

# Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

## Contribution de la société Sun'R Smart Energy

### 1 Introduction

#### 1.1 Présentation de la société

1. Sun'R Smart Energy fait partie du groupe Sun'R, composé d'un actionnaire commun, Sun'R Holding, et de trois filiales principales :
  - **Sun'R SAS**, créée en 2007 est **développeur et exploitant de centrales de production** électrique à base d'énergie solaire **photovoltaïque**, avec environ 120 projets développés et un portefeuille en propre et en exploitation de 71 centrales sur bâtiments agricoles, sous tarifs d'achat. Sun'R développe actuellement plusieurs projets de centrales au sol, quelques centrales sur bâtiment agricole et investit dans une nouvelle technologie de systèmes agrivoltaïques, basée sur une synergie entre ombrières photovoltaïques et des cultures agricoles sous ces ombrières.
  - **Sun'R Finance**, créée en 2009, a vocation à **lever des fonds** obligataires auprès d'investisseurs privés pour financer des projets d'infrastructure, en complément des institutions financières classiques (banques, assurances, fonds d'investissement).
  - **Sun'R Smart Energy**, a été créée en 2012. Elle se concentre sur trois métiers principaux :
    - La **conception de technologies innovantes de stockage** de l'électricité, adaptées aux enjeux du déploiement massifs de sources d'énergies renouvelables intermittentes distribuées.
    - Le **développement de projets d'unités de stockage** de l'électricité, de l'identification des opportunités technico-économiques à la mise en service.
    - **L'agrégation opérationnelle** et la valorisation d'actifs énergétiques, en couplant la production renouvelable intermittente avec des unités flexibles de stockage, agissant de concert à la manière d'une centrale virtuelle.
2. L'objectif du groupe Sun'R est de permettre in fine la bonne introduction d'une part importante d'énergies sans CO<sub>2</sub> dans notre mix électrique, et de contribuer à la transition énergétique, en décarbonant la production sans mettre en danger l'équilibre du système électrique.
3. Cette « double casquette » d'agrégateur et de producteur EnR que nous revendiquons, est originale sur le marché français. Nous pensons qu'elle nous donne une grande légitimité pour

contribuer à l'adaptation et la mise en place des mécanismes économique du marché de l'électricité qui permettront une bonne intégration des EnR dans le système électrique, car la pérennité de notre modèle économique en dépend.

## 1.2 Positionnement de notre réponse

4. Sun'R Smart Energy est un acteur qui envisage la transition énergétique sur le long terme et développe des actifs énergétiques et notamment de stockage.
5. La mise en service de notre premier actif de type « station de pompage-turbinage distribuée » pourrait avoir lieu en 2019 ou 2020 et cet actif aura une durée de vie d'au moins 40 ans.
6. Dans ce cadre, notre intérêt pour le TURPE va bien au-delà du TURPE 5 et notre réponse ci-dessous s'inscrit dans une réflexion dont nous savons bien que certains aspects ne pourront être intégrés que dans le TURPE 6 ou 7.
7. De telles réflexions, « révolutionnant » la structure du TURPE, doivent selon nous être discutées au plus tôt, car elles impliquent des changements qui prendront plus de 2 ans à être intégrés dans les systèmes d'information des Gestionnaires de Réseau et les différents acteurs du marché.
8. Sun'R Smart Energy suggère par conséquent à la CRE d'organiser un échange entre les acteurs du marché autour de ce thème en parallèle des réflexions plus immédiates sur le TURPE 5, et cela dès début 2016 (voir Position n°2, plus bas).

## 2 Le cœur de notre réponse

9. Cette partie se concentre sur les questions qui sont le plus en lien avec notre cœur de métier et sur lesquelles nous nous sentons pleinement légitimes à répondre.

### 2.1 Contexte : problématiques du système électrique français et nouveau calendrier TURPE 5

10. L'article 160 de la loi de transition énergétique prévoit l'établissement par la CRE d'une nouvelle structure du TURPE visant à répondre aux objectifs suivants:
  - maîtriser la pointe de consommation au niveau local et national,
  - améliorer la sécurité d'approvisionnement et de la qualité de la fourniture,
  - limiter les pointes d'injection
  - faciliter le développement de flexibilité, dont le stockage d'électricité décentralisé.

#### Source : Article 160 de la LTE

I.-Le deuxième alinéa de l'article L. 341-4 du même code est complété par les mots et deux phrases ainsi rédigées : « au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre. »

II.-Au plus tard six mois après la promulgation de la présente loi, la Commission de régulation de l'énergie établit des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution qui incitent les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe.

III.-Au plus tard six mois après la promulgation de la présente loi, la Commission de régulation de l'énergie rend compte au Parlement des orientations qu'elle entend mettre en œuvre pour que les tarifs de réseaux de transport et

de distribution d'électricité incitent à améliorer la sécurité d'approvisionnement et la qualité de fourniture, favorisent la limitation des pointes d'injection et de soutirage et contribuent au développement des flexibilités, parmi lesquelles les moyens de stockage d'électricité décentralisés.

