologie, celle-ci nécessite de grands espaces et une disponibilité en eau suffisante pour stocker une quantité importante d'énergie. Compte tenu des importants travaux de génie civil nécessaires pour construire une telle centrale, les délais entre la décision d'investissement et la mise en service peuvent être importants (> 5 années).

26. A l'échelle mondiale, la première application de cette technologie remonte à 1890 dans les Alpes et a progressivement colonisé les reliefs escarpés. A partir des années 1970, cette technologie a été largement utilisée pour assurer le back-up des unités nucléaires, même dans des pays présentant de plus faibles dénivelés. C'est ainsi que trois centrales de pompage-turbinage sont actuellement exploitées en Belgique, deux par ELECTRABEL à COO (1.164 MW en mode turbinage)¹¹ et une par LAMPIRIS à PLATE TAILLE (143 MW en mode turbinage)¹².

27. Actuellement, selon l'IEA, il s'agit en termes de capacité installée de la principale technologie utilisée à travers le monde pour le stockage d'électricité avec environ 140.000 MW installés sur un total d'environ 141.000 MW installés.

28. Bien que cette technologie peut être qualifiée de mature, des projets innovants sont régulièrement évoqués en ce qui concerne (i) le design des pompes et des turbines, afin d'augmenter leur flexibilité et leur rendement, et (ii) le milieu où cette technologie prend place (cf. milieu marin, carrières désaffectées, puits de mines noyés, ...), afin de compenser la rareté des sites naturels encore exploitables ainsi que l'impact sur l'environnement.

¹¹ https://www.electrabel.com/assets/be/corporate/documents/12018_Coo_Folder_FR_LR.pdf

¹² http://services-techniques.met.wallonie.be/fr/voies_hydrauliques/la_centrale_hydroelectrique/

III.1.2 Stockage mécanique

III.1.2.1 Air comprimé

29. Cette technologie consiste à utiliser de l'électricité pour comprimer un gaz dans un espace fermé afin, plus tard, de produire de l'électricité en faisant passer ce gaz en phase d'expansion à travers une turbine. La quantité d'énergie pouvant être stockée dépend (i) du volume de l'espace fermé et (ii) de la pression envisageable.

30. Etant donné la faible densité énergétique de cette technologie, celle-ci nécessite un espace fermé de grand volume pour stocker une quantité importante d'énergie.

31. Deux projets emblématiques peuvent être cités :

- la première application de cette technologie remonte à 1978 et est localisée à Huntorf en Allemagne sur le site d'une ancienne mine de sel comprenant deux réservoirs de 150.000 mètres cubes. Cette centrale permet, avec un rendement de 42%, d'injecter sur le réseau 321 MW durant au moins 2 heures ;
- une deuxième centrale a été inaugurée en 1991 à McIntosh en Alabama également sur le site d'une ancienne mine de sel disposant d'un réservoir de 283.000 mètres cubes. Cette centrale permet, avec un rendement de 54%, d'injecter sur le réseau 110 MW durant 26 heures.

32. Bien que cette technologie peut être qualifiée de mature, des projets innovants sont évoqués notamment en ce qui concerne (i) l'utilisation d'espaces fermés (citerne, réservoir) situés au niveau du sol ou en mer et (ii), concernant la chaleur nécessaire à la phase d'expansion, le recours à des sources de chaleur externes (cf. industrie localisée à proximité ou chaleur émise dans le cadre de la compression qui est ensuite stockée dans l'attente de l'expansion) afin d'augmenter le rendement du processus.

III.1.2.2 Volant d'inertie

33. Cette technologie consiste à utiliser de l'électricité pour faire tourner un disque lourd à très grande vitesse (jusqu'à 50.000 tours/minute) afin, plus tard, de produire de l'électricité en freinant ce disque. Ainsi l'énergie est stockée dans ce cadre sous forme cinétique.

34. Cette technologie est d'un usage très courant mais se limite généralement aux moteurs et appareils de production d'énergie où ils opèrent un lissage à très court terme pour régulariser la fourniture d'énergie.

35. En ce qui concerne les applications connectées au réseau électrique, un exemple est constitué à Stephentown, dans l'Etat de New York, par des volants d'inertie d'une puissance totale de 20 MW qui fournissent depuis 2011 au gestionnaire de réseau local du réglage de la fréquence. Cette unité permet de stocker 5 MWh en 15 minutes avec un rendement de 85%.

III.1.3 Stockage chimique

III.1.3.1 « *Power-to-gas* »

36. Cette technologie consiste à utiliser de l'électricité pour produire de l'hydrogène (H₂) ou du méthane (CH₄) qui peut ensuite être injecté dans le réseau de transport de gaz naturel ou stocké dans une citerne. La combustion de l'hydrogène ou du méthane peut, plus tard, servir à produire de l'électricité. Il s'agit de la seule technologie permettant d'envisager raisonnablement un stockage saisonnier de l'électricité.

37. Il convient de souligner que l'hydrogène ne peut être injecté dans le réseau de transport de gaz naturel qu'à une concentration maximale inférieure à 10%. A contrario, le méthane peut lui être injecté dans le réseau de transport naturel d'une manière illimitée. Cet avantage lié au méthane doit toutefois être mis en balance avec des inconvénients liés à un rendement plus faible et des coûts plus importants (tant en matière de CAPEX que d'OPEX).

III.1.4 Stockage électromagnétique

III.1.4.1 Stockage d'énergie magnétique supraconductrice (SMES)

38. Cette technologie permet de stocker de l'électricité sous la forme d'un champ magnétique créé par la circulation d'un courant continu dans un anneau supraconducteur refroidi à très basse température. Cette technologie permet de libérer une quantité importante d'énergie sur une courte durée. Elle est utilisée aux Etats-Unis, notamment dans le Wisconsin, pour supporter le réseau et garantir une bonne qualité d'approvisionnement à certains clients pendant la réalisation de travaux de renforcement sur le réseau.

III.1.4.2 Supercondensateur

39. Cette technologie permet de stocker de l'énergie dans un champ électrostatique entre deux électrodes qui sont séparées par une membrane isolante. Cette technologie permet de libérer une quantité importante d'énergie sur une courte durée. Elle est notamment utilisée

aux Etats-Unis et dans les îles Canaries afin de faire face à des incidents de courte durée sur le réseau.

III.1.5 Stockage électrochimique

III.1.5.1 Batteries

40. Cette technologie est basée sur une réaction électrochimique réversible : durant la phase de décharge, l'électrode négative produit des électrons alors que l'électrode positive consomme des électrons. Ces électrons passent à travers un circuit extérieur de l'électrode négative à l'électrode positive ce qui génère un courant électrique. Le phénomène inverse est observé durant la phase de charge. La quantité d'énergie pouvant être stockée dépend de la quantité de composants actifs dans l'électrolyte. La puissance est fonction de la surface des électrodes.

41. Les avantages liés à cette technologie sont la haute densité énergétique – qui fait que l'on est peu dépendant de sites particuliers pour développer cette technologie – ainsi que le délai relativement court entre la décision d'investissement et la mise en service – parfois inférieure à une année –.

42. Il existe différentes technologies de batteries, fonction de la composition des électrodes et de l'électrolyte, qui ont des caractéristiques propres.

43. Les batteries Sodium-Sulfur (NaS) sont actuellement les batteries les plus utilisées en mode stationnaire. Elles fonctionnent à haute température (entre 300 et 350 degrés celsius) et sont caractérisées par un taux de décharge journalier relativement important par rapport aux autres batteries. Le projet Rokkasho Futamata inauguré le 1^{er} août 2008 dans le Nord du Japon repose sur 17 batteries NaS individuelles de 2 MW permettant de stocker 238 MWh d'électricité produite par les éoliennes avoisinantes et de fournir des services auxiliaires. Le rendement de ce projet estimé par DOE GLOBAL ENERGY STORAGE est compris entre 89 et 92%. La recherche & développement en ce qui concerne ces batteries se concentre principalement sur la sécurité et la température à laquelle elles fonctionnent – qui limite leur utilisation à des configurations particulières –.

44. Les batteries Lithium-Ion (Li-ion) ont connu de grands développements au cours des dernières années. Elles sont caractérisées par un taux de décharge journalier particulièrement faible. Localisé à proximité d'un parc éolien de 98 MW, le projet Laurel Mountain dans l'Etat de West-Virginia inauguré en 2011 est une unité de stockage de

32 MW / 8 MWh basée sur des batteries Li-ion. La recherche & développement en ce qui concerne ces batteries se concentre principalement sur ses coûts.

45. Les batteries à circulation (telles que la Vanadium Redox) est une technologie sensiblement moins mature que les précédentes et qui est basée sur un design différent comprenant deux réservoirs. Ce design permet de modifier la capacité énergétique de la batterie en modifiant la taille des réservoirs. Le principal désavantage de cette technologie est sa relative faible densité énergétique. Le projet Tomamae inauguré en 2005 au Japon à proximité d'un parc éolien de 30,6 MW repose sur cette technologie. La capacité est de 4 MW / 6MWh.

III.1.6 Synthèse

46. Le tableau comparatif repris ci-après reprend les caractéristiques chiffrées des différentes technologies citées dans des rapports récents rédigés par l'UNIVERSITE LIBRE DE BRUXELLES (ULB), SCHLUMBERGER, le ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI), l'INTERNATIONAL ENERGY AGENCY et la KU LEUVEN en matière de stockage d'électricité. Considérant que d'une source à l'autre les valeurs chiffrées sont quelque peu divergentes, ces caractéristiques sont présentées sous la forme d'un intervalle dans lequel ces valeurs sont observées.

47. La puissance instantanée est l'énergie qui peut être absorbée/fournie par la centrale de stockage par unité de temps.

48. La durée de charge est le temps nécessaire pour « remplir » complètement l'unité de stockage. Combinée avec la puissance instantanée et le rendement en mode charge, la durée de charge permet d'estimer la quantité d'énergie pouvant être stockée dans la centrale de stockage.

49. La vitesse de réaction reflète la vitesse à laquelle la centrale de stockage peut réagir à des instructions.

50. Le rendement correspond au ratio entre l'énergie qui peut être réinjectée sur le réseau et l'énergie correspondante prélevée sur le réseau : au plus celui-ci est élevé, au moins la perte d'énergie dans le cadre du processus de stockage est importante.

51. L'autodécharge est la réduction progressive de la quantité d'énergie stockée dans l'unité de stockage lorsque celle-ci n'est pas sollicitée pendant une période donnée.

52. La durée de vie indique le nombre d'années et/ou le nombre de cycles de charge-décharge au cours desquels la centrale de stockage peut raisonnablement être considérée comme fonctionnelle. Il s'agit d'une donnée importante lorsque différentes technologies sont comparées entre elles – que ce soit entre centrales de stockage ou avec des unités de production d'électricité –. En effet les coûts des différentes technologies doivent être appréciés sur une même période temporelle, idéalement la durée de vie la plus élevée observée parmi les différentes technologies étudiées

53. La densité énergétique représente la quantité d'énergie (en Wh ou en W) qui peut être stockée par unité de volume. Pour stocker une quantité donnée d'énergie, une technologie avec une densité énergétique faible implique le besoin de disposer de surfaces/volumes importantes pour l'implémenter. Inversement, une technologie avec une densité énergétique élevée permet de n'utiliser que des surfaces/volumes limités pour stocker cette même quantité d'énergie.

54. Enfin, la maturité de la technologie indique les perspectives d'évolution en matière de coûts et de caractéristiques techniques : une maturité très élevée indique que peu d'évolutions sont attendues en matière de coûts et de caractéristiques techniques. Inversement, une maturité faible indique que, par la recherche et développement ainsi que par des économies d'échelles, une diminution de coûts ainsi qu'une amélioration des caractéristiques techniques sont susceptibles d'intervenir dans le futur.

Tableau 1: Caractéristiques techniques propres à différentes technologies de stockage (Sources : ULB13, SCHLUMBERGER14, EPRI15, IEA16 et KUL17)

	Puissance instantanée en MW	Durée de charge et de décharge	Vitesse de réaction	Rendement	Auto décharge par jour	Densité énergétique en Wh/l	Densité énergétique en W/l	Durée de vie maximale	Maturité
Pompage-Turbinage	1 à 5000	1h à plusieurs jours	sec-min	50-85%	0%	0,2-2	0,1-0,2	20 à 60 ans	très élevée
Air comprimé	1 à 2000	1h à plusieurs jours	sec-min	40-90%	0%	2 à 6	0,2-0,6	20 à 40 ans	élevée
Volant d'inertie	0,001 à 10	secondes à heures	< sec	70-95%	1,2 à 100%	20-80	5000	1.000.000 cycles ou 20 ans	moyenne
Power-to-gas	0,01 à 1000	secondes à mois	sec-min	20-65%	0-4%	600	0,2-20	5 à 30 ans	faible
SMES	0,1 à 10	msec à minutes	<sec	80-97%	0%-15%	6	2600	100.000 cycles ou 40 ans	moyenne
Supercondensateur	0,01 à 10	msec à minutes	< sec	80-99%	20-40%	10-20	120.000	500.000 cycles ou 40 ans	moyenne
Batterie NaS	0,05 à 100	secondes à 8h	< sec	70-90%	0,05-20%	150-300	120-160	4.500 cycles ou 20 ans	moyenne
Batterie Li-ion	0,1 à 20	1min à 8h	< sec	80-99%	0,1-0,3%	200-400	1.300-10.000	10.000 cycles ou 20 ans	moyenne
Batterie à circulation	0,1 à 100	secondes à heures	< sec	60-85%	0,2%	20-70	0,5 -2	14.000 cycles ou 20 ans	moyenne

¹³ UNIVERSITE LIBRE DE BRUXELLES, *Le stockage d'énergie par pompage/turbinage en région Wallonne*, 2011

¹⁴ SBC ENERGY INSTITUTE, *Electricity storage*, septembre 2013

¹⁵ EPRI, *Sandia Report – Electricity storage*, juillet 2013

¹⁶ IEA, *Energy Storage Technology Roadmap – Technology Annex*, 19 mars 2014

¹⁷ KU LEUVEN, *Studie inzake de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit die in België kunnen worden aangewend op de korte, middellange en lange termijn teneinde bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van elektriciteit*, mars 2015

III.2 Les différents besoins auxquels elles peuvent répondre

55. Comme illustré à la section précédente, chaque technologie a des caractéristiques propres notamment en ce qui concerne la puissance instantanée, la quantité d'énergie qui peut être stockée et la vitesse de réaction.

56. Ces différentes caractéristiques propres permettent d'apporter une réponse plus ou moins adéquate aux différents besoins observés en matière de flexibilité dans un système électrique.

57. Pour ce qui concerne les services rendus au niveau du réseau de transport, deux caractéristiques sont principalement concernées, la vitesse de réaction et la durée de charge-décharge.

58. La vitesse de réaction est un facteur d'autant plus important que le service à rendre est un service à court terme.

59. Par ailleurs, une courte durée de charge-décharge (par exemple inférieure à une heure) permet de rencontrer les besoins à très court terme et ainsi de participer aux réserves primaire et secondaire automatiques ou à l'effacement des pointes de courte durée. Les technologies entrant dans cette catégorie sont les volants d'inertie, le SMES, les supercondensateurs, les batteries et les batteries des véhicules électriques munies de la régulation adéquate.

60. Une durée de charge-décharge d'une heure à quelques heures (maximum une journée) permet de participer à certains produits de réserve tertiaire, à la gestion des congestions ou à du nivellement du profil de demande. Les technologies correspondantes peuvent également être avantageusement associées à de la production renouvelable intermittente ou être utilisée pour du stockage domestique. Parmi ces technologies, on peut citer les batteries, y compris celles des véhicules électriques munies de la régulation adéquate, l'air comprimé et les centrales de pompage-turbinage.

61. Une durée de charge-décharge supérieure à la journée permet, en plus de la participation à la réserve tertiaire et à la gestion des congestions, de rencontrer les besoins liés à des problèmes d'adéquation. Parmi les technologies de cette catégorie, on peut citer les centrales de pompage-turbinage avec grand volume de stockage et le power-to-gas.

62. La participation à la gestion des congestions permet également, dans certains cas, de retarder des investissements dans les infrastructures de réseau.

63. Il convient ici de souligner que :

- la présente étude n'identifie pas les besoins spécifiques du système électrique belge en matière de flexibilité - et *a fortiori* pas les besoins en matière de stockage -, tel n'est pas son objectif. Dès lors, et pour autant que cela serait jugé opportun, nous soulignons qu'il n'est pas possible de recommander sur la base de cette seule étude le développement d'une technologie au détriment d'une autre technologie : une telle recommandation nécessiterait au préalable la réalisation d'une étude sur l'ensemble des besoins du système électrique belge en matière de flexibilité. Bien que, comme évoqué à la section V.2.3, ELIA a déjà publié en 2013 une analyse qui se concentre spécifiquement sur les besoins du système électrique belge en matière de réserves de puissance active pour le balancing, une telle étude sur l'ensemble des besoins en flexibilité n'a à ce jour pas encore été effectuée;
- bien que certains constats seront tirés à la section suivante en ce qui concerne les coûts liés aux différentes technologies, ces constats devront toujours être mis en perspective eu égard aux caractéristiques - et limites - propres à chaque technologie.

IV. LES COÛTS LIÉS AU STOCKAGE

64. La présente section aborde les coûts liés au stockage en Belgique. La première partie se concentre sur les coûts spécifiques à chaque technologie. La seconde partie se concentre sur les coûts qui sont spécifiques à la Belgique et qui sont - à quelques exceptions et nuances près - communs à toutes les technologies.

IV.1 Les coûts spécifiques à une technologie

65. De manière analogue à la section précédente sur les caractéristiques techniques, la présente section aborde les coûts spécifiques à chaque technologie sur la base des données chiffrées reprises dans des rapports récents rédigés par l'UNIVERSITE LIBRE DE BRUXELLES (ULB), SCHLUMBERGER, le ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI), l'INTERNATIONAL ENERGY AGENCY et la KUL LEUVEN en matière de stockage d'électricité. Ces sources ont été complétées par des publications spécifiques aux batteries de CLEANHORIZON et au pompage-turbinage de STORE – un projet de recherche financé par l'Union Européenne – et EPRI. Considérant que, d'une source à l'autre, les valeurs chiffrées sont quelque peu divergentes, ces caractéristiques sont présentées sous la forme d'un intervalle dans lesquels ces valeurs sont observées.

66. A noter qu'aucune correction n'a été effectuée pour l'inflation et que, pour les montants exprimés en USD, le taux de change EUR/USD utilisé est celui applicable au début du mois où l'étude en question est parue.

IV.1.1 Etat des lieux

IV.1.1.1 CAPEX

67. La littérature existante focalise généralement son attention sur les coûts d'investissement (CAPEX). Ces coûts d'investissements peuvent être exprimés soit en fonction de la capacité installée ou puissance instantanée maximale (EUR/kW), soit en fonction de l'énergie totale qui peut être stockée dans la centrale de stockage (EUR/kWh).

Le tableau ci-dessous reprend, pour chaque technologie un aperçu de la fourchette de coûts d'investissement qui est observée dans les études consultées.

Tableau 2: Coûts d'investissement associés aux différentes technologies (Sources : ULB18, SCHLUMBERGER19, EPRI20, IEA21, STORE22, CLEANHORIZON23 et KUL24)

	CAPEX initial en EUR/kW	CAPEX initial en EUR/kWh
Pompage-Turbinage	362 à 5.000	5 à 259
Air comprimé	303 à 1.501	2 à 301
Volant d'inertie	94 à 1.656	150 à 37.880
Power-to-gas	362 à 4.545	1 à 5
SMES	94 à 400	500 à 72.000
Supercondensateur	76 à 380	300 à 50.000
Batterie NaS	152 à 3.000	189 à 891
Batterie Li-ion	152 à 4.039	378 à 3.370
Batterie à circulation	152 à 3.999	76 à 1.143

68. En ce qui concerne les coûts d'investissement, il ressort de ce tableau que les fourchettes renseignées dans les documents consultés sont relativement larges : pour certaines technologies, un facteur 250 est observé entre le montant minimum et le montant maximum renseigné.

69. Concernant l'origine de ces écarts, il convient de noter que le coût de certaines technologies, telles que le pompage-turbinage ou l'air comprimé, dépend fortement du coût de la main d'œuvre locale et des sites géographiques où sont développées ces technologies.

Ainsi, l'exploitation d'un relief escarpé à la géologie avantageuse ou d'un bassin d'eau existant permet de diminuer sensiblement les coûts de réalisation d'une unité de pompage-turbinage. Dans une même optique, l'exploitation d'une cavité géologique existante, telle qu'une mine de sel désaffectée, permet de diminuer sensiblement les coûts de réalisation d'une unité à air comprimé. Les coûts de ce type de projets seront en conséquent dans la partie basse de la fourchette reprise dans le tableau ci-dessus.

Inversement, les projets qui ne permettent pas d'exploiter une géologie avantageuse, tels que les projets de stockage en mer du Nord (cf. communément appelés

¹⁸ UNIVERSITE LIBRE DE BRUXELLES, *Le stockage d'énergie par pompage/turbinage en région Wallonne*, 2011

¹⁹ SBC ENERGY INSTITUTE, *Electricity storage*, septembre 2013

²⁰ EPRI, *Quantifying the value of hydropower in the electricity grid: final report*, février 2013

EPRI, *Sandia Report – Electricity storage*, juillet 2013

²¹ IEA, *Energy Storage Technology Roadmap – Technology Annex*, 19 mars 2014

²² STORE, *Final Publishable Report*, mai 2014

²³ CLEANHORIZON, *MW-level electricity storage system price watch – March 2015*, 26 mars 2015

²⁴ KU LEUVEN, *Studie inzake de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit die in België kunnen worden aangewend op de korte, middellange en lange termijn teneinde bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van elektriciteit*, mars 2015

« atolls énergétiques »), nécessitent de plus grands travaux de génie civil et seront en conséquent dans la partie haute de la fourchette reprise dans le tableau ci-dessus en ce qui concerne les coûts d'investissements exprimés en EUR/kW, voire - selon les premières estimations dont la CREG a connaissance - même nettement au-dessus de la fourchette indiquée ci-dessus en ce qui concerne les coûts d'investissements exprimés en EUR/kWh²⁵. Ceci est dû au fait que l'énergie potentielle qui pourrait être stockée dans ce type de projet est plus limitée étant donné que la hauteur de chute entre le réservoir inférieur et le réservoir supérieur est nettement plus faible que dans la plupart des autres centrales de pompage-turbinage.

70. Dans une même optique, le recours à des pompes à vitesse variable pour le pompage-turbinage - qui permet une flexibilité et un rendement accrus - augmente sensiblement le montant de l'investissement par rapport à un recours à des pompes à vitesse fixe.

71. Enfin, comme illustré à la section IV.1.2, les dates des publications consultées (cf. entre 2011 et 2015) combinées aux progrès technologiques et aux économies d'échelles intervenus au cours de cette période pour certaines technologies peuvent également expliquer l'ampleur de certaines fourchettes observées.

IV.1.1.2 OPEX

72. En comparaison aux coûts d'investissement, les ouvrages consultés focalisent beaucoup moins leur attention sur les coûts d'exploitation (OPEX). Ainsi, il convient de souligner que moins de données sont disponibles à ce propos et que les coûts d'exploitation de certaines technologies ne font pour ainsi dire pas du tout l'objet de publications.

Le tableau ci-dessous reprend, pour chaque technologie, la fourchette de coûts fixes annuels de maintenance qui est observée dans la littérature consultée.

²⁵ Sur la base des premières estimations dont elle a connaissance, la CREG constate que les coûts d'investissement des technologies pompage-turbinage *offshore* sont environ 2 à 3 fois supérieurs à ceux *onshore* lorsqu'ils sont exprimés en EUR/kW et environ 4 à 5 fois supérieurs à ceux *onshore* lorsqu'ils sont exprimés en EUR/kWh.

Tableau 3: Coûts fixes annuels de maintenance associés aux différentes technologies (Sources : ULB26, EPRI27 et KUL28)

	OPEX maintenance en EUR/kW/an
Pompage-Turbinage	4,3 à 15
Air comprimé	2,3 à 25
Volant d'inertie	4,5 à 30
Power-to-gas	n.c.
SMES	7 à 25
Supercondensateur	7 à 15
Batterie NaS	3,3 à 50
Batterie Li-ion	4,4 à 60
Batterie à circulation	3,5 à 55

73. Bien que les ordres de grandeurs soient nettement inférieurs à ceux observés pour les coûts d'investissement, il ressort de ce tableau que les fourchettes renseignées dans les ouvrages consultés en ce qui concerne les coûts fixes annuels de maintenance sont larges : pour certaines technologies, un facteur 15 est observé entre le montant minimum et le montant maximum renseigné.

IV.1.2 Evolutions futures

74. Des évolutions sensibles sont attendues dans un futur proche pour certaines technologies non encore considérées actuellement comme pleinement matures.

75. Ainsi, des économies d'échelles et l'évolution technologique devraient mener à des diminutions matérielles de coûts pour les batteries.

