CURTE
Comité des
Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité

Commission Perspectives du Réseau du 7 juin

Compte rendu des discussions

Ordre du jour

I. ACCUEIL ET INTRODUCTION (JEAN VERSEILLE) 3

II. METHODOLOGIE ET SCENARIOS DE PRODUCTION DU BILAN PREVISIONNEL (NICOLAS KITTEN) 3

III. PROGRAMME ET MODALITES DE TRAVAIL (TOUS) 11

IV. CONCLUSIONS (JEAN VERSEILLE) 12

Etaient présents :

RTE
Jean VERSEILLE
Hervé MIGNON
Nicolas KITTEN
Jean-Marc ROUDERGUE
Bruno MEYER
Gro de SAINT MARTIN

Acteurs du système électrique

ADEME	Vincent KRAKOWSKI
ANROC	Jean-Jacques JOUANDY
ATEE	Patrick CANAL
ATEE	Paul RAVETTO
CGDD et DGEC	Richard LAVERGNE
COFELY	Philippe COURTES
CLER	Raphaël CLAUSTRE
CRE	Frédéric PERRIN
DIRECT ENERGIE	Marcos PEREZ DIAZ
EDF DOAAT	Jean-Christophe GAULT
EDF DOAAT	Manuel ALBERTINI
EDF DPI	Christophe TRZPIT
ENERGY POOL	Olivier BAUD
EON	Philippe GOUILLART
EON	Emmanuelle CARPENTIER
ERDF	Marc LAGOUARDAT
FNE	Maryse ARDITI
GDF-SUEZ	Arnault MARTIN
GRT Gaz	Philippe MADIEC
NOVAWATT	Franck RABUT
POWEO	Damien LEVEQUE
RIO TINTO ALCAN	Jean-Paul AGHETTI
SER	Alexandre COURCAMBECK
SER	Damien MATHON
UFE	Audrey ZERMATI
UFE	Hélène Robert

I. Accueil et introduction (Jean Verseille)

Jean Verseille ouvre la séance. Il indique que, comme promis lors de la première commission, cette réunion sera consacrée à la présentation des scénarios de production retenus pour l'exercice du Bilan Prévisionnel 2011, ainsi qu'à l'évolution de la méthodologie utilisée. Le calendrier des travaux sera également abordé. Il rappelle que RTE est à l'écoute des participants pour toute suggestion quant aux modalités de travail et aux thèmes à aborder.

II. Méthodologie et scénarios de production du Bilan Prévisionnel (Nicolas Kitten)

Nicolas Kitten présente la méthodologie de prévision, l'évolution de la consommation en puissance et les hypothèses de production (voir slides de présentation). Il précise que les résultats définitifs ne seront présentés que lors de la conférence de presse.

Débat sur l'évolution de la consommation en puissance

RIO TINTO ALCAN s'interroge sur l'écart constaté entre la température observée et la température normale lors de l'hiver 1985. Quel serait l'impact d'un tel écart aujourd'hui ?

RTE souligne qu'en 1985, on était à des niveaux bien en-deçà des températures à 1 chance sur 10. Aujourd'hui, avec des températures similaires, la consommation en puissance atteindrait 103 GW, hors effacement.

Le CLER note qu'en 1985, le programme de chauffage électrique n'avait pas atteint le taux de pénétration d'aujourd'hui.

EDF aimerait connaître le nombre d'années d'historique dont on dispose pour construire le référentiel de température.

RTE précise que l'on dispose de 30 années d'historique. Les nouvelles températures de référence, élaborées à partir des chroniques observées sur la période 1980-2010, sont redressées par Météo France afin d'être représentatives de la décennie à venir. Ce référentiel est mis à jour par Météo France tous les 10 ans.

ADEME souhaite connaître l'hypothèse de charge prise en compte pour le véhicule électrique.

RIO TINTO ALCAN estime que 0,4 kW par véhicule paraît très faible.

RTE répond que le graphique montre un profil normé visant à illustrer l'impact possible de différents scénarios. On est plus proche de 3 kW que de 0,4.

UFE se demande si l'hypothèse de charge est la même sur les 2 horizons de temps.

RTE le confirme, en précisant que le parc évolue dans le temps.

