



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement,
des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

Office fédéral de l'énergie OFEN
Section Affaires internationales

Février 2012

Renforcement de la sécurité de l'approvisionnement et du rôle de la Suisse en tant que plaque tournante de l'électricité

En réponse au postulat CEATE-N 09.3468 du 11 mai 2009



Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN, 3003 Berne



Table des matières

Résumé	4
1. Texte du postulat du 11 mai 2009	8
2. Conditions-cadres au sein de l'UE	9
Paquet climat-énergie:.....	9
Stratégie énergétique 2020 et feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050	10
3. Conditions-cadres en Suisse	12
Stratégie énergétique 2050	12
Bases juridiques actuelles dans le domaine de l'électricité renouvelable.....	13
Marquage du courant et certificat de provenance de l'électricité renouvelable	14
Renforcer le réseau en vue du raccordement des producteurs de courant renouvelable	14
Capacités transfrontalières du réseau	14
Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI).....	14
4. Négociations avec l'UE sur l'électricité et rattachement au système européen de commerce des droits d'émission ETS	16
Situation	16
La Suisse sur le marché intérieur européen de l'électricité.....	17
Négociations en vue de relier le système suisse de commerce des droits d'émission et l'ETS européen	18
5. Potentiels d'électricité renouvelable en Europe	20
Potentiel technique et économique de l'énergie éolienne	20
Potentiel d'énergie renouvelable réalisable au sein de l'UE d'ici 2020	21
Relation entre le soutien de l'électricité renouvelable et la politique climatique de l'UE	25
6. Signification des centrales à pompage-turbinage pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse	27
Situation	27
Fonctionnement des centrales à pompage-turbinage	27
Etat actuel et développements prévus	28
Création de valeur dans le commerce extérieur d'électricité.....	29
Conclusion	30
7. Besoin et rentabilité des centrales à pompage-turbinage	31
Besoin de centrales à pompage-turbinage en Europe	31
Contribution de la force hydraulique suisse à l'intégration RES en Allemagne	33
Rentabilité des CPT	33
8. Possibilités d'importation de courant et charge du réseau	38
Rapport intermédiaire du Groupe stratégique Réseaux et sécurité d'approvisionnement du 23 juin 2011	39
9. Bibliographie	41



Résumé

Les énergies renouvelables (ER) dans l'UE

Au printemps 2009, le parlement UE a adopté le paquet climat-énergie. L'un des piliers en est la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (directive RES). Selon cette directive, l'apport des énergies renouvelables à la consommation finale brute d'énergie, aujourd'hui inférieur à 10% (8,5% en 2005), devra être porté à 20% d'ici 2020. Les scénarios énergétiques de l'UE (2009) attribuent aux ER un rôle décisif pour atteindre l'objectif, à hauteur de 33% dans la production d'électricité à l'horizon considéré.

A l'été 2010, chaque pays membre a présenté ses plans d'action nationaux pour les ER (NREAP), conçus pour mettre en œuvre la directive RES. Les NREAP comprennent des scénarios pour le développement des ER dans les domaines de l'électricité, de la chaleur et des carburants, ainsi que de l'évolution de la consommation finale brute d'énergie. La société de conseils ECN a analysé ces NREAP sur mandat de la Commission. Sa conclusion est qu'une politique s'appuyant sur de nouvelles mesures d'efficacité permettrait de dépasser légèrement la barre des 20%. Le surplus représenterait quelque 355 PJ et alimenterait ce qu'on appelle les mécanismes de coopération, par le biais desquels la Suisse pourrait elle aussi acquérir des parts d'énergies renouvelables en cas de signature d'un accord sur l'électricité.

Selon les plans d'action nationaux, la production d'électricité à partir de sources renouvelables devrait passer de 652 TWh à 1217 TWh entre 2010 et 2020. La seule production éolienne, aujourd'hui 165 TWh, devrait être portée à 495 TWh; cela implique que la capacité installée croisse de 85 à 213 GW.

Situation en Suisse

Le développement des énergies renouvelables est l'un des points forts de la nouvelle politique de l'énergie définie par le Conseil fédéral dans sa séance du 25 mai 2011. Selon les premiers éléments connus, la production d'électricité renouvelable pourra être augmentée de 22 TWh d'ici à 2050. Par ailleurs, à l'automne 2010, le Conseil fédéral a élargi le mandat de négociation avec l'UE concernant l'accord sur l'électricité en y incluant la directive RES. Selon les aménagements qui seront adoptés, la Suisse devrait donc elle aussi développer substantiellement l'apport des énergies renouvelables (des évaluations internes tablent sur un accroissement de 12 points de pourcentage, correspondant à environ 108 PJ supplémentaires tirés d'ER). En cas d'accord, les mécanismes de coopération mentionnés pourraient aider la Suisse à atteindre les objectifs. Il ressort des scénarios dans ce sens, élaborés par Prognos sur mandat de l'OFEN, que notre pays devrait acheter environ 50 PJ d'énergies renouvelables au moyen desdits mécanismes.

Rentabilité des énergies renouvelables en termes de politique climatique

En adoptant le paquet climat-énergie "20-20-20", l'UE entend réduire d'ici 2020 les rejets de gaz à effet de serre dans le domaine du commerce des droits d'émission (Emission Trading System ETS) de 21% par rapport à 2005 en portant à 20% la proportion des énergies renouvelables dans la consommation finale brute. On a fixé ces deux objectifs en tenant compte des interdépendances et en les pondérant politiquement. Chacun d'eux implique le recours à des instruments spécifiques: ici le système de commerce des droits d'émission de l'UE (ETS UE) d'échange des droits d'émission, là la rétribution nationale de l'injection (ou les systèmes à quotas) favorisant la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Les interconnexions entre le prix du CO₂ et la part des énergies renouvelables ont cependant pour effet qu'une promotion plus poussée des ER ne va pas obligatoirement réduire davantage les rejets de CO₂.

La dépendance réciproque entre le prix du CO₂ et le coût des énergies renouvelables a été étudiée tant dans l'Impact Assessment de la Commission pour la politique de l'énergie et du climat que dans les perspectives énergétiques de l'UE (Energy and Transport Trends – 2030, update 2009).

Cette dernière étude porte sur deux scénarios: le scénario de référence, avec les mesures inscrites dans le paquet climat-énergie de 2009 (directive RES et mise aux enchères des droits d'émission dès 2013 dans le secteur de l'électricité) et ce que l'on appelle le scénario Baseline, sans lesdites mesures. Grâce à l'objectif fixé pour les ER, le renchérissement du CO₂ d'ici 2020 dans le scénario de référé-



rence n'est que de 16,5 euros par tonne de CO₂ (25 euros dans le scénario Baseline). Parallèlement, l'apport des énergies renouvelables à la production d'électricité (14% en 2005) passe à 33% en 2020, tandis que celui des agents fossiles (gaz et charbon), qui était de 51%, recule à 42%. Le rapport admet en outre que l'apport des ER stochastiques (5,6% en 2010) atteindra 20,7% en 2030, notamment parce que la puissance des installations éoliennes onshore (68 TWh en 2005) croîtra à 407 TWh d'ici à 2030. Dans ce même scénario Baseline, les coûts d'acquisition de droits d'émission mis aux enchères représentent en moyenne 9,4% des coûts de production d'électricité, à peine moins dans le scénario de référence. Quant au prix du courant au consommateur final, il est à peu près le même dans les deux scénarios, en augmentation d'environ 40% entre 2005 et 2020.

La rentabilité de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables dépend des conditions politiques générales de type UE ETS, qui déterminent le prix du courant produit par les centrales thermiques fossiles (conventionnelles), mais un rôle important revient aussi au progrès technique des installations de production d'électricité renouvelable. Tandis que les conditions cadres se détérioreront, comme on l'a dit, pour les équipements conventionnels, les coûts de production diminueront pour les installations de production d'énergies renouvelables, grâce au progrès technique. Selon une étude de l'Agence européenne pour l'environnement (AEE), le coût de production d'énergie éolienne s'abaissera, selon le site, jusqu'au niveau de celui d'installations conventionnelles d'ici en 2020. Par ailleurs, le potentiel éolien disponible permettrait de couvrir l'entier de la demande de courant de l'UE. Ainsi les sources les plus rentables d'énergies renouvelables à importer en Suisse se trouvent dans les pays ayant un important potentiel éolien.

Besoins d'énergie d'ajustement et centrales à pompage-turbinage

Sa topographie confère à la Suisse une situation particulière dans l'optique du développement de la production d'électricité tirée d'énergies renouvelables. Si l'Europe dans son ensemble peut table sur le potentiel éolien, cette ressource n'est exploitable en Suisse que de manière limitée, notamment du fait des prescriptions pour la protection du paysage. En revanche, notre pays possède un important potentiel de centrales à pompage-turbinage (CPT) permettant de compenser les fluctuations de l'injection de courant éolien, notamment. Le pompage-turbinage est la technique la plus avantageuse de mise en réserve d'importantes quantités d'électricité (voir DENA Netzstudie II). Différentes études attestent que l'accroissement de la puissance de pompage-turbinage de 1 GW permet au système d'intégrer quelque 4 à 5 GW supplémentaires de production stochastique (vent, photovoltaïque, etc.). Cela signifie que les équipements à pompage-turbinage dont la construction est projetée d'ici 2020 en Autriche (env. 5 GW), en Allemagne (env. 3 GW) et en Suisse (env. 4 GW) seraient de taille à équilibrer la production d'environ 48 à 60 GW d'équipements éoliens et PV. C'est une contribution importante à l'intégration des capacités éoliennes planifiées (213 GW d'ici 2020, voir plus haut). Selon la nouvelle politique énergétique de la Suisse jusqu'en 2050, la photovoltaïque devrait se développer fortement dans notre pays aussi, et le pompage-turbinage aidera à son intégration.

Rentabilité des centrales à pompage-turbinage et création de valeur par le commerce transfrontalier d'électricité aujourd'hui

L'intérêt des centrales à pompage-turbinage réside dans le fait qu'en période de prix bas, voire négatifs, du courant, elles permettent de pomper pour ensuite turbiner en période de pointe et vendre au prix fort. Or ces derniers temps, les fluctuations incessantes des prix et les écarts de prix qui en sont résultés ont perdu de leur importance du fait que les volumes d'injection de courant solaire et éolien sont prévus de façon plus exacte. En s'appuyant sur trois méthodes différentes d'évaluation de la rentabilité des CPT, le présent rapport leur atteste un rendement de 20 à 50 euros/MWh, quoique la tendance à long terme se situe aux alentours de la limite inférieure de la fourchette. Il faut rappeler à ce sujet que le revenu est d'autant plus modeste que les capacités offertes en pompage-turbinage sont plus grandes. Car vu le développement prévu des énergies renouvelables, il faut se poser la question de l'évolution future du marché des services-système et en particulier des besoins d'énergie de réglage. Selon une étude émanant de R2B et CONSENTEC (2010), le volume de marché de l'énergie de réglage ne croîtra que de manière négligeable tant que l'apport des ER à la production d'électricité ne dépassera pas 30%, car on admet que la qualité des prévisions d'injection de courant de production stochastique va s'améliorer fortement. Au-delà de cette limite toutefois, les experts



voient s'accroître les besoins en énergie de réglage. Selon les NREAP et l'analyse faite par ECN, cela se produira dès 2020 déjà, encore que le type de courant renouvelable considéré joue bien entendu un rôle essentiel.

Selon la statistique de l'énergie, la Suisse a tiré en 2010 du commerce d'électricité avec l'étranger un bénéfice de 1328 millions de francs (-225 millions par rapport à l'année précédente). Ces chiffres ressortent des données fournies par les quelque 60 entreprises d'électricité à l'origine de pratiquement tous les actes d'importation et d'exportation de courant. On peut s'attendre à ce que l'extension des CPT suisses influence positivement la création de valeur dans les échanges transfrontaliers.

Développer le réseau afin de consolider le rôle du pays comme batterie en Europe

Que ce soit pour tirer le maximum des avantages des CPT suisses ou pour importer de l'électricité renouvelable comme contribution à la sécurité d'approvisionnement du pays, nous devons disposer d'un réseau de transport de courant en parfait état de fonctionnement, qui s'étende jusqu'aux futures installations éoliennes. C'est pourquoi l'intégration de l'industrie suisse de l'électricité en Europe est l'un des objectifs stratégiques des négociations qui se poursuivent avec l'Union. La réorientation de la politique suisse de l'énergie implique en particulier le développement du réseau dans le pays même. En juin 2011, le groupe stratégique Réseaux et sécurité d'approvisionnement (SG NVS) a rendu un premier rapport intermédiaire. Il en ressort que le réseau doit impérativement être développé sans retard si nous voulons éviter des congestions et des restrictions du transit (notamment vers l'Italie) et des échanges commerciaux. Des insuffisances de capacités se manifestent d'ores et déjà périodiquement par endroits. Le phénomène s'aggraverait lorsqu'on importera davantage de courant renouvelable aux flux irréguliers. Au cas où des centrales nucléaires suisses devraient être arrêtées avant terme et si les capacités perdues devaient être compensées dans le pays même, la situation s'aggraverait encore de façon drastique, en particulier pour l'évacuation du courant produit en Valais. Il faudrait par exemple alors développer massivement les capacités d'importation par la frontière nord du pays (jusqu'à 3000 MW). Cela impliquerait non seulement la construction de lignes transfrontalières, mais encore la réalisation de plusieurs projets de lignes en Suisse et à l'étranger. A défaut, les professionnels de la branche (Symposium AES 2011) estiment que l'Allemagne ne pourrait envoyer qu'une bonne moitié de l'énergie éolienne prévue à titre de compensation (7,5 GW au lieu de 16 GW).



Stratégie à adopter concernant les CPT et l'intégration dans le marché européen de l'électricité

Avec la réorientation de la politique de l'énergie, le Conseil fédéral s'est prononcé pour le développement des nouvelles énergies renouvelables, mais aussi pour les centrales à pompage-turbinage. En outre il entend faire encore avancer le développement du réseau.

La Suisse participe au marché intérieur européen de l'électricité en qualité de partenaire reconnu de l'UE, elle contribue activement à la mise en place d'une industrie de l'électricité dégageant peu de gaz carbonique en Europe et elle joint ses efforts à ceux de l'UE pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. Le marché intérieur de l'électricité européen est un instrument en vue d'atteindre ces objectifs, et il importe que la Suisse ne reste pas à l'écart de sa construction. Elle travaille au contraire à le consolider avec l'UE sur la base d'un modèle de marché durable et efficace.

Les négociations avec l'UE se poursuivent avec les objectifs ci-après:

- assurer la sécurité d'approvisionnement en Suisse
- intégrer l'industrie suisse de l'électricité en Europe
- coopérer activement aux efforts en faveur des objectifs climatiques
- conserver et développer la création de valeur dans le secteur de l'électricité en Suisse.