Les évolutions constatées ces dernières années avec les batteries Li-ion utilisées dans les véhicules électriques sont ici d'un intérêt particulier. A titre d'illustration, le coût d'investissement des batteries Li-ion utilisées dans la voiture électrique TESLA était estimé en septembre 2014 à environ 270 EUR/kWh et devrait dès 2017 descendre sous les 200 EUR/kWh afin de pouvoir mettre sur le marché un nouveau modèle de véhicule électrique

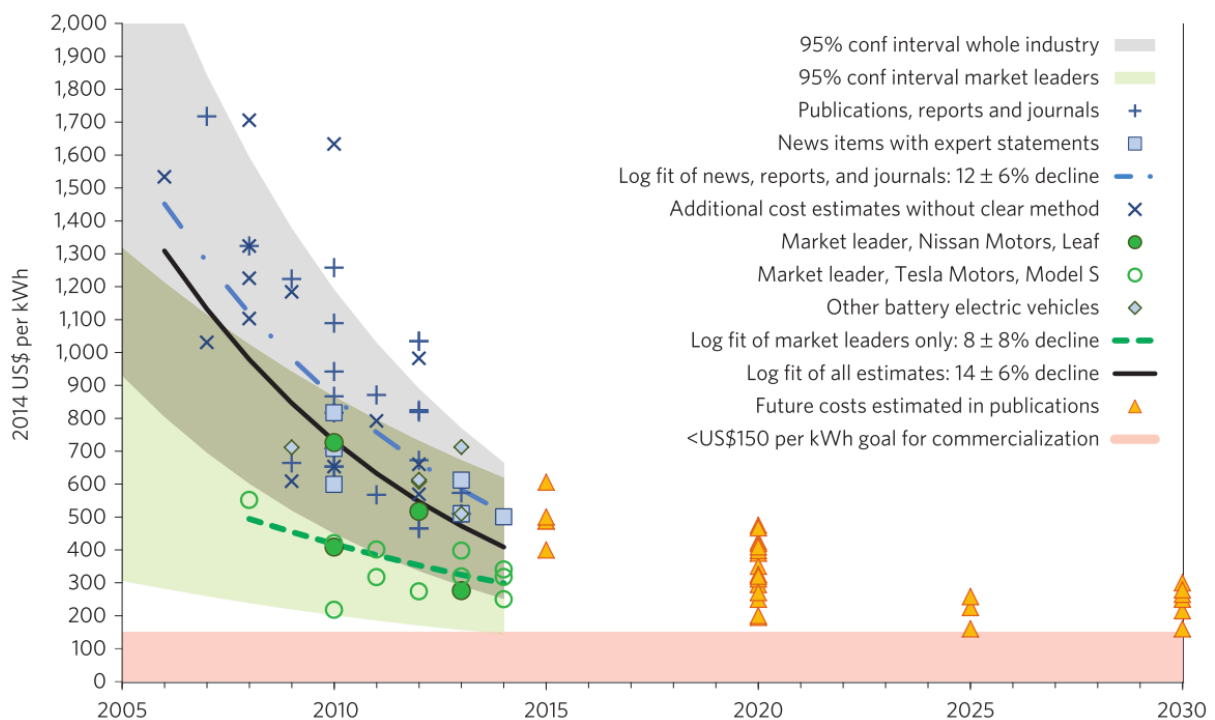
²⁶ UNIVERSITE LIBRE DE BRUXELLES, *Le stockage d'énergie par pompage/turbinage en région Wallonne*, 2011

²⁷ EPRI, *Sandia Report – Electricity storage*, juillet 2013

²⁸ KU LEUVEN, *Studie inzake de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit die in België kunnen worden aangewend op de korte, middellange en lange termijn teneinde bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van elektriciteit*, mars 2015

ciblant le grand public, le Model S²⁹. A plus long terme, McKINSEY estimait en avril 2014 que les batteries utilisées dans des véhicules électriques pourraient descendre jusqu'à environ 140 EUR/kWh à l'horizon 2020 et environ 120 EUR/kWh à l'horizon 2025³⁰. La Figure 4 ci-dessous, issue d'une publication très récente, illustre que les estimations qui ont été publiées ces dernières années sont déjà à des niveaux sensiblement supérieurs aux estimations actuelles. Ce faisant, considérant que les données reprises pour des batteries stationnaires aux Tableaux 2 et 3 sont issues de documents publiés entre 2011 et 2015, les valeurs supérieures extrêmes de ces Tableaux 2 et 3 devraient être utilisées avec une prudence toute particulière.

Figure 4: Evolution des coûts d'investissement – en USD2014/kWh - publiés pour les batteries Li-ion utilisées dans les véhicules électriques (Source : B. Nykvist et M. Nilsson³¹)



D'autres types de batteries stationnaires que les trois catégories précitées font également l'objet d'importantes avancées. Ainsi, fin 2014, EOS a vendu à GDF SUEZ une batterie Zinc

²⁹ THE ECONOMIST, *Tesla's high stake gamble*, 22 septembre 2014

Consultable sur: <http://www.economist.com/blogs/babbage/2014/09/difference-engine-1>

³⁰ Mc KINSEY, *Electric vehicle in Europe: gearing up for a new phase?*, avril 2014

Consultable sur:

http://www.mckinsey.com/~media/mckinsey%20offices/netherlands/latest%20thinking/pdfs/electric-vehicle-report-en_as%20final.ashx

³¹ B. Nykvist et M. Nilsson, *Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles*, Nature Climate Change, vol 5, avril 2015

hybride de 1 MW / 4 MWh qui sera utilisée sur le site de LABORELEC à Linkebeek. Le coût estimé de ce système DC est de 128 EUR/kWh³².

76. Par ailleurs, le développement de nouveaux « *business models* », tels que la réutilisation à des fins de stockage stationnaire d'électricité de batteries de voitures électriques approchant de leur fin de vie pour cette utilisation, pourrait également mener à des diminutions de coûts significatives au cours des prochaines années. Dans ce contexte, le niveau des estimations et des projections futures faites ci-dessus en ce qui concerne le coût des batteries de véhicules électriques pourraient être considérées comme indirectement pertinentes pour la présente discussion sur le stockage stationnaire d'électricité.

77. A contrario, pour un même site géographique, le coût de certaines technologies matures, telles que le pompage-turbinage, ne devrait pas évoluer dans les prochaines années suite à des évolutions technologiques ou des économies d'échelles. Considérant qu'il est probable que les sites géographiques les plus intéressants ont déjà été exploités, les nouveaux projets pourraient au contraire être plus coûteux que les centrales existantes.

IV.1.3 Synthèse

78. Le coût du stockage dépend de la technologie et de la configuration retenue.

79. Pour certaines technologies (telles que le pompage-turbinage), le coût dépend fortement du site géographique retenu.

80. Le coût associé à certaines technologies (telles que les batteries) pourrait connaître des baisses sensibles à court terme suite à des progrès technologiques et des économies d'échelles. A contrario, le coût associé à d'autres technologies (telles que le pompage turbinage) devrait rester stable ou augmenter.

81. Ce faisant, les coûts publiés au cours des dernières années pour les différentes technologies doivent être utilisés avec une prudence particulière.

³²<http://www.businesswire.com/news/home/20141119005738/en/Eos-Energy-Storage-Sells-Battery-System-GDF#.VRpaOzjwBaR>

IV.2 Les coûts spécifiques à la Belgique

IV.2.1 Impacts de la réglementation européenne et fédérale

82. La réglementation européenne a une vision relativement ambiguë du stockage d'électricité. D'un côté, un certain nombre de textes européens entendent clairement encourager le stockage et lui confèrent à ce titre une place distincte par rapport à la production classique d'électricité.

C'est le cas, par exemple, de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables³³. Le règlement (UE) n° 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes³⁴ compte, à certaines conditions, les installations de stockage d'électricité au nombre des « *projets d'intérêt commun* » bénéficiant des dispositions de ce règlement, telles que le traitement prioritaire ou l'éligibilité à l'octroi d'un financement par l'Union européenne³⁵.

On peut encore citer la version finale du projet de Code de réseau sur le *balancing*³⁶ – non encore définitivement approuvée –, qui entend permettre la participation du stockage d'électricité au service de *balancing*, au même titre que la gestion de la demande, ou les Lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 qui, s'agissant des aides en faveur de l'adéquation des capacités de production, distinguent le stockage d'électricité et la gestion de la demande, de la production proprement dite.

83. D'un autre côté, la directive 2009/72/CE³⁷ est muette sur la question du stockage d'électricité. Il convient donc d'appréhender le stockage avec les concepts figurant dans cette directive, aux termes desquels :

- la « production » est définie comme « la production d'électricité » ;

³³ Directive 2009/28/CE, du 23 avril 2009, relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE.

³⁴ Règlement (UE) n° 347/2013, du 17 avril 2013, concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, et abrogeant la décision n° 1364/2006/CE et modifiant les règlements (CE) n° 713/2009 et (CE) n° 715/2009.

³⁵ Il convient toutefois de noter que l'article 14.2 du règlement n° 347/2013 exclut du financement européen les installations de stockage par pompage-turbinage.

³⁶ ENTSO-E Network Code on Electricity balancing, version 3.0, 6 août 2014:

https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF

³⁷ Directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE.

- le « producteur » est défini comme « une personne physique ou morale produisant de l'électricité » ;
- un « client final » est « un client achetant de l'électricité pour sa propre consommation ».

En particulier, il ne résulte d'aucune disposition de la directive que l'injection d'électricité sur le réseau pourrait être distinguée de la production d'électricité.

Dès lors, d'un point de vue strictement juridique, on considère généralement le stockage d'électricité comme constituant une activité relevant alternativement de la consommation puis de la production d'électricité au moyen de l'énergie engrangée lors de la consommation.

84. La question de savoir si la production d'électricité au moyen de l'énergie stockée – particulièrement dans le cas du pompage-turbinage – peut ou non être qualifiée d'électricité issue de sources renouvelables peut prêter à discussion. Dans son avis (A)130704-CDC-1266, du 4 juillet 2013, la CREG avait penché pour la négative³⁸. Une telle analyse demeure exacte tant que l'accumulation de l'énergie stockée est intervenue au moyen d'électricité conventionnelle et non renouvelable ; ceci pourrait toutefois changer dans le futur si l'installation de stockage est directement couplé à de la production renouvelable. En tout état de cause, il ne pourrait être admis de comptabiliser deux fois l'énergie produite comme énergie renouvelable : une première fois par la source renouvelable « originale » et une seconde fois après accumulation et restitution. Une seule de ces deux formes de production devrait pouvoir être considérée comme de l'énergie renouvelable.

85. La législation fédérale ne donne pas davantage de statut spécifique au stockage d'électricité ; au sens de la réglementation belge, le stockage est donc également considéré comme de la consommation et de la production d'électricité.

Il convient toutefois de souligner que, récemment, la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après la « loi électricité ») a été modifiée pour permettre l'attribution, par le Roi, de concessions domaniales « *pour la construction et l'exploitation d'installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sous juridiction de la Belgique* »³⁹. Le législateur a toutefois entendu préciser, à cette

³⁸ Voy. CREG, Avis (A)130704-CDC-1266, du 4 juillet 2013, relatif au « projet d'arrêté royal modifiant l'arrêté royal du 20 décembre 2000 relatif aux conditions et à la procédure d'octroi des concessions domaniales pour la construction et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'eau, des courants ou des vents, dans les espaces marins sur lesquels la Belgique veut exercer sa juridiction conformément au droit international de la mer », pp. 31-32.

³⁹ Art. 6/1, § 1^{er}, de la loi électricité.

occasion, que « ces installations ne peuvent [...] bénéficier du mécanisme de soutien visé à l'article 7, § 1^{er}, ni de quelconque autre forme de subside ou soutien financier de l'Etat ou du consommateur d'électricité »⁴⁰.

86. L'absence d'un cadre réglementaire spécifique pour le stockage présente une conséquence importante : dans la mesure où le stockage d'énergie consiste alternativement à consommer et à produire de l'électricité, l'activité de stockage se voit par principe appliquer l'ensemble des dispositions légales et réglementaires propres tant à la consommation qu'à la production d'électricité⁴¹.

IV.2.2 Les tarifs de réseau

87. En Belgique, aucun régime tarifaire spécifique n'est actuellement prévu pour le stockage d'électricité. Ainsi, les gestionnaires de réseau de transport et de distribution facturent les tarifs de transport et de distribution aux centrales de stockage pour leurs prélèvements et – si cela est prévu – leurs injections.

88. D'une manière générale, les tarifs de réseau qui sont facturés à la centrale de stockage sont d'autant plus importants que la centrale de stockage est raccordée à un niveau de tension plus bas.

89. Dans le cas où la centrale de stockage est raccordée à un niveau de tension inférieur ou égal à 30 kV - c'est-à-dire pas sur le réseau d'ELIA pour lequel les tarifs sont uniformes sur l'ensemble du territoire belge -, des différences significatives peuvent être observées en fonction du lieu de raccordement - c'est-à-dire du gestionnaire de réseau de distribution concerné -.

⁴⁰ Le mécanisme de soutien visé à l'article 7, § 1^{er}, de la loi électricité est le mécanisme de certificats de garantie d'origine et des certificats verts pour l'électricité produite conformément à l'article 6, à savoir l'électricité produite à partir de l'eau, des courants ou des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international.

⁴¹ Il peut être également fait mention d'une autre conséquence, non discutée dans le cadre de la présente étude. Dans la mesure où le stockage consiste en partie en de la production d'électricité (à savoir la réinjection dans le réseau de l'électricité accumulée), les dispositions relatives à la dissociation des structures de propriété (« *ownership unbundling* ») ont pour effet de restreindre, voire de rendre impossible, l'exercice par le gestionnaire de réseau de transport de l'activité de stockage. Si l'exercice, par un gestionnaire de réseau de transport, d'activités de production n'est pas formellement interdit par la directive 2009/72/CE, son principe s'oppose toutefois à l'esprit de cette directive. En outre, et en tout état de cause, l'article 9, § 1^{er}, de la loi électricité interdit au gestionnaire du réseau de s'engager dans une activité de production d'électricité autrement que par le biais de « droits de tirage négociés » et uniquement dans les limites de ses besoins en termes de services auxiliaires. Il en résulte que l'activité de production, et donc celle de stockage d'électricité, est légalement limitée, dans le chef du gestionnaire de réseau de transport, à la conclusion de droits de tirage avec la personne qui exerce cette activité ; elle ne peut s'exercer directement.

90. Enfin, il convient ici de noter qu'en général certaines composantes tarifaires, telles que celles liées à la souscription de puissance qui est fonction de la puissance maximale appelée au cours d'une période donnée et est exprimée en EUR/MW.max, sont à considérer à court terme comme des coûts fixes qui n'interviennent que peu ou pas du tout dans le cadre de l'optimisation de l'exploitation de la centrale de stockage – cf. notamment l'activité d'arbitrage développée ci-après –. Pour les centrales de stockage raccordées aux plus bas niveaux de tension des réseaux de distribution – cf. la basse tension –, cette souscription de puissance est généralement exprimée en EUR/MWh et intervient dans le cadre de l'optimisation de l'exploitation de la centrale de stockage.

IV.2.3 L'obligation de compenser en nature les pertes actives sur le réseau de transport 380/220/150kV

91. L'article 161 du règlement technique fédéral prévoit que les ARPs⁴² compensent en nature les pertes actives sur le réseau de transport fédéral (380/220/150 kV) pour l'ensemble de leurs accès au réseau. L'article 162 du même règlement prévoit que les pertes actives en réseau à compenser sont déterminées par le gestionnaire de réseau.

92. Chaque année au cours du mois de juin, ELIA publie sur son site internet les pourcentages de pertes actives en réseau à compenser par les ARPs au cours de l'année suivante. Comme visualisable dans le Tableau ci-dessous, ce pourcentage de pertes a connu une hausse presque constante entre 2013 et 2015. Cette hausse est principalement liée à l'évolution du parc de production belge (cf. arrêt des réacteurs nucléaires et diminution de la production des CCGT⁴³) qui nécessite de transporter de l'électricité sur de plus grandes distances (cf. import), ce qui augmente les pertes actives sur le réseau de transport fédéral⁴⁴.

⁴² Un ARP (*Access Responsible Party*) est responsable de l'équilibre sur une base quart-horaire entre l'ensemble des injections et l'ensemble des prélèvements (y compris le hub, les importations/exportations et les pertes compensées en nature) des utilisateurs du réseau pour lesquels il est responsable d'accès.

⁴³ CCGT = *Combined Cycle Gas Turbine* = Centrale à cycle combiné gaz-vapeur.

⁴⁴ ELIA, *Technical note – coefficients of compensation in kind 2015*, juin 2014

Consultable sur: http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Balancing/TechnicalNote_CoefficientsInKindCompensationLossesFederalGrid_2015.pdf

Tableau 5: Evolution des pertes actives sur le réseau de transport fédéral déterminé par ELIA
(Source : ELIA)

	Jusque 2010	2011	2012	2013	2014	2015
Heures pleines	1,00%	1,30%	1,20%	1,05%	1,20%	1,50%
Heures creuses	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,25%
Weekend	1,00%	1,10%	1,05%	1,00%	1,05%	1,25%

93. Aucune exonération n'est prévue pour le stockage d'électricité en ce qui concerne cette obligation. Ainsi, les ARPs qui ont dans leur portefeuille d'équilibre une centrale de stockage doivent compenser en nature les pertes actives sur le réseau de transport fédéral (380/220/150 kV) associées aux prélèvements de leur centrale de stockage sur le réseau, quel que soit le niveau de tension de raccordement de celle-ci.

94. A titre d'illustration, ELIA a fixé pour 2015 ces pertes actives en réseau à 1,50% durant les heures pleines et 1,25% durant le weekend et les heures creuses. Ceci signifie que pour chaque MWh prélevé par une centrale de stockage, l'ARP qui a cette centrale dans son portefeuille d'équilibre devra en réalité acheter (ou produire) 1,015 MWh si le prélèvement intervient en heures pleines et 1,0125 MWh si le prélèvement intervient en heures creuses. A supposer un prix d'achat sur BELPEX DAM de 40 EUR/MWh, cette obligation correspond en 2015 à un surcoût matériel de 0,60 EUR/MWh (=40*0,015) prélevé durant les heures pleines⁴⁵ et 0,50 EUR/MWh (=40*0,0125) prélevé durant les heures creuses.

IV.2.4 Les taxes, surcharges et autres obligations imposées au stockage

95. A l'exception de l'exonération à l'obligation de présenter des certificats verts pour les prélèvements des centrales de pompage-turbinage localisées en Wallonie⁴⁶, aucun régime dérogatoire spécifique n'est prévu pour le stockage d'électricité en ce qui concerne les taxes, surcharges et autres obligations imposées en Belgique aux prélèvements et injections sur le réseau.

⁴⁵ Bien que les unités de stockage prélèvent actuellement essentiellement durant les heures creuses et le weekend, il convient de souligner que la poursuite du développement de la production photovoltaïque en Belgique mais également à l'étranger pourrait entraîner l'apparition d'un creux de prix autour de l'heure de midi. Dans cette optique, le prélèvement des unités de stockage durant les heures pleines pourrait fortement augmenter dans les années à venir.

⁴⁶ Article 25, §5, dernier alinéa de l'Arrêté du Gouvernement wallon du 30 novembre 2006 relatif à la promotion de l'électricité produite au moyen de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération

96. S'agissant de la matière fédérale, on pense à ce propos à la cotisation fédérale, au tarif pour obligations de service public pour le financement de certificats verts (cf. la surcharge certificat vert), au tarif pour obligations de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore ainsi qu'au tarif pour obligations de service public réserve stratégique.

97. S'agissant de la matière régionale, on pense à ce propos notamment au tarif pour obligations de service public pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie imposé en Flandre à ELIA, aux tarifs pour obligations de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération imposé en Flandre et en Wallonie à ELIA, aux surcharges pour couvrir les coûts facturés en Wallonie à ELIA pour occupation du domaine public ainsi que pour les trois régions aux tarifs pour obligations de service public imposées aux gestionnaires de réseau de distribution (GRDs), aux surcharges pour couvrir les coûts facturés aux GRDs en matière de charges et pensions non-capitalisées, aux surcharges pour couvrir les coûts facturés aux GRDs en matière de droits de voirie et autres rétributions ainsi qu'aux coûts liés à l'obligation de présenter des certificats verts et – uniquement en Flandre – de cogénération pour couvrir les prélèvements.

Il convient de souligner que l'obligation de présenter des certificats verts et – uniquement en Flandre – de cogénération pour couvrir les prélèvements est applicable quel que soit le niveau de tension de raccordement. Ce faisant, la région où la centrale de stockage est raccordée aura donc ici un impact important même si le raccordement au réseau a lieu à un niveau de tension supérieur à 70kV.

L'importance qu'a la région où la centrale de stockage est raccordée sur le niveau des taxes, surcharges et autres obligations est d'autant plus grande lorsque la centrale de stockage n'est pas raccordée au réseau de transport fédéral, c'est-à-dire si elle est raccordée à un niveau de tension inférieur ou égal à 70 kV. Dans ce cas, une série de tarifs et surcharges spécifiques aux régions s'ajoute aux coûts liés à l'obligation de présenter des certificats verts et de cogénération pour couvrir les prélèvements.

98. Bien entendu, de manière analogue aux autres utilisateurs du réseau, les centrales de stockage bénéficient des éventuels mécanismes de dégressivité et de plafonnement qui existent pour certaines taxes et surcharges.

99. Concernant les taxes et surcharges où un plafonnement est prévu, il convient de noter que certaines centrales de pompage-turbinage de grande taille bénéficient du plafonnement alors que d'autres centrales de stockage, dont les prélèvements sont

sensiblement plus faibles, n'en bénéficient pas. Ce phénomène, illustré dans le Tableau 6 ci-après, a un impact fondamental sur les opportunités d'arbitrage exploitables par ces différents types de centrales : alors que ces taxes et surcharges plafonnées représentent pour les exploitants de ces centrales de pompage-turbinage de grande taille un coût fixe à court terme qui intervient peu ou pas du tout dans le cadre de l'optimisation de l'exploitation de la centrale de stockage, elles représentent pour les centrales de stockage de taille plus modeste un coût variable qui impacte l'optimisation de leur exploitation. Les sections ultérieures illustreront les conséquences de ce phénomène.

100. Concernant les taxes et surcharges où une dégressivité est prévue, celle-ci a pour conséquence que le coût variable lié à ces taxes et surcharges est plus faible pour les centrales de stockage de grande taille par rapport aux centrales de stockage de taille plus modeste. Ce phénomène, également illustré dans le Tableau 6 ci-après, a aussi un impact fondamental sur les opportunités d'arbitrage exploitables par ces différents types de centrales. Les sections ultérieures illustreront également les conséquences de ce phénomène.

IV.2.5 Illustration chiffrée

101. Afin d'illustrer les phénomènes précités et afin de permettre la réalisation de quelques simulations dans les sections ultérieures de cette étude, le Tableau 6 ci-après reprend les tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations qui seraient actuellement facturés/imposés à deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau, c'est-à-dire non directement connectées à une unité de production ou un consommateur avec lequel un « netting » des prélèvements et des injections pourrait intervenir. Ces deux types de centrale de stockage sont:

- une centrale de pompage-turbinage d'une capacité de 500 MW et 3.000 MWh qui prélève sur le réseau 1.000.000 MWh/an⁴⁷. Deux configurations sont investiguées en ce qui concerne le raccordement de cette centrale : un raccordement au réseau de transport fédéral (>70 kV) en Wallonie – de manière analogue aux centrales de COO et PLATE TAILLE – ainsi qu'un raccordement au réseau de transport fédéral (> 70kV) en Flandre – ce qui devrait être le cas des éventuels futurs « atolls énergétiques » en Mer du Nord - ;

⁴⁷L'hypothèse d'un prélèvement de 1.000.000 MWh/an correspond à un ordre de grandeur cohérent avec le résultat des simulations qui seront ultérieurement présentées dans cette étude pour une centrale de pompage-turbinage.

- une batterie d'une capacité de 1 MW et 6 MWh qui prélève sur le réseau 1.000 MWh/an⁴⁸. Six configurations sont investiguées en ce qui concerne le raccordement de cette batterie : un raccordement au réseau de transport fédéral (>70kV) dans les trois différentes régions du pays ainsi qu'un raccordement au réseau de distribution basse tension dans les trois différentes régions du pays - respectivement chez les GRDs IVERLEK, SIBELGA et ORES HAINAUT -. Ces six configurations représentent des configurations « extrêmes » permettant de cerner une fourchette minimum/maximum pertinente pour cette technologie.

102. Pour l'élaboration de ce Tableau 6, les hypothèses additionnelles suivantes ont été prises en compte :

- les données utilisées sont celles applicables en mars 2015 ;
- les tarifs de réseau relatifs au raccordement et à l'énergie réactive ne sont pas pris en considération ;
- lorsqu'applicable, la puissance souscrite auprès du gestionnaire de réseau de transport est basée sur une souscription annuelle pour couvrir la totalité de la capacité de la centrale sur la base de la formule « jour/nuit/weekend » ;
- pour les raccordements en Wallonie, nous partons de l'hypothèse que la centrale de stockage appartient à un client final en accord de branche. Cette hypothèse permet de bénéficier d'une exonération à hauteur de 85% en ce qui concerne le tarif pour obligations de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables – si raccordement inférieur ou égal à 70 KV – ainsi qu'une dégressivité en ce qui concerne l'obligation de présenter certificats verts pour couvrir ses prélèvements – quel que soit le niveau de tension de raccordement à l'exception des centrales de pompage-turbinage qui bénéficient de toute manière d'une exonération totale -. Dans le cas où la centrale de stockage appartenait à un client final qui n'est pas en accord de branche, les montants seraient bien entendus significativement supérieurs à ceux renseignés dans le Tableau 6 ;
- pour les raccordements en Flandre, nous partons de l'hypothèse que la centrale de stockage fait partie du code NACE 52.100 «*Entreposage et stockage, y compris frigorifique* » et peut donc bénéficier de la dégressivité en ce qui concerne l'obligation de présenter certificats verts et cogénération pour couvrir

⁴⁸ L'hypothèse d'un prélèvement de 1.000 MWh/an correspond à un ordre de grandeur cohérent avec le résultat des simulations qui seront ultérieurement présentées dans cette étude pour une batterie.

ses prélèvements. Si la centrale de stockage ne faisait pas partie du code NACE 52.100, les montants seraient bien entendus significativement supérieurs à ceux renseignés dans le Tableau 6 ;

- pour le coût lié à la compensation en nature des pertes actives sur le réseau de transport 380/220/150kV, nous partons de l'hypothèse d'un prélèvement exclusivement durant le weekend et les heures creuses à un prix d'achat sur BELPEX DAM de 40 EUR/MWh. Considérant que la centrale de stockage prélèverait certainement de l'électricité en heures pleines – où le pourcentage de taux de pertes est supérieur – à un prix supérieur à 40 EUR/MWh, ceci constitue une estimation basse de ce coût.