COFELY souhaite savoir si les prévisions de consommation sont confirmées par les distributeurs, qui sont proches des clients, et par ERDF en particulier.

RTE indique que RTE et ERDF sont tous deux membres du GIE CEREN, dont la mission est de réaliser des enquêtes quantitatives sur l'évolution de la consommation en France. Il y a par conséquent un référentiel de données commun.

ATEE se demande si au delà du référentiel commun, ERDF partage les prévisions de consommation de RTE.

RTE répond qu'il y a un partage des données d'entrée, et que RTE s'appuie partiellement sur les prévisions réalisées par ERDF. Néanmoins, il convient de souligner que RTE ne couvre pas le même périmètre qu'ERDF. L'industrie raccordée au Réseau Public de transport n'intéresse pas ERDF.

Le CLER estime que l'on ne perçoit pas dans les prévisions de RTE le développement supposé massif prôné par les pouvoirs publics de la chaleur renouvelable et de l'efficacité énergétique. Il se demande si c'est parce que RTE n'y croît pas, ou bien si ces effets sont malgré tout bien intégrés.

RTE estime que la vraie question est l'ampleur de ce développement. De fait, chacun des scénarios comporte des hypothèses d'efficacité énergétique plus ou moins poussées. Il convient de noter que la logique de RTE n'est pas de construire des scénarios en partant d'un objectif final souhaité, mais de réaliser des prévisions respectant une logique technique de progressivité des mesures. La croissance de la consommation prévue au BP 2011 est plus faible que celle du BP 2009. Dans certains secteurs, l'évolution est même quasi-plate. De ce fait, on s'inscrit bien d'une certaine manière dans un plan de sobriété.

Synthèse des actions décidées :

- RTE précisera le niveau de charge retenu pour les véhicules électriques

Hors réunion : de 3kVA à 133 KVA selon la taille des véhicules et le type de charge. Le BP2011 donnera la référence de l'étude.

Débats sur le scénario de production « de référence »

EDF fait part de ses interrogations quant aux hypothèses retenues par RTE sur les parcs THF Fioul et TAC. Une nouvelle concertation sur ce sujet est convenue

POWEO s'interroge sur la prévision d'arrivées de CCG. Le CCG breton est-il prévu après 2020 ?

RTE précise qu'il y a effectivement une erreur dans ce slide, qui sera corrigée.

EON se demande s'il faut comprendre que le maintien à 65 GW de la capacité nucléaire dans le scénario de référence implique l'abandon de Penly.

RTE répond par la négative : il s'agit d'un scénario purement normatif, à l'instar des autres productions thermiques.

POWEO se demande si RTE a pris en compte une réduction d'ici 2020 du parc nucléaire.

RTE répond que cette hypothèse n'a pas été intégrée dans le scénario de référence, mas qu'elle fait l'objet d'une variante.

RTE rappelle que si le scénario de référence constitue bien une vision centrale de simulation, d'autres variantes sont également développées.

Synthèse des actions décidées :
- RTE adaptera les hypothèses afin de tenir compte des remarques des participants.

Débat modalisation européenne

ADEME souhaite savoir si l'arrêt du nucléaire en Allemagne pris en compte par RTE dans ses simulations sera compensé essentiellement par le développement du photovoltaïque et de l'éolien.

RTE confirme cette hypothèse, mais souligne qu'il restera de la production thermique, et que l'Allemagne fait un très grand effort sur la MDE.

COFELY se demande ce que signifie exactement le mot « compenser » dans ce contexte.

RTE précise que dans le Bilan Prévisionnel, « compenser » a un sens statistique. Autrement dit, la croissance des énergies renouvelables est telle que celles-ci pourront, d'un point de vue statistique, fournir une production équivalente à celle perdue par les arrêts de tranche. En particulier, en ce qui concerne le solde des échanges en énergie, le développement du photovoltaïque et de l'éolien massifs envisagés chez nos voisins vont plus que compenser les fermetures. Cela ne veut bien sûr pas dire qu'il n'y a pas de moments où ce ne sera pas le cas. Néanmoins, les profils de production sont différents. On va vers une volatilité plus grande des flux et des conditions d'équilibre.