11. Pour Sun'R Smart Energy, la part croissante d'EnRs intermittentes, le développement de l'autoproduction et du stockage diffus et décentralisé vont induire une réduction significative des volumes soutirés du réseau de distribution en provenance du réseau de transport.
12. Cet effet « moyen » a avant tout un impact sur les revenus retirés du TURPE, alors qu'en parallèle, l'occurrence des pointes locales de consommation et/ou de production devrait augmenter avec les nouveaux modes de consommation et l'intégration des énergies renouvelables intermittentes, ce qui nécessite généralement un renforcement des réseaux de répartition et de distribution, pourtant peu sollicités la majorité du temps.
13. Ces tendances ont pour conséquence l'existence d'évènements avec une très forte décorrélation entre la consommation et la production et une désynchronisation plus générale des pointes nationale et locales.
14. C'est dans ce contexte que la CRE a formulé un appel à contribution à l'ensemble des parties prenantes pour la cinquième période de tarification. Il nous semble pertinent de synchroniser les modifications de structure tarifaire entre le réseau de transport et de distribution afin de mettre en place un dispositif global permettant de répondre simultanément aux problématiques de pointes d'injection et de soutirage locales et nationales.

**Question n°1 :** Les problématiques exposées ci-dessus sont-elles selon vous représentatives des enjeux soulevés pour la structure du TURPE par l'émergence des réseaux intelligents et par l'évolution du système électrique ? (p9)

**Position n°1 :** Sun'R Smart Energy est globalement en accord avec les problématiques soulevées par la CRE, en ajoutant qu'il faut bien considérer le gisement de stockage « distribué » et ne pas oublier la nécessaire synchronisation avec les problématiques à l'échelon européen, qui vont parfois dans le même sens, mais sont parfois également en avance de phase ou à contretemps.

**Question n°5 :** Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 5 ? (p11)

**Position n°2 :** Sun'R Smart Energy considère que les travaux de long terme sur le TURPE (6+) doivent être initiés au plus tôt et s'inscrire dans une idée de réforme durable.

## 2.2 Les objectifs du TURPE

15. Le principal objectif poursuivi par les gestionnaires de réseaux dans la définition du TURPE est de s'assurer du bon fonctionnement du réseau électrique, au service des consommateurs, tout en optimisant la valeur collective.
16. La nouvelle structure tarifaire du TURPE devra donc permettre d'envoyer des signaux incitatifs à une utilisation du réseau permettant l'optimisation de l'exploitation et des investissements réseaux.
17. Pour autant, le rôle du TURPE n'est pas d'assurer l'optimisation des coûts du système électrique dans son ensemble. Dans la mesure où les pointes locales et nationales sont dimensionnantes sur l'investissement réseau, elles doivent être prises en comptes dans les enjeux considérés pour

la définition de la structure tarifaire du TURPE. Le TURPE doit donc inciter à la maîtrise des pointes.

18. En revanche, la gestion du système électrique, notamment via le recours à des actifs de production de pointe, ou le dispatch optimal des moyens de productions, ne font pas partie des coûts à la charge du TURPE. C'est le rôle du mécanisme de capacité, qui assure la rémunération des capacités disponibles en période de pointe PP1 et des signaux prix du marché de gros : lors des heures de pointes, les prix sont élevés incitent les consommateurs/fournisseurs à réduire leur consommation.

**Question n°3 : Plusieurs facteurs peuvent contribuer à la maîtrise des pointes de consommation : les signaux de prix du marché de l'électricité, le mécanisme de capacité, les dispositifs d'effacements, la structure des tarifs de réseaux et les mesures d'économie d'énergie. Quel doit être selon vous le rôle ou la part de ces facteurs dans l'atteinte de cet objectif ? (p9)**

**Position n°3 : Les tarifs de réseaux doivent envoyer des signaux aux utilisateurs uniquement lorsque la consommation ou la production agrégée devient dimensionnante pour les réseaux de transport ou de distribution.**

## 2.3 Le statut du stockage vis-à-vis du TURPE

19. La présente consultation met en évidence la nécessité de disposer de moyens de flexibilité permettant l'équilibrage du système électrique. Le stockage décentralisé est l'une des solutions permettant d'assurer l'équilibrage local via la gestion des pointes locales. Pourtant il ne semble pas que cette solution de flexibilité soit retenue par la CRE alors qu'elle est au moins aussi stratégique que l'effacement en termes de puissance utile et bien plus significative en termes de volumes d'énergie à déplacer.
20. La loi de transition énergétique prévoit d'ailleurs que la prochaine PPE contienne un volet spécifique au développement du stockage pour favoriser la production locale d'énergie (article 177 – Art. L. 141-2.).

### **Source : Article 177 de la LTE (autour de la PPE)**

« Art. L. 141-2.-La programmation pluriannuelle de l'énergie se fonde sur des scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique. Elle contient des volets relatifs :

« 4° Au développement équilibré des réseaux, du **stockage** et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction. Ce volet identifie notamment les interactions entre les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur aux différentes échelles pour en optimiser le fonctionnement et les coûts ;

21. Ce positionnement politique se justifie dans la mesure où le stockage vient soutenir le réseau :
  - Soutirer de l'électricité lorsque la production est excédentaire permet de limiter le redimensionnement du réseau pour supporter les pointes de « refoulement ».
  - Injecter de l'électricité lors des périodes de pointes de consommation permet de limiter le recours à des actifs de production de pointe et besoin de surdimensionnement du réseau pour supporter la pointe de consommation.