Tableau 6: Détails des tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations actuellement facturés/imposés à deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau. La couleur indique une compétence fédérale (orange) ou régionale (verte) (Source : CREG)

Lieu du raccordement	Centrale de pompage				Batterie				
	GRT Wallonie	GRT Flandre	GRT Flandre	GRT RBC	GRT Wallonie	GRD BT Flandre (IVERLEK)	GRD BT RBC (SIBELGA)	GRD BT Wallonie (ORES Hainaut)	
Coûts fixes annuels									
- Tarif de la puissance souscrite pour le réseau de transport	EUR/an	6.640.600,00	6.640.600,00	13.281,20	13.281,20	13.281,20	0,00	0,00	0,00
- Cotisation fédérale	EUR/an	252.750,00	252.750,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Tarif pour obligations de service public pour le financement de certificats verts imposé à ELIA	EUR/an	250.000,00	250.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Tarif activité de mesure et comptage pour le réseau de distribution	EUR/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,42	12,87	27,32
Coûts variables - prélèvements									
- Tarifs de réseau de transport	EUR/MWh prélevé	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	8,98	10,77	13,55
- Cotisation fédérale	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	2,04	2,04	2,04	2,04	2,12	2,04
- Tarif pour obligations de service public pour le financement de certificats verts imposé à ELIA (cf. Surcharge certificat vert)	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	3,26	3,26	3,26	3,26	3,32	3,26
- Tarif pour obligations de service public pour le financement du raccordement des parcs éoliens offshore imposé à ELIA	EUR/MWh prélevé	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06
- Tarif pour obligations de service public réserve stratégique imposé à ELIA	EUR/MWh prélevé	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,62	0,61
- Coût lié à la compensation en nature des pertes actives sur le réseau de transport 380/220/150kV	EUR/MWh prélevé	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
- Tarifs de réseau de distribution	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	60,38	46,64	56,56
- Tarif pour obligations de service public pour le financement des mesures de promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie imposé à ELIA	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,00
- Tarifs pour obligations de service public pour le financement des mesures de soutien aux énergies renouvelables et cogénération imposé à ELIA	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,56	0,00	2,07
- Surcharge pour couvrir les coûts facturés à ELIA pour occupation du domaine public	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35
- Tarifs pour obligations de service public imposées au GRD	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	45,31	11,04	10,55
- Surcharges pour couvrir les coûts facturés aux GRDs en matière de charges et pensions non-capitalisées	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,56	4,54	2,24
- Surcharges pour couvrir les coûts facturés aux GRDs en matière de droits de voirie et autres rétributions	EUR/MWh prélevé	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	10,34	2,67
- Coûts liés à l'obligation de présenter certificats verts et cogénération pour couvrir les prélèvements	EUR/MWh prélevé	0,00	2,15	17,30	4,34	23,55	17,30	4,34	23,55
Coûts variables - injections									
- Tarifs de réseau de transport	EUR/MWh injecté	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,00	0,00	0,00
- Tarifs de distribution	EUR/MWh injecté	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,21	0,00	0,00
- Surcharges charges et pensions non-capitalisées	EUR/MWh injecté	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,56	0,00	2,24
- Surcharge droit de voirie et rétributions	EUR/MWh injecté	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,74	0,00	0,00

Tableau 7: Résumé des tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations actuellement facturés/imposés à deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau ventilés entre les différents niveaux de compétences. La couleur indique une compétence fédérale (orange) ou régionale (verte) (Source : CREG)

Lieu du raccordement	Centrale de pompage		Batterie						
	GRT Wallonie	GRT Flandre	GRT Flandre	GRT RBC	GRT Wallonie	GRD BT Flandre (IVERLEK)	GRD BT RBC (SIBELGA)	GRD BT Wallonie (ORES Hainaut)	
Compétence fédérale									
Coûts fixes annuels	EUR/an	7.143.350,00	7.143.350,00	13.281,20	13.281,20	13.281,20	0,00	0,00	0,00
Coûts variables - prélèvements	EUR/MW/h prélevé	2,97	2,97	8,27	8,27	8,27	15,46	17,41	20,02
Coûts variables - injections	EUR/MW/h injecté	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,00	0,00	0,00
Compétence régionale									
Coûts fixes annuels	EUR/an	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	9,42	12,87	27,32
Coûts variables - prélèvements	EUR/MW/h prélevé	0,00	2,15	17,30	4,34	23,55	125,91	76,89	97,98
Coûts variables - injections	EUR/MW/h injecté	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	6,51	0,00	2,24
Compétence fédérale + Compétence régionale									
Coûts fixes annuels	EUR/an	7.143.350,00	7.143.350,00	13.281,20	13.281,20	13.281,20	9,42	12,87	27,32
Coûts variables - prélèvements	EUR/MW/h prélevé	2,97	5,12	25,56	12,60	31,81	141,37	94,30	118,00
Coûts variables - injections	EUR/MW/h injecté	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	6,51	0,00	2,24

IV.2.6 Synthèse

104. Abstraction faite de l'exonération à l'obligation de présenter des certificats verts pour couvrir les prélèvements des centrales de pompage-turbinage localisées en Wallonie, l'activité de stockage d'électricité se voit actuellement appliquer l'ensemble des dispositions légales et réglementaires propres à la consommation et à la production d'électricité.

105. Pour une unité de stockage directement raccordée au réseau, les tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations dépendent donc principalement du nombre de MWh prélevés sur le réseau, du niveau de tension du raccordement ainsi que de la région où intervient ce raccordement.

106. D'une manière générale, au plus le nombre de MWh prélevés et le niveau de tension du raccordement sont faibles, au plus le montant unitaire des tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations est important.

V. LES REVENUS LIES AU STOCKAGE

107. En premier lieu, la présente section aborde isolément les deux sources de revenus liés au stockage qui peuvent traditionnellement être combinées en Belgique: l'activité d'arbitrage et la fourniture de services auxiliaires à ELIA. Ensuite, la présente section discute l'impact que peut avoir l'intégration de la centrale de stockage dans le portefeuille d'un ARP. La fourniture de services de flexibilité à un autre acteur que le gestionnaire du réseau et la valorisation de la flexibilité pour usage propre ne sont pas envisagées.

V.1 L'arbitrage

V.1.1 Principe

108. L'activité d'arbitrage consiste à dégager une marge en achetant de l'électricité lorsque celle-ci est « bon marché », la stocker et la revendre lorsqu'elle est « chère ».

En ce qui concerne le marché de l'électricité, ce processus d'achat-vente peut prendre place en fonction des prix sur BELPEX DAM, BELPEX intraday ou en fonction des tarifs de

déséquilibre publiés en temps réel par ELIA. Ces trois options sont abordées ci-après isolément. Bien entendu, celles-ci pourraient être combinées.

Afin de dégager une marge d'arbitrage positive, le différentiel entre le coût d'achat et le prix de revente nets doit être suffisant pour couvrir les pertes d'énergie observées lors du processus de stockage. Mathématiquement, et considérant que η est le rendement du processus de stockage exprimé en %, les relations suivantes - qui sont équivalentes - doivent ainsi être respectées afin de dégager une marge d'arbitrage positive:

Coût d'achat \leq Revenu de la revente

Quantité achetée * Coût d'achat unitaire \leq Quantité revendue * Prix de revente net unitaire

~~Quantité achetée * Coût d'achat unitaire \leq Quantité achetée * η stockage * Prix de revente net unitaire~~

Coût d'achat unitaire / Prix de revente net unitaire \leq η stockage

109. Outre le prix de la *commodity* observé sur BELPEX DAM, BELPEX intraday ou les tarifs de déséquilibre, il convient de préciser que le coût d'achat unitaire comprend également les tarifs de réseaux et les taxes/surcharges facturées à la centrale de stockage pour chaque MWh prélevé ainsi que les pertes sur le réseau fédéral 380/220/150 kV que l'ARP qui a la centrale de stockage dans son portefeuille d'équilibre doit compenser en nature. De manière analogue, le prix de revente unitaire net correspond au prix de revente moins les éventuels tarifs de réseau et les taxes/surcharges facturés à la centrale de stockage pour chaque MWh injecté.

110. Bien entendu, la présence d'une marge d'arbitrage positive n'est pas une condition suffisante pour rendre l'investissement rentable : pour ce faire, il convient encore de s'assurer que cette marge est suffisante pour couvrir les coûts fixes liés à l'investissement (amortissements, exploitation et maintenance) dans la centrale de stockage. A contrario, l'absence d'une marge positive est par contre une condition suffisante pour conclure que l'investissement à des seules fins d'arbitrage n'est pas rentable.

V.1.2 Arbitrage sur BELPEX DAM

111. Le marché BELPEX Day Ahead (DAM) est la bourse belge lancée en novembre 2006. Elle est actuellement couplée par les prix avec la France, l'Allemagne, l'Autriche, les Pays-Bas, l'Espagne, le Portugal, la Grande Bretagne, la Pologne, les pays baltes et le

marché nordique. 19,8 TWh y ont été négociés en 2014, ce qui correspond à un équivalent *baseload* de 2.260 MW durant l'année⁴⁹.

112. Les offres d'achat et de vente pour chaque heure d'un jour J sont introduites le matin du jour J-1 et les résultats sont connus le jour J-1 peu après midi. Les 24 prix horaires sont fixés sur base des offres marginales d'achat et de vente.

V.1.3 Arbitrage sur BELPEX CIM

113. Le marché BELPEX intraday continu (CIM) a été lancé en mars 2008. Il est actuellement couplé avec les Pays Bas, l'Allemagne, les pays baltes et le marché nordique en tenant compte de la capacité infra journalière transfrontalière disponible.

114. Les offres d'achat et de vente peuvent y être introduites jusqu'à 5 minutes avant le temps réel. Il suffit à l'acheteur de cliquer sur une offre de vente affichée dans le carnet d'ordres pour acheter la quantité d'énergie affichée au prix affiché. Inversement, il suffit au vendeur de cliquer sur une offre d'achat affichée dans le carnet d'ordres pour vendre la quantité d'énergie affichée au prix affiché. Ainsi, en fonction du moment où la transaction intervient, différents prix peuvent être constatés pour un même bloc d'énergie livré au cours d'une même heure.

115. Les volumes échangés sur BELPEX CIM ont augmenté de manière continue entre 2008 et 2014. Toutefois, le volume échangé sur BELPEX CIM en 2014 restait 25 fois inférieur au volume échangé sur BELPEX DAM : il ne représentait que 0,786 TWh, soit un équivalent *baseload* de 90 MW durant l'année⁵⁰.

V.1.4 Arbitrage sur les tarifs de déséquilibres publiés par ELIA

116. Un ARP (*Access Responsible Party*) est responsable de l'équilibre sur une base quart-horaire entre l'ensemble des injections et l'ensemble des prélèvements (y compris le hub et les importations-exportations) des utilisateurs du réseau pour lesquels il est responsable d'accès. L'ARP peut être producteur, grand consommateur, fournisseur d'électricité ou trader.

⁴⁹ = 19.800.000 MWh / 8.760 h

⁵⁰ = 786.000 MWh / 8.760 h

117. Lorsqu'ELIA constate un déséquilibre sur une base quart-horaire entre les injections mesurées, les importations et les achats, d'une part, et les prélèvements mesurés⁵¹, les exportations et les ventes, d'autre part, elle applique les tarifs de déséquilibre en vigueur au cours de ce quart d'heure. Ainsi, si l'ARP a prélevé plus d'énergie qu'il en a injectée dans ce quart d'heure, l'ARP a un déséquilibre négatif (un manque): l'ARP achète dès lors obligatoirement de l'électricité à ELIA au tarif de déséquilibre. Si un ARP présente un déséquilibre positif (un excédent), cet excédent est obligatoirement vendu à ELIA au tarif de déséquilibre.

118. Depuis 2012, le tarif de déséquilibre est calculé sur base du principe du *single marginal pricing* où en principe⁵² :

- i) les déséquilibres positif et négatif sont rémunérés/facturés au même prix ;
- ii) ce prix est égal au coût marginal du volume de réglage net activé par ELIA afin de conserver l'équilibre.

119. En 2013, ELIA a apporté certaines modifications au contrat ARP afin notamment de donner explicitement à l'ARP la possibilité de participer en temps réel à l'objectif global de maintien de l'équilibre de la zone de réglage belge en déviant de l'équilibre de son périmètre d'équilibre, dans la mesure où il préserve sa capacité à revenir, en temps réel et à tout moment, à l'équilibre.

120. L'ARP qui dispose d'une centrale de stockage dans son périmètre d'équilibre a la possibilité de la faire volontairement dévier de ses nominations communiquées en J-1 afin de générer un déséquilibre contraire à celui de la zone qui sera facturé/rémunéré au tarif de déséquilibre applicable au quart d'heure concerné. Cette possibilité représente une source additionnelle d'arbitrage.

121. La Figure 8 classe selon un ordre croissant les tarifs de déséquilibre et les prix BELPEX DAM observés au cours des quarts d'heure de l'année 2014. Il ressort de ce graphique que les tarifs de déséquilibres ont été plus volatils que les prix sur BELPEX DAM : des différentiels de prix plus importants y ont été observés plus souvent. Ceci laisse sous-entendre des marges d'arbitrage plus intéressantes que sur BELPEX DAM.

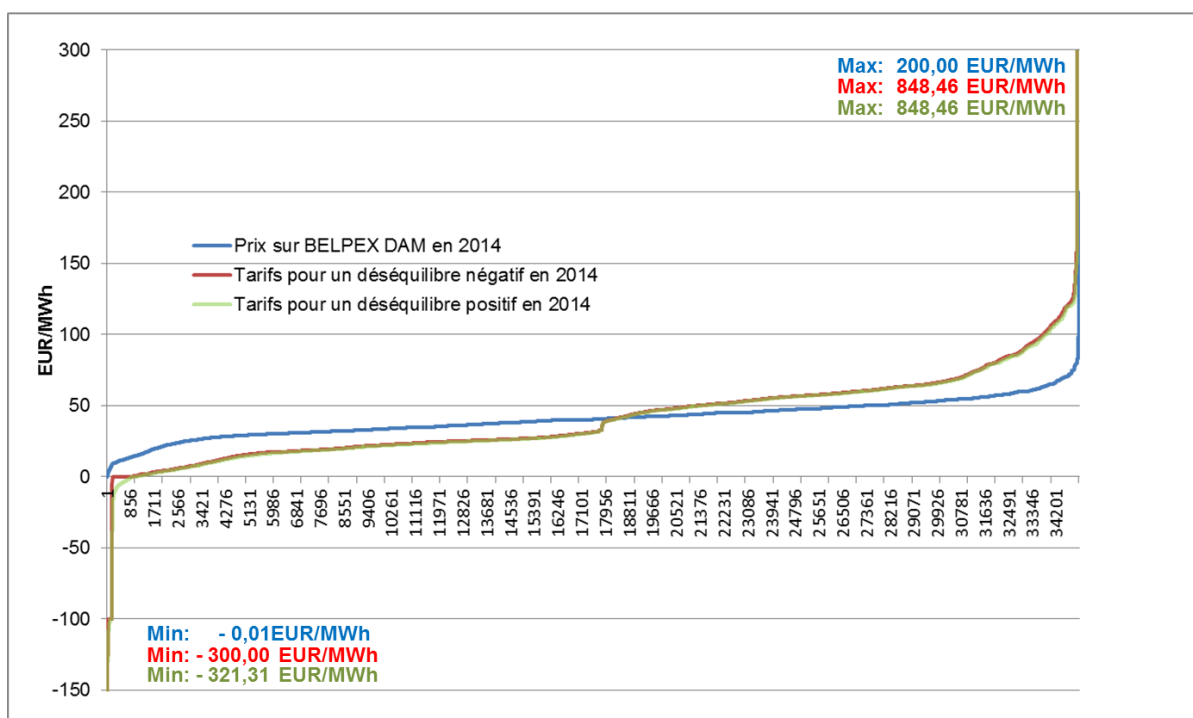
122. Toutefois, il convient de souligner qu'une fraction plus que significative des tarifs de déséquilibre les plus avantageux pour une centrale de stockage a été observée lorsque le

⁵¹ Y compris les pertes que l'ARP doit compenser en nature sur le réseau de transport fédéral 380/220/150kV et qui sont abordées à la section IV.2.3.

⁵² On vise ici la situation où aucun déséquilibre important n'est constaté.

volume de réglage activé par ELIA (NRV) n'est pas très important. Ainsi, et sous peine d'avoir un impact « trop négatif » sur la hauteur des tarifs de déséquilibre, il apparaît qu'une centrale de stockage ne peut profiter des tarifs de déséquilibre les plus avantageux que pour la fourniture d'un nombre de MW limité. Dans une même optique, il convient de noter que, au contraire des tarifs de déséquilibre, les prix sur BELPEX DAM sont fixés sur la base d'un « clearing ». Ce faisant, par rapport au BELPEX DAM, il est plus difficile d'exploiter les différentiels de prix sur les tarifs de déséquilibre.

Figure 8 : Monotone des tarifs de déséquilibre et du prix BELPEX DAM au cours des quarts d'heure de l'année 2014 (Source : CREG)



V.2 La fourniture de services auxiliaires à ELIA

V.2.1 Principe

123. Les services auxiliaires permettent au gestionnaire du réseau de transport, ELIA, de maintenir la fréquence et la tension et de gérer l'équilibre et les congestions grâce à un large éventail de moyens mis à sa disposition. Ces différents moyens peuvent être résumés comme suit :

- i) **la réserve primaire (R1)**⁵³: les appareils de réglage de certaines unités de production peuvent détecter automatiquement des variations de fréquence et, si nécessaire, adapter leur production dans un délai de 0 à 30 secondes. Il en va de même de certains clients consommateurs qui peuvent régler leur consommation sur la base des variations détectées. ELIA verse aux utilisateurs du réseau qui lui fournissent ce service une rémunération pour la mise à disposition de la réserve ;
- ii) **la réserve secondaire (R2)**⁵⁴ : cette réserve est activée automatiquement et en continu sur la base d'un signal transmis en temps réel par le centre de contrôle national d'ELIA. Elle intervient rapidement (de 30 secondes à 15 minutes) et restera active le temps nécessaire. ELIA verse deux types de rémunération aux utilisateurs du réseau qui lui fournissent ce service : une rémunération pour la mise à disposition de la réserve et une rémunération pour l'activation du service ;
- iii) **la réserve tertiaire (R3)**⁵⁵ : cette réserve est activée manuellement à la demande d'ELIA et permet de faire face à un déséquilibre important ou systématique de la zone de réglage et/ou de résoudre des problèmes de congestion. ELIA verse deux types de rémunération aux utilisateurs du réseau qui lui fournissent ce service : une rémunération pour la mise à disposition de la réserve et une rémunération en cas d'activation du service ;
- iv) **le service de black start**⁵⁶ : dans le cas d'un blackout, et afin de permettre la reconstruction du réseau, ELIA fait appel à certaines unités pouvant redémarrer sans que le réseau ne leur fournisse de l'électricité. Le fournisseur perçoit une rémunération fixe d'ELIA pour ce service, qu'il soit activé ou non;
- v) **le réglage de la tension**⁵⁷ : les producteurs dont les unités participent à ces services mettent à la disposition d'ELIA une bande de puissance réactive dédiée au contrôle de la tension. Le contrat de service indique deux tarifs : un pour la réservation de la bande, un pour l'activation hors-bande. ELIA paie la totalité de la bande souscrite au tarif de réservation, qu'elle en utilise une partie ou

⁵³ http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S1_F_RES_PRIMAIRE.pdf

⁵⁴ http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S2_F_RES_SECOND.pdf

⁵⁵ http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S3_F_RES_TERT_PROD.pdf

⁵⁶ http://www.elia.be/fr/produits-et-services/services-auxiliaires/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S7_F_BLACK_START.pdf

⁵⁷ http://www.elia.be/fr/produits-et-services/~media/files/Elia/Products-and-services/ProductSheets/S-Ondersteuning-net/S6_F_TENSION.pdf

l'intégralité. En cas d'activation au-delà des limites de la bande, ELIA paie chaque MVar⁵⁸ hors bande à un tarif différent ;

- vi) **l'achat d'énergie pour la compensation des pertes sur le réseau ≤ 70 kV⁵⁹** : ELIA achète chaque année des blocs baseload d'énergie annuels et trimestriels afin de couvrir les pertes d'énergie sur ses réseaux de tension ≤ 70 kV

La contractualisation des services auxiliaires s'effectue actuellement sur une base pluriannuelle (black start et réglage de la tension), annuelle (R3, achat d'énergie pour la compensation des pertes sur le réseau < 150 kV) et mensuelle (R1 et R2).

V.2.2 Besoins et prix actuels

124. La CREG reprend ci-dessous un aperçu des informations disponibles dans le domaine public en ce qui concerne tant les besoins en matière de services auxiliaires que les prix observés récemment.

125. Concernant les volumes de réserves contractés par ELIA, ceux-ci ont été relativement stables au cours des dernières années. A titre indicatif, les volumes de réserve contractés par ELIA pour l'année 2015 sont repris ci-dessous conjointement avec les ressources qui les fournissent⁶⁰:

- i) le volume de R1 s'élève à 83 MW. Il est contracté sous la forme de produits symétriques et asymétriques avec de la demande localisée en Belgique, des producteurs belges (cf. des unités nucléaires et des unités CCGT) ainsi que des producteurs et des consommateurs français;
- ii) le volume de R2 contracté par ELIA s'élève à 140 MW. Il est exclusivement contracté avec des producteurs belges et principalement fourni à partir d'unités CCGT ;
- iii) le volume de R3 contracté par ELIA s'élève à 661 MW. Il est contracté avec des producteurs belges et de la demande localisée en Belgique.

⁵⁸ MVar = Mega Volt Ampere Reactive

⁵⁹ D'un point de vue légal, l'achat d'énergie pour la compensation des pertes sur le réseau < 150 kV n'est pas considéré comme un service auxiliaire. Toutefois, et afin d'assurer une analyse exhaustive des activités qui pourraient être exercées par une centrale de stockage, cet achat d'énergie pour la compensation des pertes sur le réseau < 150 kV est analysé parmi les services auxiliaires dans le cadre de la présente étude.

⁶⁰ CREG, Décision (B)140626-CDC-1328 sur « *la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire pour 2015* », 26 juin 2014

Consultable sur : <http://www.creg.info/pdf/Decisions/B1328FR.pdf>

126. La réservation de la R1 et de la R2 a coûté en 2014 environ 86.000.000,00 EUR soit environ les trois quarts de l'enveloppe globale allouée par ELIA à la réservation des services auxiliaires nécessaires à l'équilibrage du réseau belge.

127. Il convient de souligner qu'entre 2010 et 2013, ELIA a rencontré de nombreuses difficultés pour obtenir suffisamment de volumes de R1 et R2 à un prix raisonnable. Ainsi, entre 2010 et 2013, et afin de garantir la sécurité du réseau à un coût raisonnable, les conditions de prix et la répartition d'une partie des volumes de R1 et/ou R2 ont été imposées annuellement à certains producteurs par le biais d'arrêtés ministériels et royal⁶¹. Le tableau ci-dessous reprend un aperçu de la rémunération fixée dans ces arrêtés ministériels et royal pour la mise à la disposition de la R1 et de la R2.

Tableau 9: Evolution des conditions de prix (en EUR/MW/h) qui sont imposées annuellement pour une partie des volumes de R1 et de R2 symétrique par des arrêtés ministériels et royaux (Source : Moniteur Belge)

	Période de fourniture	2010	2011	2012	2013
R1 + R2	les heures pleines hors weekend			27,1 EUR/MW/h	
	toutes les heures de la semaine			31,9 EUR/MW/h	45,0 EUR/MW/h
R2	les heures hors weekend	12,6 EUR/MW/h	15,1 EUR/MW/h		
	les heures du weekend	24,0 EUR/MW/h	34,3 EUR/MW/h		

128. Cette forte augmentation des coûts de réservation de la R1 et de la R2 était liée au fait, qu'historiquement en Belgique, ces réserves étaient presque exclusivement fournies par un nombre très limité de centrales CCGT situées sur le territoire belge. Bien qu'une diversification certaine ait pu être réalisée par ELIA en ouvrant progressivement la R1 à la participation d'unités de production situées à l'étranger et à la participation de sources alternatives dont la demande, ELIA dépend encore aujourd'hui fortement d'un nombre limité de centrales CCGT situées sur le territoire belge pour couvrir ses besoins en R1 et surtout en R2.

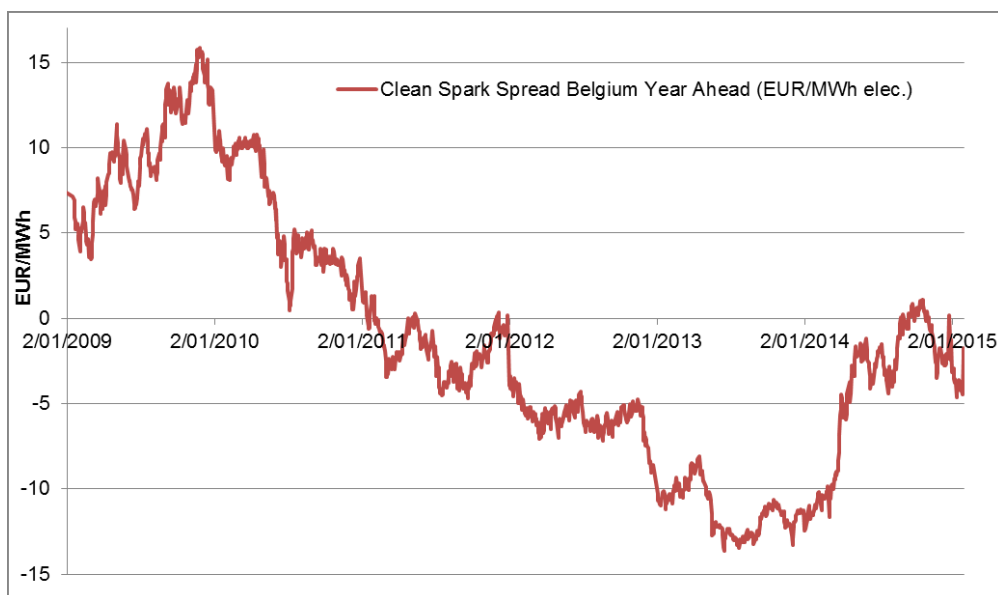
129. La fourniture de R1 et/ou de R2 impose le fonctionnement en continu de ces centrales CCGT, y compris à des heures où il serait économiquement pertinent de stopper ces centrales car leur coût moyen de production est supérieur au prix du marché - et la vente de l'électricité produite à ces heures par ces centrales CCGT engendre donc une perte pour

⁶¹ Arrêté ministériel du 24 décembre 2009 imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2010 et en 2011 du réglage secondaire par différents producteurs
 Arrêté ministériel du 23 décembre 2011 imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2012 du réglage primaire et du réglage secondaire par différents producteurs
 Arrêté royal du 18 décembre 2012 imposant des conditions de prix et de fourniture pour l'approvisionnement en 2013 du réglage primaire et du réglage secondaire par différents producteurs

leur exploitant -. Fort logiquement, les exploitants de ces centrales CCGT demandent un prix de réservation suffisamment élevé pour au minimum couvrir les pertes qu'ils pensent subir durant certaines heures du fait de leur participation à la R1 et/ou la R2.

130. Etant donné la dégradation continue du *Clean Spark Spread* (ci-après : CSS)⁶² entre 2010 et 2013, les exploitants de centrales CCGT estimaient que, en participant à la R1 et/ou la R2, ils subiraient des pertes plus élevées que celles supportées l'année précédente. Pour cette raison, les offres de prix remises par ces exploitants ont graduellement explosé entre 2010 et 2013.

Figure 10: Evolution du Clean Spark Spread Y+1 pour une centrale CCGT avec un rendement de 50% (Source : CREG)



131. Considérant que l'évolution des offres de prix de certains exploitants ne pouvaient toutefois être entièrement justifiée par l'évolution du CSS et que certains exploitants avaient décidé de ne plus remettre d'offres à ELIA, et afin d'assurer la sécurité du réseau à un coût raisonnable, le gouvernement fédéral a ainsi dû imposer à certains producteurs des conditions de prix pour la fourniture d'un volume déterminé de R1 et/ou de R2. Ainsi, l'augmentation des conditions de prix illustrée au Tableau 9 s'explique par la dégradation du CSS au cours de la même période illustrée à la Figure 10.