RIO TINTO ALCAN estime qu'il faudra de nouvelles capacités de backup, et notamment des cycles combinés, afin de pallier à l'intermittence de la production. Cela ne va pas sans créer de nouvelles difficultés : il faudra développer des réseaux de gaz et des capacités de stockage de gaz.

RTE rappelle qu'il est également possible de mutualiser les moyens de production par le réseau de transport d'électricité. L'Allemagne compte par exemple construire plusieurs milliers de km de lignes supplémentaires afin de transporter l'énergie produite dans le nord de l'Allemagne vers les centres de consommation du sud. Le Gouvernement allemand entend réduire les délais de procédures de 10 ans à 4 ans pour ces projets.

RIO TINTO ALCAN estime qu'il est loin d'être aisé de construire de nouvelles lignes de transport d'électricité, ce que partage RTE.

ATEE s'interroge sur la capacité des allemands à tenir le challenge.

RTE indique qu'actuellement, il y a 18 GW de photovoltaïque installée en Allemagne. Certains WE, la production atteint 11 à 12 GW, ce qui compte dans l'équilibre global.

ATEE et RIO TINTO ALCAN estiment que l'effacement devra jouer un rôle important.

CLER s'interroge sur les chiffres des ordonnées figurant sur le graphique d'interclassement des moyens de production. S'agit-il bien des coûts de production, sachant que l'ARENH est à 42€/MWh ?

RTE précise qu'il s'agit d'un interclassement de la part variable des coûts de production.

FNE indique que le coût variables des éoliennes est nul, et regrette que ce moyen de production ne figure pas sur la courbe.

Au sujet des capacités d'échange maximales à 2020, FNE constate que la capacité d'échange avec l'Espagne est de 4 GW, et se demande si la nouvelle ligne souterraine actuellement en projet est prise en compte. RTE le confirme.

Synthèse des actions décidées :
- RTE modifiera le graphique sur l'interclassement des moyens de production pour préciser qu'il s'agit uniquement de la « part variable », hors coût d'investissement.

Débat sur le scénario nucléaire bas

RIO TINTO ALCAN se demande si le scénario nucléaire bas peut boucler.

RTE rappelle que c'est l'objet même du BP, dont résultats seront communiqués lors de la conférence de presse en juillet.

UFE souhaite savoir si le scénario nucléaire bas combine bien 3 variantes en même temps. On sortirait alors de l'exercice d'analyse de sensibilité.

RTE confirme que dans la mesure où l'on on s'écarte fortement du scénario de référence, il est nécessaire de faire une combinaison de variantes.

RTE rappelle que l'exercice du Bilan Prévisionnel comporte toujours un scénario de référence complété par des variantes. Dès 2009, il y a eu une variante nucléaire bas et une variante EnR haut. Néanmoins, cette année, la profondeur de la variante est plus forte, avec des impacts sur les autres éléments de prévision. Il s'agit par conséquent d'une analyse de sensibilité qui prend en compte toutes les conséquences de la variante, à l'instar par exemple de l'analyse des effets de la crise économique.

FNE souligne l'intérêt de réaliser des scénarios de rupture afin d'analyser la robustesse du système.

DIRECT ENERGIE aimerait savoir si le scénario bas correspond à une volonté politique de la DGEC.

RTE rappelle qu'il ne se substitute pas à la DGEC, et que le rôle de RTE est simplement de fournir une vision technique avec des analyses de sensibilité, et non de transmettre un message politique.

FNE constate qu'aujourd'hui, la centrale la plus jeune a 17 ans, et la plus ancienne – Fessenheim - 33 ans. En 2030, Fessenheim aura 53 ans. Le scénario de référence implique-t-il implicitement une hypothèse sur la prolongation de la durée de vie des centrales ?

RTE indique que la prévision porte sur un niveau de puissance disponible, sans hypothèse précise sur la durée de vie ou le taux de renouvellement. Ne connaissant pas aujourd'hui le rythme et l'ampleur du déclassement des tranches nucléaires, il est supposé, ce de manière tout à fait conventionnelle, que de nouveaux groupes nucléaires seront construits pour compenser la puissance des tranches déclassées.

CLER se demande si le scénario nucléaire bas est nouveau en 2011.

RTE rappelle qu'un scénario nucléaire bas avait déjà été élaboré lors du Bilan Prévisionnel 2009, mais que sa profondeur était moindre.