22. De manière générale, le stockage participe à la modulation de production/consommation sur le mécanisme d'ajustement et les services systèmes afin d'assurer l'équilibrage du système électrique.
23. Il nous semblerait donc nécessaire de mettre en évidence le stockage comme un des moyens de flexibilité permettant de limiter les investissements réseaux. Il s'agit d'un enjeu à prendre en compte dans la définition de la nouvelle structure tarifaire du TURPE.
24. En effet, Sun'R Smart Energy envisage une approche TotEx (Total Expenditures) permettant d'intégrer à la fois les coûts d'opérations et les investissements réseaux. Or la présente consultation permet de revoir la structure tarifaire du TURPE dans une optique de couverture des dépenses d'utilisation du réseau (OpEx). C'est seulement lors de la deuxième consultation que la question des schémas régionaux d'investissements réseaux sera abordée (CapEx). Cette méthodologie va donc à l'encontre de la démarche d'approche TotEx suggérée SmE.
25. Cette démarche permet de démontrer que, dans une approche TotEx, le stockage décentralisé permet d'optimiser les coûts d'investissement réseaux, mais également de diminuer les coûts du système électrique en période de pointes de consommation et de production.
26. La figure 1 illustre le cas où la consommation a vocation à baisser à terme. L'effacement de pointes de consommation par l'intermédiaire du stockage permet une annulation d'investissement, un service étant acheté pendant la période transitoire.

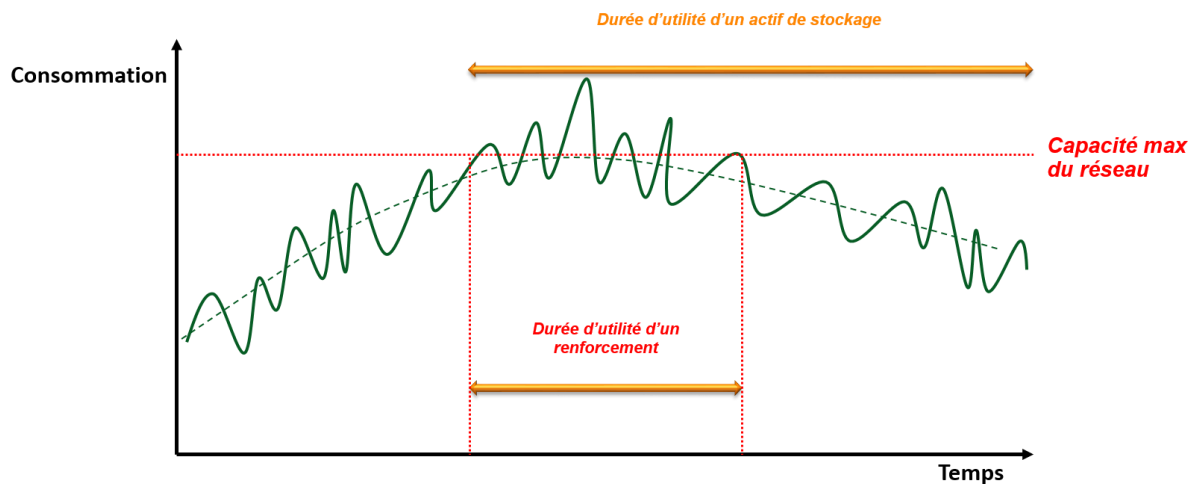


Figure 1. Illustration de la baisse d'investissement grâce à l'effacement de production réalisée par du stockage

27. En particulier, la pointe de production liée à l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes dans le système électrique, peut être absorbée par un actif de stockage décentralisé. Sa flexibilité d'équilibrage assure un décalage et/ou une diminution de l'investissement.
28. La figure 2 illustre le cas où la production augmente et stagne à terme. Le stockage permet alors de décaler l'investissement et de le minimiser à termes.

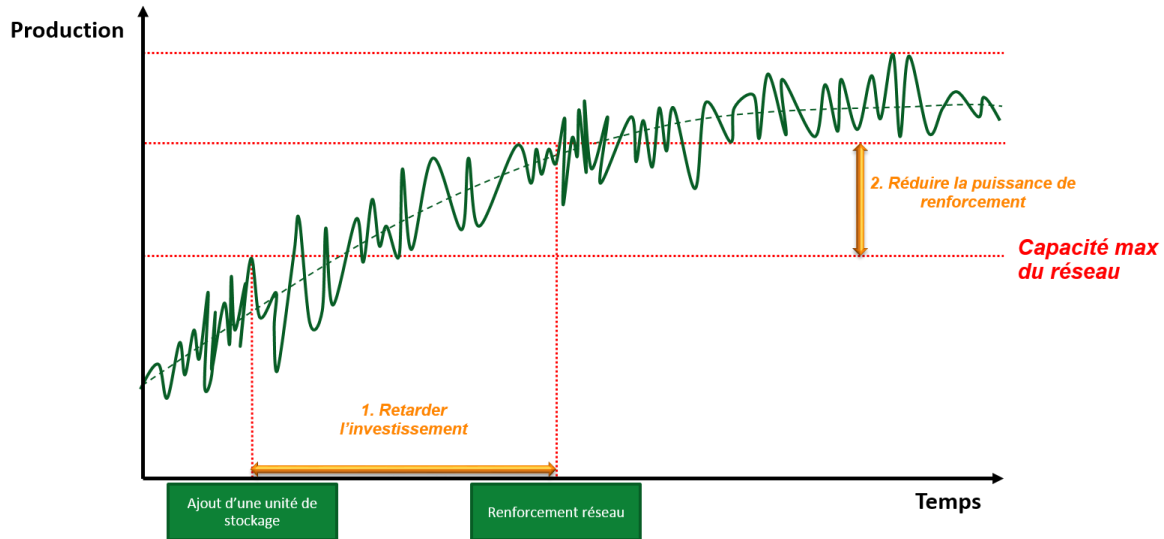


Figure 2. Illustration du retard et de l'annulation de l'investissement associée au stockage

### **Question n°2 : Voyez-vous d'autres enjeux à l'échéance du TURPE 5 ? (p9)**

**Position n°4 :** Même à l'échéance du TURPE 5, une approche TotEx doit être réfléchie, pour donner dès à présent des signaux positifs de bascule vers une telle approche et ne pas décourager les investisseurs à considérer des projets qui ne pourront voir le jour que dans un tel cadre.