⁶² Le *Clean Spark Spread* (CSS) est la marge qu'une centrale à gaz dégage de la vente d'un MWh d'électricité après avoir payé le gaz et les quotas d'émission de CO₂ qu'elle consomme pour produire ce MWh d'électricité.

132. A partir du 1^{er} janvier 2014, à titre d'expérimentation et à la demande des producteurs, une partie du volume de R1 et de R2 a été contractée dans le cadre d'enchères mensuelles.

Les producteurs estimaient en effet que les enchères organisées sur une base annuelle pénalisaient le système, principalement pour deux raisons. Premièrement, les enchères annuelles se dérouleraient en mai-juin de l'année qui précède l'année de fourniture. Ces enchères étaient fort éloignées de la période pour laquelle les volumes réservés étaient offerts, ce qui induisait pour les fournisseurs un manque à gagner qui correspond à la « *time value* » de l'option. Ces enchères étaient également fort éloignées de la date de sélection définitive des offres par ELIA, ce qui générait des incertitudes supplémentaires sur les prix pour les fournisseurs dont des offres étaient retenues. Deuxièmement, ces enchères couvraient une période de réservation d'un an qui est pénalisante vu la disponibilité de 100% exigée pour les offres. Ces trois éléments avaient pour conséquence une augmentation du prix des offres de réservation.

A contrario, une période plus courte qu'un an et donc des enchères plus fréquentes, plus proches de la date de sélection et de la période où la réserve est fournie permettent aux fournisseurs de prendre mieux en compte la connaissance à plus court terme de la disponibilité des unités dans leur portefeuille, de diminuer l'incertitude sur les prix et l'impact de la « *time value* » de l'option. Ces éléments diminuent le risque des fournisseurs et ont un impact favorable sur les prix des offres.

Enfin, des enchères plus fréquentes facilitent l'entrée de nouveaux acteurs, ce qui a également un impact favorable sur les prix des offres.

133. Considérant que les résultats de l'expérimentation étaient positifs, la CREG a décidé sur proposition d'ELIA que, à partir du 1^{er} janvier 2015, l'entièreté des volumes de R1 et de R2 serait contractée dans le cadre d'enchères mensuelles.

134. Le Tableau ci-dessous reprend les résultats des enchères mensuelles intervenues depuis le 1^{er} janvier 2015. Bien que ce tableau ne reprenne des informations que pour les cinq premiers mois de l'année, il convient de noter que les conditions de prix sont sensiblement inférieures à celles imposées ces dernières années dans le cadre des arrêtés ministériels et royal précités. Ceci peut vraisemblablement s'expliquer par la diminution du risque supporté par les fournisseurs dans le cadre d'une enchère mensuelle par rapport à une enchère annuelle, par l'amélioration du CSS qui est observée depuis le début de l'année 2014 et enfin par l'augmentation de la concurrence pour la fourniture de ces services.

Tableau 11: Evolution des conditions de prix (en EUR/MW/h) résultant des enchères mensuelles pour l'entièreté des volumes de R1 et de R2⁶³ depuis le 1^{er} janvier 2015 (Source : ELIA⁶⁴)

Delivery Period	Reserve Type	Service Type	Total Contracted Volume [MW]	Average Price [€/Mw/h]
January 2015	R1	Symmetric200	83	36,3
February 2015	R1	Symmetric100	28	40,7
February 2015	R1	Symmetric200	32	25,6
February 2015	R1	Upward	23	5,6
February 2015	R1	Downward	23	11,8
March 2015	R1	Symmetric100	21	51,4
March 2015	R1	Symmetric200	41	22,6
March 2015	R1	Upward	21	5,8
March 2015	R1	Downward	23	15,6
April 2015	R1	Symmetric100	28	40,1
April 2015	R1	Symmetric200	33	29,0
April 2015	R1	Upward	22	4,9
April 2015	R1	Downward	22	11,4
May 2015	R1	Symmetric100	28	55,0
May 2015	R1	Symmetric200	32	26,6
May 2015	R1	Upward	23	4,2
May 2015	R1	Downward	23	10,5
January 2015	R2	Upward	140	11,6
January 2015	R2	Downward	140	11,6
February 2015	R2	Upward	140	9,0
February 2015	R2	Downward	140	9,0
March 2015	R2	Upward	140	12,5
March 2015	R2	Downward	140	12,5
April 2015	R2	Upward	140	9,4
April 2015	R2	Downward	140	9,4
May 2015	R2	Upward	140	11,6
May 2015	R2	Downward	140	11,6

135. La réservation⁶⁵ de la R3 a coûté en 2014 environ 21.000.000,00 EUR ce qui correspond à environ un sixième de l'enveloppe globale allouée par ELIA à la réservation des services auxiliaires nécessaires à l'équilibrage du réseau belge.

136. Le Tableau ci-dessous reprend les résultats des enchères annuelles relatives aux différents produits pour la fourniture de R3 au cours de l'année 2015.

⁶³ Un service « symmetric » implique un réglage tant à la hausse qu'à la baisse. Un réglage « Downward » implique un réglage uniquement à la baisse alors qu'un réglage « Upward » implique un réglage uniquement à la hausse.

⁶⁴ <http://www.elia.be/fr/fournisseurs-et-contractants/categories-d-achat/achats-d-energie/Ancillary-Services-Volumes-Prices>

⁶⁵ L'activation de la R3 fait l'objet d'une rémunération additionnelle.

Tableau 12: Conditions de prix (en EUR/MW/h) résultant des enchères annuelles pour l'entièreté des volumes de R3⁶⁶ au cours de l'année 2015 (Source : ELIA⁶⁷)

Delivery Period	Reserve Type	Service Type	Total Contracted Volume [MW]	Average Price [€/Mw/h]
year 2015	R3	R3-prod	340	4,66
year 2015		R3-DP	60	3,07
year 2015	ICH	ICH	261	1,41

V.2.3 Evolution future des besoins

137. ELIA a publié en 2013 une étude (i) estimant l'évolution des volumes de réserve nécessaires d'ici à 2018 et (ii) identifiant les ressources disponibles pour répondre à ce besoin⁶⁸.

138. ELIA anticipe une augmentation matérielle de ses besoins en R1, R2 et R3 d'ici à 2018. Comme visualisable dans le Tableau ci-après, la principale hausse concerne la R3 à la baisse (entre + 443 MW et + que 1.055 MW). Des hausses matérielles sont également anticipées pour la R2 (entre + 12 MW et + 160 MW) et la R3 à la hausse (entre – 42 MW et + que 580 MW). Une hausse plus modérée est anticipée pour la R1 (entre + 4 MW et + 19 MW).

Tableau 13: Evolution entre 2013 et 2018 des besoins en R2 (« FRRa ») et en R3 (« FRRm ») (Source : ELIA⁶⁹)

Scenario	FRRa [MW]	FRRm downward [MW]	FRRm upward [MW]
2013 reference	140	695	1120
2018: low reserve needs scenario	152	1138	1078
2018: high reserve needs scenario	192	1331	1321
Insufficient efforts & investments	Up to >300 MW	Up to >1750 MW	Up to >1700 MW

⁶⁶ R3-prod = R3 au départ d'unités de production raccordées au réseau de transport
R3-DP = R3 Dynamic Profile = R3 au départ de flexibilité localisée sur le réseau de distribution
ICH = R3 au départ de clients interruptibles raccordés au réseau de transport

⁶⁷ <http://www.elia.be/fr/fournisseurs-et-contractants/categories-d-achat/achats-d-energie/Ancillary-Services-Volumes-Prices>

⁶⁸ ELIA, Evolution of ancillary services needs to balance the Belgian control area towards 2018, mai 2013

Consultable sur: http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/~/_media/files/Elia/Grid-data/Balancing/Reserves-Study-2018.pdf

⁶⁹ Il convient de noter que les chiffres repris dans ce tableau pour la réserve tertiaire (FRRm) concernent aussi bien des volumes contractés par ELIA que des volumes non contractés par ELIA - qui lui sont fournis sous la forme de I/D bids -.

139. Les facteurs à l'origine de cette augmentation matérielle des besoins sont (i) l'augmentation de la production intermittente - éolienne et solaire - ainsi que (ii) la mise en service de la première interconnexion en courant continu dans le système électrique belge⁷⁰.

140. Concernant les ressources disponibles pour faire face à cette augmentation des besoins, ELIA insiste au sein de cette étude sur :

- i) la nécessité d'investir dans de nouvelles capacités de R1, R2 et R3 – surtout la R3 à la baisse⁷¹ ;
- ii) la nécessité de diversifier les sources de fourniture de services auxiliaires - et particulièrement de la R1 et R2 - afin de garantir la disponibilité des ressources nécessaires et un coût d'approvisionnement raisonnable⁷².

V.2.4 Evolution future des prix

141. L'augmentation des besoins en réserves exercera de manière certaine une **pression à la hausse** sur les prix de réservation de ces réserves.

142. Toutefois, l'évolution future des prix de réservation des réserves est plus incertaine que celle des besoins et mérite d'être nuancée.

143. Pour les raisons précitées, une dégradation du CSS ainsi que la mise hors service d'unités CCGT existantes exerceront également une pression à la hausse sur les prix de réservation de la R1 et la R2.

144. Dans cette optique, la poursuite du développement du renouvelable en Europe est un facteur qui exercera inévitablement une pression à la baisse sur le prix moyen de l'électricité observé sur les bourses : une plus grosse proportion de l'électricité sera en effet produite à

⁷⁰ La mise en service de deux interconnexions en courant continu d'une capacité de 1.000 MW chacune est prévue en 2018 : NEMO (Belgique-Grande Bretagne) et ALEGRO (Belgique-Allemagne).

⁷¹ Voir par exemple p.12 de l'étude : "In case of no investments in new FCR and FRRa capability, the margins for FCR and FRRa will reduce, leading to a non-sustainable situation, especially for the high reserve needs scenario." et p.45 de l'étude: "Significant investments in both upward and especially downward FRRm are required towards 2018 to cover the simulated reserve needs"

⁷² Voir par exemple p.16 de l'étude : "In addition to the reserve resources capacity (MW) question from a system capability point of view, it is important to look also at the diversification of the reserve resources able to deliver the different types of reserves. (...) The creation of a liquid reserves market requires that different types of reserve resources are able to deliver the same type of reserves. A highly concentrated reserves market, in which only one specific resource is able to deliver a certain type of reserves, leads to the risk that procurement costs for reserves are fully coupled to market evolutions (e.g. clean spark spread in case of procurement of FCR/FRRa on CCGT units) and that insufficient reserve capacity will be available in case of reduced profitability and according reduced availability or decommissioning of the reserve resources."

un coût marginal proche de zéro EUR/MWh. Toutes choses restant égales par ailleurs - notamment en ce qui concerne le prix du gaz et des quotas d'émission de CO₂ -, ce développement du renouvelable entraînera une dégradation additionnelle du CSS ainsi que la mise hors service d'unités CCGT existantes qui seront de moins en moins rentables.

145. Inversement, l'amélioration du CSS, le maintien dans le marché des unités CCGT existantes, la construction de nouvelles unités de production (OCGT⁷³ et dans certains cas les cogénérations et les éoliennes) ou de stockage pouvant fournir de la R1 et/ou de la R2, une participation additionnelle de la demande à la R1 (voir même à la R2 !) sont des éléments qui exerceront une **pression à la baisse** sur les prix de réservation de la R1 et la R2.

146. Ainsi, une diminution du prix du gaz sur les bourses, une augmentation du prix du charbon et des quotas d'émission de CO₂ sont des facteurs susceptibles d'améliorer le CSS et de maintenir dans le marché les unités CCGT existantes.

147. Concernant la mise en place d'un marché cross-border du balancing, on peut s'attendre à ce que cette mise en place entraîne une augmentation de l'offre qui exercera une pression à la baisse sur les prix d'activation⁷⁴ des réserves.

V.2.5 Contraintes particulières pour une centrale de stockage

148. En ce qui concerne la fourniture de services auxiliaires, une des principales différences entre une centrale de stockage et une unité thermique CCGT est liée au caractère limité de l'énergie qui peut être stockée/produite par la centrale de stockage.

149. Une première conséquence évidente est que la centrale de stockage considérée isolément ne pourra pas fournir seule l'énergie pour la compensation des pertes sur le réseau de tension ≤ 70 kV.

150. Une deuxième conséquence est que, afin de garantir une disponibilité permanente même en cas de déséquilibre prolongé de la zone belge dans un même sens, le dimensionnement de la quantité d'énergie qui peut y être stockée ainsi que le volume de réserves offert par son exploitant doivent être évalués avec une attention toute particulière.

⁷³ OCGT = *Open Cycle Gas Turbine*.

⁷⁴ Concernant les prix de réservation, l'échange de réserve – et non d'énergie – est conditionné à la réservation à long terme de capacité d'interconnexion pour les réserves, ce qui n'est a priori pas permis.

Si tel n'est pas le cas, l'exploitant de la centrale de stockage s'expose à de fortes pénalités en cas de déséquilibre prolongé de la zone belge dans un même sens.

Concernant la R1 et la R2, la participation aux réserves demande de prendre en compte le caractère potentiellement asymétrique des phénomènes.

D'une part, comme déjà mentionné précédemment, le cycle de charge-décharge d'une centrale de stockage est assorti d'un rendement qui introduit un déséquilibre entre l'énergie prélevée et l'énergie injectable qui en résulte. Pour un rendement de 90%, par exemple, il faut prélever environ 10% de plus que l'énergie qu'il est possible d'injecter.

D'autre part, le service à rendre (R1 ou R2) peut lui-même contenir sa propre asymétrie au niveau des énergies activées. Ainsi, en 2014, ELIA a activé pour le service de R2 276 GWh à la hausse (augmentation de l'injection ou diminution du prélèvement) alors qu'elle n'a activé que 259 GWh à la baisse (diminution de l'injection ou augmentation du prélèvement). Dans ce cas précis, l'asymétrie entre les volumes activés à la hausse et à la baisse vient renforcer l'effet d'asymétrie induit par le rendement de l'installation. De plus, une telle asymétrie, lorsqu'elle est présente de manière répétée pendant plusieurs jours d'affiliée, voit son effet encore renforcé et le besoin de compensation du déséquilibre de l'énergie stockée encore amplifié.

Sur la base de ces constatations, la CREG a réalisé des simulations reposant sur une méthodologie simplifiée afin de mettre en évidence la capacité des centrales de stockage de participer au service de R2. Il faut noter que les résultats des simulations présentées ci-après ne prennent en compte ni les OPEX et CAPEX liés à une centrale de stockage, ni les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés aux prélèvements/injections de cette centrale de stockage.

Dans un premier temps, la méthodologie adoptée repose sur les principes suivants :

- la capacité installée de la centrale de stockage est de 1 MW. L'énergie stockable de la centrale et le rendement du cycle de charge-décharge sont variables selon les cas envisagés ;
- la centrale est virtuellement scindée en quatre « sous-centrales ». Chaque sous-centrale se voit attribuer un quart de la capacité installée et un quart de l'énergie stockable. La journée est divisée en quatre périodes de 6 heures et chaque sous-centrale se voit associer une période de 6 heures pendant laquelle elle ne participe pas à la R2 mais rééquilibre son énergie stockée à un niveau prédéfini, en chargeant ou en déchargeant selon les besoins. Ainsi, la capacité installée est

utilisée à 75% pour participer au service de R2 et à 25% pour rééquilibrer l'énergie stockée dans la centrale ;

- la simulation est faite pour l'année 2014, de manière chronologique et non optimisée. Cela signifie que les quarts d'heures sont considérés de manière chronologique et que, pour chaque quart d'heure, la centrale participe à la R2 activée par le gestionnaire du réseau tant que le niveau de l'énergie stockée de la centrale lui permet de le faire ;
- la participation au service de R2 est rémunérée de deux manières : d'une part, le prix de réservation et, d'autre part, le prix d'activation. Le prix de réservation a été pris égal à 22 EUR/MW/h, proche du prix moyen de réservation de la R2 symétrique pendant les cinq premiers mois de 2015 (cf. 21,7 EUR/MW/h) précédemment illustré au Tableau 11. Le prix d'activation et les volumes activés par le gestionnaire du réseau par quart d'heure sont issus des données relatives à l'année 2014 publiées sur le site web d'ELIA ;
- le volume activé par le gestionnaire du réseau pour la centrale de stockage est égal au volume total de R2 net activé durant ce quart d'heure et ramené du volume de R2 réservé (140 MW) à 0,75 MW, capacité de la centrale participant au service de R2 ;
- le rééquilibrage de l'énergie stockée de la sous-centrale se fait par appel au marché, avec un volume uniforme pendant les six heures considérées pour la sous-centrale. L'énergie correspondante est valorisée au prix du BELPEX DAM, faute d'une autre référence de prix de marché intraday.

Des simulations ont été effectuées sur la base de cette méthodologie pour des rendements du cycle de charge-décharge respectivement égaux à 65%, 75% et 90%⁷⁵, et des montants d'énergie stockable de la centrale⁷⁶ respectivement égaux à 6 MWh, 9 MWh, 12 MWh et 18 MWh. Les résultats montrent qu'il n'est possible de satisfaire les activations de R2 du gestionnaire du réseau à chaque heure de l'année simulée qu'avec le volume stockable de 18 MWh. Cela signifie qu'il est nécessaire d'investir dans un rapport élevé puissance installée/énergie stockable pour pouvoir participer au service de R2 de la manière décrite, c'est à dire en réservant 25% de la capacité installée au rééquilibrage de l'énergie stockée de la centrale. Le Tableau 14 ci-dessous donne la marge brute qui résulte des simulations

⁷⁵ Le rendement de 65% correspond environ au rendement attendu pour les « atolls énergétiques en mer du Nord ». Le rendement de 75% correspond environ au rendement attendu pour l'extension du site de COO. Le rendement de 90% correspond environ à celui d'une batterie. Ces valeurs sont cohérentes avec celles présentées à la section III.1.

⁷⁶ Pour 1 MW de capacité installée.

pour ce volume d'énergie stockable. Cette marge brute correspond à la somme des revenus issus de la réservation, de l'activation de la R2 et du rééquilibrage de l'énergie stockée

Tableau 14 : Marge R2 brute (EUR/an) résultant de l'application de la première méthodologie pour une capacité installée de 1 MW et une énergie stockable de 18 MWh (Source : CREG)

Rendement du cycle	65%	75%	90%
Revenus de la réservation (0,75 MW) (EUR/MW/an)	144.540	144.540	144.540
Revenus d'activation (EUR/MW/an)	33.950	33.950	33.950
Revenus de rééquilibrage (EUR/MW/an)	-39.893	-27.273	-12.429
Marge R2 brute (EUR/MW/an)	138.597	151.217	166.061

Ce rapport de 1 à 18 entre la capacité installée et l'énergie stockable ne semble pas très réaliste, ni pour une centrale de pompage-turbinage en Belgique, ni pour une batterie. Cela nous a conduit à adopter une seconde méthodologie, qui constitue une adaptation de la première méthodologie de manière à permettre plus de souplesse.

Les principales évolutions sont les suivantes :

- la centrale n'est plus scindée en quatre sous-centrales, mais sa capacité installée est scindée en deux parties, une partie « PR2 » consacrée au service de R2 et l'autre partie dévolue au rééquilibrage de l'énergie stockée. La scission entre ces deux parties se fait sur la base d'un rapport fixe ;
- le processus de rééquilibrage de l'énergie stockée de la centrale n'est plus lié à une période de la journée mais est enclenché dès que le niveau d'énergie stockée s'écarte du niveau de référence prédéfini de plus d'un certain seuil « T » (exprimé en pourcents de l'énergie stockable) ; ce processus continue jusqu'à ce que l'énergie stockée soit ramenée à ce niveau de référence prédéfini.

Certains principes de la méthodologie de départ ont été maintenus :

- la capacité installée de la centrale de stockage est de 1 MW. L'énergie stockable de la centrale et le rendement du cycle de charge-décharge sont variables selon les cas envisagés ;
- la simulation est faite pour l'année 2014, de manière chronologique et non optimisée ;

- la participation au service de R2 est rémunérée de la même manière que dans la méthodologie de départ ;
- le volume activé par le gestionnaire du réseau pour la centrale de stockage est égal au volume total de R2 net activé durant ce quart d'heure et ramené du volume de R2 réservé (140 MW) à la partie de la capacité de la centrale participant au service de R2 ;
- le rééquilibrage de l'énergie de la centrale en cas de besoin se fait par appel au marché. L'énergie correspondante est valorisée au prix du BELPEX DAM, faute d'une autre référence de prix de marché intraday.

Des simulations ont été effectuées sur la base de cette nouvelle méthodologie pour des rendements du cycle de charge-décharge respectivement égaux à 65%, 75% et 90%⁷⁷, et des montants d'énergie stockable de la centrale⁷⁸ respectivement égaux à 4 MWh et 6 MWh. Diverses valeurs du seuil à partir duquel le processus de rééquilibrage de l'énergie stockée est enclenché ont également été simulées.

Les résultats des simulations montrent qu'avec cette nouvelle manière de procéder, il est possible de satisfaire les activations de R2 par le gestionnaire du réseau à chaque heure de l'année simulée. La dernière ligne du Tableau 15 ci-dessous reprend la marge brute dans le meilleur⁷⁹ cas de figure simulé pour chacune des combinaisons (rendement du cycle, énergie stockable). Cette marge brute correspond pour rappel à la somme des revenus issus de la réservation, de l'activation de la R2 et du rééquilibrage de l'énergie stockée. Pour chaque combinaison, le tableau reprend également la capacité installée utilisable pour le service de R2 (PR2) et le seuil d'enclenchement du processus de rééquilibrage de l'énergie stockée (T).

⁷⁷ Le rendement de 65% correspond environ au rendement attendu pour les « atolls énergétiques en mer du Nord ». Le rendement de 75% correspond environ au rendement attendu pour l'extension du site de COO. Le rendement de 90% correspond environ à celui d'une batterie. Ces valeurs sont cohérentes avec celles présentées à la section III.1.

⁷⁸ Pour 1 MW de capacité installée.

⁷⁹ C'est-à-dire celui dont le revenu total est le plus élevé, tout en permettant de répondre complètement à toutes les activations de R2 par le gestionnaire du réseau.

Tableau 15: Marge R2 brute (EUR/MW/an) résultant de l'application de la seconde méthodologie pour une capacité installée de 1 MW (Source : CREG)

Rendement du cycle	65%		75%		90%	
Energie stockable (MWh)	4	6	4	6	4	6
PR2 (MW)	0,50	0,55	0,55	0,60	0,55	0,60
T (% de l'énergie stockable)	20%	15%	10%	5%	30%	30%
Revenu de réservation (EUR/MW/an)	96.360	105.996	105.996	115.632	105.996	115.632
Revenu d'activation (EUR/MW/an)	37.148	40.862	40.862	44.577	40.862	44.577
Revenu du rééquilibrage (EUR/MW/an)	-30.203	-33.145	-25.682	-28.554	-12.241	-11.851
Marge R2 brute (EUR/MW/an)	103.305	113.713	121.176	131.655	134.618	148.358

Ces simulations montrent qu'en ajustant le mode de gestion de la centrale de stockage, il est possible de satisfaire les activations de R2 par le gestionnaire du réseau.

L'application de la première méthodologie a montré le besoin d'une valeur élevée du rapport énergie stockable / capacité installée pour obtenir une solution où l'activation de R2 est pleinement satisfaite avec une valeur relativement faible du rapport capacité utile pour la R2 / capacité installée. Ce mode d'exploitation est plus approprié aux technologies où les coûts d'investissement sont principalement fonction de la capacité installée – et moins de l'énergie stockable -.

L'application de la seconde méthodologie a montré l'importance de la réserve de capacité installée destinée à rééquilibrer l'énergie stockée. Ce mode d'exploitation convient nettement mieux à la plupart des technologies actuelles de batterie, où les coûts d'investissement sont tant fonction de la capacité installée que de l'énergie stockable. Ainsi, pour 1 MW de capacité installée dont environ la moitié est dévolue au rééquilibrage de l'énergie stockée, il est possible de satisfaire l'activation de la R2 par le gestionnaire du réseau pour des énergies stockables qui sont dans le rapport 4/1 ou 6/1 avec la capacité installée, ce qui correspond mieux à certains ordres de grandeur appliqués actuellement.

Nous soulignons que les méthodologies appliquées sont volontairement peu sophistiquées et il appartient au marché de les affiner pour vérifier dans quelle mesure, par une meilleure gestion, la marge brute peut encore être augmentée par rapport à celles résultant de ces simulations. Ces méthodologies plus sophistiquées pourraient également mieux prendre en

considération tant les progrès technologiques que les évolutions observées en matière de coûts en ce qui concerne certaines technologies de stockage (cf. batteries).

Enfin, faute de données de volumes activés rapidement exploitables, la participation des centrales de stockage au service de R1 symétrique, et notamment à la R1 symétrique 100 mHz, n'a pas été étudiée dans le cadre de cette étude. Comme précédemment illustré au Tableau 11, les prix de réservation actuellement pratiqués en Belgique pourraient cependant, pour peu que la technologie s'y prête et sous réserve de vérification, rendre attractive la participation des batteries à ce service.

151. Concernant toujours la R1 et la R2, il convient d'être attentif à deux contraintes particulières conditionnant la participation à ces services . La première contrainte est que la centrale doit fonctionner en permanence (soit en prélevant soit en injectant) pendant les heures où elle participe aux réglages automatiques. La seconde contrainte requiert que la puissance produite ou absorbée par une centrale puisse être réglée en continu dans sa plage de fonctionnement.

Concernant les centrales de pompage-turbinage, cette contrainte demande un design particulier. En pompage, elle doit pouvoir moduler sur une large partie de sa plage de puissance. En turbinage, la faisabilité économique est également fonction du minimum technique d'une turbine, car un minimum technique élevé d'une part diminue la plage de puissance utile pour les réglages automatiques et d'autre part oblige de produire à un point de fonctionnement moyen élevé, défavorable en termes d'utilisation de l'énergie stockée, et de rentabilité économique si la centrale n'est pas « in the money ».