1. Texte du postulat du 11 mai 2009

Le Conseil fédéral est chargé d'établir, en complément du rapport d'octobre 2008 sur la politique énergétique extérieure, un nouveau rapport répondant aux questions suivantes:

1. De quel potentiel technique l'Europe dispose-t-elle pour couvrir à elle seule la totalité ou du moins la plupart de ses besoins en électricité à partir d'énergies renouvelables?
2. Que vaut ce potentiel en termes économiques, par rapport à la concurrence du gaz naturel, du charbon et d'autres énergies non renouvelables, et eu égard à l'évolution attendue des coûts et des prix au cours des années à venir?
3. Quel est l'impact des décisions de l'Union européenne (UE) sur la Suisse, en particulier l'extension du système d'échange de quotas d'émission, l'augmentation obligatoire de la part des énergies renouvelables, la priorité accordée aux énergies renouvelables sur le réseau électrique et la vente aux enchères à partir de 2013 de tous les droits d'émission de CO₂ aux centrales électriques?
4. Selon le Conseil fédéral, quelle valeur ajoutée la Suisse peut-elle créer si, grâce à ses avantages topographiques, elle renforce son rôle de plaque tournante de l'électricité en important du courant en période de vent ou d'ensoleillement fort pour le revendre au prix maximum lorsque le vent ou l'ensoleillement est faible? Quelles capacités la Suisse peut-elle mettre à disposition a) par rapport à l'état actuel des installations et b) en cas d'augmentation de la capacité des pompes et des turbines en Suisse?
5. A quelle hauteur l'importation de courant issu d'énergies renouvelables peut-elle contribuer à couvrir la consommation suisse d'électricité? Quelles sont les conditions à remplir pour que la sécurité de l'approvisionnement s'en trouve renforcée?
6. Où se trouvent, à l'étranger, les ressources les plus rentables pour couvrir les besoins de la Suisse, et quelles sont les possibilités envisagées par le Conseil fédéral pour exploiter ces ressources?
7. Avec quelles autorités faudrait-il négocier? Quelles sont les négociations qui ont déjà été menées? Avec quels résultats?
8. Quelles sont les mesures organisationnelles et techniques qui ont déjà été prises afin d'atteindre cet objectif et de participer au marché intérieur de l'électricité de l'UE? A quelles autres adaptations de la législation suisse devrait-on procéder?

Développement

Les hausses de prix sur le marché du pétrole et du gaz naturel en 2006-2008 ont montré que l'importation d'énergies non renouvelables entraînait des risques considérables en termes de coût et de livraison. Ces risques pourraient encore augmenter lorsque la conjoncture sera à nouveau positive.

L'Union européenne a décidé, pour sa part, d'accroître l'exploitation des énergies renouvelables, de mettre aux enchères les droits d'émission de CO₂ à partir de 2013 et de privilégier les énergies renouvelables sur le réseau européen de l'électricité. Cette stratégie ouvre de nouvelles perspectives à la Suisse en lui permettant d'exploiter davantage ses atouts sur un marché libéralisé et de renforcer la sécurité de son approvisionnement en électricité.

Le Conseil fédéral est donc chargé de réévaluer les opportunités et le potentiel de la Suisse sur le marché international de l'électricité.



2. Conditions-cadres au sein de l'UE

Il convient de prendre en compte le développement ci-après du cadre de la politique énergétique au sein de l'UE :

Paquet climat-énergie:

Dans son paquet climat-énergie 20-20-20 pour 2020, l'UE s'est donné trois objectifs:

- Efficacité énergétique: les "20%" sont repris du plan d'action pour l'efficacité énergétique¹, présenté par la Commission européenne en octobre 2006. Il s'agit de l'objectif non contraignant de réduire de 20%, d'ici 2020, la totalité des besoins d'énergie primaire dans tous les secteurs (ETS + non-ETS) par rapport aux prévisions du scénario Baseline. Concrètement, cela signifie -6,3% par rapport à la consommation en 2000. La directive sur les prestations de services énergétiques (2006/32/UE²), qui fait partie des propositions de mesures présentées dans le plan d'action, exige que la demande finale d'énergie soit réduite de 9% entre 2008 et 2016, soit d'un point par année, par rapport à la moyenne de la période quinquennale 2001-2005. Cette directive ne porte cependant que sur les secteurs qui ne sont pas concernés par le commerce des droits d'émission.
- Les émissions de gaz à effet de serre devraient diminuer de 20% par rapport à leur niveau de 1990. Le principal instrument à cet effet est la directive sur le commerce des droits d'émission (2009/29/CE³). Les secteurs concernés par l'ETS devront réduire globalement, c'est-à-dire dans tous les Etats membres, leurs émissions de CO₂ de 21% d'ici 2020. Les entreprises qui n'atteindront pas leurs objectifs seront frappées d'une amende et devront fournir ultérieurement les droits d'émission manquants. Dans le secteur de l'électricité, tous les droits d'émission seront mis aux enchères dès 2013, c'est-à-dire qu'il n'y aura plus d'attributions gratuites. Les objectifs de réduction dans les secteurs non-ETS sont calculés pour chaque Etat membre selon le produit intérieur brut par habitant (PIB par habitant), conformément à la décision sur la répartition des charges (406/2009/CE⁴). Cette formule donnerait pour la Suisse un chiffre d'environ 20%. Tant au sein de l'UE qu'en Suisse, les instruments touchant le CO₂ sont parmi les meilleures incitations à l'efficacité énergétique, en raison de leur effet incitatif, pour autant que l'objectif ne soit pas faussé par le recours à bon marché à l'huile de palme et autres combustibles à la durabilité douteuse.
- La directive de l'UE concernant les énergies renouvelables (directive RES) (2009/28/CE⁵) fixe pour chaque Etat membre un objectif national fixant la part d'énergie renouvelable à atteindre en 2020. L'efficacité énergétique est importante pour les RES en ce sens que la consommation totale réduite en accroît la proportion. Les objectifs de la directive à ce sujet se répartissent entre trois applications, l'électricité, la chaleur et les carburants, et l'UE a fixé une cible de 10% pour les énergies renouvelables dans le secteur des transports. Jusqu'ici, l'Union n'avait formulé que des objectifs non contraignants pour le courant renouvelable (22,1% pour 2010) et les biocarburants (5,75% pour 2010) (directives 2001/77/CE et 2003/30/CE); l'extension au secteur de la chaleur est

¹ COM (2006) 545.

² Directive 2006/32/CE du Parlement européen et du Conseil du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques et abrogeant la directive 93/76/CEE du Conseil; L 114 du 27.4.2006, p. 64.

³ Directive 2009/29/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'améliorer et d'étendre le système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre; L 140 du 5.6.2009, p. 63.

⁴ Décision n° 406/2009/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à l'effort à fournir par les Etats membres pour réduire leurs émissions de gaz à effet de serre afin de respecter les engagements de la Communauté en matière de réduction de ces émissions jusqu'en 2020; L 140 du 5.6.2009, p. 136.

⁵ Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil 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; L 140 du 5.6.2009, p. 16.



donc nouvelle. On peut considérer la directive RES comme un élargissement des deux directives ci-dessus concernant l'électricité renouvelable (2001) et les biocarburants (2003). Il en ressort que l'apport des énergies renouvelables au sein de l'UE doit augmenter à 20% d'ici 2020. Le partage des tâches entre les pays membres obéit au schéma suivant: tous doivent accroître de 5,5% l'apport des énergies renouvelables à la consommation finale d'énergie. A cela s'ajoute un effort qui se répartit au prorata du PIB par habitant du pays, ce qui veut dire qu'il est demandé davantage aux pays ayant un PIB élevé. Pour atteindre leurs objectifs, les Etats membres peuvent en outre avoir recours à différents mécanismes de coopération. Les options sont les suivantes:

- Transfert statistique
- Réglementations communes de l'encouragement
- Projets communs au sein de l'UE et en-dehors de celle-ci

Transfert statistique: Ce mécanisme, inscrit à l'art. 6 de la directive RES, consiste dans le transfert d'ER d'un Etat membre à un autre. Comme le précise la directive, l'opération est purement virtuelle. Elle intervient après que les deux Etats ont convenu qu'une partie des ER produites chez l'un sera déduite de son compte et bonifiée à l'autre, pour autant que l'Etat "vendeur" dépasse son objectif.

Projets communs: inscrit à l'art. 7 de la directive RES, ce mécanisme vise à permettre la collaboration entre deux ou plusieurs Etats membres dans la production d'électricité renouvelable, mais aussi dans la production de chaleur ou de froid à partir de sources renouvelables. A la différence du transfert statistique, ce mécanisme de coopération se rapporte à la réalisation de projets concrets et peut s'étendre à des exploitants privés. Ce peut être un avantage du fait que ceux-ci connaissent souvent mieux les possibilités de développement d'un projet. Ainsi un intéressé pourra par exemple s'adresser aussi bien à un Etat membre où il entend mener à bien un projet qu'à un autre Etat membre, disposé à participer au financement. Le projet pourra se concrétiser si les deux Etats s'entendent pour le soutenir conjointement.

Les *projets communs* sont également possibles entre un Etat membre et des Etats tiers. La comptabilisation est cependant soumise à des conditions supplémentaires et le mécanisme est exclusivement appliqué aux exportations d'énergies renouvelables d'un Etat tiers vers l'UE.

De plus, les Etats membres sont tenus de prendre les mesures nécessaires pour consolider les *réseaux* en vue du transport du courant produit à partir d'énergies renouvelables, d'assurer à ce courant un accès privilégié ou du moins garanti à des prix qui en couvrent les coûts, et de transporter et distribuer ce courant. Les exploitants de réseaux de transport et de distribution peuvent se voir imputer les coûts supplémentaires qui en résulteraient (art. 16, directive RES).⁶

Stratégie énergétique 2020 et feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050

En novembre 2010, la Commission a publié la *Stratégie énergétique 2011 à 2020*⁷. Dans le contexte du présent rapport, les principaux éléments de cette publication sont les suivants:

Du côté de l'offre, la priorité doit rester au développement de sources d'énergie sûres et compétitives. Dans le domaine de l'électricité, les investissements doivent se traduire par une production assurée, début 2020, à hauteur de près de deux tiers par des sources générant peu de CO₂ (aujourd'hui 45%); cela avec *priorité aux énergies renouvelables*. Cette stratégie entend fixer au niveau de l'UE un cadre qui tienne compte des différences nationales, et qui permette aux Etats membres de dépasser leurs objectifs respectifs tout en faisant en sorte que les sources d'énergie et les techniques renouvelables soient compétitives sur le marché d'ici à l'horizon fixé.

⁶ La Commission européenne a présenté le 19 octobre 2011 un plan baptisé "Connecting Europe" prévoyant des investissements à hauteur de 50 milliards d'euros dans les réseaux de transports, les réseaux énergétiques et les réseaux numériques européens.

⁷ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions - Energie 2020: stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre; COM (2010) 639.



La *feuille de route sectorielle pour l'énergie à l'horizon 2050*⁸ présentée par la Commission en décembre 2011 illustre les scénarios qui pourraient permettre à l'UE d'atteindre son objectif d'une production d'énergie potentiellement exempte de CO₂ d'ici 2050. Ces scénarios s'intègrent dans l'objectif d'une réduction de 80% des émissions de CO₂ et ne devraient pas mettre en péril la compétitivité et la sécurité de l'approvisionnement de l'UE. La Commission arrive notamment à la conclusion que la part de l'électricité dans la demande d'énergie est destinée à croître fortement et constate que l'amélioration de l'efficacité énergétique et l'augmentation de la part des énergies renouvelables jouent un rôle clé dans tous les scénarios.

En adoptant un cadre légal devant aider à atteindre l'objectif de 20% d'énergies renouvelables en 2020, l'Europe a accompli un premier pas dans la bonne direction. Il faut désormais faire en sorte que *les prescriptions soient intégralement appliquées* et que soient créées les conditions d'une utilisation en grand d'énergies renouvelables dans les décennies qui suivront. Il importe que ce cadre juridique donne aux détenteurs de capitaux la confiance nécessaire pour investir dans les nouveaux modes de production, de transport et de stockage d'énergies renouvelables. Les retombées de la directive RES seront analysées dès 2011 et les dispositions en seront alors rendues plus strictes ou complétées.

Reste le point principal, qui est que l'Europe *ne possède toujours pas les infrastructures (réseaux)* indispensables pour permettre aux énergies renouvelables de se développer et de lutter à armes égales, sur le marché, avec les vecteurs d'énergie traditionnels. Les projets de grands parcs éoliens dans le nord et de giga-installations solaires dans le sud réclament des lignes pour le transport de courant "vert" jusque dans les régions à forte consommation. Le réseau actuel n'absorbera que difficilement les volumes d'électricité renouvelable correspondant à l'objectif en 2020 (33% de la production brute d'électricité).

Sachant que le développement des infrastructures répond majoritairement à des préoccupations commerciales, la Commission va élaborer une méthode d'analyse de l'équilibre optimal entre financement public et financement privé, en s'inspirant des principes ci-après, applicables sur tout le territoire de l'Union: "principe de l'utilisateur", "principe du bénéficiaire" (dans l'attribution transfrontalière des coûts et utilités) et "principe du contribuable" (partage de charges pour des infrastructures non rentables économiquement, mais "utiles à l'UE"). Il sera tenu compte des dispositions régissant l'aide étatique. Quant aux projets "d'intérêt européen" peu ou pas rentables, on proposera des mécanismes de financement innovatifs afin d'exercer à travers l'aide fournie par les collectivités publiques un effet de levier qui favorise l'investissement pour la couverture des risques principaux ou pour accélérer la réalisation des projets. Il est indispensable de développer des infrastructures énergétiques appropriées, dont l'importance ne saurait être surestimée. Cela n'ira pas sans une approche renouvelée des modes de financement tant public que privé ni sans la libération de moyens supplémentaires dans le prochain plan financier pluriannuel.

⁸ Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions – Feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050; COM (2011) 885/2.



3. Conditions-cadres en Suisse

Stratégie énergétique 2050

Dans sa séance du 25 mai 2011, le Conseil fédéral a décidé de réorienter la politique suisse de l'énergie et il a défini les principaux piliers de la *stratégie énergétique 2050*. Celle-ci vise à combler les lacunes de l'offre d'électricité dues au fait que le pays renonce aux centrales nucléaires.

Le Conseil fédéral a donc fixé les priorités ci-après:

1. Réduire la consommation d'électricité: Il ressort des nouvelles perspectives énergétiques que si des mesures plus strictes ne sont pas prises, la demande de courant pourrait grimper à quelque 90 milliards de kilowattheures par an d'ici 2050 (2010: env. 60 mrd de kWh). Les principales raisons en sont la croissance démographique, la tendance toujours plus forte au suréquipement dans les ménages (deux récepteurs TV p. ex.), l'apparition de nouveaux appareils et de nouvelles applications, l'augmentation de la surface habitable par personne, mais aussi l'électrification croissante dans les transports. Voilà pourquoi le Conseil fédéral veut encourager l'utilisation économe de l'énergie en général et de l'électricité en particulier. Le surcroît de rigueur se traduira par des exigences minimales concernant les appareils (meilleure pratique, étiquette-énergie) et d'autres prescriptions, la mise en place de mécanismes de bonus-malus (bonus d'efficacité), des mesures de sensibilisation et d'information de la population (renforcement de SuisseEnergie) ou des mesures dans le domaine du chauffage.
2. Elargir l'offre d'électricité: Il faut développer surtout les ressources de la force hydraulique et des nouvelles énergies renouvelables. Ces apports à la couverture de la demande d'électricité doivent croître fortement. Cela passe avant tout par la rétribution à prix coûtant (RPC). Mais pour répondre aux besoins, il faudra aussi développer la production fossile d'électricité avec du couplage chaleur-force (à titre primaire) et des centrales à cycles combinés à gaz (à titre secondaire). Le Conseil fédéral ne renonce pas pour autant aux objectifs climatiques. La part croissante de la production irrégulière d'électricité (vent, soleil) exige la conversion du parc des centrales et la création de capacités de stockage et de réserve. Les conflits d'intérêts avec la protection du climat, des eaux, du paysage ainsi qu'avec l'aménagement du territoire devront être abordés dans un esprit constructif.
3. Conserver les importations de courant: Elles restent indispensables pour un approvisionnement sûr et pour affronter des pénuries temporaires. Le Conseil fédéral reste toutefois persuadé qu'il faut viser une production d'électricité indépendante de l'étranger, dans la mesure du possible.
4. Développer les réseaux électriques: Tant pour les futures infrastructures de production d'électricité dans le pays que pour l'importation de courant, il est indispensable de développer rapidement les réseaux de transport d'électricité et d'adopter des réseaux de distribution intelligents ("Smart Grids"). Ceux-ci autorisent l'interaction directe entre consommateurs, réseaux et production d'électricité, ce qui leur confère un important potentiel d'optimisation du système, d'économies à la consommation et donc de réduction des coûts. L'avenir est à une intégration optimale de la Suisse dans le réseau européen et dans le futur "Supergrid" continental.
5. Renforcer la recherche énergétique: La conversion du système énergétique n'ira pas sans un renforcement de la recherche. Il faut réexaminer le portefeuille de la recherche énergétique dans le domaine des EPF et dans les HES, et favoriser la collaboration entre Hautes Ecoles, économie et centres de compétences technologiques. Un plan d'action «Recherche énergétique Suisse coordonnée» comprenant des feuilles de route sera élaboré pour les techniques efficaces, les réseaux, le stockage d'énergie, la fourniture d'électricité ainsi que les aspects socio-économiques et juridiques. Par sa décision du 30 novembre 2011, le Conseil fédéral a chargé le Département fédéral de l'intérieur (DFI) de lui soumettre d'ici l'été 2012, en collaboration avec le Département fédéral de l'économie (DFE) et le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC), un message sur le plan d'action «Recherche énergétique Suisse coordonnée» et de libérer les moyens nécessaires à cet effet. Tout cet effort devra s'inscrire dans ligne des mesures du "Masterplan Cleantech".
6. La Confédération, les cantons, les villes et les communes se doivent d'assumer une fonction pionnière: c'est de là que viendra l'exemple. Il leur appartient de couvrir leurs propres besoins d'électricité et de chaleur au moyen d'énergies renouvelables, dans toute la mesure du possi-



ble, et d'appliquer dans tous les domaines le principe de la meilleure pratique. L'économie est elle aussi appelée à prendre des mesures pour réduire les besoins d'énergie pour le fonctionnement des entreprises et de consolider la position de la Suisse en offrant des produits innovateurs peu gourmands d'énergie. La branche de l'électricité doit saisir la chance qui lui est offerte de participer activement à la transformation du système énergétique national et consentir les investissements nécessaires.