**Position n°5 :** Une approche TotEx suppose de revoir les objectifs d'investissement des réseaux, en créant un mécanisme d'incitation des GR à étudier le remplacement d'un investissement par l'achat d'un service de flexibilité.

**Position n°6 :** Le développement du stockage, nécessaire à l'intégration des Enrs dans le système électrique, est insuffisamment considéré par la CRE dans sa consultation.

29. Par ailleurs, la structure actuelle du TURPE est pénalisante pour les actifs de stockage, qui sont notamment considérés comme des sites de soutirage, alors qu'ils ne sont pas des consommateurs finaux d'électricité, puisqu'ils restituent in fine cette électricité au réseau, hormis éventuellement pour les pertes liées au rendement opérationnel.
30. Pourtant, l'électricité soutirée sur le réseau par l'actif de stockage est une première fois soumise au TURPE, puis une deuxième fois lorsque cette énergie est soutirée par le consommateur final.
31. Dans cette configuration du TURPE, le déploiement d'actifs de flexibilité pourtant nécessaire à l'intégration d'énergies renouvelables intermittentes, et plus généralement à l'équilibrage du système électrique, n'est pas favorisée alors même qu'elle est intrinsèquement porteuse de leviers de réduction des coûts du réseau.
32. Sun'R Smart Energy a réalisé des simulations de coûts de TURPE pour un actif de stockage de 12 MW – 6h raccordé en HTA, soumis au TURPE 4, participant au Day-Ahead, Intraday et à la Réserve secondaire, dans une hypothèse où la mobilisation de cet actif sur la réserve secondaire irait bien au-delà des prescriptions usuellement applicables aux grandes centrales.
33. En effet, bien que les besoins actuels de réserve secondaire pour le stockage ne soient aujourd'hui pas avérés dans la mesure où la part de centrales flexibles en termes de modulation de puissance de production est suffisant pour couvrir les besoins de flexibilité du système électrique.

34. Cependant, l'augmentation de la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique à hauteur de 23% de la consommation finale brute d'énergie en consommation à horizon 2020, puis à 32% en 2030 et parallèlement la diminution de la part du nucléaire à 50% de la production électrique à horizon 2025, va introduire des nouveaux besoins de modulation de puissance (balancing) dont les caractéristiques techniques sont relativement proches d'un produit de réserve secondaire asymétrique. Le stockage pourra répondre à ces besoins de flexibilité et être mobilisé sur la réserve secondaire. L'utilisation de cet actif concernera alors la totalité des heures de la journée.
35. Par ailleurs, les actifs de stockage doivent permettre, à terme de remplacer la mobilisation d'actifs de pointe, coûteux pour le système, et donc remplacer des groupes polluants dans le mécanisme de capacité.

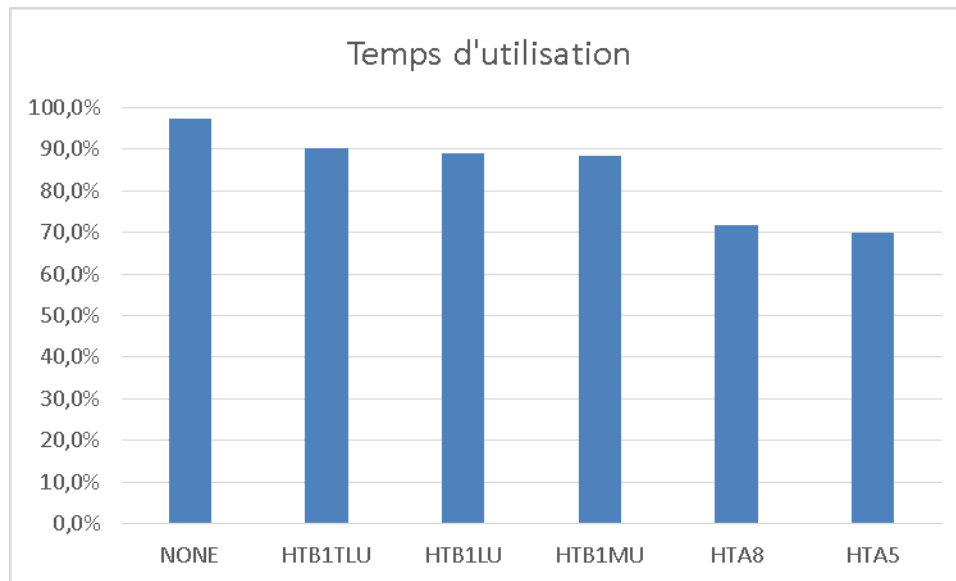


Figure 3. Temps d'utilisation du stockage en fonction du régime de TURPE auquel il est soumis