152. Enfin, le produit du service de R3 production en Belgique impose que l'activation puisse être maintenue jusqu'à la fin de la journée en cours. Cela signifie que la durée d'activation peut aller jusqu'à 24 heures d'affilée. En termes d'énergie, cela signifie qu'un dispositif de stockage qui se porterait candidat à participer à la R3 production serait tenu de réserver, pour tout MW de participation au service, une énergie de 24 MWh d'injection en début de journée, énergie allant en diminuant au fur et à mesure que la journée avance. Cette exigence est bien sûr théorique et est fonction des besoins réels d'ELIA en matière de durée d'activation de la R3. En pratique, on peut supposer que les acteurs en fort déséquilibre chercheront à réduire leur déséquilibre en contractant sur le marché intraday, mais en théorie, rien ne permet d'exclure que le cas extrême mentionné puisse arriver. La participation à la R3 production demande donc de mettre en réserve une énergie importante. Etant donné les caractéristiques habituelles de la plupart des centrales de stockage participant aux services auxiliaires en matière de durée de décharge à puissance maximale,

cela réduit considérablement la puissance qui peut être offerte, et donc l'intérêt économique d'une telle participation.

V.3 Intégration de la centrale de stockage dans le portefeuille d'un ARP

153. Les développements qui précèdent sont partis de l'hypothèse que la centrale de stockage sera exploitée isolément face à différents marchés (BELPEX, tarifs de déséquilibre, marché des services auxiliaires).

154. On peut s'interroger sur l'impact que pourrait avoir sur la rentabilité de la centrale de stockage son intégration dans un portefeuille plus large.

155. La rentabilité de la centrale de stockage ne sera pas affectée par cette intégration si celle-ci reste optimisée afin de maximiser le profit qu'elle peut générer. L'identité de l'exploitant de la centrale de stockage n'a en effet pas d'impact sur les fondamentaux qui régissent les différents marchés (BELPEX, tarifs de déséquilibre, marché des services auxiliaires).

156. Toutefois, la volatilité de la rentabilité du portefeuille de l'ARP où sera intégrée la centrale de stockage pourrait être réduite.

157. En effet, selon la théorie financière du portefeuille, un investisseur peut réduire le risque de son portefeuille en y intégrant un nouvel actif dont le risque n'est pas, ou peu, positivement corrélé au risque de son portefeuille initial.

158. Ainsi, pour le marché de l'électricité, un ARP peut réduire le risque de son portefeuille qui contient des actifs susceptibles de générer du déséquilibre - comme par exemple de la production renouvelable - en y intégrant un actif qui est susceptible de corriger ce déséquilibre.

159. Une bonne illustration de ceci est par exemple le déséquilibre induit par de la production renouvelable qui est compensé par ELIA via l'activation de la ressource marginale que pourrait être la centrale de stockage. Dans ce cas de figure, et si on considère un déséquilibre négatif (injection insuffisante de la production renouvelable), les tarifs de déséquilibre facturés par ELIA à l'ARP pourraient ainsi être égaux aux revenus payés par ELIA à l'ARP pour l'activation de la centrale de stockage. L'impact du déséquilibre sur la rentabilité du portefeuille de l'ARP serait dans ce cas nul alors qu'elle aurait été probablement négative si l'ARP n'avait pas eu la centrale de stockage dans son portefeuille.

160. Il n'est cependant pas totalement exclu que l'intégration d'une centrale de stockage dans un portefeuille plus large puisse générer des bénéfices induits par des utilisations spécifiques difficiles à monétiser sur le marché. La valorisation de telles utilisations est cependant assez difficile à quantifier dans la mesure où il n'existe probablement pas de produit correspondant sur le marché.

VI. LES BARRIERES AU DEVELOPPEMENT DU STOCKAGE EN BELGIQUE

161. En premier lieu, la présente section aborde les barrières communes à toutes les technologies de stockage et qui sont spécifiques à la Belgique. Ensuite, la présente section aborde les barrières qui sont spécifiques à certaines technologies de stockage mais qui ne sont pas spécifiques à la Belgique.

VI.1 Barrières communes à toutes les technologies mais spécifiques à la Belgique

VI.1.1 D'importants tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage

162. Pour les centrales de stockage directement raccordées au réseau, le montant des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage représente une barrière importante à leur développement. La CREG souligne toutefois que pour les centrales de stockage directement raccordées à une unité de production ou à un consommateur cette problématique est sensiblement moins critique. Enfin, pour un auto-producteur, la CREG remarque que le montant des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés aux prélèvements/injections peut paradoxalement représenter un incitant à installer du stockage lorsque celui-ci atteint un niveau important.

VI.1.1.1 Centrales de stockage directement raccordées au réseau

163. En ce qui concerne les centrales de stockage directement raccordées au réseau, les montants des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés constituent des coûts supplémentaires qui peuvent être considérés comme des barrières à leur développement

dans la mesure où ils réduisent fortement les opportunités d'arbitrage et la marge qui peuvent être dégagées tant dans le cadre de l'activité d'arbitrage présentée à la section V.1. que dans le cadre de la fourniture de réserves au gestionnaire de réseau présentée à la section V.2.

164. Pour illustrer ce constat, la CREG a effectué deux différents types de simulation. Le premier type de simulation évalue la marge qui peut être réalisée dans le cadre de l'activité d'arbitrage. Le deuxième type de simulation évalue la marge qui peut être réalisée dans le cadre de la fourniture de réserve secondaire (R2) au gestionnaire de réseau. Ces deux différents types de simulation se basent sur un nombre d'hypothèses communes:

- les centrales analysées sont les deux types de centrale qui ont été introduits à la section IV.2.5 dans le cadre de leurs différentes configurations et localisations géographiques de raccordement au réseau, également introduites dans cette même section IV.2.5. Pour chaque type de centrale, ces configurations et localisations géographiques sont complétées par une configuration idéalisée - surlignée en jaune dans les Tableaux - où aucun coût n'aurait été facturé pour les prélèvements et les injections. Dans les Tableaux reprenant ci-après les résultats des simulations effectuées, les différentes configurations et localisations analysées ont été classées par ordre croissant en fonction des coûts variables imposés aux prélèvements ;
- le rendement de la batterie a été fixé à 90% et, tenant compte des configurations des deux grands projets de développement actuellement discutés en Belgique pour lesquels des différences sensibles sont annoncées en ce qui concerne le rendement, deux valeurs ont été retenues pour le rendement de la centrale de pompage-turbinage : 65% et 75%⁸⁰. Ces valeurs sont cohérentes avec celles présentées à la section III.1 ;
- les coûts variables imposés aux prélèvements et aux injections sont supposés être des variables exogènes et leurs montants sont ceux repris à la section IV.2.5⁸¹.

165. Concernant l'interprétation des résultats des différentes simulations, comme précédemment évoqué, nous soulignons que la présence d'une marge positive n'est pas

⁸⁰ Ces valeurs correspondent au rendement attendu pour les « atolls énergétiques » en mer du Nord (environ 65%) et pour l'extension du site de COO (environ 75%).

⁸¹ Les données reprises à la section IV.2.5 reposent pour rappel sur l'hypothèse d'un prélèvement annuel de 1.000.000 MWh/an pour la centrale de pompage/turbinage et 1.000 MWh/an pour la batterie.

une condition suffisante pour rendre l'investissement rentable : pour ce faire, il convient encore de s'assurer que cette marge est suffisante pour couvrir les coûts fixes liés à l'investissement (amortissements, exploitation et maintenance) dans la centrale de stockage. Toutefois, l'absence d'une marge positive est par contre une condition suffisante pour conclure que l'investissement n'est manifestement pas rentable pour l'activité en question dans le cadre de la configuration retenue.

Nous soulignons également que la colonne « Nombre d'heures de prélèvement » des Tableaux ci-après est un indicateur théorique représentant le nombre d'heures sur une année pendant lesquelles la centrale aurait dû prélever de l'électricité sur le réseau à pleine puissance pour stocker la quantité d'énergie résultant des simulations. Concernant l'activité d'arbitrage, à coûts (variables et fixes) identiques, ce sont uniquement les différences en matière de rendement de la centrale de stockage qui expliquent les différences observées en ce qui concerne le « nombre d'heures de prélèvement ». Concernant la fourniture de R2, ce sont uniquement les différences en matière de rendement de la centrale de stockage qui expliquent les différences observées en ce qui concerne le « nombre d'heures de prélèvement » - qui est dans ce cas indépendant du niveau des coûts (variables et fixes) -. La comparaison du « Nombre d'heures de prélèvement » repris, d'une part, dans les Tableaux relatifs à l'activité d'arbitrage et, d'autre part, dans les Tableaux relatifs à la fourniture de R2 doit être effectuée avec une extrême prudence dans la mesure où le mode d'exploitation, qui est fort différent dans le cadre de ces deux activités, ne peut être pleinement illustré au moyen de ce seul indicateur.

166. Le Tableau 16 ci-après illustre les résultats des simulations effectuées pour évaluer la marge qui peut être réalisée dans le cadre de l'activité d'arbitrage. Il convient de souligner que ces résultats reposent sur les hypothèses additionnelles suivantes:

- toute la capacité de la centrale de stockage est uniquement optimisée sur la base des prix horaires observés sur BELPEX DAM au cours de l'année 2014⁸² ;
- l'opérateur est « *price taker* », c'est à dire qu'il est supposé que les achats/ventes effectués sur BELPEX DAM par la centrale de stockage n'auraient pas influencé le niveau des prix sur BELPEX DAM⁸³ ;

⁸² En réalité, et sans que cela soit de nature à modifier le constat que les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations réduisent fortement les opportunités et la marge qui peuvent être dégagés dans le cadre de l'activité d'arbitrage, nous soulignons que l'activité d'arbitrage aurait certainement pu générer une marge d'arbitrage sensiblement plus importante sur les tarifs de déséquilibre publiés par ELIA qui, comme illustré à la section V.1.4, ont été plus volatils que les prix sur BELPEX DAM. Toutefois, comme expliqué à cette même section, nous rappelons que ces centrales de stockage n'auraient pu bénéficier des tarifs de déséquilibre les plus avantageux que pour la fourniture d'un nombre de MW limité.

- l'opérateur de la centrale de stockage connaît avec certitude les heures auxquelles le prix le plus bas et le prix le plus élevé sont observés ⁸⁴;
- la centrale de pompage-turbinage est composée de 5 turbopompes d'une capacité individuelle de 100 MW. Elle est exploitée en tenant compte d'un fonctionnement en tout ou rien de chaque pompe et d'un minimum technique de chaque turbine.

La colonne « Nombre d'heures de prélèvement » du Tableau 16 ci-après illustre que l'activité des centrales de stockage diminue au fur et à mesure que les coûts variables imposés au prélèvement – et à l'injection – augmentent. Dans le cadre d'un raccordement au réseau basse tension d'un gestionnaire de réseau de distribution, l'activité de la centrale de stockage aurait pour ainsi dire été nulle (cf. respectivement une et deux heures d'activité sur l'année). Cette colonne illustre clairement comment le montant des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage, lorsqu'il augmente, réduit fortement les opportunités d'arbitrage exploitables par une centrale de stockage.

Abstraction faite des batteries raccordées au réseau de distribution, il ressort également de ce Tableau 16 que les coûts variables et fixes qui sont actuellement facturés à l'injection et au prélèvement représentent entre 92% (pour la centrale de pompage turbinage raccordée au GRT en Wallonie) et 252% (pour la batterie raccordée au GRT en Wallonie) de la marge brute qui peut être générée par une centrale de stockage dans le cadre de l'activité d'arbitrage.

167. Toujours concernant ce Tableau 16, en dehors des configurations idéalisées qui sont surlignées en jaune et où une marge d'arbitrage nette positive peut toujours être dégagée,

⁸³ En réalité, et sans que cela soit de nature à modifier le constat que les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations réduisent fortement les opportunités et la marge qui peuvent être dégagés dans le cadre de l'activité d'arbitrage, les prix sur BELPEX DAM auraient augmenté aux heures concernées par l'achat alors que le prix sur BELPEX DAM aurait diminué aux heures concernées par la vente. A titre indicatif, les analyses de résilience du marché menées par BELPEX concluent que si 500 MW supplémentaires avaient été offerts pendant l'ensemble des heures de 2013, le prix moyen en 2013 aurait baissé d'environ 2,3 EUR/MWh. Dans l'autre sens, si 500 MW supplémentaires avaient été achetés pendant l'ensemble des heures de 2013, le prix moyen en 2013 aurait augmenté d'environ 2,9 EUR/MWh. Cette augmentation additionnelle des prix aux heures où l'achat prenait place, combinée à la diminution additionnelle des prix aux heures où la vente prenait place, aurait réduit la marge d'arbitrage pouvant être réalisée sur BELPEX DAM.

⁸⁴ En réalité, et sans que cela soit de nature à modifier le constat que les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations réduisent fortement les opportunités et la marge qui peuvent être dégagés dans le cadre de l'activité d'arbitrage, l'opérateur ne les connaît pas avec certitude : celles-ci peuvent varier d'un jour à l'autre. Bien que cette incertitude peut en partie être levée en utilisant les blocs intelligents (liés/exclusifs) disponibles sur BELPEX DAM depuis février 2014, certaines différences entre les prévisions de prix ex-ante sur base desquelles l'opérateur introduit ses offres d'achat/vente et les prix réellement observés ex-post peuvent réduire la marge d'arbitrage pouvant être réalisée sur BELPEX DAM.

nous constatons que seule la centrale de pompage-turbinage avec un rendement de 75% localisée en Wallonie peut actuellement dégager une marge d'arbitrage nette positive.

168. Le Tableau 17 ci-après illustre les résultats des simulations effectuées pour évaluer la marge qui peut être réalisée dans le cadre de la fourniture de réserve secondaire (R2) au gestionnaire de réseau. Les marges brutes simulées sont celles précédemment présentées au Tableau 15 et sont basées sur les hypothèses additionnelles présentées à la section V.2.5 pour ladite deuxième méthodologie.

169. Au contraire des résultats présentés au Tableau 16 pour l'activité d'arbitrage, le Tableau 17 montre que, dans le cadre de la fourniture de R2, l'activité de la centrale de stockage n'est pas influencée par le niveau des coûts variables imposés au prélèvement – et à l'injection –. En effet, l'indicateur théorique « nombre d'heures de prélèvement » est uniquement fonction des signaux envoyés par ELIA et du rendement de la centrale de stockage. Ainsi, à l'opposé de ce qui est observé dans le cadre de l'activité d'arbitrage, au plus le rendement de la centrale de stockage est faible, au plus l'indicateur théorique « nombre d'heures de prélèvement » sera élevé dans le cadre de la fourniture de R2 car, étant donné les pertes plus importantes, la centrale de stockage devra plus souvent prélever de l'électricité dans le seul but de se rééquilibrer.

Bien qu'ils n'influencent pas le « nombre d'heures de prélèvement », le montant des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage affectent toujours négativement la marge nette réalisable dans le cadre de la fourniture de R2.

170. Abstraction faite des batteries raccordées au réseau de distribution, il ressort de ce Tableau 17 que les marges dégagées dans le cadre de la fourniture de R2 sont significativement supérieures à celles dégagées dans le cadre de l'activité d'arbitrage qui ont été illustrées dans le Tableau 16.

Abstraction faite des batteries raccordées au réseau de distribution, il ressort également de ce Tableau 17 que les coûts variables et fixes qui sont actuellement facturés à l'injection et au prélèvement représentent entre 16% (pour la centrale de pompage turbinage avec un rendement de 75% raccordée au GRT en Wallonie) et 45% (pour la batterie raccordée au GRT en Wallonie) de la marge brute qui peut être générée par une centrale de stockage dans le cadre de la fourniture de R2.

Tableau 16: Marge d'arbitrage réalisable par deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau (Source: CREG)

Hypothèses posées pour la simulation					Résultats de la simulation "activité arbitrage"				
Type de centrale de stockage	Conditions spécifiques	Coûts variables prélevements (EUR/MWh)	Coûts variables injections (EUR/MWh)	Coûts fixes annuels (EUR/an)	Nombre d'heures de prélevement (h/an)	Marge d'arbitrage brute (EUR/MW/an)	Coûts variables injections et prélevements (EUR/MW/an)	Coûts fixes annuels (EUR/MW/an)	Marge d'arbitrage nette (EUR/MW/an)
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.199	23.012	0	0	23.012
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	7.143.350	1.672	22.087	-6.107	-14.287	1.694
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	7.143.350	1.381	20.749	-8.011	-14.287	-1.549
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.607	13.658	0	0	13.658
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	7.143.350	1.135	13.037	-4.041	-14.287	-5.290
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	7.143.350	921	12.165	-5.258	-14.287	-7.380
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.929	40.431	0	0	40.431
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT RBC	12,60	0,91	13.281	1.254	29.772	-16.833	-13.281	-342
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Flandre	25,56	0,91	13.281	427	14.517	-10.534	-13.281	-9.299
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Wallonie	31,81	0,91	13.281	187	7.707	-6.112	-13.281	-11.687
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD BT RBC	94,30	0,00	13	2	280	-210	-13	58
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD BT Wallonie	118,00	2,24	27	1	167	-133	-27	6
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD BT Flandre	141,37	6,51	9	1	167	-164	-9	-6

Tableau 17: Marge réalisable par deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau avec la fourniture de R2 (Source: CREG)⁸⁵

Hypothèses posées pour la simulation					Résultats de la simulation "activité fourniture R2"				
Type de centrale de stockage	Conditions spécifiques	Coûts variables prélèvements (EUR/MWh)	Coûts variables injections (EUR/MWh)	Coûts fixes annuels (EUR/an)	Nombre d'heures de prélèvement (h/an)	Marge R2 brute (EUR/MW/an)	Coûts variables injections et prélèvements (EUR/MW/an)	Coûts fixes annuels (EUR/MW/an)	Marge R2 nette (EUR/MW/an)
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.896	131.655	0	0	131.655
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	7.143.350	1.896	131.655	-6.925	-14.287	110.443
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	7.143.350	1.896	131.655	-11.002	-14.287	106.367
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.034	113.713	0	0	113.713
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	7.143.350	2.034	113.713	-7.244	-14.287	92.182
Pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	7.143.350	2.034	113.713	-11.617	-14.287	87.809
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.635	148.358	0	0	148.358
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT RBC	12,60	0,91	13.281	1.635	148.358	-21.940	-13.281	113.137
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Flandre	25,56	0,91	13.281	1.635	148.358	-43.130	-13.281	91.947
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Wallonie	31,81	0,91	13.281	1.635	148.358	-53.348	-13.281	81.728
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD BT RBC	94,30	0,00	13	1.635	148.358	-154.181	-13	-5.835
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD BT Wallonie	118,00	2,24	27	1.635	148.358	-196.226	-27	-47.895
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD BT Flandre	141,37	6,51	9	1.635	148.358	-240.719	-9	-92.371

⁸⁵ Nous rappelons que la colonne « Nombre d'heures de prélèvement » est un indicateur théorique représentant le nombre d'heures sur une année pendant lesquelles la centrale aurait dû prélever de l'électricité sur le réseau à pleine puissance pour stocker la quantité d'énergie résultant des simulations.

VI.1.1.2 Centrales de stockage raccordées à une unité de production

171. Il convient de souligner que la problématique des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés aux centrales de stockage est sensiblement moins critique pour les centrales de stockage directement raccordées à une unité de production. Une telle configuration est bien entendu envisageable peu importe le type d'unité de production mais est surtout intéressante pour les unités dont la production n'est pas la résultante d'un signal de prix, telles que les unités de production renouvelable - éolienne ou photovoltaïque - ou les unités de cogénération lorsque le fonctionnement de celles-ci donne la priorité aux besoins en chaleur.

En effet, à supposer que l'unité de stockage prélève son électricité directement sur l'unité de production - et donc pas sur le réseau -, aucun coût variable ne lui sera imposé pour ses prélèvements⁸⁶. A ce propos, il convient de souligner que, dans les trois régions du pays, les unités de stockage qui sont directement raccordées à une unité de production renouvelable ou à une cogénération de qualité sont actuellement déjà exemptées de l'obligation de présenter des certificats verts et - uniquement en Flandre - de cogénération pour couvrir leurs prélèvements sur l'unité de production renouvelable ou la cogénération de qualité. En RBC et en Flandre, cette exonération vaut également pour les unités de stockage qui sont directement raccordées à une unité de production autre qu'une unité de production renouvelable ou une cogénération de qualité.

Considérant que les éventuels coûts fixes annuels (cf. souscription de puissance) et les éventuels coûts variables liés à l'injection auraient en l'absence de l'unité de stockage de toute manière été facturés à l'opérateur de l'unité de production, il est également raisonnable de partir de l'hypothèse que cette configuration permet à la centrale de stockage de ne supporter aucun coût fixe annuel et aucun coût variable lié à l'injection.

⁸⁶ Il convient de souligner qu'actuellement une partie des tarifs de transport est fonction de l'énergie brute limitée qui s'élève à l'intégrale sur la période de temps considérée de la puissance brute limitée prélevée au point d'accès considéré. La puissance brute limitée prélevée s'élève à la différence, pour autant que positive, entre la puissance prélevée par la charge raccordée au point d'accès et la puissance injectée par la production locale associée à ce point d'accès - NB : qui n'est mesurée que pour autant que la capacité de l'unité de production est supérieure à 1 MW - pour la partie de la puissance injectée par cette production locale qui est inférieure ou égale à 25 MW. *Stricto sensu*, le raccordement direct à une unité de production ne permet donc actuellement pas toujours d'éviter tous les tarifs de transport. Toutefois, considérant que les tarifs de transport qui seront facturés à partir du 1^{er} janvier 2016 devraient normalement être uniquement fonction de l'énergie nette prélevée et injectée, l'hypothèse posée pour la présente simulation, suivant laquelle la centrale de stockage pourrait dans cette configuration éviter tous les tarifs de transport, est raisonnable.

Bien entendu, le revers de ces coûts variables nuls réside dans le fait qu'une contrainte additionnelle à l'exploitation de la centrale de stockage est posée. En cas de raccordement direct à une production photovoltaïque, la centrale de stockage ne pourrait ainsi se charger que lorsque le soleil brille. En cas de raccordement direct à une production éolienne, la centrale de stockage ne pourrait ainsi se charger que lorsque le vent souffle. En cas de raccordement direct à une cogénération, la centrale de stockage ne pourrait ainsi se charger que lorsque l'utilisateur a besoin de chaleur. Bien entendu, aucune contrainte n'est imposée en ce qui concerne la décharge de la centrale de stockage et ses injections sur le réseau : celles-ci peuvent toujours être réalisées au moment qui permet de dégager la marge d'arbitrage la plus importante.

172. Le Tableau 18 repris ci-après est élaboré sur la base de la même méthodologie que les simulations précédemment effectuées pour l'activité d'arbitrage qui ont été illustrées au Tableau 16 tout en insérant une série de contraintes en ce qui concerne les heures où la centrale de stockage (dans ce cas une batterie) peut se charger en prélevant de l'électricité directement sur l'unité de production.

Une première contrainte, spécifique à un raccordement direct à une production photovoltaïque, est liée à la présence de soleil. Nous posons ici l'hypothèse que la centrale de stockage ne pouvait se charger que les heures où la production photovoltaïque mesurée par ELIA dépassait 25 MW sur toute la Belgique.

Une deuxième contrainte, spécifique à un raccordement direct à une production éolienne, est liée à la présence de vent. Nous posons ici l'hypothèse que la centrale de stockage ne pouvait se charger que les heures où la production éolienne mesurée par ELIA dépassait différents niveaux de production sur toute la Belgique : 25, 150, 300 et 450 MW.

En comparaison avec les lignes du Tableau 16 relatives à la situation actuelle, et malgré l'application des contraintes précitées, il ressort de ce Tableau 18 qu'une batterie qui aurait prélevé son électricité directement sur une unité de production éolienne ou photovoltaïque aurait pu générer une marge d'arbitrage nettement supérieure à celle qu'une centrale de stockage aurait pu réaliser en prélevant directement son électricité sur le réseau.

Le Tableau 18 indique également qu'une centrale de stockage raccordée directement à une production éolienne générerait une marge d'arbitrage supérieure à une centrale de stockage équivalente raccordée à une production photovoltaïque.

Considérant que la capacité installée éolienne et photovoltaïque devrait encore progresser dans les prochaines années, on peut raisonnablement s'attendre à ce que ce

développement pousse les prix sur BELPEX vers le bas au moment où ces capacités produisent de l'électricité. Ce faisant, on peut tout autant raisonnablement penser que l'attractivité du raccordement en direct d'une centrale de stockage sur une unité de production renouvelable pourrait encore augmenter au cours des prochaines années car ils bénéficieront d'un prix d'achat plus avantageux que ceux actuellement observés.

Tableau 18: Marge d'arbitrage réalisable par une batterie raccordée à une production éolienne ou photovoltaïque (Source : CREG)

Hypothèses posées pour la simulation				Résultats de la simulation "activité arbitrage"					
Type de centrale de stockage	Conditions spécifiques	Coûts variables prélevements (EUR/MWh)	Coûts variables injections (EUR/MWh)	Coûts fixes annuels (EUR/an)	Nombre d'heures de prélèvement (h/an)	Marge d'arbitrage brute (EUR/MW/an)	Coûts variables injections et prélevements (EUR/MW/an)	Coûts fixes annuels (EUR/MW/an)	Marge d'arbitrage nette (EUR/MW/an)
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation idéalisée - Coûts nuls - Charge possible tout le temps	0,00	0,00	0	2.929	40.431	0	0	40.431
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Batterie couplée à de la production PV - Charge possible quand prod.PV belge > 25 MW	0,00	0,00	0	1.594	15.954	0	0	15.954
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Batterie couplée à de la production éolienne - Charge possible quand prod.éolienne belge > 25 MW	0,00	0,00	0	2.815	39.274	0	0	39.274
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Batterie couplée à de la production éolienne - Charge possible quand prod.éolienne belge > 150 MW	0,00	0,00	0	2.267	32.704	0	0	32.704
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Batterie couplée à de la production éolienne - Charge possible quand prod.éolienne belge > 300 MW	0,00	0,00	0	1.780	26.403	0	0	26.403
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Batterie couplée à de la production éolienne - Charge possible quand prod.éolienne belge > 450 MW	0,00	0,00	0	1.412	21.643	0	0	21.643

VI.1.1.3 Centrales de stockage raccordées à un consommateur

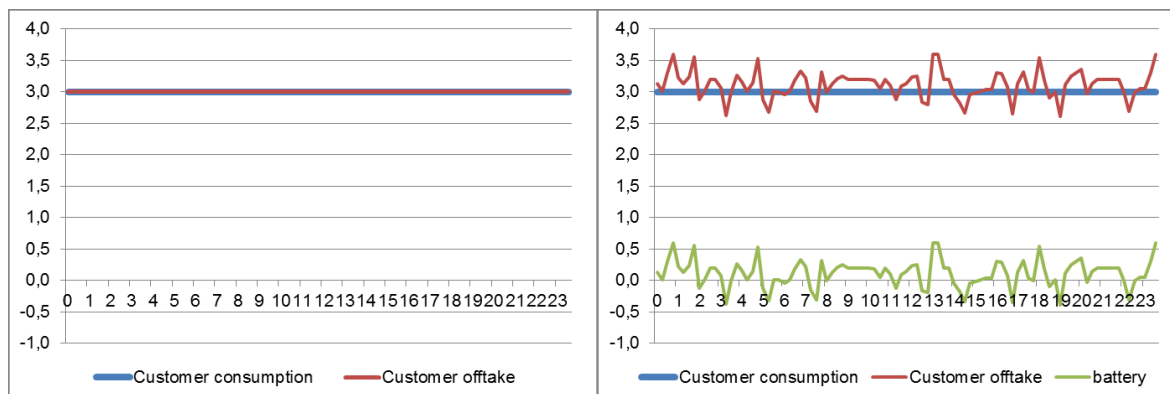
173. Il convient de souligner que la problématique des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés aux centrales de stockage est sensiblement moins critique pour les centrales de stockage directement raccordées derrière le compteur (de prélèvement) d'un consommateur disposant d'une consommation suffisante, c'est-à-dire supérieure à la puissance maximum de décharge de la batterie. De cette manière, les prélèvements de ce consommateur sont les mêmes, mais corrigés par le signal R2 ou l'arbitrage. Globalement, la solution avec site de consommation et batterie séparés est caractérisée par un prélèvement égal à la somme de la consommation du site et de celle de la batterie (charge), et par une injection égale à l'injection de la batterie (décharge). La solution avec la batterie derrière le compteur du consommateur (« *behind the meter* ») est caractérisée par une consommation égale à la somme de la consommation du site et du bilan énergétique du fonctionnement de la batterie, c'est-à-dire la différence entre l'énergie prélevée lorsque la batterie charge et l'énergie injectée lorsque la batterie décharge.