GRT Gaz s'interroge sur le rôle du gaz en tant que variable de bouclage dans les prévisions. Il estime qu'il y a lieu d'articuler le développement des CCG avec celui des réseaux.

RTE indique qu'il évalue le besoin de puissance complémentaire, mais qu'il ne se prononce pas sur la nature de la production ou des effacements à même de couvrir ce besoin. Il convient de croiser les regards et de coordonner le développement.

GRT Gaz constate que l'on fait malgré tout des hypothèses explicites sur le volume d'ENR, et souhaite savoir si le motif de ce traitement particulier réside dans la logique d'installation des EnR, qui est pour le moment exogène au marché.

RTE précise qu'il s'agit d'hypothèses construites dans le prolongement des objectifs du Grenelle

EDF s'interroge sur la question de l'intermittence. Est-elle regardée de près ?

RTE confirme que l'intermittence des EnR est au centre de la modélisation réalisée. Il s'agit d'une modélisation chronologique, au pas horaire.

EDF aimerait connaître les horizons de prévision du Bilan Prévisionnel.

RTE indique que les années modélisées sont : 2013, 2014, 2015, 2016, puis 2020 et 2030.

RIO TINTO ALCAN estime que les gisements potentiels d'effacement pour passer la pointe devraient être mieux caractérisés et quantifiés. Une utilisation pertinente des gisements d'effacement industriel entraînerait des gains évidents, à la fois pour le système et en termes de CO2 évité. Il rappelle qu'il y a déjà des travaux en cours sur le volet économique du sujet dans le cadre de l'élaboration du mécanisme de capacité.

Le CLER considère que l'on pourrait se permettre de s'aller encore plus loin dans les variantes. En effet, dans la variante nucléaire bas, la France serait encore à 50% de nucléaire, et resterait le deuxième pays producteur au niveau mondial. Par ailleurs, la variante EnR haut ne semble pas particulièrement ambitieuse. Pourrait-on aller plus loin ?

ENERGY POOL apprécie le tableau de synthèse de l'offre « référence », et juge qu'il mériterait d'être complété par quelques données économiques et environnementales : quel est l'impact macro-économique quand on passe d'une étape à l'autre, quel est l'impact en termes de coût d'investissement, combien de CO2 de plus ou de moins ?

RTE déclare que l'impact carbone des différentes variantes est bien calculé, et les résultats seront fournis dans le document final. En revanche, RTE ne s'estime pas légitime pour évaluer l'impact sur les coûts d'investissement des moyens de production.

RTE rappelle que les hypothèses sur les filières de production ont également des conséquences sur le réseau de transport d'électricité. Certaines variantes conduisent à des modifications structurelles du réseau. Certains de nos voisins, comme l'Allemagne et l'Espagne, où les volumes d'EnR atteignent des niveaux très importants, font état d'un besoin fort de développement du réseau. Ainsi, dans un rapport récent, le DENA (l'agence de l'énergie allemande) estime que 3600 km de lignes supplémentaires sont nécessaires afin d'atteindre 39% d'EnR en 2020. La problématique de l'impact réseau des différents scénarios avancés rentre bien dans les champs possibles de discussion au sein de cette commission. Compte tenu des délais nécessaires pour construire une nouvelle ligne, qui sont de 10, voire 15 ans, 2030 est une année plus pertinente que 2020.

FNE rappelle que pour France –Espagne, il a même fallu 30 ans !

ENERGY POOL considère qu'aujourd'hui, personne ne calcule l'impact économique et en CO2 des différents scénarios. L'impact sur le prix du kWh ne sera pas négligeable, et il est probable que les émissions de CO2 en 2015 soient supérieures à celles de 2011. L'idée serait d'avoir quelques ordres de grandeur.

RTE rappelle que l'impact CO2 est bien calculé. En ce qui concerne le coût du kWh, RTE estime que la tâche ne serait pas si simple. La dynamique de fonctionnement des moyens de production varie en effet fortement en fonction du mix énergétique. RTE peut proposer un interclassement relatif des moyens de production, mais n'est pas le mieux placé pour évaluer l'impact macro-économique.