36. Ces résultats mettent en évidence que dans le cadre d'un actif de stockage raccordé en HTA, les coûts annuels générés par le TURPE empêchent une utilisation de l'actif de stockage à son plein potentiel, c'est-à-dire en considérant une logique « optimal dispatch » dont le signal-prix principal serait le prix du marché de l'énergie.
37. Ceci est lié à un facteur de rendement virtuel « tarifaire » qui s'ajoute au rendement purement physique de l'actif pour contraindre le delta de prix qui justifie de pomper-turbiner une quantité d'électricité.
38. Ainsi, le TURPE dans sa configuration actuelle restreint l'usage d'actifs de stockage sans raison « réseau » et ne permet pas de viabiliser la construction d'un actif de stockage raccordé en HTA.
39. Pourtant et comme déjà dit plus haut, il est prévu dans l'article 160 de la LTE que le futur TURPE devra contribuer au développement des flexibilités parmi lesquelles les moyens de stockage décentralisés.
40. Le cadre économique fixé par les règles du TURPE devra donc être adapté au statut du stockage, non pas comme en tant que consommateur final mais en tant qu'actif de soutien au réseau.

**Position n°7 : La structure actuelle du TURPE, trop fortement variable, pénalise les actifs de stockage, en ce qu'elle restreint leur utilisation au détriment du surplus collectif et génère une perte de revenus délétère pour leur business.**



41. Le déploiement rapide du stockage, pour assurer notamment l'intégration des énergies renouvelable et atteindre les objectifs fixés par la loi de transition énergétique de porter à 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32% en 2030, pourrait être atteint par une exonération du TURPE ou bien encore par un TURPE qui soit une source de revenus pour les actifs de stockage dont le comportement permet de réduire les coûts des réseaux, à différentes échelles.
42. Dans le débat sur le projet de loi de transition énergétique, il avait été envisagé d'exonérer le stockage de la composante de soutirage du TURPE (article 42 bis A du rapport du Sénat du 28 janvier 2015). Cet article a été remplacé par l'article 157 (en application de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie) dans la loi de transition énergétique, qui prévoit une exonération de TURPE pour les actifs de stockage raccordés au réseau de transport à hauteur de 50% maximum.

**Source : Article 157 de la LTE**

Après l'article L. 341-4 du même code, il est inséré un article L. 341-4-2 ainsi rédigé :

« Art. L. 341-4-2.-Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité applicables aux sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique sont réduits d'un pourcentage fixé par décret par rapport au tarif d'utilisation du réseau public de transport normalement acquitté. Ce pourcentage est déterminé en tenant compte de l'impact positif de ces profils de consommation sur le système électrique.

« Le niveau des tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité prend en compte la réduction mentionnée au premier alinéa dès son entrée en vigueur, afin de compenser sans délai la perte de recettes qu'elle entraîne pour le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

« Les bénéficiaires de la réduction mentionnée au premier alinéa sont les consommateurs finals raccordés directement au réseau de transport ou ceux équipés d'un dispositif de comptage géré par le gestionnaire du réseau de transport, qui justifient d'un niveau de consommation supérieur à un plancher et répondent à des critères d'utilisation du réseau tels qu'une durée minimale d'utilisation ou un taux minimal d'utilisation en heures creuses. Ces critères sont définis par décret.

« La réduction mentionnée au premier alinéa est plafonnée pour concourir à la cohésion sociale et préserver l'intérêt des consommateurs. Ce plafond est fixé par décret :

« 1° Pour les sites qui relèvent de l'article L. 351-1, en fonction des catégories définies au même article L. 351-1 et sans excéder 90 % ;

« 2° Pour les installations permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, en fonction de l'efficacité énergétique de l'installation de stockage et sans excéder 50 % ;

« 3° Pour les autres sites de consommation, sans excéder 20 %. »

43. Cette décision favorise donc les actifs de stockage de grande capacité ce qui permet de répondre aux enjeux de pointe nationale mais pas à ceux de la pointe locale. Par ailleurs, les énergies renouvelables étant majoritairement raccordées au réseau de distribution, il est nécessaire que du stockage intermédiaire soit développé afin de palier à leur intermittence.
44. Sun'R Smart Energy se positionne en faveur de l'extension de l'article 157 à l'ensemble des actifs de stockage et de la suppression du plafond de 50%. Mais ce n'est pas l'objet de cette consultation.

**Position n°8 : L'exonération du TURPE ne peut se limiter aux seuls « grands » actifs de stockage : celle-ci doit également concerner les actifs de stockage décentralisés.**

**Question n°8 : Avez-vous des améliorations à proposer quant à la méthode de construction tarifaire présentée ci-dessus ? Le cas échéant, merci de présenter de façon étayée vos propositions (p17)**

**Position n°9 : Sun'R Smart Energy suggère que, dans le TURPE 5, une option transitoire permette la valorisation des actifs fortement flexibles de valoriser dans une optique d'économies réseau.**



## 2.4 Notre proposition de révision du TURPE : Pointe mobile et Turpe <0 mobile

45. **Pénaliser la consommation en pointe** : Dans la mesure où les pointes de consommation sont dimensionnantes pour l'investissement réseau, Sun'R Smart Energy est favorable à la mise en place d'une pointe mobile à tarif élevé en soutirage pour limiter la consommation durant les heures de pointe.
46. **Stimuler la consommation en creux** : En parallèle, il nous semble nécessaire que les heures « creuses »<sup>1</sup> soient associées à un TURPE négatif en soutirage afin de favoriser la consommation.
47. Respectivement, les producteurs devront être responsabilisés via une augmentation de la part TURPE en injection, qui fonctionnerait sur le même principe :
  - **Limiter la production en creux** : pointe élevé en injection pendant les heures creuses et
  - **Stimuler la production en pointe** : tarif négatif en injection pendant les heures de pointe de consommation.
48. **Répartition injection/soutirage** : un tel dispositif suppose de reconsidérer la répartition du TURPE entre la part injection et soutirage. En effet, les coûts de réseaux sont engendrés par les pointes de consommation mais également par les pointes de production qui sont souvent corrélées, mais dans la mesure où la production (~540TWh) est significativement supérieure à la consommation (490TWh), certains flux dimensionnant ne sont pas directement liés à la consommation. Ainsi, Le développement d'énergies renouvelables intermittentes contribuera à l'augmentation de ces coûts si des solutions de flexibilité ne sont pas mises en place.
49. A ce titre, il nous semble cohérent que les coûts soient partagés entre producteurs et consommateurs. Sun'R Smart Energy se positionne donc en faveur d'une répartition du TURPE à hauteur des injections et soutirages des producteurs et consommateurs. Dans la mesure où le TURPE doit inciter au bon comportement des acteurs du système électrique afin de diminuer les coûts de réseau. Cette nouvelle répartition permettra d'inciter simultanément à la flexibilité de la consommation et de la production.
50. Le stockage, dans son statut actuel de double point d'injection et de soutirage, serait donc soumis au même régime que l'ensemble des sites consommateurs et producteurs.
51. Cette adaptation de la structure tarifaire du TURPE permettrait ainsi de valoriser le stockage qui agit à contre tendance du réseau afin de le soulager de sa production excédentaire ou de répondre aux besoins de consommation. Le stockage serait notamment rémunéré pour consommer aux heures creuses via le TURPE négatif.
52. La mise en place de ces horaires mobiles (heures de pointes mobiles et heures creuses négatives) serait la responsabilité :
  - du gestionnaire de réseau de transport pour les pointes/creux nationaux
  - des gestionnaires de réseaux de distribution pour les pointes/creux locaux.
53. Nous ne sommes pas favorables à limiter les heures de pointes mobiles nationales aux seules heures PP1 du mécanisme de capacité ou les heures Tempo car les premières sont insuffisamment nombreuses et les secondes trop larges.
54. Dans cette configuration où les heures de pointes/creux du réseau de transport et du réseau de distribution ne sont pas nécessairement corrélées, une géo-différenciation des tarifs s'impose.

<sup>1</sup> Nous ne parlons pas ici des Heures Creuses usuelles, mais des heures de faible consommation.

Cette gestion des heures de points mobiles et des heures creuses négatives à la maille locale permettra de répondre aux enjeux de pointes locales.

55. Par ailleurs, l'introduction d'une pointe mobile se justifie si les heures de pointes mobiles choisies correspondent aux heures de forte sollicitation du réseau.
56. Dans la mesure où les pointes nationales et locales ne sont pas synchrones<sup>2</sup> et que le développement des énergies renouvelables ainsi que le développement de nouveaux usages, tels que les véhicules électriques risquent de renforcer cette tendance à la désynchronisation des pointes locales et nationales, il nous semble opportun de dissocier la gestion des pointes et creux mobiles entre le niveau national et local.
57. Certes une concertation sera nécessaire entre le GRT et les GRD afin d'éviter les ordres contraires sur les tarifs applicables, mais cette démarche nous semble être un premier pas vers la démocratisation de la flexibilité locale, préconisée par les expérimentations de flexibilité locale à l'article 200 de la loi de transition énergétique.

#### **Source : Article 200 de la LTE**

Dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution, le Gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures relevant du domaine de la loi nécessaires pour mener à bien un déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies. Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée.

Ce déploiement est organisé conjointement par le gestionnaire de réseau, les autorités organisatrices des réseaux publics de distribution et les autres collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernés.

Cette expérimentation est menée dans un nombre limité de régions ou d'ensembles de départements déterminé par le ministre chargé de l'énergie, sur proposition des gestionnaires de réseaux ou des collectivités publiques mentionnés au deuxième alinéa du présent article, compte tenu de l'environnement industriel et de la pertinence technique d'un déploiement expérimental dans les territoires considérés.

La mise en œuvre de ce déploiement expérimental se déroule en coordination avec le gestionnaire du réseau public de transport, en ce qui concerne les mécanismes qu'il met en œuvre au titre des [articles L. 321-9 à L. 321-16 du code de l'énergie](#).

Dans le cadre de ce déploiement expérimental, la Commission de régulation de l'énergie approuve les règles particulières relatives aux conditions d'accès aux réseaux et à leur utilisation.

Les ordonnances prévues au présent article sont prises dans un délai d'un an à compter de la promulgation de la présente loi. Pour chaque ordonnance, un projet de loi de ratification est déposé devant le Parlement dans un délai de six mois à compter de sa publication.

58. Comme nous l'avons illustré ci-dessus, Sun'R Smart Energy met en place des outils de modélisation des coûts associés à la mobilisation d'actifs de stockage en injection et soutirage, dans le cadre de ses activités d'agrégation et de développement de projets d'unités de stockage. Cependant, à ce stade, il nous manque des informations d'utilisation du réseau pour quantifier de manière réaliste le dispositif de pointe mobile et TURPE < 0 mobile que nous envisageons.
59. Nous avons cependant développé des modèles permettant de modéliser l'impact des évolutions réglementaires telles que le TURPE, sur le comportement des acteurs.