174. Un simple exemple peut illustrer le principe. Supposons un consommateur avec une consommation baseload de 3 MW. Sans batterie « *behind the meter* », la consommation est égale au prélèvement de profil baseload (figure de gauche ci-dessous). Si une batterie de 1 MW qui fournit 0,5 MW de R2 est ajoutée, la consommation du client reste 3 MW avec un profil baseload. Par contre, le prélèvement peut varier entre 2 et 4 MW, selon les besoins de R2 et les besoins de rééquilibrage (figure de droite ci-dessous).

A supposer que le signal de R2 est parfaitement symétrique, seule l'énergie qui est perdue par l'effet du rendement doit être prélevée en plus. Ainsi, pour une batterie avec un rendement de 90% et par rapport à un raccordement en direct au réseau, cette configuration permet de diviser les coûts variables liés au prélèvement par environ un facteur 10 et d'annuler totalement les coûts variables liés à l'injection.

Il convient par ailleurs de noter qu'en cas de consommation baseload, la puissance maximale de prélèvement augmente d'un montant égal à la capacité de la batterie.

Figure 19: Illustration de l'impact d'une batterie directement raccordée à un consommateur (Source : CREG)



VI.1.1.4 Centrales de stockage raccordées à un auto producteur

175. Alors que comme illustré ci-avant les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations peuvent être considérés comme une barrière au développement du stockage directement raccordé au réseau dans la mesure où ils réduisent fortement les opportunités et la marge d'arbitrage qui peuvent être dégagés, il convient toutefois de souligner que ceux-ci peuvent paradoxalement, lorsqu'ils atteignent des niveaux particulièrement importants, devenir un incitant à installer du stockage.

176. Comme précédemment développé, abstraction faite du cas de la centrale de pompage-turbinage en Wallonie qui bénéficie d'un cadre spécifique en ce qui concerne les quotas de certificats verts, l'activité de stockage se voit normalement appliquer l'ensemble des dispositions légales et réglementaires propres à la consommation et à la production d'électricité. Ce faisant, les coûts variables de prélèvement et d'injection illustrés dans le Tableau 7 correspondent également à ceux facturés à un utilisateur du réseau qui prélèverait sur le réseau une quantité d'électricité équivalente et qui, depuis le même site, injecterait sur le réseau d'une manière asynchrone une quantité d'électricité équivalente - comme cela peut être le cas lorsque la production locale est de type éolienne ou photovoltaïque -.

177. A volume de prélèvement annuel et niveau de raccordement équivalent, cet utilisateur du réseau se verrait facturer pour sa consommation asynchrone le coût variable de prélèvement repris dans le Tableau 7 et se verrait facturer pour sa production asynchrone le coût variable d'injection repris dans le Tableau 7.

178. A supposer que cet utilisateur était connecté au réseau basse tension du GRD flamand et abstraction fait de toute composante *commodity*, il supporterait ainsi un coût de

141 EUR pour chaque MWh prélevé sur le réseau et 6,5 EUR pour chaque MWh injecté sur le réseau⁸⁷.

179. Pour cet utilisateur du réseau, l'installation sur son site d'une batterie qui équilibrerait la consommation et la production lui permettrait d'éviter tout prélèvement et injection sur ce réseau et donc les importants coûts précités. Dans ce cas de figure, l'exploitation de la batterie n'est pas déterminée en fonction des prix sur le marché de l'électricité (cf. BELPEX ou les tarifs de déséquilibre) mais exclusivement en fonction du niveau de la consommation et de la production sur le site où elle est localisée. Dans le cas où la production est supérieure à la consommation sur le site, la batterie se charge. Lorsque la consommation est inférieure à la consommation sur le site, la batterie se décharge.

180. Bien qu'il ne s'agit pas d'un arbitrage sur le marché de l'électricité, ceci reviendrait conceptuellement à considérer que la batterie dégage une marge d'arbitrage en achetant l'électricité au coût variable d'injection évité, soit -6,5 EUR/MWh dans notre exemple, et en revendant son électricité au coût variable de prélèvement évité, soit 141 EUR/MWh dans notre exemple. A supposer que la batterie a une efficacité de 90%, la marge d'arbitrage pouvant ainsi être dégagée est de 133 EUR/MWh⁸⁸.

181. En comparaison aux marges d'arbitrage qui pouvaient être réalisées en 2014 sur les prix de BELPEX DAM ou même sur les tarifs de déséquilibres illustrés à la Figure 8, cette marge de 133 EUR/MWh est d'un ordre de grandeur en moyenne sensiblement plus important. En effet, à supposer un cycle complet de charge-décharge journalier avec une batterie de 1MW/6MWh, on obtiendrait une marge d'arbitrage nette de 291.270 EUR/MW/an⁸⁹, soit une marge environ 7 fois plus importante que le niveau maximum observé dans le Tableau 16 et même environ 2 fois plus importante que le niveau maximum observé dans le Tableau 17. Nous soulignons que ce niveau de marge nette doit être interprété avec précautions. Il suppose, d'une part, que la batterie soit sous-dimensionnée par rapport aux besoins du site et, d'autre part, que dans un fonctionnement optimisé, elle soit toujours capable de charger à un moment où la ressource locale de production produit et de décharger à un moment de consommation locale. Par ailleurs, la prise en compte de

⁸⁷ Il convient de rappeler que les coûts variables repris pour la batterie au Tableau 7 partent de l'hypothèse d'un prélèvement de 1.000 MWh/an, ce qui permet à la batterie de bénéficier de la dégressivité en ce qui concerne la cotisation fédérale et la surcharge offshore. Un client résidentiel dont la consommation n'est typiquement que de quelques MWh/an (environ 3,5 MWh/an pour un ménage de 4 personnes sans chauffage électrique et sans installation photovoltaïque) ne bénéficie pas de cette dégressivité. La prise en compte d'un profil résidentiel et donc de l'absence de dégressivité augmenterait le coût variable de prélèvement d'environ 1,3 EUR/MWh.

⁸⁸ Prix de revente – coût d'achat = $141 \times 90\% - (-6,5) = 133$ EUR/MWh

⁸⁹ $365 \text{ jours/an} \times 1 \text{ cycle/jour} \times 6 \text{ MWh} \times 133 \text{ EUR/MWh} / 1 \text{ MW} = 291.270 \text{ EUR/MW/an}$

certaines hypothèses, telles qu'une batterie d'une capacité exprimée en MWh plus faible ou d'une faible production photovoltaïque ou éolienne une fraction de l'année, aurait eu un impact sensible à la baisse sur le niveau de cette marge d'arbitrage nette.

182. En comparaison aux marges d'arbitrage réalisables sur le marché de l'électricité, cette marge de 133 EUR/MWh a également l'avantage d'être relativement prévisible - le niveau des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations est relativement stable au cours d'une année - et disponible à tout moment - on peut en bénéficier durant toutes les heures de la semaine - .

183. Enfin, l'investissement dans cette batterie permettrait à l'utilisateur concerné de se couvrir contre le risque que les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposées au prélèvement et à l'injection augmentent au cours des prochaines années. A ce propos, il convient de souligner qu'il existerait un risque que, au fur et à mesure que ce type de configuration venait à se développer, les coûts liés au réseau et au financement de certaines politiques publiques seraient répercutés vers un nombre d'utilisateurs du réseau de plus en plus faible. L'augmentation unitaire (en EUR/MWh) des tarifs, taxes, surcharges qui en résulterait pourrait entraîner une spirale où, au fur et à mesure du développement de cette configuration, l'attractivité de cette configuration augmente. Ceci est un constat particulièrement intéressant quand on sait que l'attractivité de certaines activités, telles que l'activité d'arbitrage en fonction des prix sur le marché de l'électricité, a elle tendance à diminuer au fur et à mesure de la mise en service de capacités de stockage exploitées à cette fin.

VI.1.2 Des produits peu adaptés sur les marchés des services auxiliaires et BELPEX

184. Etant donné la limitation de leur énergie stockée, les centrales de stockage peuvent se voir limitées dans les services qu'elles sont capables de rendre au système. A l'heure actuelle, ces limitations portent principalement sur deux types de marchés : le marché des services auxiliaires et la bourse d'électricité BELPEX.

185. Dans une étude récente⁹⁰, la CREG a évoqué les ordres intelligents sur BELPEX qui « doivent permettre aux producteurs de proposer leurs centrales sur le marché sans devoir se soucier du prix. Par ces ordres, le prélèvement peut également participer efficacement au

⁹⁰ CREG, *Etude (F)140908-CDC-1352 relative au marché de gros de l'électricité en cas de rareté et de pénurie d'électricité*, 8 septembre 2014, section III.3.3.
Consultable sur : <http://www.creg.info/pdf/Etudes/F1352FR.pdf>

marché. ». Parmi ces ordres, les ordres de stockage occupent une place importante. Ils prennent en compte les spécificités des systèmes de stockage comme le rendement du cycle de charge-décharge et la limitation en énergie. Les ordres sophistiqués actuellement disponibles sur BELPEX permettent déjà de prendre en compte de manière détournée certaines spécificités des centrales de stockage. Ils sont cependant insuffisants pour permettre une introduction efficace d'ordres relatifs aux ressources de stockage. Avec un ordre de stockage encore à développer, « l'utilisation de la centrale de pompage est automatisée de la manière la plus efficace. [...] Grâce à un tel ordre intelligent, l'on pourrait introduire un ordre de vente (avec plusieurs limitations, comme pour la puissance maximale - le Pmax) pour une certaine quantité d'énergie, par exemple 2.000 MWh, sans mentionner la période de la journée. »

186. L'introduction de tels ordres sophistiqués de stockage sur BELPEX constitue un outil important pour l'intégration des ressources de stockage dans les marchés de gros. Dans le prolongement de l'étude précitée, la CREG insiste auprès des bourses d'électricité sur le développement de nouveaux produits intelligents, dont les ordres de stockage.

187. L'utilisation des centrales de stockage sur le marché des services auxiliaires se heurte aux mêmes difficultés liées au rendement du cycle de charge-décharge et à la limitation du volume d'énergie stockée. Les produits concernés sont aussi bien la R1 que la R2 et la R3.

188. Par la possibilité qu'ont les ressources de stockage d'injecter et de prélever de l'énergie sur le réseau, leur participation au marché des services auxiliaires est bien adaptée aux produits symétriques.

189. Néanmoins, leur participation efficace à des produits symétriques de réglage automatique comme la R1 et la R2 requiert qu'elles puissent être réglées sur toute leur intervalle de puissance, aussi bien en injection qu'en prélèvement. Comme précédemment développé, cela exclut donc les ressources qui travaillent en mode tout ou rien, comme les centrales belges de pompage-turbinage actuelles en mode pompage et partiellement en mode turbinage (en dehors de la plage de fonctionnement stable des turbines). Pour ces centrales, la seule possibilité de participation consiste donc à turbiner à un point de fonctionnement (niveau de production) hors réglage qui permette aussi bien le réglage à la hausse qu'à la baisse, tout en restant dans la plage de fonctionnement stable des turbines. Cela limite donc fortement les possibilités de participation « économique » de la centrale aux heures où l'exploitant de la centrale l'aurait fait de toute façon fonctionner en turbinage.

190. Par ailleurs, la participation aux produits symétriques de réglage automatique se heurte aux problèmes liés à l'asymétrie de la charge et de la décharge. Cette asymétrie peut avoir deux origines : d'une part, la différence entre les volumes activés à la hausse et à la baisse par le réglage automatique et, d'autre part, l'asymétrie technique de l'équipement liée au rendement du cycle de charge-décharge, qui fait qu'un volume donné d'énergie absorbée lors de la charge ne peut que partiellement être restitué lors de la décharge.

191. Dans la perspective d'une meilleure participation des centrales de stockage au marché des services auxiliaires, il est donc important de prévoir des produits qui prennent en compte ces problèmes d'asymétrie et permettent aux centrales de stockage de rééquilibrer l'énergie stockée en cas de situation extrême, tout en maintenant leur capacité à participer au service. C'est par exemple possible pour la R1 en définissant, comme en Allemagne, une bande morte de faible amplitude pendant laquelle ce rééquilibrage peut avoir lieu.

192. De même, la participation d'une centrale de stockage au produit R3 production est actuellement rendue plus difficile par des exigences de durée d'activation s'étendant jusqu'à la fin de la journée en cours. Cela demande, surtout en début de journée, la mobilisation d'un grand volume d'énergie. Un produit R3 spécifique aux ressources à énergie limitée (et donc au stockage), basé sur une caractéristique raisonnable de durée de décharge, rendrait plus naturelle la participation de telles ressources au marché de la R3.

193. D'une manière générale, la CREG insiste auprès d'ELIA sur la nécessité de proposer des produits de services auxiliaires qui permettraient d'atténuer autant que possible les barrières à la participation des centrales de stockage au marché des services auxiliaires.

VI.1.3 Une position concurrentielle désavantageuse en matière de services auxiliaires

194. Le stockage est en situation de concurrence avec la production et la gestion de la demande dans les marchés de services auxiliaires. Or, indépendamment des contraintes techniques propres au stockage identifiées à la section V.2.5, force est de constater que, en raison de l'importance des tarifs de réseau applicables à l'activité de stockage (essentiellement à l'occasion du prélèvement d'électricité), celle-ci est placée dans une situation concurrentielle désavantageuse par rapport à la production (qui ne se voit appliquer que des tarifs de réseau à l'occasion de l'injection).

195. En vue du développement d'un *level playing field* dans les marchés de services auxiliaires, la CREG considère qu'une réflexion devrait être menée sur l'application des tarifs de réseau aux différents participants à ces marchés, de telle sorte qu'ils soient placés, dans

la mesure du possible, dans une situation comparable. Cette réflexion devrait également tenir compte de la situation spécifique de la demande.

VI.2 Barrières spécifiques à certaines technologies mais pas à la Belgique

196. Tout comme cela est le cas pour certaines technologies de production d'électricité, certaines évolutions observées sur le marché de l'électricité rendent plus difficile le financement de certaines technologies de stockage d'électricité.

VI.2.1 Inadéquation entre des coûts fixes à long terme et des revenus variables de visibilité de plus en plus à court terme

197. Comme introduit à la section IV.1, les coûts d'investissement associés à certaines technologies de stockage d'électricité sont relativement importants.

198. Comme illustré à la section III.1, étant donné la durée de vie relativement longue de certaines technologies, les coûts d'investissement de certaines technologies sont amortis sur des périodes très longues. Alors que les batteries exploitées par TERNAL en Italie sont amorties sur 12 années, les centrales hydroélectriques du français EDF⁹¹ ou de l'autrichien VERBUND⁹² sont ainsi amorties sur des périodes de 75 années.

199. Il ressort de ce qui précède qu'un corollaire à une décision d'investissement dans certaines technologies de stockage, telles qu'une unité de pompage-turbinage, est la certitude de supporter sur une période longue (parfois supérieur à 50 années) d'importants coûts fixes (cf. les charges d'amortissement).

200. En ce qui concerne les revenus perçus par une centrale de stockage, l'investisseur ne bénéficie *a contrario* d'aucune garantie concernant la hauteur de ceux-ci.

201. Dans le cadre de l'activité d'arbitrage sur le marché de l'électricité (cf. BELPEX ou les tarifs de déséquilibre), la visibilité qu'a un investisseur sur les revenus que pourrait générer une centrale de stockage dépasse dans la pratique difficilement les 36 prochaines heures et

⁹¹ EDF, *Rapport financier 2012*, p.19

Consultable sur:

http://finance.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Finance/Publications/Annee/2013/EDF2012_fin_full_vf.pdf

⁹² VERBUND, *Annual Report 2012*, p.96

Consultable sur: <http://www.verbund.com/~media/64A71099E9F04F05991EFE744B633E9B.pdf>

est même proche du quart d'heure dans le cas des arbitrages impliquant les tarifs de déséquilibre.

202. Dans le cadre de la fourniture de services auxiliaires, et comme développé à la section V.2.2, la visibilité qu'a un investisseur sur les revenus que pourrait générer une centrale de stockage ne dépasse actuellement que très rarement l'année suivante. Seuls le black start et le réglage de la tension font encore l'objet d'une contractualisation sur une base pluriannuelle et seule la R3 fait encore l'objet d'une contractualisation annuelle. La R1 et la R2, qui représentaient en 2014 les trois quarts de l'enveloppe globale allouée par ELIA à la réservation des services auxiliaires nécessaires, font depuis cette année l'objet d'une contractualisation mensuelle (R1 et R2).

203. Cette tendance à plus de contractualisation court terme ne devrait pas s'estomper au cours des prochaines années. Ainsi, en Belgique, une partie de la R3 pourrait être contractualisée sur une base mensuelle dès le 1^{er} janvier 2016. Dans d'autres pays européens, tels que l'Allemagne, la R1 et la R2 font déjà l'objet d'une contractualisation hebdomadaire depuis 2011 et une partie de la R3 fait l'objet d'une contractualisation journalière⁹³. D'avantage d'intégration entre le marché belge et les marchés voisins pourrait pousser à une contractualisation davantage à court terme.

204. Bien entendu, des simulations sur la base de données historiques permettent à l'investisseur de dresser certains constats. Toutefois, des évolutions importantes qui sont constatées d'année en année, suite notamment au développement de la production renouvelable, peuvent limiter la pertinence d'une telle analyse pour un nouvel investissement.

Alternativement, une modélisation peut être entreprise sur la base de projections formulées en ce qui concerne notamment le développement de la production renouvelable au cours des 50 prochaines années. Toutefois, l'horizon sur lequel les institutions européennes ont jusqu'à présent formulé des objectifs contraignants (2020) ainsi que les incertitudes autour de la capacité des différents Etats membres à atteindre ces objectifs sont une source importante de risque pour l'investisseur.

205. Cette inadéquation entre des amortissements importants sur une longue période et des revenus variables sur lesquels la visibilité est de plus en plus courte ne facilite pas le financement de nouvelles centrales de stockage, particulièrement celles dont les coûts

⁹³ <https://www.regelleistung.net/ip/action/index>

d'investissement et la durée d'amortissement sont importants. Dans un marché en constante évolution technologique, le risque est d'autant plus important de voir une technologie moderne actuellement très rentable se voir reléguer à une place non concurrentielle dans la liste d'appel par une sorte d'obsolescence économique provoquée par l'arrivée d'une technologie plus rentable à court terme.

VI.2.2 Important délai entre la décision d'investissement et la mise en service

206. Comme introduit à la section III.1, certaines technologies telles que le pompage-turbinage nécessitent d'importants travaux de génie civil qui entraînent un délai relativement long (parfois > 5 années) entre la décision d'investissement et la date de mise en service de la centrale de stockage.

207. Considérant que ce délai important exacerbe sensiblement la problématique explicitée à la section VI.2.1 en ce qui concerne la faible visibilité sur les revenus que peut générer la centrale de stockage, ce délai complexifie encore un peu plus le financement des technologies concernées.

208. Pour d'autres technologies, telles que les batteries, ce délai entre la décision d'investissement et la date de mise en service est sensiblement plus court (parfois < 1 an).

VII. RECOMMANDATIONS DESTINEES A ENCOURAGER LES INVESTISSEMENTS DANS LE STOCKAGE

209. La CREG est d'avis qu'il convient de s'attaquer en priorité aux barrières spécifiques à la Belgique mentionnées à la section VI.1 car les gouvernements fédéral et régionaux disposent à ce propos d'un pouvoir discrétionnaire important permettant, si cela est jugé opportun par eux, des « *quick wins* ». Les recommandations formulées ci-après par la CREG le sont dans ce cadre.

210. Les barrières mentionnées à la section VI.2 ne sont pas spécifiques à la Belgique et sont également partagées avec certaines technologies de production d'électricité. Les recommandations formulées ci-après par la CREG n'ont pas pour objectif de lever ces barrières où la conclusion de « *quick wins* » à court terme paraît moins vraisemblable.

VII.1 Recommandations au gouvernement fédéral

211. La CREG formule ci-après une série de recommandations au gouvernement fédéral afin, si cela est jugé opportun, de favoriser le maintien et le développement de centrales de stockage en Belgique. Les recommandations susceptibles d'avoir le plus grand impact à très court terme sont reprises en premier lieu.

212. D'une manière générale, considérant que certaines technologies sont susceptibles de connaître d'importantes évolutions au cours des prochaines années (voir section IV.1.2) et qu'aucune étude n'a jusqu'à présent identifié l'ensemble des besoins du système électrique belge en matière de flexibilité (voir section III.2), la CREG recommande d'opter pour des mesures qui sont neutres sur le plan technologique, c'est-à-dire qui ne sont pas spécifiques à une technologie en particulier. Si tel n'est pas le cas, outre l'existence d'un risque de discrimination, il existe un risque de bloquer le développement de technologies qui font actuellement l'objet de recherche & développement et qui pourraient, d'ici quelques années et avec des économies d'échelles, répondre d'une manière efficace sur le plan technico-économique aux besoins qui seront alors rencontrés par le système électrique belge.

VII.1.1 Modifier la loi électricité pour exonérer les unités de stockage de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert

213. Les installations de stockage, dans la mesure où elles prélèvent de l'électricité en vue d'accumuler l'énergie, sont on l'a dit considérées actuellement comme des clients finals consommateurs d'électricité. À ce titre, les volumes prélevés sont actuellement soumis à la cotisation fédérale et à la surcharge certificat vert.

214. L'article 21*bis* de la loi électricité crée une cotisation fédérale en vue du financement de certaines obligations de service public et des coûts liés à la régulation et au contrôle du marché de l'électricité. Cette cotisation est due « *par les clients finals établis sur le territoire belge, sur chaque KWh qu'ils prélèvent du réseau pour leur propre usage* ».

Cette cotisation fédérale constitue un impôt, au sens de l'article 170 de la Constitution.

La loi électricité prévoit par ailleurs un mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la cotisation fédérale applicable aux volumes d'électricité – supérieurs à 20 MWh/an – prélevés pour un usage professionnel par les clients finals ayant souscrit un accord de branche ou « convenue ».

Eu égard à la rédaction de la loi⁹⁴ et à la volonté du législateur, et malgré l'absence d'accord de branche ou de convenue dans le secteur de la production d'électricité, l'application du mécanisme de dégressivité et de plafonnement est automatiquement reconnue aux installations de stockage telles que les installations de pompage-turbinage.

215. L'article 7, § 1^{er}, de la loi électricité crée quant à lui une surcharge visant à financer les charges nettes découlant de l'obligation, pour le gestionnaire de réseau, de racheter les certificats verts attribués à la production d'électricité *offshore* (ci-après : « *la surcharge certificat vert* »). Comme pour la cotisation fédérale, la surcharge « *est due par les clients finals établis sur le territoire belge sur chaque KWh qu'ils prélèvent du réseau pour leur propre usage* ».

Quoique sa nature juridique soit incertaine, cette surcharge présente les caractéristiques essentielles d'un impôt et est d'ailleurs traitée comme tel par le législateur.

⁹⁴ L'article 21*bis*, § 2, al. 3, de la loi électricité précise en effet que le régime de dégressivité et de plafonnement vaut « *pour l'électricité prélevée par tous les clients finals sauf ceux qui n'ont pas souscrit aux accords de branche ou "convenue" auxquels ils peuvent souscrire* » (la CREG souligne). La CREG en déduit que ce régime est également applicable aux secteurs industriels pour lesquels il n'existe aucun accord de branche ou convenue, ainsi qu'aux clients finals dont le site de consommation se situe dans la région de Bruxelles-Capitale, qui ne connaît pas le mécanisme d'accord de branche ou de convenue.

Un mécanisme de dégressivité et de plafonnement, identique à celui qui s'applique à la cotisation fédérale, a été prévu pour la surcharge certificat vert; il s'applique également aux installations de stockage telles que les installations de pompage-turbinage.

216. Si – en raison de l'importance des volumes prélevés du réseau – les installations de pompage-turbinage bénéficient donc déjà, à l'heure actuelle, d'une diminution de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert, il convient de se demander si l'ensemble des installations de stockage, qui prélèvent de l'électricité du réseau en vue d'une production ultérieure, ne devrait pas être purement et simplement exonéré de ces surcharges. En effet, l'article 14.1 de la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité dispose comme suit :

« [...] Les Etats membres exonèrent les produits suivants de la taxation, selon les conditions qu'ils fixent en vue d'assurer l'application correcte et claire de ces exonération et d'empêcher la fraude, l'évasion ou les abus :

a) les produits énergétiques et l'électricité utilisés pour produire de l'électricité et l'électricité utilisée pour maintenir la capacité de produire de l'électricité. Toutefois les Etats membres peuvent taxer ces produits pour des raisons ayant trait à la protection de l'environnement et sans avoir à respecter les niveaux minima de taxation prévus par la présente directive. Dans ce cas, la taxation de ces produits n'entre pas en ligne de compte dans le niveau minimum de taxation de l'électricité visé à l'article 10 ; [...]. »

Cet article interdit donc en principe la taxation des produits énergétiques et de l'électricité utilisés pour produire de l'électricité. C'est d'ailleurs sur la base de cette disposition que la loi du 12 avril 1965 relative aux produits gazeux et autres par canalisations a été récemment modifiée, en vue d'exonérer totalement de la cotisation fédérale perçue sur les consommations de gaz les installations de production d'électricité utilisant le gaz naturel – produit énergétique au sens de la directive 2003/96/CE – comme combustible⁹⁵.