COFELY aimerait avoir une vision globale de l'effet des prévisions sur le réseau, notamment sur le réglage de fréquence. Ces prévisions sont-elles bien réalistes ?

RTE précise que le Bilan Prévisionnel est fondé une optimisation économique (interclassement) du placement des moyens de production sur des courbes de charges. Cette modélisation ne permet pas de vérifier si le résultat de cette optimisation économique satisfait à toutes les contraintes d'exploitation, que ce soit au niveau de la dynamique de mobilisation des centrales ou de la tenue du réseau. En réalité, sur certaines périodes, des entorses au mérit order avec effacement d'EnR pourraient être nécessaires, par exemple afin de tenir la tension.

RTE considère que l'on assiste en ce moment à un changement d'état d'équilibre en Europe, avec une part d'EnR de plus en plus importante. Les gestionnaires de réseau analysent déjà la manière dont on peut gérer l'ensemble, notamment dans le cadre des analyses de passage de l'été. Ce type d'analyse devra également être réalisé à long terme. Dans le cadre de cette commission, on pourrait prendre un ensemble de cas de d'études à approfondir ensemble en fonction des questions qui se posent : que se passe-t-il la nuit en été, quel profil de fonctionnement du cycle combiné etc…

EDF aimerait connaître les hypothèses faites sur le gisement d'effacement.

RTE rappelle que les prévisions sont réalisées hors effacement. L'effacement est vu comme un moyen susceptible de couvrir la demande, de la même manière que la production. On aurait d'ailleurs pu rajouter une ligne dans le tableau des offres.

EON aimerait connaître les hypothèses d'évolution des capacités d'interconnexion dans cadre de la modélisation de la plaque européenne.

RTE précise qu'à 2020, tous les projets du Ten Year Network Development Plan (TYNDP) ont été intégrés. Une évolution des capacités a également été prise en compte à 2030.

ATEE souhaite savoir si les slides de présentation sont diffusables.

RTE précise qu'il s'agit d'un document de travail, non officiel à ce stade. Une version prenant en compte les remarques des participants sera diffusée avec le compte rendu de la réunion. Le Bilan Prévisionnel sera rendu public en juillet.

FNE apprécie que RTE présente des scénarios différenciés à 2030. Elle s'interroge sur le lien avec les scénarios de la DGEC. Peut-on faire un recoupement avec ces scénarios ?

RTE rappelle que les scénarios DGEC sont toutes énergies, tandis que ceux de RTE porte uniquement sur l'électricité. De plus, contrairement à celle de la DGEC, l'analyse de RTE porte également sur les prévisions en puissance. Enfin, il convient de noter que RTE contribue aux scénarios DGEC ; des échanges permettent ainsi de vérifier que les hypothèses sous-jacentes ne sont pas trop éloignées.

CGDD estime que les scénarios sont cohérents.

FNE considère que l'on peut imaginer deux types de configurations futures du système. La première comporterait un développement d'EnR territorialisées, avec des équilibres locaux. Le réseau de transport servirait alors au rééquilibrage interrégional seulement. La deuxième prendrait en compte un développement de photovoltaïque plutôt au sud, et avec un développement éolien plutôt au nord, notamment off shore. On aurait alors un réseau à peu près de même dimension que celui d'aujourd'hui.

RTE note que les objectifs européens à 2050, avec une production quasiment totalement décarbonée, comprennent dans tous les scénarios envisagés des développements concentrés de production, avec de l'éolien au nord et le photovoltaïque au sud de l'Europe, voir sur les rives sud de la Méditerranée. Or, il va falloir transiter ces énergies, ce qui implique développement massif du réseau de transport, de même ampleur que celui qui a suivi le développement du programme nucléaire en France dans les années 80. En 2030, l'objectif de production éolienne en mer du Nord est 80 GW ; c'est donc quasiment le parc français qu'il faut évacuer. Le manque de réseau de transport devient évident.

Le développement des EnR se fera certainement partiellement de façon diffuse, notamment le photovoltaïque. Néanmoins, il faut avoir conscience que si l'on veut aller vers des objectifs ambitieux de décarbonisation, le besoin de transport sera conséquent. Le Com Op Grenelle a ainsi constaté que des investissements de réseau de transport cumulés d'environ un milliard d'euros étaient nécessaires afin d'atteindre les objectifs de la PPI à 2020, et ce uniquement pour l'éolien terrestre. Si l'on rajoute le besoin d'évacuation de la production photovoltaïque sur certains points précis dans le sud de la France, ainsi le renforcement du réseau nécessaire à l'évacuation de la production off shore, les besoins sont encore plus importants.