<sup>2</sup> La présente consultation met en évidence que :

- Sur le réseau HTA, la présente consultation fait état d'un taux de synchronisme moyen de 65% entre la consommation nationale et les postes sources sur les années 2007-2012 et de 82% lors de la vague de froid de février 2012
- Sur le réseau HTB 3 : désynchronisation totale entre les pointes de soutirage et le transit sur le réseau de grand transport (et le dimensionnement qui en découle)

60. A ce titre, nous proposons d'utiliser notre expertise en support de la CRE dans le cadre de la mise en œuvre de l'article 160 - III de la loi de transition énergétique.
61. Dans un objectif de baisse globale des coûts du système électrique tout en assurant la sécurité d'approvisionnement et la qualité de la fourniture, notre participation pourrait venir appuyer la CRE pour évaluer le dispositif de pointe mobile et  $TURPE < 0$  mobile.

**Question n°6 :** Avez-vous des remarques sur ces principes généraux sous-jacents à la construction des tarifs? (p12)

**Position n°10 :** Sun'R Smart Energy pense que la répartition injection/soutirage du TURPE doit être revue ? Néanmoins, pour des problématiques de compétitivité de la production française, cet effort doit être coordonné au niveau européen.

**Question n°11 :** Quelle est votre analyse quant à la prise en compte l'existence d'aléas climatiques extrêmes dans la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure ? (p18)

**Position n°11 :** Les aléas climatiques ne sont pas les seuls facteurs dimensionnants, mais ils en font partie.

**Question n°12 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la non-pertinence d'une option à pointe mobile pour le niveau de tension HTB3 ? (p19)

**Position n°12 :** Les flux qui dimensionnent le réseau HTB3 ne sont pas nationaux mais européens, mais si intégrer une pointe mobile à ce niveau permet de stimuler les usages aux niveaux inférieurs, que ce soit pour le soutirage ou l'injection, cela mérite d'étudier le sujet.

**Question n°13 :** Que pensez-vous de l'utilité de l'introduction d'une pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2 ? (p20)

**Position n°13 :** Nous y sommes favorables, de la même façon, avec des enjeux plus nationaux.

**Question n°14 :** Etes-vous favorable à l'introduction d'une pointe mobile pour le domaine de tension HTA ? (p20)

**Position n°14 :** Comme c'est le niveau où s'introduit le plus gros de la part d'injection des EnR, c'est à ce niveau que la pointe mobile est la plus pertinente et indispensable.

**Question n°29 :** Etes-vous favorable au choix de la période de pointe PP1 pour définir la période de pointe mobile du TURPE HTA à l'horizon du TURPE 5 ? (p31)

**Position n°15 :** Etant donnée la définition du paramètre PP1, il ne représente pas bien les enjeux « réseaux » et ne peut donc être retenu pour la définition de la pointe mobile, ne serait-ce que parce que le nombre d'heures est très faible.

**Question n°42 :** Etes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE concernant la tarification des injections? (p51)

**Position n°16 :** Comme dit plus haut, nous disons qu'il faut revoir la répartition injection/soutirage.

### 3 Réponse à d'autres questions

62. Pour les autres questions de la consultation, il y en a certaines pour lesquelles nous ne sommes pas de spécialistes mais pensons avoir un avis raisonné qui peut entrer dans le débat. Pour les autres, nous ne répondrons pas.

#### 3.1 La constitution des réserves

63. De manière générale, Sun'R Smart Energy considère que plus les écarts seront incitatifs à l'équilibre et représentatifs de l'état réel du système, plus les Responsables d'Equilibres seront incités à une gestion optimisée de l'équilibre de leur périmètre et l'équilibrage de ce périmètre ira dans le sens du système, ce qui conduira in fine à une réduction du coût d'équilibrage et un meilleur équilibre.
64. Concernant la constitution des réserves, il faut bien séparer ce qui est proportionnel à des quantités d'énergie (injectées/soutirées et/ou en écart) circulant effectivement sur les réseaux et ce qui est plutôt de l'ordre d'une « assurance » dimensionnée par des pics de variation de la puissance instantanée.
65. Ainsi, les déséquilibres solutionnés par le réglage secondaire de fréquence peuvent être assimilés à des écarts.

**Question n°31 : Etes-vous favorable à la modification présentée des principes de couverture du volet énergie des charges liées à l'équilibrage ? (p42)**

**Question n°32 : Etes-vous favorable au transfert dès l'entrée en vigueur des prochaines Règles MA – RE (printemps 2016) des coûts d'activation de la réserve secondaire vers le compte ajustements écarts ? (p42)**

**Position n°17 : Sun'R Smart Energy est en accord avec la proposition de la CRE, dans le timing proposé.**

66. En revanche, la constitution de réserves de puissance telles que la réserve rapide et complémentaire relève plutôt d'une assurance qui sert à tous, producteurs et consommateurs : nous sommes favorables à une nouvelle répartition en fonction des volumes soutirés ET injectés.