A tout le moins conviendrait-il d'exonérer, sur cette même base, l'électricité prélevée par les installations de stockage de la cotisation fédérale électricité, puisque la cotisation fédérale ne poursuit aucun objectif environnemental.

⁹⁵ Loi du 26 mars 2014 modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations ; voy. également *Doc. Parl.*, Chambre, sess. 2013-2014, n° 53 3386/1, p. 4.

En revanche, la surcharge certificat vert pourrait être maintenue puisque, si l'on s'accorde sur sa nature fiscale, cette taxe est prélevée pour des raisons ayant trait à la protection de l'environnement (à savoir la protection du climat). Toutefois, étant donné la mise en service de nouveaux parcs éoliens offshore d'ici à 2020, la CREG anticipe que cette surcharge devrait progressivement passer de 4,047 EUR/MWh en 2015 à un peu plus de 10 EUR/MWh en 2020. Considérant que, sans modification de la loi électricité, certaines technologies, telles que les batteries, ne bénéficieront pas ou peu du mécanisme de plafonnement et de dégressivité, il pourrait être jugé souhaitable d'exonérer dès à présent les unités de stockage de cette surcharge certificat vert afin de ne pas compromettre leur raccordement en direct sur le réseau mais également les prélèvements sur le réseau dans le cas où l'unité de stockage serait indirectement raccordée à celui-ci.

217. Dans la mesure où l'exonération de la cotisation fédérale et, le cas échéant, de la surcharge certificat vert est requise par la législation européenne, elle ne peut être *a priori* considérée comme constituant une aide d'Etat⁹⁶.

218. Sur la base de la méthodologie développée à la section VI.1.1, les Tableaux 20 et 21 ci-après illustrent l'impact qu'engendrerait, d'une part, l'exonération de la seule cotisation fédérale et, d'autre part, l'exonération combinée de la cotisation fédérale et de la surcharge certificats verts. Les lignes relatives à la situation idéalisée et à la situation actuelle sont identiques à celles reprises dans les Tableaux 16 et 17.

Plusieurs constats peuvent être tirés sur cette base.

Premièrement, étant donné que la centrale de pompage-turbinage bénéficie d'un plafonnement de la cotisation fédérale et de la surcharge certificats verts, les mesures proposées reviendraient à diminuer les coûts fixes facturés à cette centrale de 502.750 EUR/an⁹⁷. Étant donné que les coûts variables ne sont pas affectés par ces mesures, le « nombre d'heures de prélèvement » observé dans le cadre de l'activité d'arbitrage n'augmenterait pas du fait de ces mesures. Autrement dit, les mesures proposées ne permettraient pas à la centrale de pompage-turbinage de capter de nouvelles opportunités

⁹⁶ *Compar.*, à ce sujet, l'avis rendu par la section de législation du Conseil d'Etat n° 55195/3, du 6 février 2014, portant sur un avant-projet de loi modifiant la loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations, *Doc. Parl.*, Chambre, sess. 2013-2014, n° 53 3386/1, qui a considéré que le mécanisme de dégressivité et de plafonnement de la cotisation fédérale pour le gaz constituait une aide d'Etat (à notifier à la Commission européenne), mais n'a soulevé aucune objection quant à l'exonération de la cotisation fédérale pour les installations de production d'électricité utilisant du gaz naturel comme combustible.

⁹⁷ Précisément, comme détaillé au Tableau 6, l'exonération de la cotisation fédérale diminue les coûts fixes facturés à cette centrale de 252.750 EUR/an et l'exonération de la surcharge offshore diminue les coûts fixes facturés à cette centrale de 250.000 EUR/an.

d'arbitrage. Toutefois, étant donné la diminution des coûts fixes, les mesures proposées augmenteraient la marge d'arbitrage nette et la marge nette dégagée dans le cadre de la fourniture de R2 d'un montant équivalent exprimé en EUR/MW/an.

Etant donné que la batterie ne bénéficie pas d'un plafonnement de la cotisation fédérale et de la surcharge certificats verts, les mesures proposées reviendraient à diminuer le coût variable facturé au prélèvement de 5,3 EUR/MWh⁹⁸ dans toutes les configurations retenues. Ce faisant, la batterie est capable de capter de nouvelles opportunités d'arbitrage et le « nombre d'heures de prélèvement » augmente sensiblement dans le cadre de cette activité. A titre indicatif, pour une batterie connectée au réseau de transport en région de Bruxelles-Capitale utilisée uniquement à des fins d'arbitrage, ce « nombre d'heures de prélèvement » passerait de 1.254 heures à 1.874 heures du fait de l'introduction de ces deux exonérations. De facto, la marge d'arbitrage nette d'une batterie augmenterait dans des proportions plus importantes que celle d'une centrale de pompage-turbinage.

Deuxièmement, bien que la marge d'arbitrage nette augmente pour toutes les configurations suite à l'introduction de ces deux exonérations, celle-ci reste manifestement insuffisante pour justifier des décisions d'investissement positives dans le cadre des configurations retenues.

La marge dégagée dans le cadre de la fourniture de R2 augmente également et reste significativement supérieure à celle dégagée dans le cadre de l'activité d'arbitrage. Abstraction faite des batteries raccordées au réseau de distribution, les coûts variables et fixes qui seraient ainsi facturés à l'injection et au prélèvement ne représenteraient plus qu'entre 15% (pour la centrale de pompage turbinage raccordée au GRT en Wallonie) et 39% (pour la batterie raccordée au GRT en Wallonie) de la marge brute qui peut être générée par une centrale de stockage dans le cadre de la fourniture de R2.

⁹⁸ Précisément, sur la base du Tableau 6, et pour une batterie dont le prélèvement est de 1.000 MWh/an, l'exonération de la cotisation fédérale diminue le coût variable facturé au prélèvement de 2,04 EUR/MWh et l'exonération de la surcharge offshore diminue le coût variable facturé au prélèvement de 3,26 EUR/MWh.

Tableau 20: Impact qu'aurait l'exonération de la surcharge offshore et/ou de la cotisation fédérale sur la marge d'arbitrage réalisable par deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau (Source : CREG)

Hypothèses posées pour la simulation		Résultats de la simulation "activité arbitrage"							
Type de centrale de stockage	Conditions spécifiques	Coûts variables prélèvements (EUR/MWh)	Coûts variables injections (EUR/MWh)	Coûts fixes annuels (EUR/an)	Nombre d'heures de prélèvement (h/an)	Marge d'arbitrage brute (EUR/MW/an)	Coûts variables injections et prélèvements (EUR/MW/an)	Coûts fixes annuels (EUR/MW/an)	Marge d'arbitrage nette (EUR/MW/an)
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.199	23.012	0	0	23.012
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	-7.143.350	1.672	22.087	-6.107	-14.287	1.694
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	-7.143.350	1.381	1.035	-8.011	-14.287	-1.549
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.890.600	1.672	1.254	-6.107	-13.781	2.199
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.890.600	1.381	1.035	-8.011	-13.781	-1.043
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.640.600	1.672	1.254	-6.107	-13.281	2.699
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.640.600	1.381	1.035	-8.011	-13.281	-543
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.607	13.658	0	0	13.658
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	-7.143.350	1.135	13.037	-4.041	-14.287	-5.290
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	-7.143.350	921	12.165	-5.258	-14.287	-7.380
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.890.600	1.135	13.037	-4.041	-13.781	-4.785
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.890.600	921	12.165	-5.258	-13.781	-6.874
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.640.600	1.135	13.037	-4.041	-13.281	-4.285
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.640.600	921	12.165	-5.258	-13.281	-6.374
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.929	40.431	0	0	40.431
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT RBC	12,60	0,91	-13.281	1.254	29.772	-16.833	-13.281	-342
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Flandre	25,56	0,91	-13.281	427	14.517	-10.534	-13.281	-9.299
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Wallonie	31,81	0,91	-13.281	187	7.707	-6.112	-13.281	-11.687
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD RBC	94,30	0,00	-13	2	280	-210	-13	58
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD Wallonie	118,00	2,24	-27	1	167	-133	-27	6
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD Flandre	141,37	6,51	-9	1	167	-164	-9	-6
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT RBC	10,57	0,91	-13.281	1.494	32.746	-17.020	-13.281	2.445
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	23,53	0,91	-13.281	491	16.122	-11.656	-13.281	-8.816
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	29,78	0,91	-13.281	232	9.127	-7.109	-13.281	-11.263
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD RBC	92,18	0,00	-13	2	280	-205	-13	62
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD Wallonie	115,96	2,24	-27	1	167	-131	-27	9
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD Flandre	139,33	6,51	-9	1	167	-161	-9	-4
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT RBC	7,31	0,91	-13.281	1.874	36.427	-15.236	-13.281	7.909
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	20,27	0,91	-13.281	608	18.760	-13.242	-13.281	-7.764
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	26,52	0,91	-13.281	352	12.584	-9.623	-13.281	-10.321
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD RBC	88,86	0,00	-13	2	280	-197	-13	70
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD Wallonie	112,70	2,24	-27	1	167	-127	-27	12
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD Flandre	136,07	6,51	-9	1	167	-158	-9	0

Tableau 21: Impact qu'aurait l'exonération de la surcharge offshore et/ou de la cotisation fédérale sur la marge réalisable par deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau dans le cadre de la fourniture de R2 (Source : CREG)⁹⁹

Hypothèses posées pour la simulation		Résultats de la simulation "activité fourniture R2"							
Type de centrale de stockage	Conditions spécifiques	Coûts variables prélèvements (EUR/MWh)	Coûts variables injections (EUR/MWh)	Coûts fixes annuels (EUR/an)	Nombre d'heures de prélèvement (h/an)	Marge R2 brute (EUR/MW/an)	Coûts variables injections et prélèvements (EUR/MW/an)	Coûts fixes annuels (EUR/MW/an)	Marge R2 nette (EUR/MW/an)
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.896	131.655	0	0	131.655
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	-7.143.350	1.896	131.655	-6.925	-14.287	110.443
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	-7.143.350	1.896	131.655	-11.002	-14.287	106.367
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.890.600	1.896	131.655	-6.925	-13.781	110.949
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.890.600	1.896	131.655	-11.002	-13.781	106.872
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.640.600	1.896	131.655	-6.925	-13.281	111.449
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.640.600	1.896	131.655	-11.002	-13.281	107.372
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.034	113.713	0	0	113.713
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	-7.143.350	2.034	113.713	-7.244	-14.287	92.182
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	-7.143.350	2.034	113.713	-11.617	-14.287	87.809
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.890.600	2.034	113.713	-7.244	-13.781	92.688
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.890.600	2.034	113.713	-11.617	-13.781	88.315
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.640.600	2.034	113.713	-7.244	-13.281	93.188
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.640.600	2.034	113.713	-11.617	-13.281	88.815
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.635	148.358	0	0	148.358
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT RBC	12,60	0,91	-13.281	1.635	148.358	-21.940	-13.281	113.137
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Flandre	25,56	0,91	-13.281	1.635	148.358	-43.130	-13.281	91.947
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Wallonie	31,81	0,91	-13.281	1.635	148.358	-53.348	-13.281	81.728
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD RBC	94,30	0,00	-13	1.635	148.358	-154.181	-13	-5.835
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD Wallonie	118,00	2,24	-27	1.635	148.358	-196.226	-27	-47.895
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD Flandre	141,37	6,51	-9	1.635	148.358	-240.719	-9	-92.371
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT RBC	10,57	0,91	-13.281	1.635	148.358	-18.615	-13.281	116.462
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	23,53	0,91	-13.281	1.635	148.358	-39.806	-13.281	95.271
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	29,78	0,91	-13.281	1.635	148.358	-50.023	-13.281	85.054
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD RBC	92,18	0,00	-13	1.635	148.358	-150.715	-13	-2.370
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD Wallonie	115,96	2,24	-27	1.635	148.358	-192.882	-27	-44.551
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD Flandre	139,33	6,51	-9	1.635	148.358	-237.387	-9	-89.039
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT RBC	7,31	0,91	-13.281	1.635	148.358	-13.285	-13.281	121.792
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	20,27	0,91	-13.281	1.635	148.358	-34.476	-13.281	100.601
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	26,52	0,91	-13.281	1.635	148.358	-44.693	-13.281	90.384
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD RBC	88,86	0,00	-13	1.635	148.358	-145.282	-13	3.063
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD Wallonie	112,70	2,24	-27	1.635	148.358	-187.550	-27	-39.220
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD Flandre	136,07	6,51	-9	1.635	148.358	-232.057	-9	-83.708

⁹⁹ Nous rappelons que la colonne « Nombre d'heures de prélèvement » est un indicateur théorique représentant le nombre d'heures sur une année pendant lesquelles la centrale aurait dû prélever de l'électricité sur le réseau à pleine puissance pour stocker la quantité d'énergie résultant des simulations.

219. Il convient de souligner que cette exonération des unités de stockage de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert entraînerait une augmentation sensible de leur montant unitaire. Considérant que les unités de stockage (cf. les unités de pompage-turbinage de PLATE TAILLE et de COO) ont prélevé 1,6 TWh en 2014¹⁰⁰ et que la quantité d'énergie prise en compte pour le calcul de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert étaient respectivement de 71,1 TWh et 70 TWh pour 2015¹⁰¹, toutes autres choses restant égales par ailleurs, l'exonération des unités de stockage engendrerait une augmentation d'environ 2,3%¹⁰² du montant unitaire de la cotisation fédérale et d'environ 2,3%¹⁰³ du montant unitaire de la surcharge certificat vert.

220. Concernant l'impact qu'aurait l'introduction de cette exonération sur le budget de l'Etat fédéral, en premier lieu via les accises qui couvrent les besoins de dégressivité et de plafonnement, il convient d'identifier deux effets opposés.

D'une part, cette exonération entraînerait la disparition du coût lié au financement du plafonnement pour les sites de PLATE TAILLE et COO, qui peut être estimé en 2015 à environ 3.549.600 EUR¹⁰⁴ pour la cotisation fédérale et environ 5.975.200 EUR¹⁰⁵ pour la surcharge certificats verts.

D'autre part, cette exonération entraînerait l'augmentation du coût lié au financement de la dégressivité et du plafonnement pour tous les autres points de prélèvement que ceux de PLATE TAILLE et COO. Suite à la réduction de la base imposable de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert, ceux-ci devront en effet supporter l'augmentation du montant unitaire de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert évoquée au paragraphe précédent. Dès lors, certains points de prélèvement atteindront plus rapidement le plafond annuel de 250.000 EUR et l'Etat devra supporter des coûts additionnels pour financer ce plafonnement. Vu les informations qu'il nécessite, le calcul de l'augmentation du coût lié au financement du plafonnement pour les autres points de prélèvement que ceux de PLATE TAILLE et COO est un exercice sensiblement plus compliqué qui n'a pas été effectué dans le cadre de la présente étude.

¹⁰⁰ SYNERGRID, *Flux d'électricité en Belgique en 2014*, février 2015

Consultable sur: http://www.synergrid.be/download.cfm?fileId=FLUX_ELECTRICITE_2014_FR.docx

¹⁰¹ Cette différence s'explique par le fait que l'énergie prélevée nette de l'année t-2 (= quantité 2013 pour le calcul de l'année 2015) est utilisée pour la cotisation fédérale alors qu'une estimation prévisionnelle de l'énergie prélevée nette pour l'année t (= année 2015 pour le calcul de l'année 2015) est utilisée pour la surcharge certificat vert.

¹⁰² =71,1TWh/(71,1TWh-1,6TWh)

¹⁰³ =70TWh/(70TWh-1,6TWh)

¹⁰⁴ 2,531EUR/MWh*1.600.000MWh – 2*250.000EUR= 3.549.600 EUR

¹⁰⁵ 4,047EUR/MWh*1.600.000MWh – 2*250.000EUR = 5.975.200 EUR

VII.1.2 Modifier la loi électricité en vue d'instaurer un régime tarifaire avantageux pour les centrales de stockage

221. Dans une récente étude¹⁰⁶, la KU LEUVEN constate que seules la Belgique, la Grèce, la Norvège et l'Autriche factureraient des tarifs de réseau aux centrales de stockage tant pour le prélèvement que pour l'injection. A l'opposé, l'Italie, la Lituanie, la Pologne, le Portugal, la Slovaquie, l'Espagne, la république tchèque et le Royaume Uni ne factureraient aucun tarif de réseau aux centrales de stockage. Par ailleurs, l'Allemagne aurait introduit en 2012 une exonération des tarifs de réseau pour les nouvelles centrales de pompage-turbinage au cours des vingt premières années.

222. Il apparaît donc que certains Etats membres ont, selon des formes diverses, décidé d'appliquer à l'activité de stockage d'électricité un régime tarifaire spécifique. La question se pose dès lors de savoir si un tel régime de faveur pourrait être appliqué en Belgique.

Eu égard à la répartition des compétences entre l'Etat fédéral et les régions en matière d'énergie, seuls sont ici examinés les tarifs du réseau de transport et des réseaux ayant une fonction de transport (ci-après, les « tarifs de transport »).

223. En vertu de l'article 12 de la loi électricité, la CREG dispose d'une compétence exclusive en matière d'établissement de la méthodologie tarifaire et d'approbation des tarifs de transport d'électricité.

Par décision du 18 décembre 2014, la CREG a arrêté sa méthodologie tarifaire¹⁰⁷ ; celle-ci doit servir à l'établissement des tarifs de transport à partir de la période régulatoire 2016-2019. Cette méthodologie ne contient aucun régime particulier pour l'activité de stockage.

Il convient toutefois d'indiquer que, dans le cadre de la consultation publique ayant précédé l'adoption de cette décision, un répondant avait considéré que l'activité de stockage, et en particulier les unités de pompage-turbinage, devraient être considérées uniquement comme des installations de production et dès lors être exonérées des tarifs applicables au prélèvement d'électricité. Dans son appréciation de cette opinion, la CREG a notamment précisé ce qui suit : « [...] *ni la réglementation européenne, ni la loi électricité n'ont prévu jusqu'à présent de dispositions ciblées concernant le stockage d'énergie [...]. Afin d'éviter*

¹⁰⁶ KU LEUVEN, *Studie inzake de mogelijkheden tot opslag van elektriciteit die in België kunnen worden aangewend op de korte, middellange en lange termijn teneinde bij te dragen tot de bevoorradingszekerheid van elektriciteit*, mars 2015, p. 41

¹⁰⁷ CREG, Arrêt (Z)141218-CDC-1109/7, du 18 décembre 2014, « *fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport* » Consultable sur : <http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1109-7FR.pdf>

toute discrimination à l'égard des autres moyens de production, la CREG s'est en effet toujours vue contrainte de considérer le prélèvement du réseau par des unités de pompage-turbinage durant la phase de pompage comme un prélèvement effectif du réseau et donc d'y appliquer intégralement les tarifs du réseau de transport. [...] La CREG est par conséquent d'avis que, dans le cadre du projet d'arrêté et dans l'attente d'initiatives législatives, il n'y a pas lieu d'exempter de certains éléments tarifaires certains types d'unités, telles que les unités de pompage-turbinage, en vertu des critères de réfectivité des coûts et de non-discrimination. »¹⁰⁸. Faisant écho à une politique décisionnelle antérieure, la CREG a donc été contrainte à ne pas consacrer un régime tarifaire spécifique au bénéfice des installations de stockage d'électricité et, en particulier, aux installations de pompage-turbinage. Elle invoquait à cet effet le principe de non-discrimination entre différents moyens de production, et le principe de réfectivité des coûts.

224. Dans le cadre de l'établissement de sa méthodologie tarifaire, la CREG doit respecter les lignes directrices figurant à l'article 12, § 5, de la loi électricité ; parmi celles-ci figure la règle selon laquelle « les tarifs sont non discriminatoires et proportionnés »¹⁰⁹.

225. Le principe de la réfectivité des coûts, qui n'est pas expressément repris dans la liste des lignes directrices tarifaires, ni consacré par la législation belge ou européenne, peut, selon l'interprétation qui en était donnée jusqu'à récemment par la Cour d'appel de Bruxelles, être quant à lui considéré comme une application spécifique du principe de non-discrimination¹¹⁰.

Les principes de non-discrimination et de réfectivité des coûts ont ainsi été appliqués dans un arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 6 février 2013 qui a exposé ce qui suit : « *Même s'il peut être accepté que la ligne directrice qui est désormais formulée à l'article 12, § 1^{er}, 6^o (sic.), de la nouvelle loi électricité [...] n'exige pas que la répercussion des coûts à une entité tarifaire doive atteindre un rapport de un-à-un, l'on ne peut toutefois admettre que le tarif pour les réserves primaire et secondaire, appliqué exclusivement à la production, constitue*

¹⁰⁸ CREG, Rapport de consultation (RA)141127-CDC-1109/5, du 27 novembre 2014, « *relatif au projet d'arrêté (Z)140626-CDC-1109/4 pour la définition de la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport* », p. 47
Consultable sur : <http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/Methodo/DossierAdmin/E-12-RapportConsultation-FR.pdf>

¹⁰⁹ Loi électricité, art. 12, § 5, 6^o.

¹¹⁰ W. GELDHOF en C. DEGREEF, « *Nettarieven voor elektriciteit en gas : beginselen en rechtskader* », *RDIR/TRNI*, 2014, pp. 156 et s.

un équilibre équitable entre les différents responsables des coûts et les bénéficiaires des services auxiliaires. »¹¹¹.

226. Outre la pratique décisionnelle antérieure de la CREG, la loi électricité elle-même s'oppose à ce que la CREG conçoive de son propre chef un régime tarifaire spécifique applicable au stockage d'électricité ou à la technologie spécifique du pompage-turbinage.

En effet, comme il a été mentionné ci-avant, l'article 6/1 de la loi électricité prévoit expressément que les installations de stockage d'énergie hydroélectrique dans les espaces marins sous juridiction de la Belgique ne peuvent bénéficier de mécanisme des certificats verts ni d'une « *quelconque autre forme de subside ou de soutien financier de l'Etat ou du consommateur d'électricité* ».

Or, si l'on applique un régime tarifaire favorable au stockage d'électricité, cela aura nécessairement pour effet de reporter la prise en charge des coûts d'utilisation du réseau pesant sur les installations de stockage, sur d'autres utilisateurs du réseau, c'est-à-dire, pour l'essentiel, sur le consommateur d'électricité. En outre, il ne saurait être question d'appliquer un régime tarifaire spécifique au stockage d'électricité en excluant le stockage *offshore*, sauf à méconnaître le principe de non-discrimination.

Il résulte de ce qui précède que l'application d'un régime tarifaire particulier pour le stockage d'électricité ou certaines technologies ou installations de stockage d'électricité nécessite à tout le moins une modification de la loi électricité. Celle-ci devrait viser à :

- assouplir l'interdiction de toute mesure de soutien aux installations *offshore* de stockage d'énergie hydroélectrique (art. 6/1, § 1^{er}) ;
- insérer une ligne directrice tarifaire précisant la portée du régime tarifaire que la CREG sera censée élaborer dans sa méthodologie tarifaire (art. 12, § 5).

227. Si l'intervention du législateur sera nécessaire, elle ne sera toutefois pas suffisante, dans le sens où le législateur devra en outre veiller, ce faisant, à se conformer aux principes

¹¹¹ Bruxelles, 6 février 2013, en cause *E.ON et consorts c. CREG*, § 104 *in fine* ; traduction libre de : « *Zelfs indien moet worden aangenomen dat de richtsnoer die thans geformuleerd wordt onder artikel 12, §1 punt 6° EW (nieuw), [...] niet vereist dat de toewijzing van de kosten aan een tariefonderdeel moet steunen op een 1-tot-1 verhouding, dan nog kan niet worden aangenomen dat een uitsluitend G-tarief voor de primaire en secundaire reserves steunt op een billijke evenwicht tussen de verschillende kostenveroorzakers en genietters van de ondersteunde diensten.* » Il convient toutefois de noter que, par un récent arrêt, la même Cour d'appel a estimé que la portée juridique du principe de réfectivité des coûts se limitait à requérir que les tarifs, dans leur ensemble, devaient refléter les coûts du gestionnaire de réseau considérés dans leur ensemble, en vue d'éviter que celui-ci ne profite de sa situation monopolistique (Bruxelles, 25 mars 2015, RG 2013/AR/1274, en cause FEBELIEC et al. c. CREG, non publié).

énoncés ci-dessus, à savoir le principe de non-discrimination et le principe de réfectivité des coûts.

Selon une jurisprudence constante de la Cour constitutionnelle : « Le principe d'égalité et de non-discrimination n'exclut pas qu'une différence de traitement soit établie entre des catégories de personnes, pour autant qu'elle repose sur un critère objectif et qu'elle soit raisonnablement justifiée. Ce principe s'oppose par ailleurs à ce que soient traitées de manière identique, sans qu'apparaisse une justification raisonnable, des catégories de personnes se trouvant dans des situations qui, au regard de la mesure considérée, sont essentiellement différentes. L'existence d'une telle justification doit s'apprécier en tenant compte du but et des effets de la mesure critiquée ainsi que de la nature des principes en cause ; le principe d'égalité et de non-discrimination est violé lorsqu'il est établi qu'il n'existe pas de rapport raisonnable de proportionnalité entre les moyens employés et le but visé. »¹¹².

Des mesures – notamment tarifaires – visant à favoriser certains types d'installations de production d'électricité ont déjà été adoptées et fait l'objet d'un contrôle juridictionnel au regard du principe de non-discrimination.

Lorsqu'il est confronté à une telle différence de traitement, le juge a chaque fois égard à l'objectif poursuivi par l'auteur du régime spécifique, ainsi qu'à la justification de régime. Dès le moment où l'objectif est légitime et que la justification de la différence de traitement est jugée raisonnable, celle-ci est en principe admissible, à moins que la mise en œuvre du régime spécifique aboutisse à un résultat disproportionné par rapport à l'objectif visé.

Dans ces conditions, l'insertion d'une ligne directrice tarifaire dans la loi électricité, qui aurait pour objectif ou pour effet d'encourager le stockage d'électricité, devrait être sous-tendue par (i) la définition préalable d'un objectif précis, au regard notamment de la configuration actuelle du marché de l'électricité ; (ii) l'identification objective des installations et/ou technologies encouragées ; et (iii) une justification de la manière dont la ligne directrice – à mettre en œuvre par la CREG – permet d'atteindre l'objectif poursuivi. Ces éléments devront être décrits en détail dans l'exposé des motifs du projet de loi.