Ces questions ont déjà été abordées dans d'autres pays. Il y a eu des réflexions amont sur les possibilités de boucles locales compte tenu des puissances mises en œuvre. En Espagne et en

Allemagne, il y a une prise de conscience par tous les acteurs que l'accompagnement et le développement des EnR nécessitent de nouvelles infrastructures de transport. Le schéma décennal espagnol l'intègre bien, l'étude DENA en Allemagne également. Au niveau européen, le TYNDP montre que l'accueil des EnR, afin d'assurer l'acheminement des zones de production vers les lieux de consommation, constitue l'un des principaux facteurs de développement du réseau en Europe.

Le CLER pense avoir entendu que le principal driver des 40 000 km de lignes proposés par ENTSO-E dans le cadre du TYNDP est le fonctionnement du marché, avec la sécurité d'alimentation en 2ème et l'accueil des renouvelables en 3ème.

RTE précise que ces trois facteurs de développement comptent de façon quasi-équivalente, à un tiers chacun.

Le CLER se demande si on ne met pas une grande part de 40000 km sur le dos des renouvelables afin de bénéficier du grand capital de sympathie dont bénéfice ce type d'énergie.

RTE considère que cela dépend des pays. En Allemagne, l'agence DENA indique clairement qu'afin d'atteindre le mix énergétique souhaité, le besoin d'investissement réseau est conséquent. La sécurité d'alimentation est également importante pour les accompagner l'essor des EnR. Bien sûr, le développement du réseau favorise également l'ouverture du marché.

ERDF rappelle qu'il est essentiel d'avoir une logique d'aménagement des EnR. Il est clair que produire là où l'on consomme minimise les coûts. A contrario, placer les EnR dans les zones où il n'y a pas de charge est préjudiciable au coût des EnR. La vraie question est alors celle de la localisation des EnR. La comparaison avec les pays voisins n'est par forcément pertinente, dans la mesure où les densités sont très différentes. Néanmoins, il faut effectivement bien pouvoir évacuer l'énergie quand l'on produit plus que ne consomme la zone.

RTE estime que toutes les EnR ne se prêtent pas à de la production très décentralisée. Le développement éolien se fait aujourd'hui loin des centres de consommation. L'éolien terrestre aujourd'hui, c'est 1 GW/an dans trois zones géographiques. La Somme est par exemple exportatrice. Les installations éoliennes unitaires sont aujourd'hui de 3 MW environ. Le besoin de planification des réseaux de distribution et de transport est reconnu dans la réglementation à travers la notion de schéma de raccordement des EnR dans le cadre de la réalisation des SRCAE. La dynamique de croissance actuelle implique en effet un besoin d'acheminement sur de longues distances.

ERDF souligne que l'aménagement territorial de la production est essentiel pour optimiser les infrastructures.

ENERGY POOL déclare qu'une question clé est celle du caractère pilotable ou non de la production. On passera de 48% de la production non pilotable aujourd'hui à 70% en 2030, en considérant 50% de la production nucléaire comme fatale (en base).

ENERGY POOL estime que l'un des sujets à traiter dans le cadre des ateliers est celle l'évolution de l'équilibre. Il est essentiel pour les acteurs du système de comprendre ce qui va se passer. Les points critiques ne seront pas forcément les mêmes qu'aujourd'hui.

RTE propose d'extraire quelques cas d'étude de l'outil de simulation. On part du mix optimal et on voit comment il faut l'adapter pour respecter les contraintes. Nos collègues espagnols et allemands le vivent déjà ; en revanche, la question se posera au niveau européen.

ERDF décrit le contexte des DOM. Dans ces systèmes électriques insulaires, la problématique de gestion de la stabilité dynamique se pose déjà. Comment faire lorsque le soleil se couche et qu'il faut démarrer très rapidement des TAC ? Les DOM constituent à cet égard un vrai laboratoire du futur.

ATEE s'interroge sur l'intégration du stockage de masse dans les scénarios 2020 et 2030, en jugeant que cette solution aurait du sens à ces horizons.

RTE rappelle que le BP n'intègre aucun scénario de rupture. Or, sur le marché, il n'y a pas de solution de stockage à l'échelle du réseau de transport.

ATEE rappelle que volonté des pouvoirs publics est de promouvoir le stockage. Le stockage à air comprimé (CAES - Compressed Air Energy Storage) nouvelle génération, mixée avec du gaz, a du sens, ce que montrent les 450 millions de dollars investis par les américains.

RTE convient que ces solutions pourraient être pertinentes à 2030. Le produit de sortie du Bilan Prévisionnel est le besoin d'offre, ce besoin pouvant être couvert par la production ou l'effacement, mais également par le stockage. Les questions qui se posent alors sont celles du modèle économique et des caractéristiques techniques nécessaires. RTE peut réaliser un diagnostic de base à 2030, qui pourrait servir de base aux travaux de la commission.

ATEE indique que la DGEC pourrait lancer une étude à 2030 sur le potentielde stockage.

Synthèse des actions décidées :

- Aborder lors d'une prochaine séance la question de l'impact sur le développement du réseau de transport des scénarios long terme

III. Programme et modalités de travail (tous)

Hervé Mignon propose que les acteurs s'expriment sur les sujets qu'ils souhaiteraient voir traités, par un tour de table si le temps le permet. Il rappelle quelques-uns des sujets proposés par RTE (BP, Plan à 10 ans, DTR, options environnementales, END, grille multicritère, impact du changement climatique, scénarios long terme).

FNE déclare souhaiter une thématique sur les smart grids.

RTE en prend bonne note, en indiquant qu'il faudra la préparer avec les distributeurs.

DIRECT ENERGIE souhaiterait aborder les coûts de production associés aux moyens mis en œuvre dans le futur, ainsi que l'évolution du marché.

RTE estime ne pas être le mieux à même d'évaluer l'impact économique des moyens de production, mais propose d'aborder le rôle des échanges en Europe à travers à le plan à 10 ans de développement du réseau d'ENTSO-E début 2012. Cette présentation pourrait faciliter la consultation des acteurs français au niveau européen.

ENERGY POOL souhaite disposer d'éléments de compréhension d'évolution de l'équilibre offre–demande tout au long de l'année. Quel serait l'ampleur du problème si l'on devait calculer le coût de l'énergie éolienne ? Trouverait-on des solutions à chaque instant ? Pouvoir comprendre serait déjà majeur.

Le CLER exprime de l'intérêt pour l'horizon 2050 - où il faut être créatif -, ainsi que pour la valorisation de l'énergie non distribuée. ENERGY POOL partage cet intérêt.

UFE se demande si par scénarios long terme il faut comprendre scénarios de mix énergétique, ce que confirme RTE.

ATEE souhaiterait aborder un scénario stockage à 2030, à intégrer le cas échéant dans la thématique des smart grids

RIO TINTO ALCAN souhaite aborder l'apport possible des consommateurs industriels flexibles à l'équilibre d'un système intégrant une grande part d'intermittence.

IV. Conclusions (Jean Verseille)

Synthèse des actions décidées :

Les prochaines réunions plénières pourront être consacrées aux sujets suivants :

- les résultats du Bilan Prévisionnel (septembre) ;
- l'impact réseau de l'évolution du système, à travers le schéma décennal d'évolution de réseau (octobre ou novembre) ;
- la valorisation de l'END (fin d'année) ;
- les smart grids, à préparer avec ERDF ;
- le stockage et les scénarios long terme ;
- Le TYNDP (début 2012).

En ce qui concerne les groupes de travail, les participants pourront faire leurs propositions directement auprès du secrétaire de la Commission. G. de Saint Martin lancera un sondage.

H. Mignon rappelle que tous les documents relatifs aux travaux de la commission se trouvent sur le site extranet du CURTE, accessible depuis le site client de RTE.

Prochaine Commission Perspectives du Réseau :

Le jeudi 22 septembre à 14h30 en salle 17/44 au siège de RTE,

Tour Initiale, 1 terrasse Bellini, La Defense.