**Question n°33 : Estimez-vous qu'une révision de la répartition entre injections et soutirages pour le financement de certaines des charges de constitution des réserves tertiaires (réserves rapide et complémentaire) et de l'appel d'offres effacement devrait être mise en œuvre ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ? (p43)**

**Question n°34 : Considérez-vous que le financement de ces réserves devrait porter également sur la puissance d'injection ou de soutirage souscrite plutôt que sur la seule énergie injectée ou soutirée ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ? (p43)**

**Position n°18 : Sun' Smart Energy est favorable à une révision du financement qui porte sur les quantités d'énergie et pas les puissances souscrites.**

67. Le fait générateur de la « reconstitution des marges » semble devoir disparaître si le marché de capacité fonctionne bien. En tout état de cause, il s'agit d'un dysfonctionnement du système susceptible de générer des écarts, et donc selon nous, les énergies activées pour la reconstitution des marges est proche de l'énergie permettant de gérer les écarts.

**Question n°35 :** Pensez-vous que les coûts liés à la reconstitution des marges devraient être financés de la même manière que les réserves rapide et complémentaire ? (p43)

**Question n°36 :** Avez-vous d'autres remarques à apporter sur le partage du financement des coûts d'équilibrage ? (p43)

**Position n°19 :** Sun'R Smart Energy suggère que les coûts générés par la reconstitution des marges soit imputés à la communauté des RE en écarts.

**Position n°20 :** Les écarts en France ne doivent plus être construits que pour supporter les coûts, mais bien pour inciter les acteurs à adopter un comportement favorable au bon fonctionnement du système électrique.

68. Selon nous les réserves primaires, secondaires (voire tertiaires type RR et RC) devraient être constituées par appel d'offre hebdomadaire primaire, avec par ailleurs la constitution d'un marché secondaire pour ces engagements, afin que les acteurs subissant des aléas puissent transférer leurs engagements à d'autres acteurs capables sans faire défaut au système.

**Question n°37 :** Estimez-vous que les règles actuelles de constitution des réserves primaire et secondaire (prescription d'acteurs obligés et prix régulé) doivent être modifiées ? (p46)

**Position n°21 :** Les réserves doivent faire l'objet d'un marché ouvert, par exemple géré par un AO hebdomadaire.

**Question n°38 :** Que pensez-vous de l'analyse de RTE concernant le marché secondaire organisé des services système fréquence ? (p46)

**Position n°22 :** Sun'R Smart Energy développe des actifs de stockage qui viendront alimenter ce marché et nous ne pouvons nous satisfaire d'un mécanisme de type NER qui est fortement défavorable aux nouveaux entrants (propice aux collusions) versus un marché anonyme, nous ne sommes donc pas en accord avec l'analyse de RTE.

**Question n°39 :** Etes-vous favorable à l'organisation d'appels d'offres pour contractualiser tout ou partie de la réserve primaire ? Considérez-vous opportun de mener une telle contractualisation de façon conjointe avec d'autres GRT européens ? (p46)

**Position n°23 :** La contractualisation par AO des réserves, pas seulement primaire, est une bonne idée, l'idée de mutualiser avec d'autres pays est bonne, mais la complexité de la mise en œuvre conjointe ne doit pas retarder la mise en place sur la seule France dans un premier temps.

**Question n°40 :** Pensez-vous opportun de faire supporter par les producteurs une partie des coûts de constitution des services système ? En particulier, que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire supporter par les producteurs tout ou partie de la différence par rapport à la situation actuelle (18,20€/MW/h) ? (p46)

**Position n°24 :** Sun'R Smart Energy pense que la constitution des réserves doit être imputé au coefficient c « nouvelle formule » (avec une répartition sur les consommateurs et les producteurs, cf-ci-dessus)

**Question n°41 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la réserve secondaire ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?**

**Position n°25 : Pour plus de lisibilité, il ne faut pas faire d'exception et donc favoriser un fonctionnement identique pour RP, RS, RR et RC.**

Nous sommes enfin favorables à une souscription de puissance au kVA car cela incite les consommateurs à mieux s'approprier leur consommation et surtout à mesurer l'intérêt différentiel entre Maîtrise de la Demande Energétique (MDE), minimisation de la Puissance Souscrite, notamment) et effacement (puissance souscrite supérieure mais potentiel d'effacement plus important) [Q21]

**Question n°21 : Etes-vous favorable au passage à une souscription de puissance par pas de 1kVA au lieu de 3kVA ?**

**Position n°26 : Sun'R Smart Energy est favorable à la souscription par pas de 1kVA.**

## 4 Absence de réponse

69. Pour être exhaustifs, voici la liste des questions auxquelles nous ne répondons volontairement pas : Q4 ; Q7 ; Q9 ; Q10 ; Q15 ; Q16 ; Q17 ; Q18 ; Q19 ; Q20 ; Q22 ; Q23 ; Q34 ; Q25 ; Q26 ; Q27 ; Q28 ; Q30.

## 5 Conclusion

70. Sun'R Smart Energy se tient à la disposition de la Commission et de ses services pour tout complément utile à cette contribution ou, comme mentionné plus haut, pour rendre public une part de ce document.
71. Pour ce faire, merci de contacter :
- **Pauline Desjacques**, Chargée d'études, 0.681.900.009, [pauline@o-i-e.com](mailto:pauline@o-i-e.com)
  - **Pierre Guerrier**, Directeur du développement, 0.668.098.956, [pierre.guerrier@sunr-sme.fr](mailto:pierre.guerrier@sunr-sme.fr)
  - **Davy Marchand-Maillet**, Directeur des opérations, 0.682.043.170, [davy.marchand-maillet@sunr-sme.fr](mailto:davy.marchand-maillet@sunr-sme.fr)