7. Les projets phares éclairent la route: Des projets pilotes et de démonstration émanant de différents groupes et industries apporteront des expériences précieuses pour l'avenir énergétique de la Suisse. Des apports décisifs sont attendus dans la conception intelligente du bâtiment, de la cité, des réseaux (*Smart Buildings, Smart Cities, Smart Grids*) ou du chauffage collectif, facteurs d'optimisation du système énergétique et partant, de baisse de la consommation d'énergie, des émissions de CO₂ et des coûts.
8. Encourager la collaboration internationale: Il faut renforcer encore la collaboration internationale dans le domaine de l'énergie. Les négociations avec l'Union Européenne sur l'électricité devraient aboutir cette année encore. Parallèlement, on approfondira les contacts avec les Etats voisins de la Suisse. Par ailleurs, le pays participera activement au débat international sur le rôle futur de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (AIEA) et sur son orientation, en prenant part aux conférences politiques et techniques à ce sujet.

A partir des perspectives énergétiques actuelles, le Conseil fédéral vise l'abandon progressif de l'énergie nucléaire. Cela doit se traduire par une nouvelle politique de l'énergie, visant réduire de façon substantielle la demande totale à la consommation d'ici 2050.

La nouvelle politique reprend avec plus de détermination la démarche actuelle, qui s'appuie sur la notion de *société à 2000 Watts* ou de *société à 1 tonne de CO₂ par personne*. Elle est axée sur l'efficacité énergétique et sur le soutien aux agents renouvelables. Elle implique un changement des paradigmes énergétique et sociétal. Elle s'accompagne d'un léger accroissement de la demande d'électricité pendant encore quelques années, suivi d'un recul à 56,4 milliards de kWh (56,4 terawatt-heures TWh) en 2050, avec développement de la capacité de pompage-turbinage à 61,86 milliards de kWh.

L'importation de courant reste nécessaire pour compenser temporairement les variations de la demande. Les réseaux de transport doivent être rapidement transformés et complétés, les réseaux de distribution convertis en "Smart Grids". Une intégration optimale au réseau européen est indispensable.

Le passage d'une production de courant centralisée à une production plus décentralisée et aléatoire entraîne une modification fondamentale du parc des installations productrices: l'action irrégulière du soleil et du vent exige des capacités de réserve et de stockage, et du même coup, le réaménagement du couple bien connu que forment l'énergie en ruban et l'électricité de pointe.

Bases juridiques actuelles dans le domaine de l'électricité renouvelable

Le 23 mars 2007, dans la foulée de l'adoption de la loi du 23 mars 2007 sur l'approvisionnement en électricité (LApEI; RS 734.7), le Parlement a aussi révisé la loi du 26 juin 1998 sur l'énergie (LEne; 730.0). Celle-ci prescrit désormais que, d'ici 2030, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables doit s'accroître d'au moins 5400 GWh. Un dixième de ce volume peut être importé. La loi énumère en outre une série de mesures propres à encourager le recours aux énergies renouvelables et à promouvoir l'efficacité dans le domaine de l'électricité. Toute l'action repose principalement sur la rétribution à prix coûtant du courant de sources renouvelables. Chaque année, quelque 247 millions de francs devraient être consacrés à cette compensation de la différence entre la rétribution et les prix du marché.

S'il apparaît que l'objectif de 5400 GWh ne sera pas atteint, le Conseil fédéral peut dès 2016 introduire un système à quotas, imposant aux fournisseurs d'énergie un pourcentage minimum d'électricité renouvelable.

La rétribution à prix coûtant (RPC) est accordée pour les technologies ci-après: force hydraulique (jusqu'à 10 MW), photovoltaïque, éolienne, géothermie, biomasse et déchets de biomasse. Les tarifs appliqués ont été calculés sur la base d'installations de référence pour chaque technologie et pour



chaque classe de puissance. La durée de rétribution est de 20 à 25 ans selon la technologie considérée. Il est prévu de réduire les tarifs progressivement, pour les installations nouvellement bénéficiaires, au fur et à mesure des progrès techniques et de la maturation commerciale de chaque technologie. Pour les installations existantes, les taux de rétribution demeurent fondamentalement stables pendant toute la durée de la rétribution. Le bénéficiaire de la RPC n'est pas autorisé à offrir en même temps son électricité comme "courant vert" sur le marché. Les dispositions y relatives figurent dans l'ordonnance du 7 décembre 1998 sur l'énergie modifiée (OEne; RS 730.01), entrée en vigueur le 1er janvier 2009. Elles s'appliquent aux installations mises en service après le 1er janvier 2006.

Marquage du courant et certificat de provenance de l'électricité renouvelable

L'ordonnance du DETEC sur l'indication du mode de production et de la provenance de l'électricité (certificat de provenance) est en vigueur depuis le 20 décembre 2006. Ainsi la Suisse s'est dotée de règles juridiques claires, non discriminatoires et compatibles avec le droit de l'UE, pour émettre des certificats de provenance de l'électricité.

Il s'agit d'un instrument qui facilite le commerce international d'électricité tirée d'énergies renouvelables et qui joue un rôle notamment pour les exportations de courant hydraulique de la Suisse. Celle-ci a exporté par exemple en 2009 des certificats de provenance pour un total de 11,4 milliards de kWh. Parallèlement, l'industrie de l'électricité utilise les certificats pour le marquage du courant. Depuis 2006, toutes les entreprises d'approvisionnement énergétique sont tenues par la loi d'informer la clientèle finale sur la composition du mix énergétique fourni.

Renforcer le réseau en vue du raccordement des producteurs de courant renouvelable

En vertu de l'art. 5, al. 2, LApEI, les gestionnaires de réseau doivent raccorder tous les producteurs d'électricité dans leur aire d'approvisionnement. Ils sont en outre tenus d'acquiescer sous une forme adaptée au réseau et contre rétribution le courant produit conformément aux art. 7, 7a et 7b, LEne. L'art. 7a LEne exige en outre que les nouvelles installations soient adaptées au site concerné. Les conditions de raccordement font l'objet d'un contrat entre producteurs et gestionnaires de réseau, selon l'art. 2, al. 1, OEne. Sous réserve de l'art. 2, al. 4, OEne (effets perturbateurs d'ordre technique), les gestionnaires doivent, aux termes de l'art. 2, al. 5, OEne reliaer le producteur avec le point d'injection le plus avantageux techniquement et économiquement. Les coûts de construction des lignes de raccordement et des transformations éventuelles sont à la charge du producteur.

Le raccordement des producteurs au sens des dispositions qui viennent d'être mentionnées peut exiger le renforcement des réseaux. En vertu de l'art. 22, al. 3, de l'ordonnance du 14 mars 2008 sur l'approvisionnement en électricité (OApEI; RS 734.71), les coûts de tels travaux sont imputés à la Société nationale du réseau (Swissgrid SA) au titre des services-système. Cette société dédommage les gestionnaires de réseau, sur la base d'une autorisation de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), pour les coûts de renforcement du réseau (art. 22, al. 4 et 5, OApEI).

Capacités transfrontalières du réseau

Si la demande de transport d'électricité de ou vers l'étranger surpasse les capacités, la Société nationale (Swissgrid) peut, en vertu de l'art. 17, al. 1, LApEI, attribuer celles-ci selon un procédé commercial (enchères). Les disponibilités sont calculées sur la base de toutes les lignes du réseau transfrontalier (Net Transfer Capacity, NTC). Le mécanisme de compensation ITC (Inter-Transmission System Operator Compensation) entre gestionnaires de réseaux de transport européens s'exerce en rapport avec l'utilisation transfrontalière de ces réseaux (art. 14, al. 2, OApEI).

Loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI)

Adoptée par le Parlement en 2007, la loi sur l'approvisionnement en électricité prévoit une ouverture du marché en deux temps: pendant les cinq premières années (de 2009 à 2013), les consommateurs finaux dont les besoins annuels sont supérieurs à 100 000 kWh bénéficient du libre accès au marché. Ensuite les ménages et autres petits consommateurs pourront également choisir eux-mêmes leur



fournisseur de courant. Cette ouverture complète du marché interviendra par un arrêté fédéral soumis au référendum facultatif. Quant au réseau à très haute tension, il est obligatoirement exploité par une société nationale (swissgrid) à majorité suisse.



4. Négociations avec l'UE sur l'électricité et rattachement au système européen de commerce des droits d'émission ETS

Situation

Le Conseil fédéral a adapté, le 17 septembre 2010, le mandat de négociations en vue d'un accord sur l'énergie avec l'Union Européenne. Il a élargi ainsi le mandat initial, sur la base duquel la Suisse menait depuis 2007 des négociations avec l'UE pour un accord sur l'électricité. Le mandat élargi intègre les plus récents développements au sein de l'Union, et en particulier le troisième paquet européen sur le marché intérieur de l'énergie. A long terme, il s'agit de parvenir à un accord global sur l'énergie.

D'une part, le mandat élargi permet à la délégation suisse de s'investir prioritairement pour la conclusion d'un accord dans le domaine de l'électricité. Aux objectifs initiaux (sécurité d'approvisionnement et accès réciproque au marché) s'ajoute désormais l'accès de la Suisse aux organisations créées par l'UE au titre du troisième paquet européen sur le marché intérieur de l'énergie. Celles-ci ont commencé leurs travaux au mois de mars 2011.

D'autre part, le mandat élargi permet d'introduire dans les négociations la directive pour l'encouragement de l'énergie tirée de sources renouvelables (directive RES). Grâce à cette directive, la Suisse pourra s'assurer une place dans le réseau européen des énergies renouvelables, ouvrant ainsi de nouvelles possibilités commerciales à la branche de l'électricité et du cleantech. La directive obligerait la Suisse à se donner un objectif national quant à l'apport, d'ici 2020, des sources renouvelables à la consommation finale brute d'énergie dans les secteurs de l'électricité, de la chaleur et des carburants. Cet objectif devra être supportable économiquement et faire la part des prestations préalables de la Suisse et de ses spécificités nationales. Avant la ratification de l'accord, le Parlement helvétique débattrait de sa teneur – et de l'objectif fixé.

A terme, l'accord devrait pouvoir être élargi après de nouvelles négociations. Son extension pourra toucher les domaines de l'efficacité énergétique (harmonisation des prescriptions sur les appareils électriques), des technologies énergétiques (plan stratégique européen pour les technologies énergétiques ou plan SET), de l'infrastructure énergétique ainsi que des mécanismes de gestion des crises de l'UE dans l'approvisionnement en gaz.

Aux termes du mandat initial (2007), l'accord devait en particulier:

- formuler les principes de coopération lors de l'ouverture du marché de l'électricité, afin d'assurer la sécurité de l'approvisionnement;
- régler l'accès des tiers au réseau;
- prévoir la reconnaissance réciproque des certificats de provenance de l'électricité de source renouvelable;
- réglementer le commerce transfrontalier d'électricité, compte tenu des spécificités des marchés nationaux et régionaux;
- tenir compte de la sécurité d'approvisionnement de la Suisse en électricité;
- assurer la protection des investissements faits de bonne foi et la sécurité du droit.

S'appuyant sur le mandat de négociation révisé, la Suisse et l'UE voudraient dans un premier temps aboutir sur les questions d'électricité.



La Suisse sur le marché intérieur européen de l'électricité

La Suisse poursuit l'objectif majeur ci-après: elle participe au marché intérieur européen de l'électricité en qualité de partenaire reconnu de l'UE, contribuera activement à la mise en place d'une industrie de l'électricité qui dégage peu de gaz carbonique en Europe, et elle joint ses efforts à ceux de l'UE pour assurer la sécurité de l'approvisionnement. Le marché intérieur européen de l'électricité sert d'instrument pour atteindre ces objectifs et il importe que la Suisse s'associe à sa réalisation. Les aspects suivants sont à prendre en considération:

Sécurité d'approvisionnement de la Suisse

- *Intégration de la Suisse dans le marché intérieur européen de l'électricité:* l'intégration est dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement tant suisse qu'européenne. Elle profite à l'économie suisse et aux consommateurs d'électricité en leur assurant la livraison sûre et durable de courant dans toutes les parties du pays.
- *Mise en commun des capacités de production de part et d'autre:* la réunion, dans un marché commun de l'électricité, des capacités de production européennes et suisses, efficace et porteuse d'avenir, contribue également à assurer à terme la sécurité d'approvisionnement des deux parties.

Intégration de l'industrie suisse de l'électricité en Europe

De l'énergie hydraulique suisse pour l'Europe: Au cours des années qui viennent, les Etats membres de l'UE vont développer massivement leurs capacités de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Une part importante des capacités nouvelles consistera dans des installations éoliennes (surtout offshore dans les pays nordiques) ou solaires (surtout dans des pays méridionaux, év. un jour en Afrique du Nord). Ces technologies ont le désavantage – surtout l'éolienne – d'un comportement stochastique. *La Suisse a tout intérêt à créer les conditions permettant d'offrir les capacités de ses centrales à accumulation et à pompage-turbinage pour amortir avec la plus grande efficacité les fluctuations de production sur le marché européen* (p. ex. marchés transfrontaliers de l'énergie de réglage), fournissant ainsi une contribution appréciée aux efforts de la politique européenne de l'énergie et du climat.

- *Participation aux organes de l'Europe:* Si la Suisse entend s'assurer durablement une place sur le marché européen de l'électricité, elle doit s'intégrer aux institutions européennes pour pouvoir y faire entendre sa voix. Il est indispensable à cet effet qu'elle siège à égalité de droits dans *ENTSO-E* (groupement européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité) et dans *ACER* (Agence européenne des autorités de réglage pour l'électricité).
- *Participation de la Suisse au développement du réseau européen:* La sécurité d'approvisionnement ne pourra être assurée encore à l'avenir que si des investissements sont consentis, en Suisse comme en Europe, dans les infrastructures (réseaux) – et cela aussi bien pour la construction d'équipements nouveaux (p. ex. E-Supergrid) que dans la maintenance. Or le réseau de transport ne saurait être développé sans concertation avec l'Europe. Il faut donc que la Suisse ait activement et de plein droit voix au chapitre du développement des réseaux européens. Etant donné sa position privilégiée de pays de transit pour l'électricité, elle a fortement intérêt à faire admettre ses besoins lors de la conception du réseau pour les générations à venir. Pour lui permettre de jouer encore à l'avenir son rôle de *pays de transit*, il importe de disposer de réglementations équitables pour l'imputation des coûts de transit sur le réseau de transport, et que s'applique un mécanisme européen de compensation (mécanisme ITC), qui dédommage correctement la Suisse pour ses investissements dans les capacités de transport. Il ne faut pas que le consommateur suisse d'électricité supporte cette charge.
- La Suisse accroît ses compétences dans la recherche sur les réseaux et les systèmes ainsi que son savoir-faire dans le développement des réseaux, afin de contribuer par là aux améliorations futures sur le plan européen. Ces efforts profiteront à la recherche et à la technologie suisses.
- *Consolidation du modèle de marché européen:* Avec l'UE, la Suisse suit attentivement l'évolution des dispositions qui régissent le marché européen de l'électricité, afin d'en améliorer l'efficacité et le caractère durable. Il conviendra de veiller en particulier à créer des plates-formes commerciales efficaces, des systèmes d'incitation agissants et des règles équitables



d'attribution des coûts, tout en assurant la sécurité sans failles des réseaux et de l'approvisionnement.

- L'intégration de l'industrie suisse de l'électricité en Europe doit aboutir à maintenir et renforcer globalement la compétitivité internationale grâce à des prix concurrentiels et à une plus grande efficacité dans l'acquisition.

Coopération active aux objectifs climatiques

- *Encouragement des sources d'énergie renouvelables*: En encourageant les sources d'énergie renouvelables, la Suisse poursuit des objectifs comparables à ceux de l'UE, même s'ils sont moins ambitieux, et elle harmonise ses efforts avec la nouvelle directive de l'UE à ce sujet (directive RES).
- *Système européen de commerce des droits d'émission (ETS)*: Préalablement à une adhésion de la Suisse à ce système, il faudra faire valoir les intérêts énergétiques du pays pour pouvoir garantir aux gestionnaires suisses de centrales à cycles combinés à gaz des conditions comparables à celles de leurs concurrents européens.

Maintien et accroissement de la création de valeur dans le secteur de l'électricité en Suisse

- *Ancrage régional de la Suisse*: Afin de jouer encore à l'avenir un rôle de premier plan sur le marché européen de l'électricité, la Suisse doit affirmer sa position dans la région. Il importe qu'à plus long terme, elle soit pleinement intégrée à ce marché. Dans l'intervalle, sa participation à plusieurs initiatives régionales ("Central-South", "Central-West" et "Central-East") est très utile pour permettre une gestion optimale des capacités de réseau transfrontalières.
- *Gestion aux frontières*: Les frontières suisses font généralement l'objet d'une gestion des pénuries de capacités en fonction des investissements consentis, qui assure aux commerçants et aux clients des échanges transfrontaliers aisés. Il reste que la gestion des situations de pénurie peut être encore améliorée.
- La Suisse déploie ses efforts pour permettre aux *entreprises suisses* de la branche de subsister dans un marché intérieur européen de l'électricité uniforme.

Négociations en vue de relier le système suisse de commerce des droits d'émission et l'ETS européen

La Suisse et l'Union Européenne ont engagé le 8 mars 2011 des négociations en vue de relier entre eux leurs systèmes de commerce des droits d'émission de CO₂. Le Conseil fédéral et le Conseil des ministres de l'UE ont donné des mandats en ce sens. Un accord sur la reconnaissance réciproque de ces droits ouvrirait aux entreprises suisses l'accès au marché européen des droits d'émission, beaucoup plus grand et disposant de plus de liquidités, et leur conférerait plus de souplesse pour atteindre les objectifs fixés.

En effet, la Suisse et l'UE possèdent chacune un système de commerce des droits d'émission. Etant donné leurs étroites relations économiques, les parties ont intérêt à interconnecter ces deux systèmes ETS. Lors de cette première ronde de négociation, il a été convenu qu'un futur accord devrait englober aussi bien les émissions de CO₂ des équipements fixes (p.ex. des usines) que celles du trafic aérien.

L'accès au système européen de commerce des droits d'émission est particulièrement important du fait de la réorientation de la politique suisse de l'énergie, avec le remplacement des centrales nucléaires par des centrales à gaz de toutes dimensions. Les rejets accrus de CO₂ qui en résulteront pourraient alors être compensés au titre de l'ETS UE, pour autant que les centrales soient aussi soumises au commerce des droits d'émission en Suisse.

En l'occurrence, un futur accord effacerait les frontières commerciales entre le système suisse et l'ETS UE. Pour les entreprises suisses, il ouvrirait l'accès au marché européen des droits d'émission, beaucoup plus grand et disposant de plus de liquidités, et leur conférerait plus de souplesse pour atteindre les objectifs fixés.



Dans la révision totale de la loi sur le CO₂, le système suisse de commerce des droits d'émission a été adapté de façon à le rendre largement compatible avec l'ETS UE. Ce serait un bon préalable à l'interconnexion des deux systèmes.



5. Potentiels d'électricité renouvelable en Europe

Potentiel technique et économique de l'énergie éolienne

Le développement de l'énergie renouvelable en Europe reposera moins sur un potentiel technique que sur les réalisations possibles en vertu des contraintes écologiques et économiques. C'est pourquoi il n'existe aucune prévision fondée quant au potentiel technique de toutes les sources d'énergie renouvelable. Concernant l'énergie éolienne offshore, la situation peut toutefois être résumée comme suit.

D'un point de vue physique, le vent pourrait couvrir la totalité des besoins d'électricité en Europe. Dans la pratique, la mise en oeuvre de cette ressource souffre toutefois de son inconstance et de multiples défis et contraintes de nature technique, politique ou économique. Aujourd'hui, le potentiel éolien offshore est largement inutilisé. Même si l'on fait abstraction de la construction d'équipements flottants en eaux profondes, le potentiel utilisable d'ici 2020 devrait être 30 à 40 fois plus élevé que la capacité installée actuellement et atteindre, d'ici 2030, jusqu'à 150 GW, soit environ 575 TWh. Seule une politique très active permettra de tirer parti de ce potentiel.

Le tableau ci-après donne les résultats de l'étude *Europe's onshore and offshore wind energy potential*, publiée en 2009 par l'Agence européenne de l'environnement (ERA).

		Year	TWh	Share of 2020 and 2030 demand (*)
Technical potential	Onshore	2020	45 000	11-13
		2030	45 000	10-11
	Offshore	2020	25 000	6-7
		2030	30 000	7
	Total	2020	70 000	17-20
		2030	75 000	17-18
Constrained potential	Onshore	2020	39 000	10-11
		2030	39 000	9
	Offshore	2020	2 800	0.7-0.8
		2030	3 500	0.8
	Total	2020	41 800	10-12
		2030	42 500	10
Economically competitive potential	Onshore (*)	2020	9 600	2-3
		2030	27 000	6
	Offshore	2020	2 600	0.6-0.7
		2030	3 400	0.8-0.8
	Total	2020	12 200	3
		2030	30 400	7

Note: (*) European Commission projections for energy demand in 2020 and 2030 (EC, 2008a, b) are based on two scenarios: 'business as usual' (4 078 TWh in 2020-4 408 TWh in 2030) and 'EC Proposal with RES trading' (3 537 TWh in 2020-4 279 TWh in 2030). The figures here represent the wind capacity relative to these two scenarios. E.g. onshore capacity of 45 000 TWh in 2020 is 11-12.7 times the size of projected demand.

(*) These figures do not exclude Natura 2000 areas

Source: EEA, 2008.

Il ressort de ce tableau que le potentiel économique de l'énergie éolienne d'ici 2030 est évalué à 30 000 TWh; c'est le septuple de la consommation attendue à ce moment-là. Ainsi le potentiel éolien économique suffirait à lui seul pour couvrir l'entier de la demande d'électricité en Europe.



Le tableau ci-après représente l'évolution des coûts de l'énergie éolienne (onshore, offshore et montagne). En 2008, la commission UE admettait pouvoir tabler, à long terme, sur des coûts de production d'électricité au moyen des techniques conventionnelles de 6 à 7 centimes d'euro⁹. Cela signifie que vers l'an 2020, selon l'emplacement et le nombre d'heures de fonctionnement par année, l'éolien sera compétitif par rapport aux systèmes conventionnels. Les événements de Fukushima montrent que ces hypothèses sont plutôt prudentes.

Table 6.6 Main assumptions regarding future costs of wind energy

	Unit	2005			2020			2030		
		Offshr.	Onshr.	Mount.	Offshr.	Onshr.	Mount.	Offshr.	Onshr.	Mount.
Turnkey costs	EUR/kW	1 800 (*)	1 000	1 100	1080	720	792	975	576	632
O&M costs	%	4	4	5	4	4	5	4	4	5
Share of private capital (at 15 %)	%	50	20	20	40	20	20	30	20	20
Share of loans (at 6 %)	%	50	80	80	60	80	80	70	80	80
Average interest	%	10.5	7.8	7.8	9.6	7.8	7.8	8.7	7.8	7.8
1600 load hrs	EUR/kWh	0.175	0.097	0.12	0.10	0.07	0.082	0.099	0.056	0.065
2500 load hrs	EUR/kWh	0.112	0.062	0.077	0.065	0.045	0.052	0.063	0.036	0.042
$F_{0.04-10m}$	Cost scale factor relative to the distance to the coast: $0.00285 \times \text{distance (km)} + 0.972$									
$F_{0.04+}$	Cost scale factor 15-50m depth: $-0.0125 \times F_d + 0.812$ (i.e depth as negative number - 25 m)									

Note: 'Offshr.' denotes 'offshore'; 'Onshr.' denotes 'onshore'; 'Mount.' denotes 'mountain areas'.
(*) Cost within 10 km of the coast and at water depths of less than 15 m. See the last two rows of the table for cost increases as a function of distance to coast and water depths.

Source: EEA, 2008.

Potentiel d'énergie renouvelable réalisable au sein de l'UE d'ici 2020

Trois rapports renseignent sur le développement du courant renouvelable dans l'UE d'ici 2020:

- RES2020 Projet (2009) avec des rapports sur divers aspects; d'abord un recensement du potentiel d'énergie renouvelable d'ici 2020 pour chaque Etat membre, avec en particulier ses instruments promotionnels exacts et son potentiel de biomasse; ensuite, le Pan European Times (PET) Modell présente des scénarios pour l'UE-27 plus la Norvège et l'Islande.
- Analyse des premiers plans d'action nationaux pour les énergies renouvelables NREAP juin 2010: chaque pays fournit ses propres scénarios; il n'y a pas d'harmonisation ni de preuve de plausibilité entre pays.
- "Financing Renewable Energy in the European Energy Market" (ECN sur mandat de la Commission, 2011); résumé des plus récents résultats touchant les potentiels réalisables d'ici 2020; évoque les investissements requis et les obstacles qui pourraient se présenter.

RES 2020 "Monitoring and Evaluation of the RES Directive Implementation"

Le projet RES 2020 a permis de calculer avec le modèle Times différents types de scénarios et de sensibilité, concernant notamment l'offre d'énergie éolienne et de la biomasse.

La figure ci-après montre la sensibilité selon le potentiel d'énergie éolienne considéré.

⁹ CE, 2008, European energy and transport-trends to 2030 (update 2007).

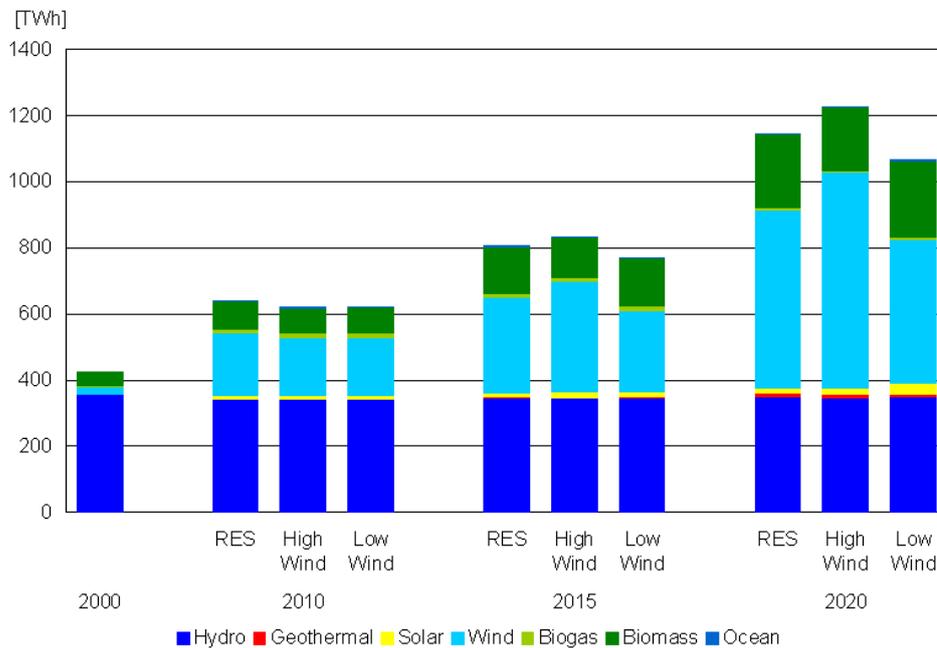


Figure 1: Scénarios de production d'électricité renouvelable jusqu'en 2020 selon la sensibilité de l'énergie éolienne. Source: RES2020.

Il ressort de cette figure que le potentiel maximal d'électricité renouvelable au sein de l'UE 27 est évalué à 1200 TWh. Selon le scénario considéré, on aura environ 400 à 600 TWh d'électricité éolienne et 200 TWh de la biomasse.

Analyse des premiers plans d'action nationaux pour les énergies renouvelables NREAP (ECN et ERA 2011)

En été 2010, chaque Etat membre de l'UE a déposé son NREAP pour la mise en œuvre de la directive RES. Ces plans d'action présentent des scénarios de développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité, de chaleur et de carburant, ainsi que des scénarios de l'évolution de la consommation finale brute d'énergie (un scénario de référence sans mesures et un scénario avec une politique énergétique active pour atteindre les objectifs). La société de conseils ECN a analysé ces plans sur mandat de la Commission. Sa conclusion est qu'un scénario avec une politique énergétique active permettrait de dépasser légèrement la barre des 20%. Le surplus représenterait quelque 355 PJ et alimenterait ce qu'on appelle les mécanismes de coopération.

Selon les plans d'action nationaux, la production d'électricité à partir de sources renouvelables devrait passer de 652 TWh à 1217 TWh entre 2010 et 2020. La production éolienne, aujourd'hui 165 TWh, devrait être portée à 495 TWh en 2020; cela implique que la capacité installée croisse de 85 à 213 GW.

Selon cette analyse, l'ensemble des 27 Etats membres pourrait produire d'ici 2010 du courant renouvelable à hauteur de 1217 TWh, chiffre relativement proche de l'évaluation figurant dans le projet RES 2020.

Selon le rapport d'ECN, l'exploitation d'énergies renouvelables telles que le vent, la photovoltaïque et les marées va connaître des taux de croissance à deux chiffres. Ce rythme diminuera cependant avec le temps. Pour la plupart des technologies considérées, la progression annuelle de 2015 à 2020 sera moins forte que de 2010 à 2015.

En 2020, la contribution la plus importante à la production d'électricité à partir de sources renouvelables sera celle de l'énergie éolienne (40,6%, dont 28,2% onshore). Elle sera suivie par la force hydraulique (30,4%, dont 25,0% pour les grandes centrales). Le courant tiré de la biomasse représentera 19,1% et l'électricité solaire 8,5% (6,9% de PV).



"Financing Renewable Energy in the European Energy Market" ECN 2011

Cette très récente étude de la Commission UE estime que le potentiel total d'énergie renouvelable (électricité, chaleur et biocarburants) réalisable d'ici 2020 atteint 349 mégatonnes d'équivalent pétrole (Mtep) ou 4060 TWh d'énergie à la consommation finale brute. Cela représente 28,5% du niveau actuel et révèle le caractère ambitieux de l'objectif de 20% d'énergie renouvelable de l'UE, car en 2005, l'apport n'était que de 8% (voir le graphique ci-après). Selon la même étude, ces 28,5% comprennent 11 points ou 1500 TWh d'électricité renouvelable. Celle-ci pourrait donc contribuer pour moitié environ à l'objectif de 20%, l'autre moitié se répartissant entre la chaleur renouvelable et les biocarburants.

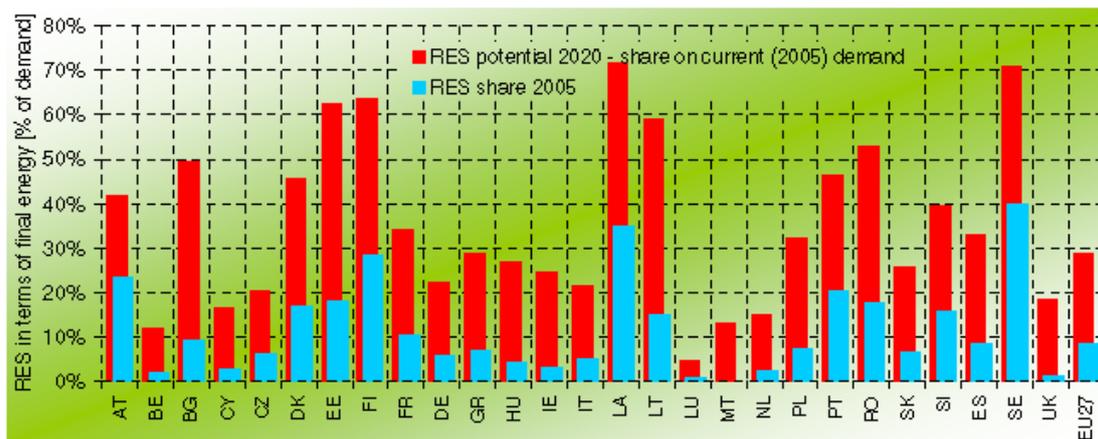


Figure 2: Potentiel réalisé (2005) et réalisable d'ici 2020 d'énergie renouvelable dans les pays de l'UE, présenté sous forme d'apport à la consommation finale brute d'énergie. Source: ECN 2011.

Le graphique qui précède présente le potentiel réalisé (2005) et réalisable d'ici 2020 d'énergie renouvelable dans les pays de l'UE, sous forme d'apport à la consommation finale brute d'énergie. La comparaison de ces valeurs avec les objectifs par pays fixés par la directive RES fait apparaître les ressources possibles pour la couverture des besoins en Suisse. Il y a d'une part les nouveaux Etats membres, dont les objectifs sont moins ambitieux, et d'autre part, les grands pays tels que la France, dont l'objectif n'exige la réalisation que de la moitié, environ, du potentiel encore décelable (de 10 à 23% selon la directive RES pour un potentiel d'environ 34%).

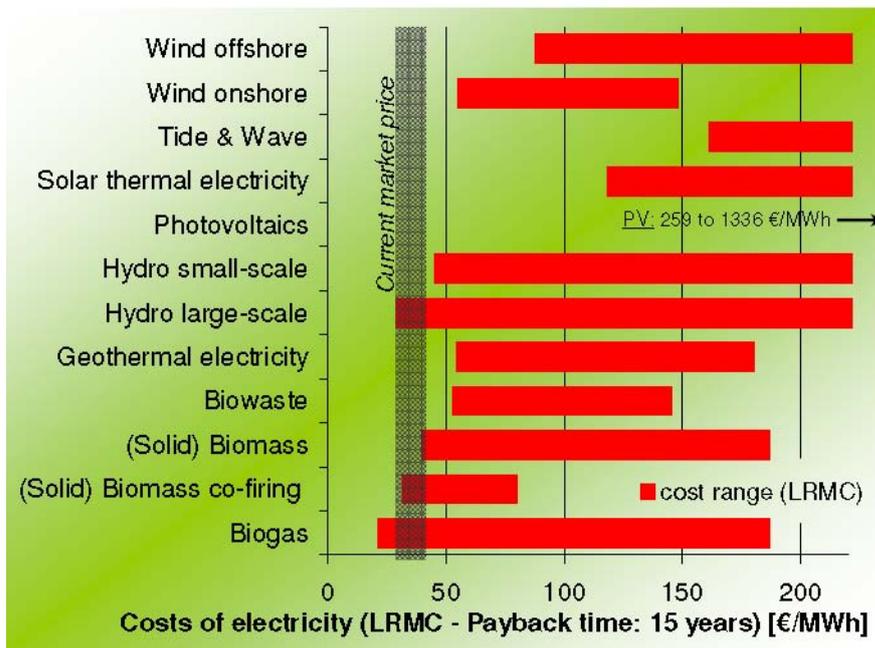


Figure 3: Coûts de production à long terme de l'électricité de sources renouvelables en comparaison avec le prix du marché en 2009 pour l'ensemble des pays de l'UE
LRMC = long run marginal generation cost. Source: ECN 2011.

La figure ci-dessus montre les coûts de production à long terme de l'électricité de sources renouvelables en comparaison avec le prix du marché en 2009 (env. 40 euros par MWh). A cette date, seules sont compétitives sur le marché les grandes centrales hydrauliques et certaines installations à biomasse et à biogaz. Il faut toutefois admettre que le prix du marché augmentera avec le temps, cependant que les coûts de production de l'électricité de source renouvelable baisseront grâce aux progrès techniques, comme on l'a montré au chapitre précédent à l'exemple de l'énergie éolienne.

La figure qui suit montre le scénario de référence de l'UE selon les perspectives énergétiques de 2009, comprenant les mesures prévues dans le paquet climat-énergie de cette année-là, à savoir la directive RES et la vente aux enchères des droits d'émission dans le secteur de l'électricité dès 2013, à la différence de ce que prévoit le scénario dit Baseline. Il en résulte une hausse de l'apport renouvelable à la production de courant (14% en 2005) à 33% en 2020, tandis que celui des agents fossiles recule de 51% à 42%. Le rapport admet aussi que la proportion des ER intermittentes (5, 6% en 2010) passe à 20,7% en 2030, grâce en particulier à l'apport des éoliennes onshore (68 TWh en 2005), qui croîtra à 407 TWh en 2030.

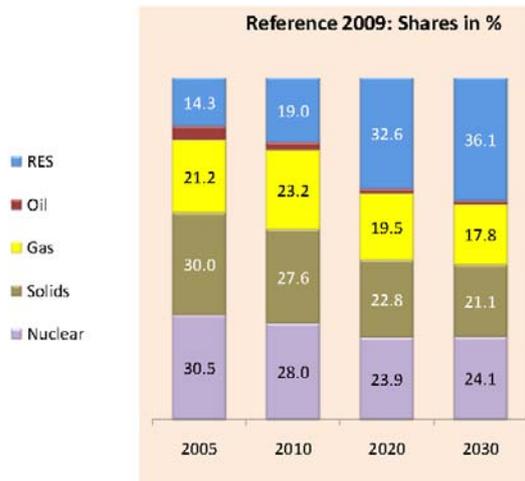


Figure 4: Les capacités de production de courant par agent énergétique, selon le scénario de référence dans les Perspectives Energétiques de la Commission UE (Energy and Transport Trends – 2030). Ce scénario comprend les mesures liées au paquet climat-énergie de l'UE (2009) et se différencie du scénario Baseline, de type Business as Usual, qui n'a pas de mesures spécifiques.

Il est intéressant de comparer la densité du CO₂ produit par le secteur de l'électricité dans les deux scénarios Baseline 2009 (pas de mesures spécifiques) et Référence (mesures liées au paquet climat-énergie 2009), illustrée par la figure ci-après. Dans le scénario de référence, cette densité tombe, grâce à l'ambitieux objectif RES, à 0,24 t CO₂ /MWh d'ici 2020, pour rester à peu près constante ensuite jusqu'en 2030. Selon Baseline, la diminution est plus continue pour atteindre en 2030 un niveau plus bas (0,18 t CO₂ /MWh). Ce résultat réjouissant est obtenu au moyen du prix du CO₂ en euros-2008, qui doit grimper à 39 euros la tonne, alors que dans le scénario de référence, il n'est que de 18,7 euros, grâce aux énergies renouvelables. Dans le scénario Baseline, les coûts d'acquisition des droits d'émission par voie d'enchères représentent en moyenne 9,4% des coûts de production d'électricité. Quant au prix du courant à la consommation finale, il aura augmenté en 2020, dans les deux scénarios, d'environ 40% par rapport à son niveau en 2005.

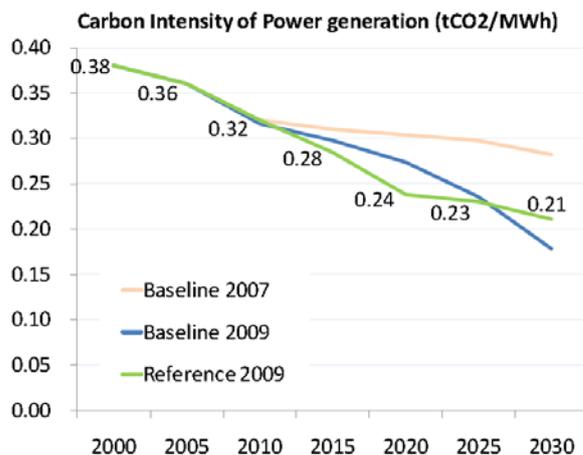


Figure 5: Evolution de la densité en CO₂ dans le secteur de l'électricité selon les trois scénarios Baseline 2007 et 2009 et Référence 2009. Le premier de ces trois scénarios ne fait pas l'objet du présent rapport.

Relation entre le soutien de l'électricité renouvelable et la politique climatique de l'UE

L'UE a adopté le paquet climat-énergie 20-20-20 afin de réduire, d'ici 2020, les rejets de gaz à effet de serre dans le domaine des ETS de 21% par rapport à leur niveau en 2005 et de porter à 20% l'apport



des énergies renouvelables à la consommation finale brute d'énergie. En fixant ces deux objectifs, on a tenu compte de leur interdépendance et mesuré leur poids politique. Des instruments différents serviront à les atteindre: d'un côté le système UE d'échange de droits d'émission, de l'autre, la rétribution de l'injection (ou un système à quotas), propre à chaque pays, pour le soutien de l'électricité renouvelable. Les deux objectifs sont donc visés de manière plus ou moins indépendante, c'est-à-dire que par exemple, une aide accrue aux ER ne va pas obligatoirement réduire davantage les rejets de CO₂.

En conclusion, même si le courant renouvelable, produit en particulier par éolienne, devient concurrentiel, il ne faut pas en déduire que ce progrès repose principalement sur le prix du CO₂ dans l'ETS UE, car le développement de la production d'électricité renouvelable est entravé par deux facteurs:

- les exigences de la protection de l'environnement et du paysage
- l'extension indispensable des infrastructures (réseaux) et des services-système

En effet, les parcs éoliens de grande envergure dans le nord et les installations solaires dans le sud qui sont prévus aujourd'hui nécessitent des lignes de transport du "courant vert" jusqu'aux régions à forte consommation. Le réseau actuel pourra difficilement absorber les volumes de courant renouvelable correspondant à l'objectif fixé pour 2020 (33% de la production brute d'électricité).



6. Signification des centrales à pompage-turbinage pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse

Situation

La Suisse est qualifiée de "plaque tournante de l'électricité en Europe" du fait de sa position centrale dans le réseau européen et des capacités de stockage liées à ses centrales à pompage-turbinage. Comme ces équipements peuvent encore être développés, le pays a en outre la possibilité de se profiler comme "batterie" de l'Europe, tout en consolidant sa propre sécurité d'approvisionnement. Conformément à l'article sur l'énergie de la Constitution fédérale du 18 avril 1999 de la Confédération suisse (art. 89), précisé dans la loi sur l'énergie, la Confédération vise, conjointement avec les cantons, un approvisionnement énergétique sûr, économique et peu polluant. De là découle l'exigence de sécurité de l'approvisionnement.

Cette dernière notion peut être comprise de façon étroite ou extensive. Dans le premier cas, la sécurité d'approvisionnement est assurée lorsque les conditions techniques permettent en tout temps la fourniture d'énergie. Dans une acception plus large, la sécurité de l'approvisionnement ne va pas sans la supportabilité économique. Le présent rapport repose sur cette vision des choses. La sécurité de l'approvisionnement doit donc être comprise comme la réponse aux besoins d'énergie sous une forme qui soit supportable économiquement, ininterrompue et toujours suffisante.

On trouvera davantage de précisions sur l'aspect qui intéresse ici dans la LAPeI.

Les centrales à pompage-turbinage contribuent de diverses manières à assurer la sécurité de l'approvisionnement en Suisse. Premièrement, leur souplesse en fait le complément idéal des équipements énergétiques à la production renouvelable mais fluctuante, tels que les installations photovoltaïques ou éoliennes. A condition que les capacités du réseau y suffisent, les centrales à pompage-turbinage peuvent contribuer notablement à absorber une quantité substantielle d'énergie renouvelable en Europe. Plus elles le feront, plus grande sera la possibilité pour la Suisse d'importer des ER et de renforcer ainsi sa sécurité d'approvisionnement. Ensuite, les centrales à pompage-turbinage sont prédestinées à fournir de l'énergie et de la puissance de réglage, facteur essentiel de stabilité du réseau et donc de sécurité de l'approvisionnement. Dernier point et non le moindre, ces centrales contribuent à stabiliser les prix. En demandant de l'électricité quand l'offre est abondante et en offrant du courant quand la demande bondit, elles atténuent les sautes de prix. Elles contribuent ainsi à maintenir l'offre d'électricité à des prix équitables.

Fonctionnement des centrales à pompage-turbinage

La centrale à pompage-turbinage combine les fonctions de centrale à accumulation et de simple installation de repompage. La première n'exploite dans l'immédiat qu'une partie de l'eau captée. Le solde est accumulé pour servir plus tard. Elle peut certes disposer aussi de pompes d'amenée. Mais ce qui la distingue est que la capacité d'accumulation doit représenter au moins 25% de la production moyenne attendue de l'installation hydraulique durant le semestre d'hiver. Quant à la centrale à repompage, elle n'utilise que de l'eau préalablement repompée. Pompes et turbines y sont généralement raccordées au même bassin (inférieur ou supérieur). La centrale à pompage-turbinage, elle, est une installation à haute pression, c'est-à-dire avec une chute importante. Elle est normalement exploitée pendant les pointes de charge.

L'exploitation d'une installation à pompage-turbinage ou à repompage comporte des déperditions, comme toute constitution de réserves. Le coefficient d'efficacité se situe normalement entre 70 et 85% dans une installation moderne, c'est-à-dire que l'avantage de la puissance disponible (MW) au moment voulu a pour corollaire la perte de 15 à 30% d'énergie (MWh). La rentabilité d'une centrale à pompage-turbinage découle surtout de la différence, dans le temps, des prix sur le marché de l'électricité. Traditionnellement, il s'agissait de la différence entre jour et nuit ainsi qu'en fin de semaine. Les facteurs déterminants en étaient surtout, outre le parc des centrales, le profil de consommation, qui était relativement simple à prévoir. Pour une exploitation rentable, la différence de prix entre énergie de nuit et énergie de pointe devait être suffisamment grande pour compenser l'efficacité réduite.



La situation s'est modifiée du fait de l'importance accrue prise par l'injection de courant de sources naturelles, irrégulières et sans lien avec la demande, telles que les installations éoliennes et photovoltaïques. Dès lors, la charge dite résiduelle (consommation moins injection totale d'énergie renouvelable), élément essentiel du prix du marché, ne correspond plus à un schéma connu. Ainsi il arrive plus souvent que les prix varient dans le courant même de la journée. De plus, l'ampleur de ces fluctuations est de plus en plus liée à la production d'énergies renouvelables. Une installation souple telle que la centrale à pompage-turbinage peut réagir rapidement à ces imprévus. C'est pourquoi elle complète idéalement les équipements éoliens et solaires à la production irrégulière, et elle peut de ce fait contribuer de façon substantielle à l'intégration des énergies renouvelables dans toute l'Europe.

Sa souplesse d'engagement permet par ailleurs à la centrale à pompage-turbinage d'offrir aux gestionnaires des réseaux de transport puissance et énergie de réglage. La correction des divergences entre l'offre et la demande sur le réseau (p. ex. en cas de défaillance d'une centrale ou de variations de charge inattendues) a lieu en trois phases: le réglage primaire a lieu automatiquement et immédiatement à travers un grand nombre de centrales sur tout le territoire interconnecté européen. Ensuite, des réglages secondaires ont lieu à l'intérieur de la zone de réglage (le plus souvent un pays). Enfin le réglage tertiaire passe par des centrales isolées, chargées de rétablir l'équilibre de l'ensemble du système. La centrale à pompage-turbinage peut être engagée rapidement et souplesment, et de ce fait, elle se prête à la fourniture d'énergie dans les trois phases de réglage décrites. Elle contribue à la sécurité de l'approvisionnement en renforçant la stabilité du réseau suisse et du système interconnecté européen.

Sa souplesse d'engagement lui permet aussi d'accumuler l'électricité en période d'abondance de l'offre, pour la remettre sur le marché ultérieurement, quand les prix sont plus élevés.

Il convient de préciser que les capacités de l'ensemble des lacs suisses d'accumulation utilisés par les centrales à pompage-turbinage sont toutefois limitées. Elle ne suffirait pas à couvrir la demande d'électricité du pays durant plusieurs semaines. C'est pourquoi ces centrales sont mises en œuvre – comme on l'a vu – de préférence dans des applications de courte ou moyenne durée.

En résumé, il est permis d'affirmer que, grâce à leur souplesse de fonctionnement, les centrales à pompage-turbinage peuvent contribuer à plusieurs titres et de façon considérable à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse en électricité.

Etat actuel et développements prévus

Les Alpes suisses abritent aujourd'hui des centrales hydrauliques produisant au total 13,3 GW (au 1^{er} janvier 2010). Ce chiffre comprend des centrales à pompage-turbinage d'une puissance totale de 1,7 GW aux turbines. A cela s'ajouteront vraisemblablement d'ici 2020 des capacités de 6 GW de production et 4 GW de pompage. Les projets ci-après sont en construction ou en cours de conception:

- Linthal 2015: 1000 MW
- Nant de Drance et Nant de Drance Plus: 600 MW et 300 MW
- Lago Bianco (Val Poschiavo): 1000 MW
- Veytaux FMHL Plus: 180 MW
- Grimsel 3 (KWO Plus): 600 MW
- Verzasca II: 300 MW
- ERS+: 110 MW

La puissance accumulée de ces projets est de l'ordre de 4 GW. Il n'est pas impossible que d'autres viennent s'y ajouter à moyen terme et au-delà, selon le développement futur des énergies renouvelables en Europe et l'appréciation de la situation qui sera faite par les producteurs de courant. Leur multiplication se heurte cependant à des limites, car toute CPT a besoin d'un bassin d'accumulation supérieur et d'un bassin inférieur, à l'utilisation desquels s'opposent certains intérêts de protection.

D'autres pays aussi, tels l'Allemagne, l'Autriche et la Norvège, envisagent de développer leurs capacités de pompage-turbinage. Celle-ci est actuellement de 6,7 GW en Allemagne et de 3,6 GW en Autriche. L'Autriche projette maintenant de nouveaux équipements totalisant 5 à 6 GW. Quant à la Norvège, qui possède présentement 40% des capacités d'accumulation en Europe mais environ 28% seulement des capacités de production correspondantes, elle entend assouplir son potentiel énergétique en augmentant les capacités de production et en construisant des centrales à pompage-turbinage.



Création de valeur dans le commerce extérieur d'électricité

En 2010, le commerce d'électricité avec l'étranger a produit un excédent bénéficiaire de 1328 millions de francs, en recul de 225 millions de francs par rapport à l'année précédente. Les chiffres dont il est fait état ici s'appuient sur les indications fournies par les quelque 60 entreprises suisses d'électricité actives dans l'import-export de courant.

Le développement des centrales à pompage-turbinage suisses devrait influencer positivement la création de valeur dans le commerce extérieur d'électricité.

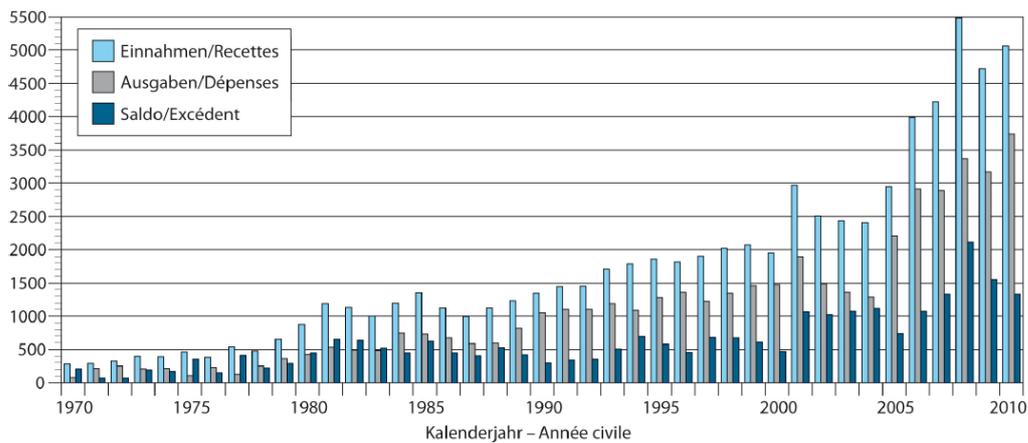


Figure 6: Commerce extérieur d'électricité de la Suisse depuis 1970, Source: Statistique suisse de l'électricité 2010, OFEN

Quant à la création de valeur brute de l'approvisionnement en eau et en énergie de la Suisse, l'Office fédéral de la statistique (OFS) l'évalue à quelque 10 milliards de francs l'an.



Conclusion

Les centrales à pompage-turbinage (CPT) contribuent à plusieurs titres à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse:

1. Grâce à leur souplesse d'engagement, les CPT complètent idéalement les installations à la production fluctuante d'électricité renouvelable, de type photovoltaïque ou éolienne par exemple. Elles peuvent contribuer notablement à l'absorption d'une quantité significative d'énergie renouvelable en Europe. Plus elles le feront, plus grandes seront les possibilités, pour la Suisse, d'importer de cette énergie comme apport à sa sécurité d'approvisionnement.
2. Les CPT sont prédestinées à fournir de la puissance et de l'énergie de réglage, ce qui fait d'elles un facteur essentiel de stabilité du réseau, élément important de la sécurité de l'approvisionnement. .
3. Les CPT atténuent la volatilité des prix en achetant de l'électricité lorsque l'offre est abondante et en offrant du courant en période de pointe de la demande, et qui réduit les hausses de prix excessives. Ainsi il est possible de fournir du courant à des prix appropriés en tout temps.

Les centrales à pompage-turbinage ne pourront constituer véritablement un atout pour la sécurité d'approvisionnement que si la Suisse, mais aussi l'Europe, disposent des capacités de transport en suffisance. A cet effet, il importe de forcer le développement des réseaux en Suisse, en le coordonnant avec les projets européens dans le même sens.



7. Besoin et rentabilité des centrales à pompage-turbinage

Besoin de centrales à pompage-turbinage en Europe

Pour compenser les fluctuations de la production stochastique d'électricité des installations éoliennes ou photovoltaïques, par exemple, il existe quatre techniques:

- la compensation suprarégionale, aussi appelée extension de réseau (*grid expansion*);
- les technologies classiques telles que les centrales à cycles combinés à gaz;
- le recours au *Demand Side Management*, où certains consommateurs se déclarent prêts à renoncer temporairement à leur connexion au réseau;
- les importantes capacités d'accumulation de courant.

L'étude Dena II analyse différentes techniques d'accumulation de grosses quantités de courant et conclut que la centrale à pompage-turbinage est aujourd'hui la plus avantageuse d'entre elles.

De son côté, *The Boston Consulting Group* a montré dans son étude *Electricity Storage* (2010) dans quelle mesure les énergies éolienne et photovoltaïque pourraient être développées d'ici 2025 dans différentes régions en vertu des objectifs gouvernementaux (cf. fig. 7). On a également cherché à mesurer l'ampleur des besoins de compensation d'une production fluctuante (cf. fig. 8), quelles techniques permettraient l'accumulation en grand des excédents d'électricité et quelles seraient les chances commerciales et les défis qui pourraient se présenter en l'occurrence.

La figure 7 illustre le développement prévu (en GW) des capacités éoliennes et photovoltaïques en 2015 et en 2025 sous forme de diagramme pour l'Allemagne, l'Espagne, le Royaume-Uni, les Etats-Unis et le Moyen Orient. L'Allemagne entend porter d'ici 2025 la puissance éolienne à 50 GW et celle de la photovoltaïque à 39 GW.

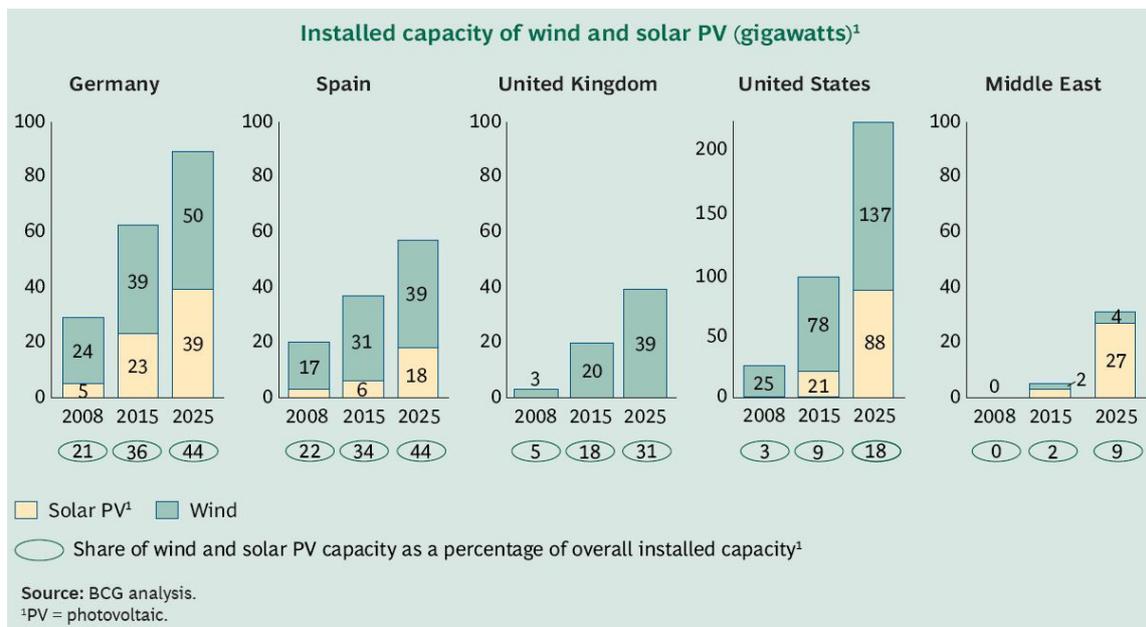


Figure 7: Développement des équipements éoliens et photovoltaïques dans quelques régions d'ici 2025. *The Boston Consulting Group* (2010).

Sous les barres figure l'apport de la production fluctuante d'énergie éolienne et photovoltaïque à la puissance installée totale l'année correspondante. Pour l'Allemagne, le chiffre prévu est de 44%. En



Espagne, une progression également importante aboutit alors à une puissance installée de 39 GW pour l'énergie éolienne et de 18 GW pour la photovoltaïque.

La figure 8 montre les capacités de production régulière qui devraient être réservées pour compenser la croissance de la production fluctuante en Allemagne, Espagne et Grande-Bretagne (axe des x). Pour l'établir, on a extrapolé les courbes de la demande pour 2015, 2020 et 2025 de manière linéaire et déterminé les besoins de compensation découlant des caractéristiques de production, que ces besoins fussent prévisibles (journaliers et saisonniers) ou imprévisibles (p.ex. écarts de la production éolienne par rapport aux prévisions immédiates). Les chiffres encadrés indiquent les besoins de compensation qui devraient être couverts.

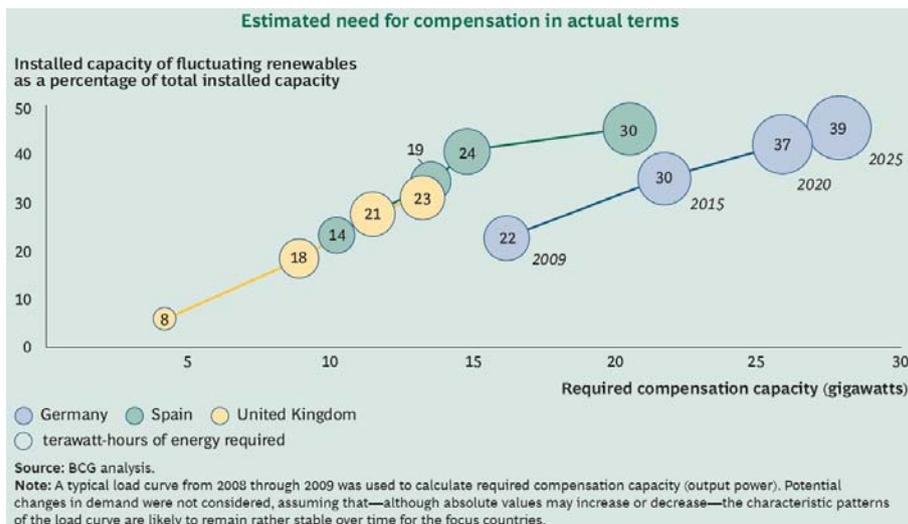


Figure 8: Prédiction des besoins de puissance et d'énergie de compensation de la production éolienne et photovoltaïque du fait de son développement en Allemagne, en Espagne et en Angleterre
The Boston Consulting Group (2010).

Il est prévu en 2025 pour l'Allemagne 28 GW de puissance de compensation et 39 TWh d'énergie de compensation pour les près de 90 GW d'injections fluctuantes d'énergie d'origine éolienne et PV. Cela signifie que la seule Allemagne devrait accroître de quelque 12'000 MW les capacités de ses centrales de compensation par rapport à la situation actuelle. Tant en Espagne qu'en Angleterre, le chiffre correspondant est de quelque 10'000 MW. En outre cela illustre la règle générale selon laquelle un GW de capacité de compensation permet d'absorber 3 GW de production stochastique de courant.

Pour l'ensemble de l'Europe, on prévoit qu'il faudra d'ici 2025 des centrales de compensation d'une puissance totale de 100 GW et avec une production annuelle d'électricité de 150 TWh (5% des besoins totaux de l'Europe en 2050) pour répondre à l'injection pronostiquée de sources éoliennes et PV. La nature de ces capacités de compensation n'est pas précisée dans l'étude. Ce peuvent être surtout des centrales thermiques pour charge moyenne et de pointe, des centrales hydrauliques à accumulation et de telles centrales d'une génération future. L'hydraulique comprend aujourd'hui presque exclusivement des centrales à pompage-turbinage (6,7 GW en Allemagne; 3,6 GW en Autriche et 1,7 GW de puissance aux turbines en Suisse).



Contribution de la force hydraulique suisse à l'intégration RES en Allemagne

Une étude de swisselectric (présentation d'Alpiq au symposium AES 2011) sur l'apport de l'énergie hydraulique suisse à l'intégration RES en Allemagne parvient à la conclusion que la première pourra, après réalisation des développements prévus du pompage-turbinage, autoriser l'absorption, en Allemagne, d'une production éolienne nouvelle de 7,5 GW (avec la capacité limite actuelle, Net Transfer Capacity NTC) ou de 16,1 GW (NTC actuelle +3000 MW et NTC sans limite). Cela représente quelque 14% et 30% de l'objectif fixé en Allemagne à l'horizon 2020. Etant donné l'action stochastique du vent et du soleil, il faut pouvoir disposer de capacités backup flexibles. Un GW de pompage-turbinage en Suisse permet d'installer en Allemagne, compte tenu des erreurs de pronostic actuelles, environ 3,9 GW de capacité éolienne et solaire (NTC illimitée), ou 1,8 GW avec les valeurs NTC actuelles.

Rentabilité des CPT

En Suisse, on compte avec des investissements de 1000 à 2000 CHF/kW de puissance installée en CPT (source: Alpiq). La centrale à pompage-turbinage est considérée comme la forme la plus avantageuse d'accumulateur d'électricité en grand.

Il n'est pas facile de calculer méthodiquement la rentabilité d'une CPT, parce que le marché de l'énergie de réglage est très complexe et qu'il dépend des stratégies d'exploitation spécifiques. A priori, le bénéfice correspond à la différence de coûts de l'énergie de pompage (achat de courant) et l'énergie turbinée (fourniture d'électricité).

Une première méthode, s'appuyant sur les prix à la bourse, consiste à calculer la différence de prix entre énergie de pointe et énergie ordinaire (*Peak Shaving*, voir encadré). Le graphique ci-dessous donne cette différence (spread) à la bourse suisse Swissx dans les années 2007 à 2010. La différence elle-même varie fortement, surtout en 2007. Mais en 2010, elle est restée relativement proche de 20 euros par MWh.¹⁰

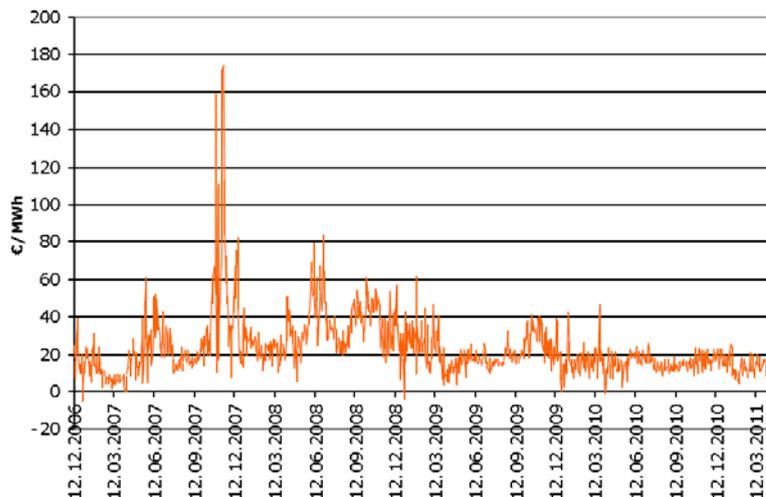


Figure 9: Peak-Offpeak-Spread, Swissx, 2007 - 2011

¹⁰ Des prix négatifs sont apparus surtout à ERX, mais non à Swissx. Il y en a eu surtout en 2009 et 2010 du fait du fort développement de l'énergie éolienne en Allemagne. Quant aux valeurs élevées des *Peak-Offpeak-Spreads* en 2007 et 2008 à Swissx, elles résultent surtout de la pénurie relative sur les marchés européens de l'électricité à l'époque.



La figure 10 montre les prix spot *Peak- et Offpeak* historiques en Suisse (valeurs mensuelles) depuis la fondation de Swissnex (décembre 2006). La courbe verte représente le *Peak-Offpeak-Spread*. Après des sommets en 2007 et 2008, cette différence est tombée en-dessous de 20 euros/ MWh.

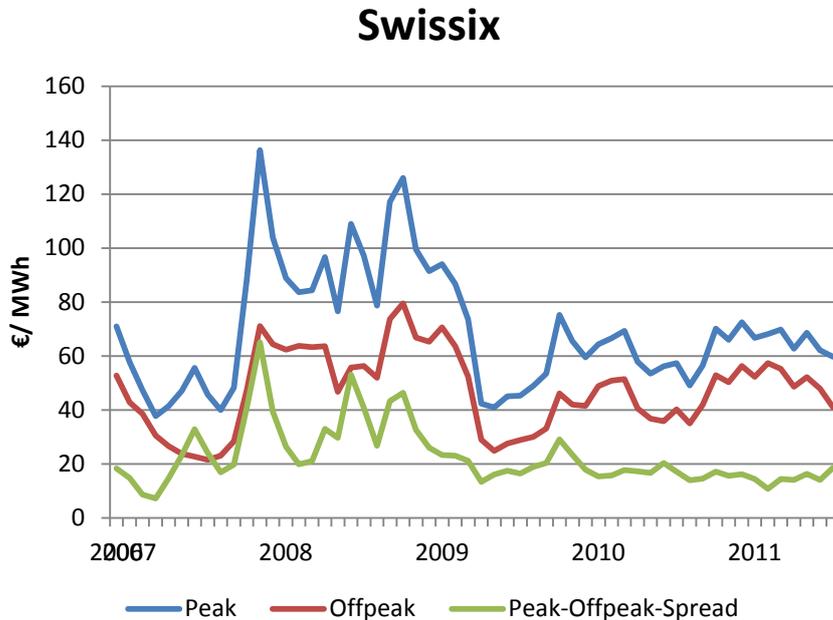


Figure 10: Prix spot historiques en Suisse (valeurs mensuelles)

La même évolution est observée en Allemagne (cf. fig.11). Même le coup de projecteur dans l'avenir avec les prix Forward jusqu'en 2017 ne montre aucun retour de la différence *Peak-Offpeak* aux niveaux de 2007 et 2008 (avant la crise économique et le fort développement de l'énergie solaire en Allemagne).

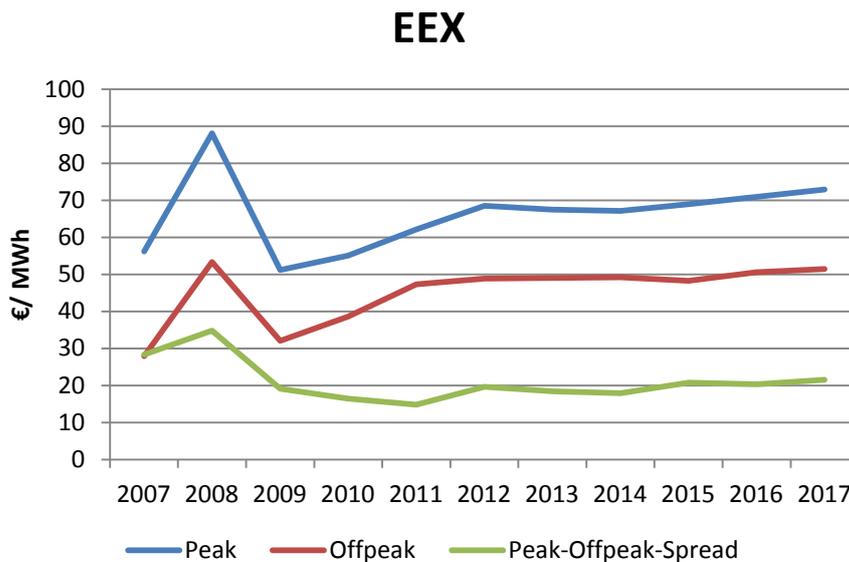


Figure 11: Prix Histo-forward en Allemagne (valeurs annuelles, 8. 11.2011)



Outre l'accroissement de la marge de réserve¹¹ du fait de la crise économique et de la baisse des prix du gaz et du pétrole, la réduction de la différence des prix *Peak-Offpeak* est due aussi au développement de l'énergie solaire en Allemagne. A priori, l'ampleur de cet écart (*Peak-Offpeak-Spread*) dépend des facteurs suivants:

- *Parc de centrales conventionnelles*: lorsque de nouvelles centrales conventionnelles (nucléaire, charbon, gaz) viennent alimenter le réseau et que des centrales vieillissantes voient leur durée de vie prolongée, la marge de réserve sur le marché reste élevée. Ne subsiste qu'un petit nombre d'heures de pénurie où les prix atteignent des sommets. Alors le *Peak-Offpeak-Spread* n'a pas tendance à s'accroître. Il faut une diminution de la marge de réserve par désaffectation de centrales ou un bond en avant de la consommation pour amener, toutes choses égales par ailleurs, à une situation de pénurie avec augmentation du *Peak-Offpeak-Spread*.
- *Nouvelles énergies renouvelables*: l'injection accrue d'énergie solaire représente une concurrence pour les centrales thermiques, aux coûts variables plus élevés, d'où une diminution des pointes de prix et donc du *Peak-Offpeak-Spread*, surtout en été. Un fort développement de l'énergie éolienne réduira, toutes choses égales par ailleurs, le niveau général des prix spot tout en accroissant la volatilité des prix du courant, mais sans exercer un effet déterminé sur le *Peak-Offpeak-Spread*. L'Allemagne a vu par exemple l'injection massive de courant éolien en période de faible charge engendrer des prix négatifs, d'où la tendance à la hausse du *Peak-Offpeak-Spread*, alors que la même injection en période de pointe ferait pression sur les prix et en réduirait les excès, en principe.
- *Prix du combustible*: Le renchérissement du pétrole et du gaz tend à causer des pointes de prix accrues, car les centrales alimentées ainsi sont parmi les plus onéreuses selon le *Merit Order*. En revanche, le renchérissement du charbon tend à hausser les prix Offpeak.
- *Prix du CO2*: les centrales au lignite ont souvent un effet déterminant sur les prix en période Offpeak. Etant donné leurs importants rejets de CO2, le renchérissement du CO2 entraîne des prix Offpeak qui grimpent plus rapidement que les prix de pointe et par conséquent, une diminution de l'écart.
- *Demand Side Management*: le Smart Metering et les contrats de fourniture interruptibles tendent à aplatir la courbe de charge et celle des prix.
- *Modification structurelle de la charge du fait de l'évolution démographique et de la population*: l'évolution démographique et de la population peut modifier les parts de consommation des ménages, de l'industrie, des transports et des services par rapport à la consommation totale d'électricité et partant, les pointes de charge, en particulier à midi et le soir.
- *Capacités aux frontières*: les prix de gros en Suisse sont fixés en fonction des prix du courant en Allemagne, en France et en Italie (Allemagne et France en été, combinaison Italie, Allemagne et France en hiver). Les insuffisances du réseau font qu'en hiver, les prix Offpeak dépendent fortement des prix pratiqués en Italie. Le développement du réseau vers le nord (ou son utilisation plus efficace) tendra à se traduire par une baisse des prix Offpeak en hiver et un élargissement du *Peak-Offpeak-Spread*.
- *Développement des techniques de stockage d'électricité*: la construction d'installations à pompe-turbinage et les nouvelles technologies de stockage accroissent la concurrence, aplatissent la courbe des prix et réduisent le taux d'exploitation des installations considérées isolément.
- *Réglage*: l'introduction de mécanismes d'échange de capacités confère aux exploitants de centrales des possibilités de recettes s'ajoutant à celles des marchés, spot et de l'énergie de réglage, incitent à investir et se traduisent par des marges de réserve accrues, faisant pression sur les prix de pointe et sur le *Peak-Offpeak-Spread*.

¹¹ Marge de réserve = capacité disponible aux centrales – charge maximale



Encadré: incitations économiques pour des accumulateurs (source: Holger Höfling, Umweltrat)

Les principaux champs d'application des accumulateurs de grandes dimensions sont le commerce d'énergie et les activités de réglage. Dans le commerce d'énergie, la stratégie économique la plus fréquente est celle dite de l'arbitrage intertemporal. Cela consiste à transformer, en période de faible charge, le courant peu onéreux de centrales ayant des coûts variables modestes en du courant cher pour les périodes de pointe ("Peak Shaving" ou gestion de la charge). La différence de prix, après déduction des pertes de stockage et des coûts de production variables, constitue la marge de bénéfice, qui doit refinancer aussi les investissements.

Le schéma de la figure 1 illustre typiquement l'action d'un accumulateur d'énergie pour le "Peak Shaving". La courbe montre que le bas prix du week-end et durant les heures nocturnes permet d'alimenter la réserve, pour ensuite fournir du courant à un prix élevé. Mais on comprend aussi que le recours à de tels accumulateurs conduit à augmenter l'élasticité des prix de la demande et donc à aplatisir la courbe des fluctuations de prix dans le déroulement de la journée. L'augmentation des capacités de stockage diminue donc les possibilités de gain des accumulateurs déjà établis, tout en réduisant aussi les besoins de compensation de la charge. Mais contrairement à ce qui se passe pour d'autres marchés, où l'on observe un effet analogue, on ne dispose en l'état actuel de la science et de la recherche que d'indications insuffisantes sur la relation entre l'ampleur du développement des capacités de stockage nécessaire pour assurer la stabilité du réseau et les effets induits sur les prix à la bourse, et donc sur la question de savoir si oui ou non l'incitation économique aux investissements dans les techniques de sécurité du système est suffisamment forte.

Serait-il économiquement indiqué, dans le marché actuel, d'investir dans les techniques d'accumulation d'électricité? La réponse peut se trouver à l'aide d'un historique des prix à la bourse. Dans une étude sur le bénéfice des centrales à cycles combinés, on a calculé à l'aide des contrats horaires Day-Ahead de la Bourse européenne de l'énergie (European Energy Exchange, EEX) pour 2008 la différence moyenne, chaque jour, entre les huit heures aux prix les plus élevés (prix Peak, 82,6 euros/MWh) et les huit heures aux prix les plus bas (prix Off-Peak, 43,9 euros/MWh). Dans la période considérée, le "Spread" (Peak moins Off-Peak) avoisine les 39 euros/MWh (env. 4 centimes d'euro/kWh).

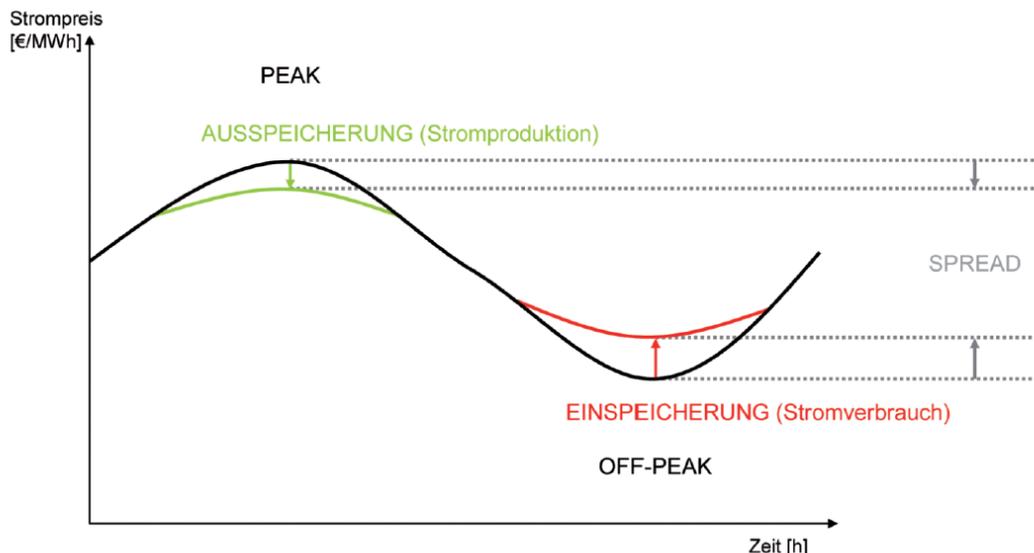


Figure 12: Représentation schématique de l'exploitation en Peak Shaving d'un accumulateur d'énergie avec pour but le commerce à la bourse de l'électricité

Une autre méthode ou optique consiste à étudier les courbes de valeur annuelles, qui reflètent les prix en bourse. De la figure ci-après, il ressort d'une part que de 2001 à 2006, l'électricité traitée en bourse a sensiblement renchéri. D'autre part, les lignes sont devenues plus pentues, ce qui veut dire que la différence de prix entre Offpeak et Peak s'est accrue. Le rectangle clair à droite montre que durant



3000 heures environ, on peut pomper au prix de 30 euros/MWh. Le rectangle clair à gauche représente 2200 heures de turbinage à 80 euros/MWh, soit un résultat de 50 euros/MWh. Il faut toutefois préciser que la situation est ici simplifiée à l'extrême et qu'elle ne prend en considération les faits que jusqu'en 2006. Mais ces dernières années, la fréquence d'oscillation des prix a à nouveau augmenté par rapport à l'écart Peak-Offpeak.

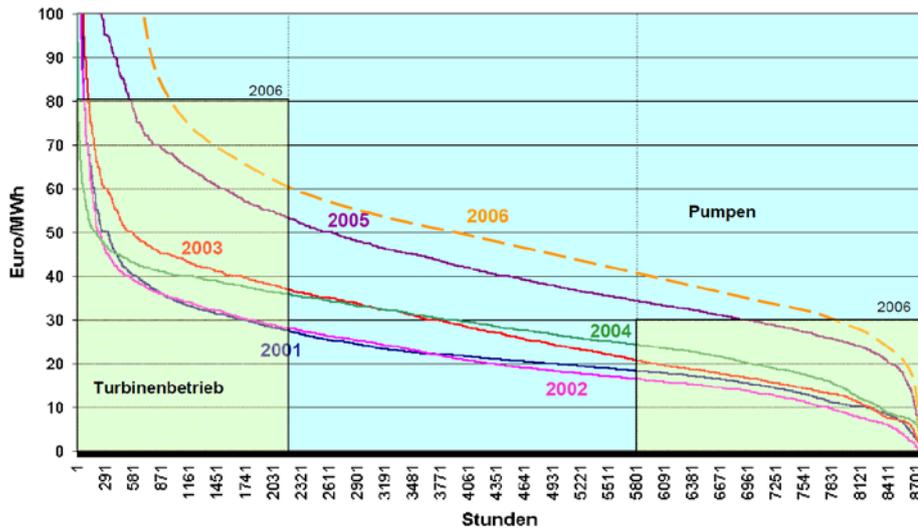


Figure 13: Courbe des prix en bourse. Source: Gerald Zenz, TU Graz.

Ces trois visions simplifiées et schématiques des dernières années révèlent donc, dans une perspective historique, une fourchette de gain de 20 à 50 euros/MWh pour les CPT, quoique la tendance à long terme avoisine les 20 euros/MWh. Mais l'extension prévue des capacités de production stochastique va encore modifier les facteurs initiaux de la formation des prix sur les marchés de l'électricité, de sorte qu'il n'est pas possible de formuler un pronostic sérieux de l'évolution future de la marge de bénéfice, et partant, de la rentabilité des CPT.¹²

En outre il faut rappeler que le gain des CPT est d'autant plus faible que leurs capacités totales sont plus grandes. En effet, le développement futur des énergies renouvelables pose la question du marché croissant pour les services-système et notamment, des besoins de puissance de réglage. Ceux-ci ne croîtraient que de façon négligeable si l'apport des ER à la production d'électricité ne dépasse pas 30%, selon une étude R2B et CONSENTEC (2010), du fait des prévisions plus exactes sur les injections de source stochastique. Au-delà de 30%, les auteurs de l'étude s'attendent à des besoins accrus de réserves-minute. Le marché des services-système pourrait ainsi devenir plus intéressant pour les exploitants de grands accumulateurs.

¹² Un indicateur à ce sujet pourrait résider dans les prix Forward à l'EEX. Là aussi, la différence Peak-Offpeak a diminué ces dernières années (aujourd'hui env. 15 UER/MWh).



8. Possibilités d'importation de courant et charge du réseau

L'importation d'électricité, ce n'est pas toujours une opération réelle destinée à remédier à la pénurie de courant dans le pays; c'est parfois un acte virtuel, soit l'achat de certificats de courant vert et le recours aux mécanismes souples de la directive RES dans le cadre d'un futur accord sur l'électricité.

Concernant les futures importations réelles de courant en cas de pénurie d'approvisionnement, les prévisions de l'entreprise Prognos dans la stratégie énergétique 2050 dépendent du mode d'approvisionnement.

Le tableau ci-après montre le développement des constructions de centrales correspondant à chaque variante de l'offre. Il apparaît qu'une certaine partie de la demande (année hydrologique) devra être couverte par l'importation dans la variante Fossile décentralisé & ER (D&E) ainsi que dans la variante ER pure (E). L'importation peut représenter jusqu'à 15,3 TWh en 2035 (variante E).

Tableau: Scénario "Nouvelle politique de l'énergie", constructions additionnelles nécessaires

Varianten für Szenario „neue Energiepolitik“, Angebotsvariante 2	Zubau zur Deckung der Stromnachfrage
Variante C: Fossil-zentral	<ul style="list-style-type: none">- 1 GuD 2018- 1 GuD 2020- 1 GuD 2022- 1 GuD 2029- 1 GuD 2031- 1 GuD 2034- 1 Ersatzkraftwerk GuD 2048- d.h. 6 GuD und 1 GuD-Ersatzkraftwerk bis 2050- Durchschnittlicher Zubau EE und fossile WKK
Variante C&E: Fossil-zentral und EE	<ul style="list-style-type: none">- 1 GuD 2019- 1 GuD 2022- 1 GuD 2029- 1 GuD 2031- 1 GuD 2034- Durchschnittlicher Zubau fossile WKK (3,8 TWh Erzeugung in 2050)- Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken
Variante D&E: Fossil-dezentral und EE	<ul style="list-style-type: none">- Hoher Zubau WKK (11,5 TWh in 2050)- Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken- Importe nach Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken bzw. Auslaufen der Bezugsrechte temporär notwendig (max. 11,6 TWh in 2034), im Jahr 2050 keine Importe mehr notwendig
Variante E: EE	<ul style="list-style-type: none">- Durchschnittlicher Zubau fossile WKK (3,8 TWh Erzeugung in 2050)- Hoher Zubau EE (22,6 TWh Erzeugung in 2050), exkl. Erzeugung aus Wasserkraftwerken- Importe nach Ausserbetriebnahme von Kernkraftwerken bzw. Auslaufen der Bezugsrechte temporär notwendig (max. 15,3 TWh in 2035), 5,6 TWh Importe in 2050

Quelle: Prognos 2011

Dans les deux variantes de l'offre d'électricité D&E et E, il faut importer en 2035 environ 11 à 15 TWh de courant (bilan annuel). Les autres variantes ne requièrent pas d'importation nette. Néanmoins, indépendamment de la variante considérée, la Suisse doit disposer de suffisamment de possibilités d'importation et d'exportation pour assurer sa sécurité d'approvisionnement, tant dans la perspective saisonnière qu'à long terme.

Les coûts des importations sont calculés d'après les Allgemeine Stromgestehungskosten für erneuerbare Energien in Deutschland (Prognos et Oekoinstitut sur mandat du WWF Allemagne, 2010).

La modernisation des réseaux et leur extension constituent l'un des grands défis à affronter dans les années qui viennent. Des investissements sont nécessaires non seulement du fait de l'âge avancé du réseau de transport, mais aussi pour remédier à des surcharges temporaires actuelles, qu'il importe



d'éviter pour maintenir durablement la sûreté de l'exploitation. Des investissements supplémentaires seront indispensables à la longue.

Sur mandat de l'OFEN, on étudie en ce moment ce que signifie l'offre d'électricité fixée dans les perspectives énergétiques pour le réseau. L'analyse porte en particulier sur ce qu'impliquent les diverses variantes de l'offre d'électricité (y compris décentralisée) en termes d'extension du réseau, et les coûts à prévoir. On étudie aussi les effets des nouvelles constructions pour les capacités de transport transfrontalières. La présentation de l'étude est prévue pour le premier semestre de 2012. Les résultats seront pris en compte par le biais du projet partiel Réseaux énergétiques, dans le texte soumis à la consultation.

De façon générale, il est permis d'affirmer que des infrastructures appropriées (réseaux) sont une condition déterminante de la mise en œuvre optimale des CPT. Les équipements suisses de ce type ne pourront fournir une contribution substantielle à la sécurité d'approvisionnement et à l'intégration des ER que si les capacités des réseaux, en Suisse comme dans les pays voisins, sont à la hauteur des exigences. Il faut donc activer le développement du réseau en Suisse et le coordonner avec ce qui se fait à l'étranger.

Rapport intermédiaire du Groupe stratégique Réseaux et sécurité d'approvisionnement du 23 juin 2011

Au début d'avril 2010, le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a invité un certain nombre de spécialistes à former un "Groupe stratégique Réseaux et sécurité d'approvisionnement" (SG NVS). Cet organisme réunit des représentants des cantons, des CFF, de l'industrie de l'électricité, de Swissgrid, des gros consommateurs de courant ainsi que des organisations écologistes. Il est présidé par l'ancien Conseiller d'Etat de Bâle-Ville Ralph Lewin.

Le groupe est chargé de suivre le développement des réseaux stratégiques fixé par le Conseil fédéral. Il observe les conditions de la sécurité de l'approvisionnement à moyen terme et au-delà, s'interroge sur les conséquences des congestions présentes et à venir, et formule au besoin, à l'adresse du DETEC, des recommandations pour améliorer les conditions politiques et juridiques, en particulier pour accélérer les procédures d'autorisation de lignes électriques.

Le 4 avril 2011, l'OFEN a informé Swissgrid sur les trois variantes possibles de l'offre future d'électricité:

- Variante 1: statu quo, pas de nouvelle grande centrale nucléaire ni de nouvelle centrale à cycles combinés gaz/ vapeur (CCC)
- Variante 2: pas de remplacement des centrales nucléaires existantes à la fin de leur période d'exploitation
- Variante 3: mise hors service anticipée des centrales nucléaires existantes

Swissgrid a alors étudié les conséquences de ces choix pour le réseau suisse de transport d'électricité (380 kV et 220 kV) et a présenté un rapport sur les mesures à prendre. S'appuyant sur les options étudiées, le rapport décrit les constructions à réaliser pour conférer au réseau les capacités requises.

On n'a pas examiné la question de savoir s'il y aurait toujours suffisamment d'énergie à des conditions acceptables pour remplacer la production des centrales nucléaires, que ce soit au moyen des centrales hydrauliques à accumulation et au fil de l'eau ou par des importations.

Avec le réseau actuel, deux situations sont à l'origine des difficultés les plus graves, à savoir la nuit hivernale (importation) et la journée d'été (exportation). Les limites en sont celles des échanges maximaux de puissance électrique avec l'étranger. Elles entraînent d'importants courants de charge sur de grandes distances, corollaire du rôle de la Suisse comme *batterie* de l'Europe. Dans ce rôle, le pays est fortement affaibli par l'abandon de ses centrales nucléaires – sans recours à d'autres installations de production en ruban sur son propre sol. En effet, les capacités du réseau et des centrales devront alors suffire à combler cette lacune.



Si les centrales nucléaires ne sont pas remplacées en Suisse par la construction d'autres installations de production en ruban, il sera indispensable de réaliser la plus grande partie du réseau stratégique 2020 pour mettre en œuvre les variantes 2 et 3. Ledit réseau avait été conçu initialement en vue de l'intégration des nouvelles centrales suisses à pompage-turbinage et des centrales à cycles combinés gaz/vapeur.

La disparition des centrales nucléaires suisses au terme de leur durée d'exploitation (selon la variante 2 de l'offre) implique la compensation de la puissance électrique perdue. Tel qu'il existera en 2020, le réseau permettra aisément une telle compensation grâce à la production décentralisée à l'échelon du réseau de distribution ou à la réduction des exportations en direction de l'Italie, voire vers le nord.

Par contre, en situation de nuit hivernale, l'importation de courant par la frontière nord est limitée parce qu'avec le réseau 2020, l'accroissement NTC d'environ 3000 MW par rapport au réseau 2011 sera déjà absorbé par la puissance de pompage prévue en Suisse. Le cas échéant, les capacités du réseau devront être partagées entre le pompage et la compensation des centrales nucléaires. La position de la Suisse comme *batterie* s'en trouvera affaiblie. Pour éviter cet inconvénient, il faudrait relever encore de 3000MW le NTC au nord du pays, une opération sans lendemain avec le courant alternatif conventionnel, dans l'optique actuelle. De plus, les gestionnaires de réseaux de transport voisins au nord (RTE, Amprion, EnBW et APG) devraient consentir des investissements encore plus massifs dans leurs réseaux, sans que pour autant il en résulte pour eux une plus-value systémique, comme dans le cas du pompage. Une autre solution serait de tirer une ligne à courant continu d'Europe du nord via Laufenburg avec une ou deux jonctions DC/AC près des pompes suisses et des grosses charges, avec poursuite en direction de l'Italie.



9. Bibliographie

Europe's Onshore and Offshore Wind Energy Potential, Agence européenne de l'environnement ERA, 2009

UE Energy Trends to 2030, update 2009, Commission UE

Financing Renewable Energy in the European Energy Market, ECN sur mandat de la Commission UE, 2011

Renewable Energy Projections as Published in the National Renewable Energy Action Plans of the European Member States, ECN et ERA, 2011.

Wie viele Centrales à pompage-turbinage braucht die Schweiz? Symposium AES mai 2011, Jörg Aeberhard, Alpiq

Dena Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, DENA, 2010.

Electricity Storage - Making Large-Scale Adoption of Wind and Solar Energies a Reality, Boston Consulting Group, 2010.

Modell Deutschland – Klimaschutz 2050 vom Ziel her denken, Prognos et Oekoinstitut sur mandat du WWF Allemagne, 2010.

Différents projets de recherche de Intelligent Energy Europe:

www.res2020.eu

www.reshaping-res-policy.eu