On notera enfin que le régime tarifaire spécifique pourrait ne viser qu'indirectement l'activité de stockage. Par exemple, si l'objectif du législateur est d'assurer une meilleure flexibilité du réseau, notamment face à l'augmentation de l'énergie renouvelable intermittente, mais qu'il estime nécessaire de mettre tous les modes de production d'électricité sur le même pied, il

¹¹² Par exemple, C.C., arrêt n° 141/2014, du 25 septembre 2014, B.4.1.

pourrait décider d'appliquer ce régime favorable non pas aux installations de stockage, mais à toutes les installations de production qui participent au renforcement de la flexibilité du réseau, et dans la mesure de cette flexibilité.

Dans le cadre de la mise en œuvre de la ligne directrice, la CREG devra évidemment veiller à s'inscrire dans le cadre défini et à justifier les modalités concrètes choisies.

228. Notons encore qu'un éventuel régime tarifaire favorable qui serait décidé au niveau fédéral n'aurait vocation à s'appliquer qu'aux installations de stockage raccordées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport. Les régions étant compétentes pour les tarifs de distribution, seules celles-ci ont le pouvoir de définir les tarifs applicables aux installations raccordées au réseau de distribution.

229. Enfin, les tarifs de réseau étant mis à charge des utilisateurs du réseau, sans mettre en œuvre, directement ou indirectement, des ressources de l'Etat, les éventuels régimes favorables qui y sont insérés ne constituent pas des aides d'Etat au sens de l'article 107 TFUE¹¹³.

VII.1.3 Demander une modification du mécanisme de compensation des pertes sur le réseau 380/220/150 kV prévu dans le règlement technique fédéral

230. Pour autant que le gouvernement fédéral décide d'exonérer en tout ou en partie les centrales de stockage de tarifs de transport via un régime tarifaire spécifique, la CREG constate qu'il serait également possible d'encourager le maintien et le développement des unités de stockage raccordées au réseau de transport fédéral en supprimant cette obligation imposée aux ARPs. Précisément, et de manière analogue à ce qui est prévu pour les pertes actives sur le réseau 70-30 kV, il conviendrait pour ce faire de remplacer la compensation en nature par les ARPs prévue aux articles 161 et 162 du règlement technique fédéral par une compensation par ELIA.

231. Considérant un volume de pertes actives sur le réseau fédéral d'environ 800 GWh/an et un prix d'achat de ces pertes d'environ 50 EUR/MWh, la mesure proposée entraînerait pour ELIA une augmentation de coûts non-gérables d'environ 40 millions d'EUR/an qui serait intégralement répercutée vers les utilisateurs du réseau à travers une augmentation des

¹¹³ En ce sens, voy. notamment l'avis de la section de législation du Conseil d'Etat n° 54884/3 du 20 janvier 2014 sur un avant-projet de loi modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, *Doc. Par.*, Chambre, sess. 2013-2014, n° 53-3375/1, p. 30, faisant référence à l'arrêt de la Cour de justice de l'Union européenne du 13 mars 2001, C-379/98, en cause *PreussenElektra*.

tarifs de transport inférieure à 5%. Pour le client final, et pour autant que les fournisseurs adaptent à la baisse leurs prix de vente - un engagement formel de la part des fournisseurs ou une imposition légale est pour la CREG un préalable indispensable à l'implémentation de cette mesure -, cette augmentation des tarifs de transport devrait toutefois être compensée par une baisse équivalente de la composante commodity facturée par son fournisseur.

232. Par ailleurs, étant donné la forte volatilité des pourcentages de pertes actives en réseau à compenser par les ARPs, la CREG rappelle que cette évolution est également demandée pour d'autres raisons par certains fournisseurs dans le cadre du filet de sécurité.

233. Cette évolution pourrait être implémentée dans le cadre de la large modification du règlement technique fédéral qui devrait intervenir à partir de 2016 pour implémenter les différents codes réseaux européens. Étant donné le dispositif légal actuel, une modification du règlement technique se fait sur proposition d'ELIA, après avis de la CREG. Ce faisant, et pour autant que jugé opportun, le gouvernement fédéral pourrait officialiser cette demande à ELIA par le biais d'un courrier. Dans le cadre de l'avis qu'elle doit formuler, la CREG vérifierait alors que cette demande du gouvernement fédéral se retrouve correctement dans la proposition d'ELIA.

VII.2 Pistes de réflexion pour les gouvernements régionaux

234. La CREG met ci-après en exergue une série de pistes de réflexion pour les gouvernements régionaux afin, si cela est jugé opportun par eux, de favoriser le maintien et le développement de centrales de stockage dans leur région. Les pistes de réflexion susceptibles d'avoir le plus grand impact à très court terme sont reprises en premier lieu.

235. D'une manière générale, considérant que certaines technologies sont susceptibles de connaître d'importantes évolutions au cours des prochaines années (voir section IV.1.2) et qu'aucune étude n'a jusqu'à présent identifié l'ensemble des besoins du système électrique belge en matière de flexibilité (voir section III.2), la CREG recommande d'opter pour des mesures qui sont neutres sur le plan technologique, c'est-à-dire qui ne sont pas spécifiques à une technologie en particulier. Si tel n'est pas le cas, outre l'existence d'un risque de discrimination, il existe un risque de bloquer le développement de technologies qui font actuellement l'objet de recherche & développement et qui pourraient, d'ici à quelques années et avec des économies d'échelles, répondre d'une manière efficace sur le plan technico-économique aux besoins qui seront alors rencontrés par le système électrique belge.

VII.2.1 Exempter les centrales de stockage de l'obligation de couvrir l'énergie prélevée par des certificats verts et de cogénération

236. Comme cela est déjà le cas en Wallonie mais uniquement pour les centrales de pompage-turbinage, la CREG constate qu'il serait possible d'encourager le maintien et le développement du stockage d'électricité dans les différentes régions du pays en exemptant toutes les centrales de stockage de l'obligation de couvrir l'énergie prélevée sur le réseau par des certificats verts et - uniquement en Flandre - de cogénération. Une telle mesure devrait évidemment faire l'objet d'une justification objective et raisonnable, comme par exemple le fait que les installations de stockage constituent des outils intelligents de gestion de réseau et sont dès lors susceptibles de faciliter l'intégration des sources d'énergie renouvelables intermittents¹¹⁴.

237. Cette thématique est particulièrement critique pour les batteries directement connectées au réseau de transport > 70kV : comme illustré au Tableau 6, l'obligation de couvrir l'énergie prélevée par des certificats verts et de cogénération représente en Flandre et en Wallonie plus des deux tiers des coûts variables qui sont actuellement facturés à ce type de centrale.

238. Pour deux raisons, cette thématique est également pertinente pour les éventuels « atolls énergétiques » en mer du Nord dont le point d'accès au réseau serait situé sur le territoire de la région flamande et qui seraient donc également soumis à cette obligation. D'une part, comme illustré au Tableau 6, l'obligation de couvrir l'énergie prélevée par des certificats verts et de cogénération représente plus de 40% des coûts variables qui seraient actuellement facturés en Flandre à ce type de centrale. D'autre part, étant donné l'exonération totale prévue en Wallonie pour les centrales de pompage-turbinage, l'absence d'exonération en Flandre représente un handicap concurrentiel important pour ces éventuels « atolls énergétiques » en mer du Nord par rapport aux projets visant à étendre les capacités de pompage-turbinage en Wallonie.

239. Sur la base de la méthodologie développée à la section VI.1.1, les lignes surlignées en orange dans les Tableaux 22 et 23 ci-après illustrent l'impact qu'engendrerait l'exonération des centrales de stockage de l'obligation de couvrir l'énergie prélevée sur le réseau par des certificats verts et - uniquement en Flandre - de cogénération. Ce Tableau prend comme hypothèse que le législateur fédéral a préalablement décidé d'exonérer le

¹¹⁴ À cet égard, voy. l'avis CD-14d17-CWaPE-1002 de la CWaPE du 15 avril 2014 sur « *deux mesures prises par le Gouvernement wallon dans le cadre de la réforme du mécanisme des certificats verts, portant respectivement sur les centrales de pompage/turbinage et sur les partenariats industriel/électricien pour les projets d'autoproduction d'électricité verte* », p. 10.

stockage de la cotisation fédérale et de la surcharge offshore : les lignes qui ne sont pas surlignées en orange sont identiques à celles des Tableaux 22 et 23

240. Plusieurs constats peuvent être tirés sur cette base.

Premièrement, étant donné que la centrale de pompage-turbinage située en Wallonie bénéficie déjà actuellement d'une exonération totale de l'obligation de couvrir l'énergie prélevée par des certificats verts, la mesure proposée serait sans aucune conséquence pour celle-ci.

Deuxièmement, en ce qui concerne la centrale de pompage-turbinage dont le point d'accès est situé en Flandre et les batteries toutes configurations confondues, la mesure proposée permettrait de diminuer le coût variable de prélèvement d'un montant compris entre 2,15 et 23,55 EUR/MWh. Grâce à cette mesure, ces centrales seraient capables de capter de nouvelles opportunités d'arbitrage et le « nombre d'heures de prélèvement » augmenterait sensiblement dans le cadre de l'activité d'arbitrage. A titre indicatif, pour une batterie connectée au réseau de transport en région wallonne, ce « nombre d'heures de prélèvement » passerait de 352 heures à 2.372 heures du fait de l'introduction de cette exonération.

Tant dans le cadre de l'activité d'arbitrage que dans le cadre de la fourniture de R2, la marge nette dégagée par la centrale de pompage-turbinage dont le point d'accès est situé en Flandre et les batteries toutes configurations confondues augmenterait sensiblement suite à l'introduction de cette exonération.

Ainsi, la marge nette dégagée par la centrale de pompage-turbinage dont le point d'accès est situé en Flandre augmenterait jusqu'au niveau de celle de la centrale de pompage-turbinage localisée en Wallonie.

La marge d'arbitrage nette dégagée par la batterie connectée au réseau de transport - peu importe désormais la région où intervient le raccordement - augmenterait très fortement avec la mesure proposée pour passer par exemple de -10.321 EUR/MW/an en Wallonie à 17.154 EUR/MW/an. Par ailleurs, il est intéressant de constater que la mesure proposée permettrait ainsi avec une batterie directement raccordée au réseau de transport de dégager une marge d'arbitrage nette supérieure à celle dégagée avec la batterie directement raccordée à une unité de production photovoltaïque que nous avons précédemment analysée à la section VI.1.1.2 (cf. 15.954 EUR/MW/an).

La marge nette dégagée par la batterie connectée au réseau de transport en fournissant de la R2 augmenterait très fortement avec la mesure proposée pour passer par exemple de 90.384 EUR/MW/an en Wallonie à 128.880 EUR/MW/an.

Abstraction faite des batteries raccordées au réseau de distribution, les coûts variables et fixes qui seraient ainsi facturés à l'injection et au prélèvement ne représenteraient plus qu'entre 13% (pour la batterie raccordée au réseau de transport) et 18% (pour la centrale de pompage turbinage avec un rendement de 65% raccordée au réseau de transport) de la marge brute qui peut être générée par une centrale de stockage dans le cadre de la fourniture de R2. Ainsi, si toutes les régions implémentaient cette exonération les différences observées en ce qui concerne ce ratio ne seraient plus qu'uniquement fonction du rendement de la centrale de stockage et seraient indépendantes de la technologie de stockage et de la région où intervient le raccordement au réseau de transport fédéral.

241. Pour être complet, il convient de préciser que cette mesure aurait pour effet de diminuer l'attractivité de la configuration présentée à la section VI.1.1.4 où un utilisateur du réseau installe sur son site une batterie qui équilibrerait la consommation et la production pour éviter tout prélèvement et injection sur ce réseau et donc les importantes taxes, surcharges, tarifs et obligations qui y sont associés.

Tableau 22 : Impact qu'aurait l'exonération de l'obligation de couvrir l'énergie prélevée sur le réseau par des certificats verts et - uniquement en Flandre - de cogénération sur la marge d'arbitrage réalisable par deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau (Source : CREG)

Hypothèses posées pour la simulation		Résultats de la simulation "activité arbitrage"								
Type de centrale de stockage	Conditions spécifiques	Coûts variables prélèvements (EUR/MWh)	Coûts variables injections (EUR/MWh)	Coûts fixes annuels (EUR/an)	Nombre d'heures de prélèvement (h/an)	Marge d'arbitrage brute (EUR/MW/an)	Coûts variables injections et prélèvements (EUR/MW/an)	Coûts fixes annuels (EUR/MW/an)	Marge d'arbitrage nette (EUR/MW/an)	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.199	23.012	0	0	23.012	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	-7.143.350	1.672	22.087	-6.107	-14.287	1.694	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	-7.143.350	1.381	1.035	-8.011	-14.287	-1.549	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.890.600	1.672	1.254	-6.107	-13.781	2.199	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.890.600	1.381	1.035	-8.011	-13.781	-1.043	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.640.600	1.672	1.254	-6.107	-13.281	2.699	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.640.600	1.381	1.035	-8.011	-13.281	-543	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRT	2,97	0,91	-6.640.600	1.672	1.254	-6.107	-13.281	2.699	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.607	13.658	0	0	13.658	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	-7.143.350	1.135	13.037	-4.041	-14.287	-5.290	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	-7.143.350	921	12.165	-5.258	-14.287	-7.380	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.890.600	1.135	13.037	-4.041	-13.781	-4.785	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.890.600	921	12.165	-5.258	-13.781	-6.874	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.640.600	1.135	13.037	-4.041	-13.281	-4.285	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.640.600	921	12.165	-5.258	-13.281	-6.374	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRT	2,97	0,91	-6.640.600	1.135	13.037	-4.041	-13.281	-4.285	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.929	40.431	0	0	40.431	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT RBC	12,60	0,91	-13.281	1.254	29.772	-16.833	-13.281	-342	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Flandre	25,56	0,91	-13.281	427	14.517	-10.534	-13.281	-9.299	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Wallonie	31,81	0,91	-13.281	187	7.707	-6.112	-13.281	-11.687	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD RBC	94,30	0,00	-13	2	280	-210	-13	58	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD Wallonie	118,00	2,24	-27	1	167	-133	-27	6	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD Flandre	141,37	6,51	-9	1	167	-164	-9	-6	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT RBC	10,57	0,91	-13.281	1.494	32.746	-17.020	-13.281	2.445	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	23,53	0,91	-13.281	491	16.122	-11.656	-13.281	-8.816	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	29,78	0,91	-13.281	232	9.127	-7.109	-13.281	-11.263	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD RBC	92,18	0,00	-13	2	280	-205	-13	62	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD Wallonie	115,96	2,24	-27	1	167	-131	-27	9	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD Flandre	139,33	6,51	-9	1	167	-161	-9	-4	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT RBC	7,31	0,91	-13.281	1.874	36.427	-15.236	-13.281	7.909	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	20,27	0,91	-13.281	608	18.760	-13.242	-13.281	-7.764	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	26,52	0,91	-13.281	352	12.584	-9.623	-13.281	-10.321	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD RBC	88,86	0,00	-13	2	280	-197	-13	70	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD Wallonie	112,70	2,24	-27	1	167	-127	-27	12	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD Flandre	136,07	6,51	-9	1	167	-158	-9	0	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRT	2,97	0,91	-13.281	2.372	39.424	-8.988	-13.281	17.154	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRD RBC	84,52	0,00	-13	2	280	-188	-13	79	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRD Wallonie	89,15	2,24	-27	2	280	-203	-27	50	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRD Flandre	118,77	6,51	-9	1	167	-138	-9	19	

Tableau 23: Impact qu'aurait l'exonération de l'obligation de couvrir l'énergie prélevée sur le réseau par des certificats verts et - uniquement en Flandre - de cogénération sur la marge réalisable par deux types de centrale de stockage directement raccordées au réseau dans le cadre de la fourniture de R2 (Source : CREG)¹¹⁵

Hypothèses posées pour la simulation		Résultats de la simulation "activité fourniture R2"								
Type de centrale de stockage	Conditions spécifiques	Coûts variables prélèvements (EUR/MWh)	Coûts variables injections (EUR/MWh)	Coûts fixes annuels (EUR/an)	Nombre d'heures de prélèvement (h/an)	Marge R2 brute (EUR/MWan)	Coûts variables injections et prélèvements (EUR/MWan)	Coûts fixes annuels (EUR/MWan)	Marge R2 nette (EUR/MWan)	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.896	131.655	0	0	131.655	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	-7.143.350	1.896	131.655	-6.925	-14.287	110.443	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	-7.143.350	1.896	131.655	-11.002	-14.287	106.367	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.890.600	1.896	131.655	-6.925	-13.781	110.949	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.890.600	1.896	131.655	-11.002	-13.781	106.872	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.640.600	1.896	131.655	-6.925	-13.281	111.449	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.640.600	1.896	131.655	-11.002	-13.281	107.372	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 75%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRT	2,97	0,91	-6.640.600	1.896	131.655	-6.925	-13.281	111.449	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	2.034	113.713	0	0	113.713	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Wallonie	2,97	0,91	-7.143.350	2.034	113.713	-7.244	-14.287	92.182	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Situation actuelle - GRT Flandre	5,12	0,91	-7.143.350	2.034	113.713	-11.617	-14.287	87.809	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.890.600	2.034	113.713	-7.244	-13.781	92.688	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.890.600	2.034	113.713	-11.617	-13.781	88.315	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	2,97	0,91	-6.640.600	2.034	113.713	-7.244	-13.281	93.188	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	5,12	0,91	-6.640.600	2.034	113.713	-11.617	-13.281	88.815	
Centrale de pompage-turbinage 5x100 MW ; 3 000 MWh ; rendement 65%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRT	2,97	0,91	-6.640.600	2.034	113.713	-7.244	-13.281	93.188	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation idéalisée - Coûts nuls	0,00	0,00	0	1.635	148.358	0	0	148.358	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT RBC	12,60	0,91	-13.281	1.635	148.358	-21.940	-13.281	113.137	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Flandre	25,56	0,91	-13.281	1.635	148.358	-43.130	-13.281	91.947	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRT Wallonie	31,81	0,91	-13.281	1.635	148.358	-53.348	-13.281	81.728	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD RBC	94,30	0,00	-13	1.635	148.358	-154.181	-13	-5.835	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD Wallonie	118,00	2,24	-27	1.635	148.358	-196.226	-27	-47.895	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Situation actuelle - GRD Flandre	141,37	6,51	-9	1.635	148.358	-240.719	-9	-92.371	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT RBC	10,57	0,91	-13.281	1.635	148.358	-18.615	-13.281	116.462	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Flandre	23,53	0,91	-13.281	1.635	148.358	-39.806	-13.281	95.271	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRT Wallonie	29,78	0,91	-13.281	1.635	148.358	-50.023	-13.281	85.054	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD RBC	92,18	0,00	-13	1.635	148.358	-150.715	-13	-2.370	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD Wallonie	115,96	2,24	-27	1.635	148.358	-192.882	-27	-44.551	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale - GRD Flandre	139,33	6,51	-9	1.635	148.358	-237.387	-9	-89.039	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT RBC	7,31	0,91	-13.281	1.635	148.358	-13.285	-13.281	121.792	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Flandre	20,27	0,91	-13.281	1.635	148.358	-34.476	-13.281	100.601	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRT Wallonie	26,52	0,91	-13.281	1.635	148.358	-44.693	-13.281	90.384	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD RBC	88,86	0,00	-13	1.635	148.358	-145.282	-13	3.063	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD Wallonie	112,70	2,24	-27	1.635	148.358	-187.550	-27	-39.220	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale et surcharge offshore - GRD Flandre	136,07	6,51	-9	1.635	148.358	-232.057	-9	-83.708	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRT	2,97	0,91	-13.281	1.635	148.358	-6.197	-13.281	128.880	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRD RBC	84,52	0,00	-13	1.635	148.358	-138.194	-13	10.151	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRD Wallonie	89,15	2,24	-27	1.635	148.358	-149.054	-27	-724	
Batterie 1 MW ; 6 MWh ; rendement 90%	Exonération de cotisation fédérale, surcharge offshore et quotas régionaux certificats verts et cogénération - GRD Flandre	118,77	6,51	-9	1.635	148.358	-203.778	-9	-55.430	

¹¹⁵ Nous rappelons que la colonne « Nombre d'heures de prélèvement » est un indicateur théorique représentant le nombre d'heures sur une année pendant lesquelles la centrale aurait dû prélever de l'électricité sur le réseau à pleine puissance pour stocker la quantité d'énergie résultant des simulations.

242. Il convient de noter que, si cette exonération totale n'était pas jugée envisageable par un ou plusieurs gouvernements régionaux, il serait alternativement possible d'encourager le maintien et le développement des unités de stockage qui ne sont pas directement raccordées au réseau en maintenant ou en élargissant l'exemption de cette obligation à l'énergie stockée par un auto producteur. Ceci est déjà actuellement le cas en Flandre et en RBC quelle que soit l'unité de production à laquelle l'unité de stockage est directement raccordée. En Wallonie, seules les unités stockage raccordées à une unité production renouvelable ou à une cogénération de qualité sont actuellement exemptées.

VII.2.2 Assurer la conformité des décrets régionaux avec l'article 14.1 de la directive 2003/96/C2

243. Eu égard à la répartition des compétences entre l'Etat fédéral et les régions en matière d'énergie, la CREG renvoie à toutes fins utiles aux considérations générales reprises à la section VII.1.1 ci-dessus en ce qui concerne le constat qu'il convient d'exonérer des impôts indirects l'énergie utilisée aux fins de production d'électricité.

VII.2.3 Modifier les décrets régionaux en vue d'instaurer un régime tarifaire avantageux pour les installations de stockage raccordées au réseau de distribution

244. Eu égard à la répartition des compétences entre l'Etat fédéral et les régions en matière d'énergie, la CREG renvoie à toutes fins utiles aux considérations générales reprises à la section VII.1.2 ci-dessus en ce qui concerne les tarifs de transport.

VIII. CONCLUSIONS

245. Différentes technologies sont disponibles pour stocker l'électricité. Chacune d'elles présente des caractéristiques propres (cf. puissance instantanée, durée du cycle de charge-décharge, vitesse de réaction, rendement, autodécharge, durée de vie, maturité, ...) qui, en fonction de l'usage qui en est fait, peuvent représenter un avantage ou un désavantage.

246. Le coût du stockage dépend de la technologie et de la configuration retenue. Pour certaines technologies, telles que le pompage-turbinage, le coût dépend fortement du site géographique retenu. Le coût associé à certaines technologies, telles que les batteries, pourrait connaître des baisses sensibles à court terme suite à des avancées technologiques et des économies d'échelles. A contrario, le coût associé à d'autres technologies, telles que le pompage-turbinage, devrait rester stable ou augmenter. Vu ces évolutions, les coûts publiés ces dernières années doivent être utilisés avec une prudence particulière.

247. Le coût du stockage est également fonction des tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations qui lui sont imposés. Abstraction faite de l'exonération à l'obligation de présenter des certificats verts pour couvrir les prélèvements des centrales de pompage-turbinage localisées en Wallonie, l'activité de stockage d'électricité se voit actuellement appliquer toutes les dispositions légales et réglementaires propres à la consommation et à la production d'électricité. Pour une unité de stockage directement raccordée au réseau, les tarifs de réseau, taxes, surcharges et obligations dépendent donc principalement du nombre de MWh prélevés sur le réseau, du niveau de tension du raccordement ainsi que de la région où intervient ce raccordement. Au plus les prélèvements et le niveau de tension du raccordement sont faibles, au plus leur montant unitaire est important.

248. Le montant des tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage représente une première barrière au développement des centrales de stockage directement raccordées au réseau. Celui-ci est moins problématique pour les centrales de stockage directement raccordées à une unité de production ou un consommateur ainsi que pour les auto producteurs pour qui celui-ci peut même paradoxalement représenter un incitant à l'installation du stockage.

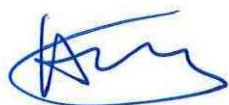
249. De manière analogue à ce qui est observé pour certaines technologies de production d'électricité, l'inadéquation entre, d'une part, d'importants coûts fixes à long terme et, d'autre part, des revenus variables sur lesquels l'investisseur dispose d'une visibilité de plus en plus court terme représente une deuxième barrière au développement de certaines technologies qui nécessitent d'importants investissements amortis sur une durée très longue, telles que le pompage-turbinage. A ce propos, il convient de souligner que, pour les technologies nécessitant un délai important entre la décision d'investissement et la mise en service, telles que le pompage-turbinage, cette problématique est d'autant plus exacerbée.

250. Pour autant que jugé opportun par les autorités compétentes, la CREG est d'avis qu'il convient de s'attaquer en priorité aux barrières constituées par les tarifs, taxes, surcharges et autres obligations imposés au stockage car les gouvernements fédéral et régionaux disposent à ce propos d'un pouvoir discrétionnaire important permettant des « *quick wins* » à court terme. Considérant que certaines technologies sont susceptibles de connaître d'importantes évolutions au cours des prochaines années et qu'aucune étude n'a jusqu'à présent identifié l'ensemble des besoins du système électrique belge en matière de flexibilité, la CREG recommande des mesures qui ne sont pas spécifiques à une technologie en particulier. A défaut, outre un risque de discrimination, il existe un risque de bloquer le développement de technologies qui font actuellement l'objet de R&D et qui pourraient, d'ici à quelques années et avec des économies d'échelles, répondre d'une manière efficace sur le plan technico-économique aux besoins qui seront alors rencontrés par le système électrique.

251. En ce qui concerne le gouvernement fédéral, la CREG formule les recommandations suivantes - par ordre prioritaire - : (i) modifier la loi électricité pour exonérer les unités de stockage de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert offshore, (ii) modifier la loi électricité en vue d'instaurer un régime tarifaire avantageux pour les centrales de stockage et (iii) demander une modification du mécanisme de compensation des pertes sur le réseau 380/220/150 kV prévu dans le règlement technique fédéral. L'impact qu'aurait l'exonération des unités de stockage de la cotisation fédérale et de la surcharge certificat vert offshore sur leur montant unitaire ainsi que sur le budget de l'Etat fédéral est analysé à la fin de la section VII.1.1.

252. En ce qui concerne les gouvernements régionaux, la CREG formule les pistes de réflexion suivantes – par ordre prioritaire - : (i) exempter les centrales de stockage de l'obligation de couvrir l'énergie prélevée par des certificats verts et de cogénération, (ii) assurer la conformité des décrets régionaux avec l'article 14.1 de la directive 2003/96/C2 et (iii) modifier les décrets régionaux en vue d'instaurer un régime tarifaire avantageux pour les installations de stockage raccordées au réseau de distribution.

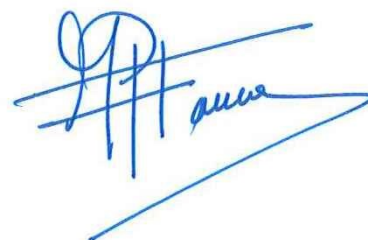
Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Andreas TIREZ
Directeur



Laurent JACQUET
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction