



Rapport, 23 décembre 2016

Etat des lieux du marché de l'électricité après 2020

Rapport relatif aux mesures supplémentaires concernant les centrales existantes et les énergies renouvelables



TABLE DES MATIÈRES

RÉSUMÉ	5
1. FONDEMENTS	11
1.1. MANDAT ET OBJECTIF	11
1.2. CONTEXTE ET PROBLÉMATIQUE.....	11
1.3. SITUATION SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ.....	12
1.4. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	13
1.4.1. NOTIONS	13
1.4.2. CONCEPT D'ÉVALUATION DE LA SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT	14
2. SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT: PERSPECTIVE RÉGIONALE ET NATIONALE	15
2.1. SITUATION DANS LA RÉGION.....	15
2.2. SITUATION EN SUISSE	15
2.2.1. NIVEAU D'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE DE LA SUISSE – APPROVISIONNEMENT PROPRE.....	16
2.2.2. ÉVOLUTION ET ANALYSE À L'EXEMPLE DE LA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050	18
2.2.3. DÉFICIT HIVERNAL DE LA SUISSE ET CONCEPTS D'ÉVALUATION ENVISAGEABLES	19
3. DÉVELOPPEMENT DE LA RÉGLEMENTATION DU MARCHÉ EN SUISSE	20
3.1. ANALYSE DE LA CONCEPTION DU MARCHÉ	20
3.1.1. DÉBAT INTERNATIONAL SUR LA CONCEPTION DU MARCHÉ	21
3.1.2. LA CONCEPTION DU MARCHÉ SUISSE APRÈS MISE EN ŒUVRE DES PROJETS EN COURS.....	25
3.2. TAXE DIFFÉRENCIÉE SUR L'ÉLECTRICITÉ	25
3.2.1. VARIANTES DE MISE EN ŒUVRE.....	26
3.2.2. ÉVALUATION JURIDIQUE	29
3.3. RÉGIMES D'ENCOURAGEMENT POUR LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	30
3.3.1. PROXIMITÉ DU MARCHÉ GRÂCE À L'ÉLARGISSEMENT DE LA COMMERCIALISATION DIRECTE	30
3.3.2. PRIME SANS COMPENSATION DES FLUCTUATIONS DU PRIX DU MARCHÉ (BONUS FIXE)	30
3.3.3. D'AVANTAGE DE CONTRIBUTIONS D'INVESTISSEMENT AU LIEU DES PRIMES ET DES BONUS D'INJECTION	31
3.3.4. VENTES AUX ENCHÈRES	32
3.3.5. MODÈLE DE QUOTAS	34
3.3.6. ÉVALUATION JURIDIQUE	36
3.4. MAINTIEN ET DÉVELOPPEMENT DES CAPACITÉS DE PRODUCTION DES CENTRALES	36
3.4.1. MODÈLE DE PRIME DE MARCHÉ	38
3.4.2. OBLIGATION DE REPRISE ET DE RÉTRIBUTION	39
3.4.3. MODÈLE DE QUOTAS POUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES EXISTANTES ET LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	41
3.4.4. MÉCANISMES DE CAPACITÉ.....	43
3.4.5. INDEMNISATION DES RÉSERVES DE STOCKAGE STRATÉGIQUES.....	44
3.4.6. DÉFINITION DE ZONES DE PRIX.....	45
3.4.7. TARIFICATION DU RÉSEAU.....	46
3.4.8. ÉVALUATION JURIDIQUE	47
3.5. CLASSEMENT DES COÛTS DES MESURES	47
CONCLUSION	49
ANNEXE I: CADRE LÉGAL DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE RENOUVELABLE	51
IV. PA. 12.400	51
STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE 2050.....	51
PREMIER PAQUET DE MESURES: RÉVISION TOTALE DE LA LOI SUR L'ÉNERGIE	51
DEUXIÈME PAQUET DE MESURES: SYSTÈME INCITATIF EN MATIÈRE CLIMATIQUE ET ÉNERGÉTIQUE (SICE)	52
LOI SUR L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ ET OUVERTURE COMPLÈTE DU MARCHÉ.....	52
RÉVISION DE LA LOI SUR L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ.....	53
NÉGOCIATIONS DANS LE DOMAINE DE L'ÉLECTRICITÉ	54



LOI FÉDÉRALE SUR L'UTILISATION DES FORCES HYDRAULIQUES (LOI SUR LES FORCES HYDRAULIQUES; RS 721.80)	54
ANNEXE II: MÉTHODES ET CRITÈRES D'ÉVALUATION DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT	55
ANNEXE III: ANALYSE DE LA SITUATION SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ	57
1. PRIX DE GROS.....	57
1.1. MARCHÉ SPOT.....	57
1.2. ÉVOLUTION DES PRIX	57
1.3. DÉPENDANCE DES PRIX SUISSES DE L'ÉTRANGER.....	57
1.4. CHANGEMENTS DE STRUCTURE	58
1.5. MARCHÉ À TERME.....	59
1.6 DEGRÉ DE COUVERTURE DES COÛTS DE LA FORCE HYDRAULIQUE	59
2. ANALYSE DU MARCHÉ.....	61
2.1. ÉVOLUTION DU MARCHÉ EUROPÉEN.....	61
2.2. ÉVOLUTION DES PRIX DE L'ÉNERGIE FOSSILE	61
2.3. ÉVOLUTION DES PRIX DU CO ₂	62
ANNEXE IV: GLOSSAIRE	63



Liste des illustrations

Figure 1: Vue d'ensemble des processus et des responsabilités en vue de l'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement.....	14
Figure 2: Moyennes de la production nationale mensuelle et consommation en GWh	17
Figure 3: Production et consommation indigènes mensuelles totales en 2037 selon la Stratégie énergétique 2050; calculs propres de l'OFEN	18
Figure 4: Puissance disponible des centrales en Suisse (source EICom).....	19
Figure 5: Diffusion des mécanismes de capacité dans l'UE (ACER).....	24
Figure 6: Schéma du modèle de procédure de vente aux enchères SDE+ des Pays-Bas (source: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland).....	33
Figure 7: Présentation schématique des recettes des producteurs dans un modèle de quotas pour les centrales existantes et nouvelles	41
Figure 8: Eléments de coûts des consommateurs finaux sur le marché de l'électricité	48
Figure 9: Réserves de puissance futures de la Suisse. Source: REGRT-E, SOAF 2015	55
Figure 10: Représentation chronologique des valeurs LOLE et ENS; source: EC Report Appropriate SOAF Standards	56
Figure 11: Prix spot pour le Swissix Base en EUR et en CHF.....	57
Figure 12: Prix spot en Suisse et dans les pays voisins.....	58
Figure 13: Niveaux et fluctuations des prix.....	59
Figure 14: Couverture des coûts de revient de la force hydraulique suisse	60
Figure 15: Perspective différenciée de la couverture des coûts de la force hydraulique suisse.....	60
Figure 16: Coûts supplémentaires du développement de la force hydraulique suisse	61



Résumé

Au cours des dernières années, les prix de gros ont fortement baissé sur le marché de l'électricité. Les principales raisons sont les suivantes:

- prix des combustibles et prix du CO₂ en baisse;
- faible demande en électricité en raison du ralentissement de la conjoncture et meilleure efficacité énergétique;
- développement accru des nouvelles énergies renouvelables et constitution de surcapacités en termes de production de courant en Europe;
- affaiblissement de l'euro par rapport au franc suisse.

La chute des prix du marché n'a jusqu'à présent pas eu d'influence négative sur la disponibilité des capacités de production nationales. La Suisse continue de bénéficier d'une sécurité d'approvisionnement élevée, principalement grâce à ses capacités transfrontalières, qui la relient solidement au réseau européen et qui lui permettent d'importer l'électricité supplémentaire nécessaire en cas d'arrêts imprévus de centrales.

Il convient de tenir compte du fait que la garantie de la sécurité d'approvisionnement repose en Suisse également sur la synergie entre les capacités de production des centrales nationales et le réseau électrique, qui permet de transporter et de distribuer l'énergie produite. Etant donné que la production nationale ne suffit pas toujours pour couvrir la consommation du pays, les grandes capacités transfrontalières du réseau suisse jouent un rôle important en ce qui concerne les importations nécessaires. Ainsi, les réseaux électriques complètent les capacités des centrales nationales et sont donc tout aussi indispensables pour le maintien de la sécurité de l'approvisionnement. La Suisse dépend en outre également des réalités des pays voisins auxquels elle est reliée par un réseau dense. Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, une coordination internationale étroite est indispensable. Etant donné que la situation évolue au cours du temps en raison des nouvelles orientations stratégiques des pays (surtout de l'UE), l'adéquation du système (*system adequacy*¹) doit périodiquement faire l'objet d'analyses globales afin d'évaluer la sécurité de l'approvisionnement.

Pour la Suisse, la sécurité d'approvisionnement soulève à moyen et à long terme des questions économiques en lien avec les investissements dans les capacités de production existantes et futures (centrales hydrauliques, nucléaires et éventuellement à gaz). Cela concerne en particulier la force hydraulique, qui est la principale source d'énergie renouvelable dont dispose le pays. Des discussions sont également en cours sur la conception du marché et sur le développement des réseaux, avec un accent sur les progrès des nouvelles énergies renouvelables, la décentralisation de l'approvisionnement électrique et le degré d'autosuffisance futur de la Suisse.

Le présent rapport expose différentes mesures visant à renforcer les capacités de production des centrales nationales. Il traite premièrement de la taxe différenciée sur l'électricité, qui permet surtout d'internaliser des effets externes et de créer ainsi un contexte favorable aux énergies renouvelables. Ensuite, il présente des mesures comme le modèle de quotas, la prime de marché, les contributions d'investissement et les ventes aux enchères. Finalement, il se penche sur des mesures permettant d'améliorer la rentabilité des centrales et, selon leur conception, de créer des incitations à investir dans des rénovations et des extensions et de renforcer la compétitivité des centrales suisses à long terme.

- **Taxe différenciée sur l'électricité:** cette taxe a pour but d'internaliser des coûts externes de la manière la plus efficace possible. En conséquence, l'électricité issue d'énergies non renouvelables serait soumise à des taxes plus élevées que celle provenant d'énergies renouvelables, qui occasionnent moins de coûts externes. La taxe différenciée n'améliore toutefois pas la rentabilité des centrales suisses, car pour des raisons de droit commercial, les garanties d'origine étrangères ne doivent pas faire l'objet de discrimination. Ces garanties d'origine permettraient de couvrir l'ensemble du besoin suisse dans ce domaine. Les prix des garanties d'origine étrangères sont actuellement bas et cela ne crée pas d'incitations dans le domaine des énergies renouvelables.

¹ La *system adequacy* correspond à une nouvelle approche de modélisation de la situation d'approvisionnement qui tient compte de l'orientation stratégique en matière de production, de consommation et d'infrastructure de réseau nécessaire.



- **Modèle de quotas:** selon la forme adoptée, le modèle de quotas a pour but de soutenir soit le développement de nouvelles énergies renouvelables uniquement, soit également le maintien des énergies renouvelables. Les producteurs obtiennent des certificats en fonction de leur production électrique, certificats qu'ils peuvent vendre sur le marché pour engranger des recettes supplémentaires. Pour que ce modèle ait un impact et ne génère pas d'effets d'aubaine excessifs, la manière de définir les quotas, les pénalités et les éventuels facteurs d'ajustement destinés à différencier les installations existantes et nouvelles est décisive.
- **Modèle de prime de marché:** la prime de marché développée dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 vise à soutenir les grandes installations hydroélectriques qui vendent leur électricité sur le marché libre. Si les conditions-cadres ne s'améliorent pas après l'expiration du délai de cinq ans fixé pour cette mesure, ce modèle pourrait être reconduit.
- **Obligation de reprise et de rétribution:** cette mesure vise à garantir la sécurité d'approvisionnement et va plus loin que le modèle de prime de marché. Les producteurs qualifiés ne sont pas seulement rétribués pour leur injection sous forme de prime ou de tarif d'injection, mais bénéficient également de la garantie de reprise de leur électricité par les gestionnaires de réseau, les fournisseurs ou le groupe-bilan.
- **Mécanisme de capacité:** l'objectif des mécanismes de capacité est de mettre en place des incitations pour l'investissement afin de pouvoir garantir à moyen et à long terme une mise à disposition appropriée de capacités des centrales. Ces mécanismes ne visent pas à substituer, mais à compléter le marché énergétique en place. Outre la vente d'énergie sur le marché de l'énergie (principalement contributions à la couverture des coûts variables), les mécanismes de capacité permettent de réaliser des recettes indépendantes pour la mise à disposition de la puissance des centrales, assurant ainsi le financement des coûts du capital.
- **Indemnisation des réserves de stockage stratégiques:** les exploitants de stockage sont indemnisés s'ils repoussent leur injection de manière à être en mesure d'injecter à des moments d'approvisionnement critiques. L'indemnisation concerne les coûts d'opportunité générés (perte de recettes). Cette mesure ne crée pas d'incitation pour des investissements dans des installations de production. Elle peut s'inspirer des processus en place pour l'achat de services-système (SDL).

Les différentes mesures ne poursuivent pas toujours les mêmes objectifs. A noter également dans ce contexte que les conditions peuvent toujours changer à nouveau. Il est donc important de munir les éventuelles mesures d'une clause «sunset»; celle-ci garantit que les mesures expirent au moment où on n'en a plus besoin. Tel serait par exemple le cas si les conditions du marché européen s'amélioraient et que le comportement en matière d'investissement amenait par la suite une hausse du volume de production nationale disponible. Toutes les mesures sont en outre liées à des coûts économiques non négligeables et modifient à leur tour les conditions du marché de diverses manières:

- dans le cas de la taxe différenciée sur l'électricité, la différence entre le taux de la taxe s'appliquant aux énergies renouvelables et celui s'appliquant aux énergies non renouvelables est décisive;
- les modèles de quotas sont pilotés par la définition de quotas et de pénalités. Les prestataires d'électricité peuvent remplir les quotas eux-mêmes ou acheter la quantité de certificats correspondante sur le marché. L'offre et la demande déterminent le prix des certificats;
- les rémunérations de capacité, le modèle de prime de marché et l'obligation de reprise et de rétribution sont gérés de manière administrative et peuvent être pilotés ou abandonnés à nouveau par le biais de ce paramètre;
- les marchés de capacité peuvent être pilotés par le biais des quantités mises en adjudication. Les quantités sont déterminées dans le cadre des analyses de l'adéquation du système mentionnées plus haut.

Le financement des différents modèles représente un défi particulier. Les coûts du financement des nouvelles énergies renouvelables et des centrales existantes sont en fin de compte supportés par les consommateurs de courant par le biais des rémunérations pour l'utilisation du réseau, et ce d'autant plus si les entreprises gourmandes en énergie en sont exonérées pour faire face à la concurrence internationale. Suivant l'objectif, l'écart entre les coûts des différentes mesures est très important. Certaines mesures permettent de couvrir uniquement les coûts variables des centrales et ne représentent pas plus de 100 millions de francs par an environ. Les contributions à la couverture des coûts du capital représentent en revanche une solution qui va plus loin: elles créent également des incitations pour des investissements et des réinvestissements à long terme et peuvent atteindre 1,5 milliard de francs par an.



Il faut également noter que les mesures isolées, comme celles visant exclusivement le maintien des centrales hydroélectriques suisses, ne constituent pas une solution optimale. En effet, les mesures doivent plutôt être considérées dans le contexte général. Celui-ci englobe le marché suisse de l'électricité, les conditions du marché et les capacités de production dans les pays voisins, le développement des réseaux nationaux et internationaux et les projets législatifs prévus ou en cours en Suisse, et est également lié à la stratégie globale de l'Union européenne (UE) en matière de politique énergétique. C'est pourquoi, il est indispensable d'élaborer une vue d'ensemble, qui met l'accent sur le développement des énergies renouvelables, sur l'efficacité énergétique, sur les objectifs de la politique climatique, sur le développement du réseau ainsi que sur la sécurité d'approvisionnement systémique sur le long terme, et qui examine de plus près certaines mesures efficaces et réalisables.

**Résumé des mesures:**

Modèle	Objectif (bénéficiaire)	Avantages	Inconvénients
Taxe différenciée sur l'électricité	Internalisation des coûts externes (producteurs de courant avec coûts externes modérés)	Bonne représentation des coûts externes selon le montant des taxes différenciées entre énergies renouvelables et non renouvelables.	L'efficacité de la mesure suppose la discrimination des producteurs étrangers et la satisfaction de nombreuses conditions-cadres qui compliquent la mise en œuvre. Admissibilité légale discutable (OMC, accord de libre-échange avec l'UE).
Prime d'injection	Encouragement des nouvelles énergies renouvelables (nouvelles énergies renouvelables)	Sécurité pour les producteurs de nouvelles énergies renouvelables. Possibilité d'accroître davantage la proximité du marché par l'extension de l'obligation de commercialisation directe.	Les délais d'attente sont longs, les fonds restent longtemps liés. La fixation de taux de rétribution appropriés implique des charges considérables et comporte des incertitudes. La collectivité doit supporter le risque du marché.
Contribution d'investissement	Encouragement des nouvelles énergies renouvelables (nouvelles énergies renouvelables)	Pas de délai d'attente, l'encouragement est versé rapidement. En comparaison avec la prime d'injection, cette mesure permet d'encourager davantage d'installations avec moins d'argent.	Les petites installations sont moins sensibilisées aux signaux du marché que par exemple dans le cas des primes d'injection avec commercialisation directe.
Modèle de quotas pour les nouvelles énergies renouvelables	Développement des énergies renouvelables (nouvelles énergies renouvelables)	Déclenchement d'un développement important de la production de courant à partir de nouvelles sources renouvelables (si les pénalités sont suffisamment élevées), de sorte que les objectifs peuvent être atteints.	Le volume n'est pas suffisamment important pour permettre une mise en œuvre efficace, ce qui entraîne des effets d'aubaine. Un marché des certificats illiquide entraîne de grandes incertitudes et d'importantes fluctuations de prix.
Modèle de quotas pour les nouvelles énergies renouvelables et les énergies renouvelables existantes	Développement des énergies renouvelables et soutien des centrales existantes (énergies renouvelables)	En plus de l'atteinte de l'objectif de développement des nouvelles énergies renouvelables (en cas de pénalités suffisamment élevées), les centrales existantes peuvent également en bénéficier.	Les effets d'aubaine sont très forts pour les producteurs qualifiés en raison de la participation de centrales existantes. Système soumis à une régulation relativement importante (quotas, pénalités et facteur d'ajustement). Admissibilité légale (UE et OMC) incertaine car aide d'Etat.



Modèle	Objectif (bénéficiaire)	Avantages	Inconvénients
Modèle de prime de marché	Soutien de la grande hydraulique fournissant sur le marché libre	Soutien sélectif d'exploitants d'installations hydroélectriques concernés. Peut être introduit assez rapidement.	Peu d'effet et coûts élevés en cas d'ouverture complète du marché. Le droit de l'UE considère le modèle de prime de marché comme une aide d'Etat. Envisageable plutôt comme solution transitoire.
Obligation de reprise et de rétribution	Sécurité d'approvisionnement (dépend de la forme adoptée)	Constitue un soutien aux producteurs en écartant les risques du marché liés aux quantités et aux prix ainsi que les distorsions entre fournisseurs avec et sans approvisionnement de base sur un marché partiellement libéralisé.	Besoin de financement important. Il s'agit d'un système très réglementé, pas d'approche fondée sur l'économie de marché: il n'y a pas d'alignement de la production sur la demande.
Marchés de capacité (vente aux enchères de capacités)	Sécurité d'approvisionnement à long terme en Suisse (en fonction de la forme adoptée)	Des contributions à la couverture des coûts du capital sont dégagées et la compétitivité à long terme est garantie avec des investissements dans les rénovations (en cas d'orientation sur le long terme). Le besoin de financement dépend du besoin de capacité. Grâce à la vente aux enchères de capacités, une allocation efficace ne requiert aucune information relative à la structure des coûts des producteurs.	Instrument efficace, mais constitue malgré tout une intervention non négligeable sur le marché.
Réserves de stockage stratégiques (vente aux enchères de disponibilités)	Quantité d'énergie indigène suffisante pendant l'hiver (en fonction de la forme adoptée)	Charge financière nettement moins élevée que dans le cas des ventes aux enchères de capacités, car (comme dans le cas des SDL) l'énergie est tenue à disposition seulement pour une certaine période (p. ex. deux semaines). Charge plutôt faible liée à la mise en œuvre – peut être basé sur les processus SDL en place.	Ne génère pas de contribution de couverture élevée pour le maintien des capacités de production des centrales et ne crée pas d'incitation pour les réinvestissements. Constitue une intervention sur le marché, car commercialisation restreinte sur le marché de l'énergie.
Définition de zones de prix	Rentabilité des centrales existantes (dépend de la forme adoptée et du site)	Meilleure prise en compte des congestions du réseau en Suisse.	Baisse de la liquidité et hausse des fluctuations inattendues des prix. L'incertitude des producteurs/consommateurs augmente.



Modèle	Objectif (bénéficiaire)	Avantages	Inconvénients
Tarification du réseau	Rentabilité des centrales existantes (centrales situées aux niveaux de réseau inférieurs / en fonction de la forme adoptée)	Les coûts d'utilisation du réseau sont à la charge non seulement des consommateurs de courant, mais aussi des importateurs d'électricité et de certains producteurs nationaux.	Importants effets distributifs entre consommateurs, importateurs, exportateurs et producteurs suisses, sans que la sécurité d'approvisionnement et le développement et le maintien des énergies renouvelables soient directement concernés.



1. Fondements

1.1. Mandat et objectif

Dans le contexte du message concernant un système incitatif en matière climatique et énergétique (SICE), le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a annoncé l'élaboration d'un rapport additionnel afin d'évaluer la faisabilité et les conceptions possibles d'une taxe différenciée sur l'électricité. Outre la question de cette taxe différenciée, ce rapport doit également examiner la faisabilité, la compatibilité juridique et l'efficacité économique d'autres systèmes d'encouragement et de soutien de la production nationale d'électricité renouvelable.

Dans le cadre de ses délibérations sur le SICE, la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) a en outre chargé les auteurs de ce rapport de traiter également les questions relatives à une conception du marché qui soit adéquate du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement électrique.

En résumé, il s'agit de garantir à long terme un haut degré de sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, de développer les énergies renouvelables de manière efficace, tout en veillant à ce que la mise en œuvre d'éventuelles mesures soit ciblée et de durée limitée et qu'elle intervienne en temps utile.

Le rapport entend constituer une base de discussion sur la conception possible du système énergétique suisse à long terme. Dans ce contexte, le maintien durable de la sécurité de l'approvisionnement joue également un rôle important à côté du développement des sources d'énergie renouvelables de manière économiquement viable, de la réduction de la consommation énergétique et de l'atteinte des objectifs de la politique climatique.

En outre, l'élaboration du présent rapport s'inscrit dans le cadre légal en vigueur et coïncide avec de nouvelles mesures pour lesquelles le processus législatif est déjà engagé ou du moins prévu. Ces mesures marqueront fortement l'orientation du paysage énergétique de l'avenir. L'*annexe I* explique le cadre légal relatif à la production d'électricité renouvelable.

1.2. Contexte et problématique

Le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 que le Parlement a adopté place la Suisse devant une restructuration de son système énergétique. Ainsi, selon les valeurs indicatives de la loi sur l'énergie révisée², la consommation d'électricité par personne doit baisser de 3 % d'ici à 2020 et de 13 % d'ici à 2035 par rapport à l'an 2000. Un autre objectif consiste à augmenter la production indigène moyenne d'énergies renouvelables (sans la force hydraulique) à 4,4 TWh au moins d'ici à 2020 et à 11,4 TWh au moins d'ici à 2035. Quant à la production d'électricité hydraulique, il s'agit de la développer pour atteindre une production indigène moyenne de 37,4 TWh au moins d'ici à 2035. Désormais, les centrales hydroélectriques qui vendent leur électricité sur le marché libre en dessous des coûts de revient percevront pendant cinq ans une prime allant jusqu'à un centime par kilowattheure (modèle de prime de marché). Cette mesure est financée par le supplément perçu sur le réseau (0,2 ct./kWh). En outre, le système de rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC) sera transformé en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe et sa durée sera limitée dans le temps. Ainsi, à partir de la sixième année qui suit l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures, aucune nouvelle installation ne pourra être admise dans le régime d'encouragement (clause «sunset»). Le supplément perçu sur le réseau sera relevé à 2,3 ct./kWh au moment de l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures, afin d'encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et l'assainissement des eaux. Les mesures de protection des eaux seront financées comme jusqu'à présent à hauteur de 0,1 ct./kWh. Les petites centrales hydrauliques et les installations de biomasse bénéficieront de contributions d'investissement allant jusqu'à 0,1 ct./kWh, et les nouvelles grandes centrales hydrauliques ou les grandes centrales notablement agrandies et rénovées d'une contribution de 0,1 ct./kWh.

La révision prévue de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) constitue un autre élément important dans le domaine de l'électricité. Elle permettra de combler les lacunes de cette loi et de tenir compte de l'évolution des conditions-cadres dans la branche de l'électricité. Elle entend lancer dif-

² Cf. Feuille fédérale (2016): loi du 30 septembre 2016 sur l'énergie (après vote final du Parlement).



férentes mesures visant à améliorer le cadre réglementaire en Suisse tout spécialement dans le domaine des réseaux et aux interfaces avec le marché. Les exigences en matière de coordination entre production et consommation seront en effet plus élevées avec la hausse de la part des nouvelles énergies renouvelables, car la production deviendra non seulement plus décentralisée, mais aussi plus volatile. Le marché de l'électricité doit donc améliorer sa flexibilité (p. ex. stockage, gestion de la charge, gestion de la demande, centrales électriques virtuelles, etc.). Les prestataires de flexibilité (gestionnaires de réseau, fournisseurs d'énergie, producteurs, consommateurs, prestataires de services énergétiques, regroupements, etc.) devront en principe pouvoir décider eux-mêmes de la manière dont ils utilisent leur flexibilité, autrement dit à quel moment ils souhaitent injecter ou soutirer quelle quantité de courant. Les gestionnaires de réseau de distribution, eux, utiliseront ces flexibilités pour supprimer les congestions.

Au vu de la situation actuelle sur le marché européen de l'électricité, la question se pose de savoir comment continuer à garantir la sécurité de l'approvisionnement en Suisse sur le long terme. La force hydraulique suisse constitue un pilier essentiel de l'approvisionnement électrique et occupe ici une position particulière. Le présent rapport aborde par conséquent également des mesures centrées sur la sécurité de l'approvisionnement.

1.3. Situation sur le marché de l'électricité

Le présent chapitre esquisse les développements intervenus sur les marchés du négoce de l'électricité au cours des dernières années ayant conduit à la situation actuelle sur le marché électrique suisse et européen. L'annexe III contient une description détaillée concernant ce sujet.

Les prix de l'électricité ont fortement chuté depuis 2008 dans toute l'Europe. Cela concerne aussi bien le marché spot que le marché à terme. Le prix de l'électricité en Suisse suit de près les prix de gros de nos pays voisins. Pour la Suisse, on le constate au niveau de l'évolution des prix du marché spot suisse (Swissix), qui ont dégringolé de 60 % (en francs suisses). En outre, les prix du courant sont devenus volatils en raison des quantités toujours plus importantes d'énergies dont la production est sensible aux conditions climatiques (énergie photovoltaïque et éolienne). Le niveau des prix en Suisse se situe entre ceux de l'Allemagne et de l'Italie (qui déterminent les prix, surtout en hiver).

Plusieurs facteurs clés exercent une influence sur l'évolution des prix.

Prix bas des énergies fossiles et du CO₂

Suite à l'effondrement des prix du charbon et du CO₂, la production d'électricité dans les centrales à charbon est devenue plus attrayante et détermine le prix sur la courbe d'offre d'électricité, également appelée *merit order* (cf. explications plus détaillées à l'annexe III)³. Les centrales à charbon produisent actuellement au prix le plus avantageux et écartent du marché les (grandes) centrales conventionnelles, comme les centrales à gaz. Toutefois, à l'instar des prix du pétrole, les prix du gaz ont baissé depuis 2015, de façon à ce que les centrales à gaz restées sur le marché redeviennent lentement rentables.

Baisse de la demande et hausse de l'efficacité énergétique

La réduction de la consommation d'énergie devient toujours plus importante pour l'UE et pour la Suisse. Les mesures d'efficacité énergétique constituent un moyen permettant de diminuer les émissions de gaz à effet de serre, d'améliorer la sécurité d'approvisionnement et de réduire les dépenses énergétiques. Conjuguées au recul de la demande pour des raisons conjoncturelles – entre autres affaiblissement de la production industrielle depuis la crise financière et la crise de la dette –, elles engendrent une baisse des prix. Aucun changement fondamental ne se dessine sur les marchés à terme d'ici la fin de la décennie.

Développement des énergies renouvelables et modification de la courbe d'offre d'électricité (merit order)

Dans les années 2000, les producteurs européens ont accéléré le développement de leurs centrales électriques en tablant sur une hausse de la demande et des prix de l'électricité et ont ainsi augmenté l'offre. Dans le même temps, l'offre d'électricité a bondi en raison du développement prononcé des énergies renouvelables (en particulier en Allemagne). Le rythme de ce développement était parfois plus rapide que ce que de nombreux acteurs du marché avaient prévu. Grâce à leurs coûts variables

³ Depuis 2008, les coûts variables des centrales à charbon ont diminué de près de 50 %, alors que ceux des centrales à gaz n'ont connu qu'une baisse inférieure à 15 % (CEPS, état 2014).



très faibles, les énergies renouvelables subventionnées détrônent les centrales électriques conventionnelles sur la courbe d'offre d'électricité (*merit order*). Toutefois, ces dernières restent pour la plupart sur le marché tant que leurs coûts variables sont couverts, ce qui maintient le surcroît d'offre.

A cela s'ajoute, du point de vue des producteurs électriques suisses, la *situation du taux de change* avec la forte appréciation du franc suisse: convertis en francs suisses, les prix de gros cotés en euro ont baissé de 33 % depuis 2008.

L'effondrement des prix touche les centrales qui ne sont pas subventionnées, en particulier les centrales hydroélectriques, qui doivent assurer leur financement sur le marché. Les coûts de revient de ces centrales sont en grande partie supérieurs aux prix de gros bas des bourses d'électricité. A cela s'ajoute un facteur pénalisant pour les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage, à savoir la disparition du pic de midi très avantageux en raison de l'offre d'énergie photovoltaïque et éolienne. Les prix de midi continueront à baisser avec le développement du photovoltaïque. Le modèle commercial actuel n'est par conséquent plus rentable.

Dans d'autres pays européens, le problème du niveau bas des prix de l'électricité compromet également le (re)financement des producteurs conventionnels, tout spécialement des centrales servant à couvrir la charge de pointe, comme les centrales à gaz à cycle combiné, ainsi que des centrales à accumulation et celles à pompage-turbinage. Les recettes générées par ces centrales ne suffisent pas pour couvrir les coûts fixes des installations. On parle de «*missing-money problem*», qui conduit à des incitations trop faibles pour de nouvelles constructions, voire à l'arrêt de la production dans des centrales.

1.4. Sécurité d'approvisionnement

L'approvisionnement d'un pays en électricité est en principe le rôle du secteur électrique et était garanti par le passé en premier lieu par des entreprises intégrées verticalement, au sein desquelles la planification du système est gérée de manière centralisée à tous les niveaux – production, transport, distribution. Les nouvelles réglementations dans le domaine énergétique, qui entendent ouvrir les marchés et les rendre compétitifs, ont changé les approches traditionnelles relatives à l'évaluation de la fiabilité. Les directives 2003/54/CE et 2005/89/CE concernant la sécurité de l'approvisionnement demandent de manière contraignante à chaque Etat membre de l'UE de publier tous les deux ans un rapport sur la sécurité de l'approvisionnement, et ce avec une perspective de cinq à quinze ans. Ce rapport doit contenir une évaluation de la production et de l'adéquation de l'infrastructure du réseau en lien avec l'approvisionnement sur le territoire national. L'analyse doit tenir compte des conditions-cadres politiques du pays et de l'UE (p. ex. objectifs d'efficacité) ainsi que des développements en cours.

1.4.1. Notions

Avec la création du marché intérieur européen de l'électricité et la restructuration du portefeuille énergétique en vue d'une production renouvelable requise par la politique énergétique et climatique européenne, la question relative à la façon de garantir la sécurité d'approvisionnement à l'avenir également se pose de plus en plus en Europe. La sécurité de l'approvisionnement comprend différentes dimensions temporelles, allant de l'ordre du millième de seconde à celui de plusieurs décennies. En outre, elle peut être répartie en trois domaines partiels: la fiabilité, la sécurité et l'adéquation. La littérature internationale emploie la plupart du temps les termes anglais *reliability*, *security* et *adequacy*.

Le terme ***reliability* ou *fiabilité*** est désigné en général par sécurité d'approvisionnement et englobe aussi bien des éléments de sécurité que d'adéquation. La plage temporelle couverte s'étend de quelques secondes à l'avenir à court terme (cinq ans). Ce domaine est en règle générale documenté par des données historiques et des projets actuels. Le domaine de la ***sécurité***, qui concerne le très court terme, est défini par le mode de fonctionnement du système électrique et obéit à des normes techniques et d'exploitation. Pour l'essentiel, il permet d'évaluer la réaction du système à des événements comme des courts-circuits, des pannes techniques de composants ou des influences externes soudaines (p. ex. conditions climatiques extrêmes ou défaillance du marché). Etant donné le maillage étroit entre le réseau de transport suisse et européen, cette tâche, qui est soutenue par des Regional Security Centers, ne peut être accomplie qu'en association avec les pays voisins.

L'***adéquation*** vise l'orientation stratégique dans les domaines de la production et de la consommation avec une infrastructure de réseau répondant aux besoins. Elle englobe donc la conception du futur système d'approvisionnement en électricité. Dans ce contexte, on parle également d'adéquation du



système (**system adequacy**) lorsque l'infrastructure du réseau est prise en compte, et d'adéquation de la capacité de production (**generation adequacy**) lorsque ce n'est pas le cas.

La sécurité d'approvisionnement de l'UE est évaluée par le Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (REGRT-E) au niveau transnational. En Suisse, la surveillance de la sécurité d'approvisionnement incombe à la Commission fédérale de l'électricité (ElCom). Celle-ci effectue des analyses à intervalles réguliers et publie tous les deux ans le rapport sur la sécurité de l'approvisionnement en Suisse, qui offre une vue d'ensemble complète sur l'état de la question (ElCom 2016).

1.4.2. Concept d'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement

Comme l'explique le chapitre 1.4.1. Notions, la sécurité de l'approvisionnement revêt plusieurs dimensions temporelles et son évaluation nécessite par conséquent une approche différenciée avec des processus différents qui reposent sur divers scénarios. A court et à moyen terme, c'est avant tout la fiabilité qui doit être analysée, et ce sur la base de données actuelles et d'hypothèses vérifiées. A long terme en revanche, il convient d'évaluer l'adéquation du système en s'appuyant sur des scénarios politiquement coordonnés et en faisant apparaître les investissements nécessaires. En Suisse, une telle approche n'est pas encore entièrement institutionnalisée. La figure suivante présente les processus et les responsabilités futures envisageables en vue de l'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement.

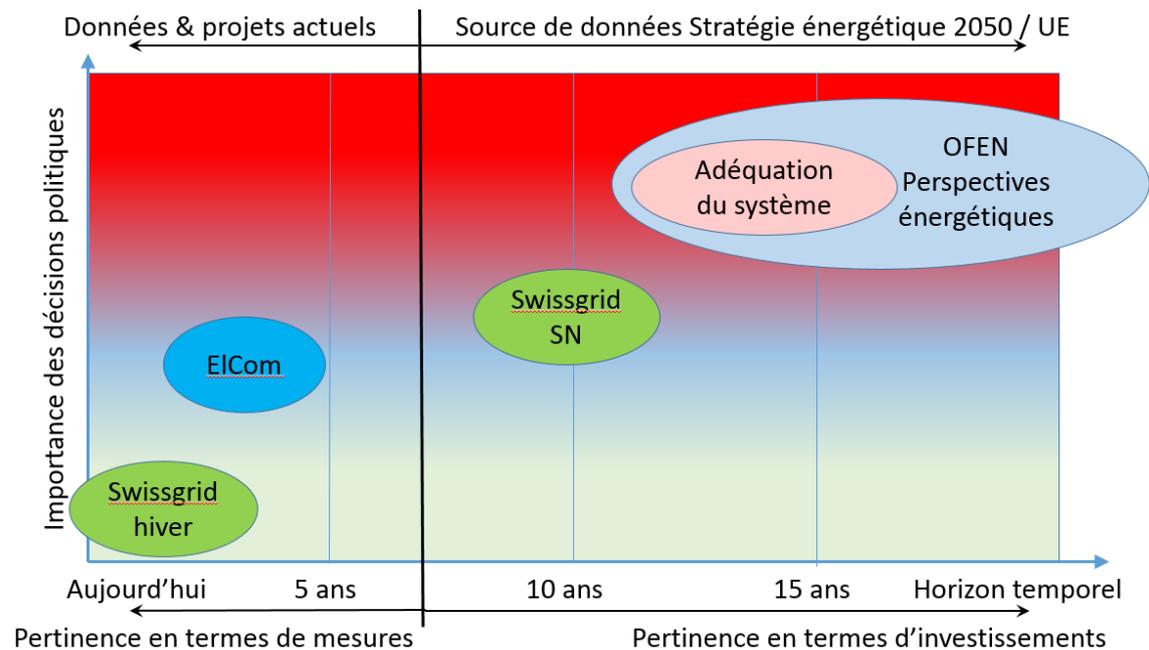


Figure 1: Vue d'ensemble des processus et des responsabilités en vue de l'évaluation de la sécurité de l'approvisionnement

Le processus suivant en trois étapes pourrait être judicieux lors de la conception:

Périodes de plus de cinq ans: les décisions concernant les investissements importants ayant un impact à long terme – que ce soit au niveau du réseau à très haute tension ou des grandes centrales électriques – et les modifications de loi doivent être prises sur la base de scénarios avec un horizon couvrant dix à vingt ans, voire davantage. En Suisse, ces scénarios sont conçus de façon coordonnée avec l'étranger. Les simulations tiennent compte des régions électriquement proches et sont complétées par des simulations effectuées dans les pays voisins. Les évaluations relèvent de la **responsabilité de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN)** pour ce qui est des mesures de la politique énergétique (lois, ordonnances) **ainsi que de la société nationale pour l'exploitation du réseau Swissgrid** (planification stratégique du réseau).

La sécurité de l'approvisionnement de la Suisse est évaluée régulièrement en vue de la **planification à moyen terme (horizon allant jusqu'à cinq ans)** et présentée avec une perspective quinquennale.



Cette démarche vise à mettre en évidence la menace d'insécurité de l'approvisionnement et de nouvelles circonstances, et à présenter des projets planifiés. Pour le laps de temps concerné, les principales conditions-cadres peuvent être définies avec une probabilité relativement élevée. Ces conditions-cadres relèvent de l'**EICom**, qui publie depuis l'été 2014 un rapport bisannuel sur la situation. Les données de base qui y sont utilisées s'appuient sur des éléments historiques et sur des projets garantis prévus sur une période allant de quelques mois à cinq ans. Les scénarios jouent un rôle secondaire.

La **perspective à court terme (six mois)** est évaluée par la modélisation de la sécurité de l'approvisionnement et du système en tenant compte des événements du moment en Suisse et dans les pays voisins, et ce à chaque fois en prévision du semestre d'hiver à venir. La responsabilité relève ici de **Swissgrid**. Celle-ci a publié pour la première fois un tel rapport pour la Suisse ([Swissgrid rapport hiver 2015/16](#)) en prévision de l'hiver 2015/16.

Les mesures peuvent être mises en œuvre dans un délai relativement court et ne requièrent la plupart du temps pas d'investissements importants. Le défi consiste à assurer la stabilité du cadre réglementaire à long terme. Cela permet de prévoir des orientations stratégiques et de créer des incitations pour les investissements nécessaires. Les exemples les plus récents de mécanismes de capacité introduits en Europe montrent que les marchés *energy-only* (EOM, cf. chap. 3.1.1) ne peuvent pas générer des signaux suffisamment clairs pour stimuler l'investissement dans les capacités de production sur le long terme. Un monitoring qui suit en continu les succès obtenus permet de procéder à une adaptation à la situation actuelle.

2. Sécurité d'approvisionnement: perspective régionale et nationale

Dans le passé, la sécurité d'approvisionnement était considérée principalement sur le plan national et les rapports nationaux n'étaient souvent pas comparables. Cette approche est dépassée sur le marché intérieur européen fortement interconnecté. Le thème revêt donc depuis peu une perspective de plus en plus transnationale. La plate-forme de coopération régionale du forum PENTA (FR, BE, NL, LUX, DE, AT et CH) a joué un rôle de pionnier dans ce processus avec le projet Regional Generation Adequacy Assessment (GAA). Dans ce cadre, l'amélioration principale par rapport aux méthodes utilisées jusqu'alors a consisté à élargir la perspective géographique à la région du forum PENTA et à utiliser une méthode axée sur la probabilité. Les capacités transfrontalières disponibles aux conditions du marché et la production de nouvelles énergies renouvelables ont donc été prises en compte.

2.1. Situation dans la région

Le forum PENTA a publié le premier rapport régional en mars 2015. Celui-ci analyse la situation dans la région PENTA dans la perspective des années 2015/16 et 2020/21. Il montre les valeurs LOLE et ENS⁴ pour l'ensemble de la région en tenant compte des capacités transfrontalières disponibles aux conditions du marché (capacités transfrontalières = maximum), ainsi que pour chaque pays de manière individuelle (capacité transfrontalière = nulle). Il examine également les changements auxquels il faut s'attendre en cas de prise en compte d'éventuelles réserves stratégiques disponibles. L'analyse montre qu'avec les capacités transfrontalières disponibles, la Suisse ne doit pas redouter de difficultés d'approvisionnement même en cas d'hiver très froid et d'année sèche. En revanche, la simulation sans capacités transfrontalières, autrement dit sans importations vers la Suisse, indique une impossibilité de couvrir la consommation d'électricité pendant plus de mille heures par an. Ce résultat coïncide également avec les valeurs du bilan énergétique mensuel, qui fait état d'une couverture insuffisante pendant les mois d'hiver. L'analyse n'indique en revanche pas la quantité d'énergie qui manque à des heures précises.

2.2. Situation en Suisse

Dans son dernier rapport sur la sécurité d'approvisionnement en Suisse (2016), l'EICom arrive aux conclusions suivantes:

⁴ LOLE: prévision du nombre d'heures de rupture d'approvisionnement (*loss of load expectation*)
ENS: énergie non fournie (*energy not served*)
Cf. annexe II pour des explications détaillées.



- Les paramètres examinés dans le domaine des réseaux sont restés stables ou ont montré une légère évolution positive. Dans son rapport sur le réseau stratégique 2025, Swissgrid a identifié les projets de réseau nécessaires pertinents pour la mise en œuvre de la Stratégie énergétique 2050. Toutefois, la situation en hiver 2015/16 a conduit à une redéfinition des priorités en vue d'améliorer la disponibilité des capacités d'importation en particulier pendant le semestre d'hiver. L'EICom juge très bonne la sécurité d'approvisionnement au niveau du réseau de distribution et considère également le maintien et le développement du réseau comme étant appropriés.
- Du point de vue de la production, la sécurité d'approvisionnement est considérée comme globalement garantie jusqu'en 2020. Dans le domaine de la production, la situation en Suisse est évaluée par des critères basés sur la méthode REGRT-E usuelle. Celle-ci indique une réserve de puissance de 500 MW (au semestre d'hiver 2015). Si les objectifs de la Stratégie énergétique 2050 ne sont pas réalisés, il faut toutefois tabler sur une diminution des réserves de puissance en raison d'une hausse de la charge et de l'arrêt des centrales nucléaires de Mühleberg et de Beznau I et II. L'érosion des prix du marché est considérée comme un défi supplémentaire, car elle réduit la couverture des coûts du capital des installations existantes.
- L'amélioration des conditions d'accès au marché et de la disponibilité d'une capacité de transport suffisante ainsi que l'optimisation du négoce transfrontalier de l'électricité doivent constituer des mesures à long terme, car s'il n'est pas possible de mettre en place des centrales à combustibles fossiles en Suisse, l'EICom part du principe d'une hausse de la part des importations.

Le rapport de l'EICom repose pour l'essentiel sur l'évaluation de la fiabilité (*reliability*) de l'approvisionnement énergétique, donc sur des données historiques issues de projets garantis et de données provenant du rapport REGRT-E.

2.2.1. Niveau d'approvisionnement électrique de la Suisse – approvisionnement propre

Bilan énergétique de la Suisse

Le niveau d'approvisionnement propre de la Suisse était jusqu'à aujourd'hui présenté en tant que bilan énergétique équilibré sur l'année. Cette perspective engendre une image équilibrée avec un solde exportateur majoritaire⁵ et est également utilisée pour l'extrapolation et dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050⁶.

Outre le bilan énergétique équilibré, la statistique de l'électricité et la Stratégie énergétique indiquent également que la puissance installée des centrales est suffisante. L'examen mensuel du bilan énergétique révèle qu'à l'heure actuelle, de l'électricité est exportée pendant les mois d'été et importée pendant les mois d'hiver. Ce fait s'explique par le portefeuille de centrales en Suisse. Les types de centrales installées sont principalement des centrales nucléaires et hydroélectriques. Alors que les centrales nucléaires affichent la plupart du temps une production constante, les centrales au fil de l'eau en particulier présentent des caractéristiques de production saisonnières. La production des centrales thermiques, exploitées surtout en hiver afin de produire de la chaleur, est négligeable en Suisse. A cela s'ajoute que le besoin en électricité augmente légèrement en hiver, comme le montre la figure suivante.

⁵ Cf. statistique de l'électricité par l'OFEN.

⁶ SE 2050

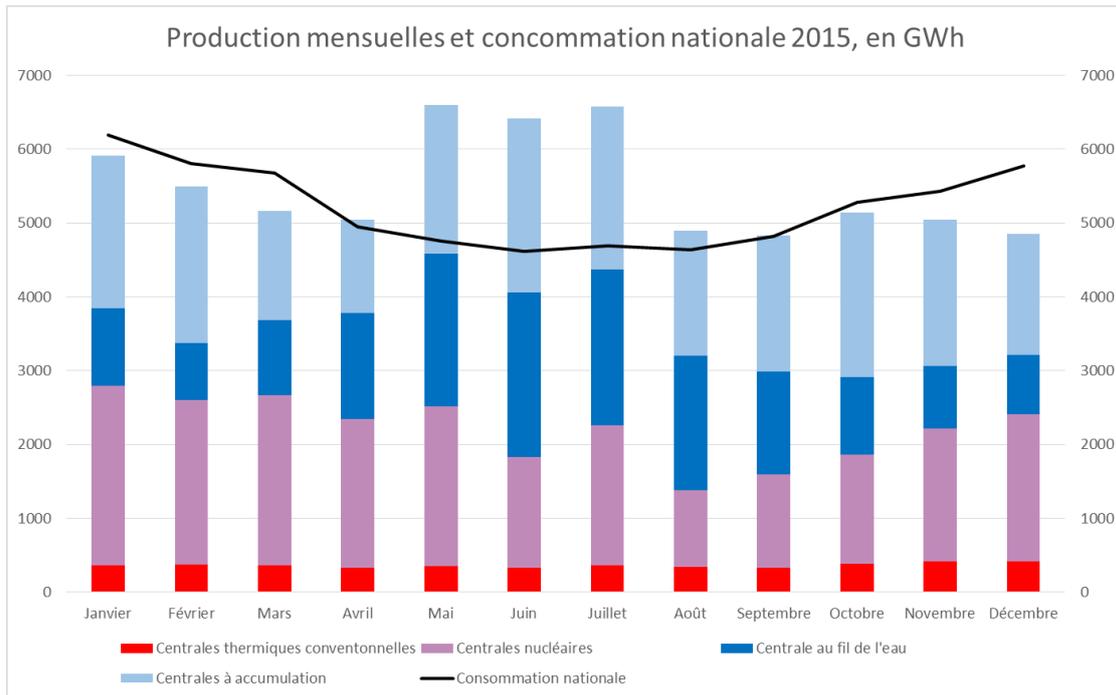


Figure 2: Moyennes de la production nationale mensuelle et consommation en GWh

Aujourd'hui, les lacunes en termes de production en hiver sont comblées par l'importation. En raison de l'évolution historique de ces importations hivernales, la Suisse dispose d'importantes capacités de réseau aux frontières. Ces capacités sont généralement suffisantes, mais peuvent être entravées par des congestions qui surviennent dans le pays, comme ce fut le cas en hiver 2015/16. Les congestions se sont alors manifestées parallèlement par un manque de production au niveau de réseau de 220 kV et la diminution de la production des centrales hydroélectriques, ce qui a abouti à une hausse des besoins d'importation au niveau de réseau de 380 kV. La modification des flux de charge sur le réseau a conduit à son tour aux congestions au niveau de la transformation 380/220 kV. Cette situation montre clairement que la faisabilité de la sécurité d'approvisionnement ne peut être affirmée qu'en tenant compte d'un grand nombre de scénarios de panne et en utilisant les méthodes appropriées basées sur des scénarios politiquement coordonnés.

Capacité de production restante et niveau d'approvisionnement propre de la Suisse

Une grandeur classique utilisée actuellement pour mesurer la sécurité de l'approvisionnement résulte de la comparaison entre la capacité de production restante (réserves de puissance) et la charge maximale attendue à des jours définis. Ce calcul admet certes des indisponibilités possibles et tient compte uniquement de la capacité considérée comme garantie. Il ignore toutefois l'utilisation des capacités selon les principes de l'économie de marché et la production éolienne, photovoltaïque et en partie hydraulique non maîtrisables (cf. annexe II).

Les premières estimations du REGRT-E montrent que la Suisse disposera à l'avenir également de réserves de puissance suffisantes⁷. Selon un rapport de 2015, les réserves atteindront environ 5 GW pendant les mois d'hiver après augmentation des capacités installées par la mise en service des nouvelles centrales à pompage-turbinage en 2017/18, et ce indépendamment des scénarios considérés. Après ajout de la capacité d'importation prévue de plus de 5 GW, on obtient un excédent de couverture «théorique» de plus de 10 GW pour la période critique.

Toutefois, la disponibilité des capacités ne dit rien sur la quantité d'énergie pouvant effectivement être livrée dans le pays. En Suisse, ce fait peut justement conduire à de mauvaises estimations, car les centrales suisses produisent trop peu d'électricité en hiver pour couvrir les besoins.

⁷ Cf. figure 28 du rapport de l'EiCom sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité 2016.



Le rapport de l'EICom sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité 2016 mentionne une grandeur pour mesurer le niveau d'approvisionnement propre, qui repose sur le «Rapport des Dix» datant de 1981. Cette grandeur est basée sur le nombre d'années où une importation nette d'électricité a été observée pendant le semestre d'hiver, et ce sur une période de vingt ans. Elle est exprimée en pourcentage. Elle a diminué en continu au cours des années précédentes et se situe aujourd'hui à environ 20 %, autrement dit l'importation nette d'électricité a concerné seize années sur vingt.

La dépendance future de la Suisse de l'étranger en matière d'approvisionnement en électricité pendant le semestre d'hiver et la fréquence de cette dépendance sont également liées à des décisions politiques. Avec l'abandon de l'énergie nucléaire, la perte de la Suisse s'élèvera à plus de 3,3 GW en ce qui concerne l'énergie en ruban et à 14,5 TWh quant à l'énergie pendant le semestre d'hiver. Dans la perspective actuelle, cette quantité d'énergie ne peut être remplacée uniquement par les bassins d'accumulation, car la quantité d'énergie maximale utilisable de tous les bassins correspond aujourd'hui à environ 8,8 TWh. A l'heure actuelle, la date de l'arrêt de la dernière centrale nucléaire suisse n'est pas connue. Il reste à voir si, à ce moment, la Suisse sera en mesure de produire la quantité d'électricité correspondante, car cela dépend également du développement des nouvelles énergies renouvelables et du stockage saisonnier ainsi que de l'éventuelle construction de nouvelles grandes centrales (p. ex. centrales à gaz à cycle combiné).

Le niveau d'approvisionnement propre à l'étranger est défini par le nombre d'heures de rupture d'approvisionnement attendu (*loss of load expectation*, LOLE). Ce nombre repose sur une analyse des risques orientée vers la probabilité (adéquation du système).

2.2.2. Evolution et analyse à l'exemple de la Stratégie énergétique 2050

Les scénarios tirés des perspectives énergétiques permettent de représenter la mise à disposition des capacités de production des centrales et des quantités d'énergie ainsi produites. La figure suivante montre un premier bilan énergétique mensuel calculé de manière approximative pour l'année 2037 en excluant les centrales nucléaires et les centrales à gaz à cycle combiné (CCC). En raison des simulations du marché qui font encore défaut, la première hypothèse a consisté à répartir de manière linéaire la production des centrales à accumulation sur les mois de septembre à avril et le stockage d'eau sur les mois de mai à août. Donc pour les mois d'été, seule la quantité excédentaire d'eau a été prise en compte.

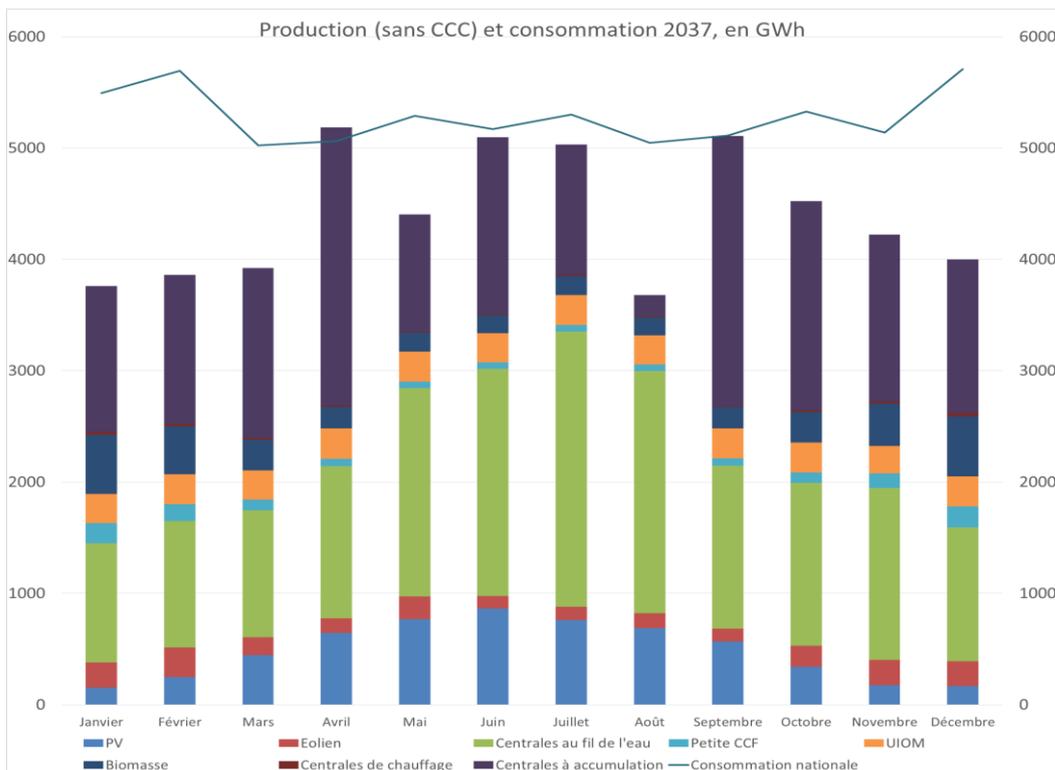


Figure 3: Production et consommation indigènes mensuelles totales en 2037 selon la Stratégie énergétique 2050; calculs propres de l'OFEN



L'étude approximative de la production d'énergie sans les centrales nucléaires pendant les mois de l'année 2037 affiche une répartition proche de celle d'aujourd'hui: les heures où l'approvisionnement n'est pas suffisant surviennent comme actuellement en hiver. Les perspectives énergétiques ont admis l'hypothèse selon laquelle la production manquante serait couverte grâce à la construction de centrales à gaz à cycle combiné ou à des importations. Elles ont utilisé une modélisation purement physique de la charge et de la production. Aucune simulation axée sur la probabilité, basée sur le marché, du LOLE et de l'ENS n'a encore été réalisée pour les années sans centrale nucléaire, mais en tenant compte des nouvelles énergies renouvelables selon les perspectives énergétiques 2050. Sur la base du calcul approximatif des quantités d'énergie mensuelles, une première estimation montre que la structure de base reste maintenue en hiver grâce à la production hydraulique attendue.

2.2.3. Déficit hivernal de la Suisse et concepts d'évaluation envisageables

La pénurie de production d'électricité liée à des raisons systémiques pendant les mois d'hiver et le danger d'un hiver long et froid à l'échelle régionale représentent un risque pour l'approvisionnement au cas où l'énergie disponible sur les marchés régionaux ne suffit plus pour satisfaire la demande. Le recours aux centrales à accumulation, obéissant en principe aux règles du marché, comporte en outre le risque d'insuffisance de la capacité de puissance au cas où les lacs d'accumulation sont vidés trop tôt (p. ex. en raison d'exportations excessives au début de l'hiver) et que les capacités installées ne sont plus disponibles. La figure suivante, tirée du rapport de l'EICOM sur la sécurité de l'approvisionnement, indique un déficit de puissance déjà aujourd'hui pour le cas où les centrales à accumulation ne sont plus disponibles (barre «sans centrales à accumulation»).

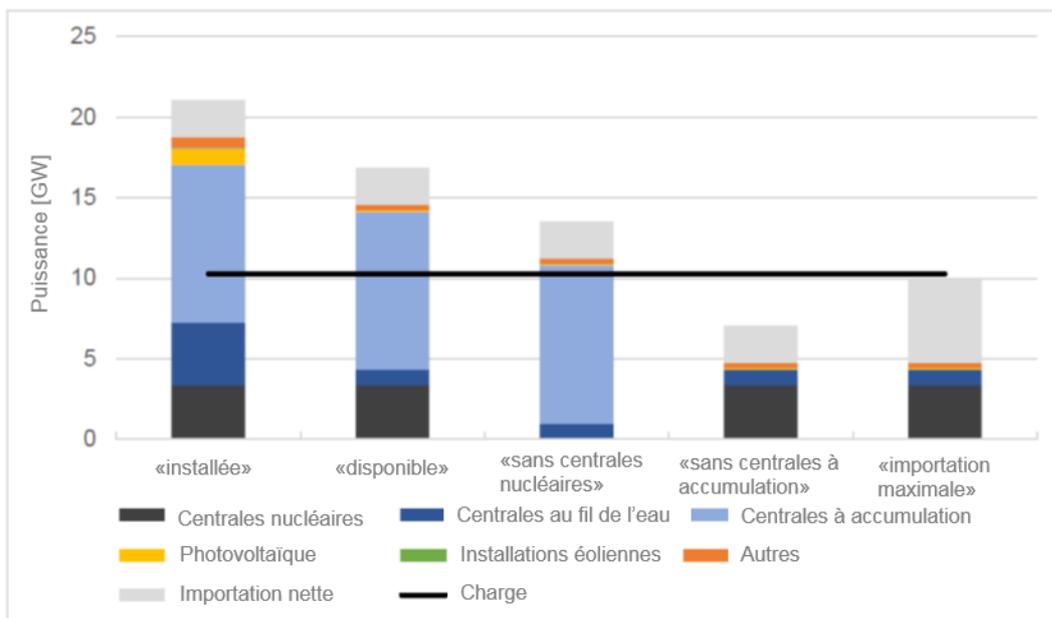


Figure 4: Puissance disponible des centrales en Suisse (source EICOM)

Du point de vue de la garantie de la sécurité d'approvisionnement, il est donc important dans tous les cas que les centrales à accumulation soient disponibles et par conséquent qu'une certaine quantité d'eau soit également disponible dans les réservoirs. La courbe moyenne de vidange des réservoirs indique un niveau minimum de 10 % au mois d'avril⁸, une baisse possible en dessous de 30 % à partir de janvier déjà et une période statistique de niveau minimum entre fin février et mi-juin. Autrement dit, la capacité pourrait être insuffisante pendant plusieurs semaines.

Le développement futur des énergies renouvelables en Suisse augmentera très certainement la demande d'applications flexibles, comme le stockage décentralisé, la consommation propre et les charges pilotables, etc., afin de répondre aux exigences accrues auxquelles la gestion du système doit répondre à tous les niveaux de réseau en raison du caractère fluctuant de la production. Ainsi, ce n'est pas la gestion du système ou la puissance de réserve qui constituera le problème principal, mais la disponibilité de la puissance, c'est-à-dire l'énergie fournie sur une longue période (janvier à avril).

⁸ Statistique de l'électricité par l'OFEN



La capacité des retenues de la force hydraulique est aussi particulièrement importante pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Elle permettrait de garantir aussi bien la puissance que la production d'énergie pour une situation escomptée. Il faudrait tout d'abord clarifier les détails concernant la quantité nécessaire par une modélisation de l'adéquation du système axée sur la probabilité. Le terme adéquation du système est choisi de manière délibérée, car une simple adéquation de la capacité de production ne serait pas suffisante. L'intégration de la situation du réseau dans l'analyse s'avère nécessaire en raison du point de raccordement des centrales à accumulation et de leur utilisation en cas d'absence d'importation ou de situation tendue dans l'ensemble de la région. Sur la base de cette démarche, la méthode de la détermination locale des besoins pourrait être appliquée à la puissance de réglage et à l'énergie de réglage, par analogie à l'éventuelle introduction de prix de pénurie, qui fait actuellement l'objet de discussions en Belgique⁹. Pour la Suisse, ce ne serait pas l'énergie de réglage qui serait déterminante, mais l'ENS escomptée et les heures LOLE attendues.

3. Développement de la réglementation du marché en Suisse

En Europe, les débats portent sur les changements de la conception du marché de l'électricité et en particulier sur les adaptations de ce que l'on appelle marché *energy-only* (EOM). Sur l'EOM, les gestionnaires de centrales sont payés seulement en fonction de la quantité d'énergie fournie (production d'électricité en kilowattheures). Ce marché est subdivisé en marché à terme, marché spot et marché intraday. Pour la mise à disposition de capacités de production, les entreprises d'électricité peuvent réaliser des revenus supplémentaires sur le marché des services-système. Outre les adaptations sur l'EOM, l'Europe entend également développer les conditions du marché, par exemple en procédant à des élargissements avec des mécanismes basés sur la capacité, en développant le système européen d'échange de quotas d'émission (SEQE) et en encourageant les nouvelles énergies renouvelables. Le présent chapitre se penche sur l'avenir du marché suisse de l'électricité dans l'optique des développements qui interviennent en Europe. Il étudie les conséquences d'éventuelles adaptations de la réglementation européenne pour la Suisse et indique des options possibles pour notre pays, en englobant également les défis actuels que posent les centrales hydroélectriques non rentables.

3.1. Analyse de la conception du marché

On entend par conception du marché l'ensemble des mesures qui interviennent de manière fondamentale dans la définition des conditions-cadres régissant le marché de l'électricité, à savoir les lois, les interventions de l'Etat et d'autres règles importantes en rapport avec l'accès au marché et les conditions afférentes. Ces mesures englobent avant tout l'encouragement des nouvelles énergies renouvelables, le SEQE, le degré de libéralisation et la gestion des flexibilités au niveau de la production et de la consommation. La Commission européenne considère les points suivants comme des thèmes clés en ce qui concerne les changements envisageables de la conception du marché:

- amélioration de l'interaction entre les marchés et renforcement des signaux d'investissement;
- amélioration de l'interaction entre commerce de gros et de détail (signaux de prix plus clairs au niveau du consommateur final);
- amélioration des coopérations régionales au sein de l'UE;
- amélioration de la gouvernance (concerne pour l'essentiel l'agence de régulation européenne ACER) et concept européen de sécurité d'approvisionnement (il s'agit dans ce contexte également de la conception des mécanismes de capacité).

Ce qui est important pour la Suisse, outre la sécurité de l'approvisionnement, c'est avant tout l'amélioration de l'interaction entre les marchés et de la coopération avec l'étranger. Dans ces domaines, la Suisse est en principe confrontée aux mêmes défis que l'UE. Il s'agit entre autres de la progression des nouvelles énergies renouvelables et de leur intégration dans le marché, des prix bas du marché (qui exposent les grandes centrales hydrauliques à des pressions économiques) et de l'importance croissante de l'intégration européenne des marchés de l'électricité.

⁹ Scarcity pricing applied to Belgium; <http://www.creg.info/pdf/Divers/Z1527EN.pdf>.
20/64



3.1.1. Débat international sur la conception du marché

Politique au sein de l'UE

La sécurité de l'approvisionnement énergétique est une des priorités de la stratégie européenne pour l'Union de l'énergie. Il s'agit avant tout de mieux coordonner la politique énergétique et de réduire éventuellement la dépendance du secteur européen de l'énergie (spécialement le secteur du gaz) vis-à-vis des importations. Les autres priorités de l'Union de l'énergie sont la création d'un marché intérieur de l'énergie totalement intégré, l'encouragement de l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de CO₂ et l'encouragement de la recherche et de l'innovation¹⁰. Le marché intérieur européen de l'énergie est considéré comme un instrument central pour garantir l'approvisionnement.

Le cadre réglementaire actuellement en vigueur dans l'UE est défini pour l'essentiel par le 3^e paquet relatif au marché intérieur et la 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 (directive RES). Au vu des objectifs climatiques ambitieux, des changements importants intervenus dans la structure de production et des défis futurs correspondants, la Commission européenne a identifié un besoin d'élaborer une nouvelle conception du marché¹¹.

Le 30 novembre 2016, la Commission européenne a présenté le «paquet d'hiver», qui contient une proposition détaillée pour le développement de la politique de l'UE en matière d'énergie. Sous le titre de *Clean Energy for All Europeans*, celui-ci prévoit un remaniement des directives relatives au marché de l'électricité, à l'efficacité énergétique, au domaine des bâtiments et aux énergies renouvelables et présente de nombreuses autres réglementations, en particulier concernant la gouvernance de l'Union de l'énergie¹².

La nouvelle conception du marché vise à renforcer le marché commun face aux défis mentionnés. L'entrée en vigueur de nouvelles réglementations est attendue pour 2020. Une nouvelle conception du marché nécessite avant tout également une approche coordonnée en ce qui concerne la garantie de la sécurité de l'approvisionnement par d'éventuels mécanismes de capacité.

Toujours dans le cadre de la nouvelle conception du marché, la *promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables* doit être adaptée (directive RES)¹³. Outre de nouveaux objectifs relatifs à la part des énergies renouvelables, il est également prévu de proposer des structures fondées sur le marché en remplacement des systèmes uniquement axés sur l'encouragement. Les nouvelles énergies renouvelables doivent être intégrées entièrement dans le marché par une meilleure utilisation des flexibilités du côté des producteurs et des consommateurs finaux. De même, il convient d'améliorer les produits et les marchés énergétiques et de doter les nouvelles énergies renouvelables d'une responsabilité globale en termes de coûts. L'efficacité énergétique doit être encouragée par de nouveaux systèmes de rémunération pour l'utilisation du réseau qui suscitent également des investissements dans des projets de consommation propre, et ce éventuellement aussi au détriment d'une tarification du réseau davantage axée sur le principe du pollueur-payeur.

Afin d'améliorer la conception du marché, il est entre autres question d'augmenter *la flexibilité des producteurs et sur le marché des consommateurs finaux (demand response)* en vue de renforcer le marché *energy-only*. Cela nécessite des signaux de prix plus clairs au niveau des consommateurs finaux. Les autres éléments que la Commission européenne et les acteurs qu'elle a consultés considèrent comme importants sont le bon fonctionnement des marchés intraday et des marchés des services-système transfrontaliers, un meilleur couplage des marchés nationaux, la réduction du nombre de groupes-bilan et de zones tarifaires, une meilleure intégration de dispositifs d'accumulation dans le marché ainsi que l'autorisation de pics de prix. On évoque également une répartition plus globale des coûts des nouvelles énergies renouvelables. En outre, le thème de l'adéquation de la capacité de production est mis en avant: on souhaite évoluer vers un certain mix de centrales afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement malgré la part croissante de la production volatile.

Les *changements au niveau du système d'échange de quotas d'émission (SEQE)* jouent un rôle important en lien avec la conception du marché. L'UE entend réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40 % d'ici à 2030 et repasser en dessous des valeurs de 1990. Afin d'atteindre cet objectif de manière efficace en termes de coûts, les secteurs soumis au SEQE doivent réduire leurs

¹⁰ Union de l'énergie de l'UE, Bundesministerium für Europa, Integration und Äußeres (BMEIA), novembre 2015.

¹¹ Pour plus de détails voir COM (2015), 340.

¹² Pour des détails, voir le communiqué de la Commission européenne (30.11.2016) «Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition» (<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>).

¹³ Il convient également prendre en compte les directives relatives aux aides en lien avec la promotion des nouvelles énergies renouvelables.



émissions de 43 % par rapport aux valeurs de 2005 et tous les autres secteurs de 30 %. Pour ce faire, il faut diminuer la quantité de droits d'émission délivrés de 2,2 % par an à partir de 2021 afin de réaliser ainsi une économie supplémentaire d'environ 556 millions de tonnes de CO₂. Autre élément central du SEQE: la réserve de stabilité, qui permet de retirer du marché le surplus de certificats pour les placer dans une réserve.

Discussion sur l'avenir d'un marché *energy-only*

En raison des défis posés sur le marché européen de l'électricité et des changements intervenus au cours des dernières années, le thème de la conception du marché a fait l'objet d'un débat critique. Celui-ci porte avant tout sur la question de savoir si un marché *energy-only* (EOM) est en mesure d'offrir une garantie suffisante pour la sécurité de l'approvisionnement ou si d'autres éléments de marché, comme des mécanismes de capacité, sont nécessaires. Par exemple, sur un EOM, des pics de prix pourraient être possibles pendant les heures de pénurie, offrant les incitations nécessaires aux investissements dans des centrales flexibles afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement¹⁴. Toutefois, il y a désaccord sur la capacité de l'EOM à générer durablement une couverture suffisante des coûts ainsi que sur les conditions-cadres nécessaires pour une telle couverture¹⁵. Lors de la conception des structures du marché et des principales conditions-cadres correspondantes (SEQE, refonte des systèmes d'encouragement, etc.), il s'agit en fin de compte également de rechercher le *bon mix de mesures*. Celles-ci sont présentées dans la suite à titre d'exemple.

Amélioration des structures du marché: l'optimisation des marchés spot (day-ahead et intraday) et des marchés de l'énergie de réglage, ainsi que l'harmonisation des marchés transfrontaliers des services-système sont recommandées, afin d'inciter à investir et à produire conformément aux exigences du marché pour une flexibilisation de la production et de la consommation.

Encouragement des nouvelles énergies renouvelables de manière conforme au marché: l'encouragement des nouvelles énergies renouvelables a un impact sur la formation des prix (cf. chap. 1.3). Le photovoltaïque et l'éolien rejoignent la courbe d'offre (*merit order*) à des coûts marginaux peu élevés, évinçant ainsi les centrales conventionnelles. Cet effet sera amplifié par la poursuite du développement des nouvelles énergies renouvelables dans l'UE. D'où la recommandation d'une commercialisation directe de ces énergies, afin que l'injection soit en adéquation avec le besoin. En outre, les nouvelles énergies renouvelables doivent être développées de plus en plus dans le cadre de procédures de vente aux enchères, afin de réduire le risque de rémunérations excessives (effets d'aubaine).

Mesures «smart retirement»: les prix du charbon et du CO₂ déterminent entre autres la rentabilité des autres types de centrales (centrales à gaz, hydrauliques, nucléaires, mais aussi énergies renouvelables avec commercialisation directe) qui doivent assurer leur financement sur le marché. De fait, celles-ci ne sont rentables qu'en cas de charge élevée ou de faibles quantités d'énergie produite de manière irrégulière. L'Allemagne retire progressivement les centrales à charbon du marché et en transforme certains éléments en une réserve de centrales. Cela implique des coûts à hauteur des versements attendus en faveur de ces centrales.

Prix du CO₂: le SEQE est un système basé sur la quantité disposant actuellement d'un nombre de certificats largement excédentaire et proposant des prix avantageux d'environ 5,5 euros par tonne de CO₂. Pendant la décennie à venir (2020-2030), les prix des certificats n'augmenteront guère au point de susciter le passage du charbon au gaz. Les centrales à charbon resteront avantageuses en tant que prestataires de charge de base. A l'instar de la pratique de la Grande-Bretagne, il serait par exemple possible d'introduire des prix plancher à 30 euros par tonne de CO₂ (cf. chap. 2.3 de l'annexe III). La France réfléchit à la mise en place d'un système semblable. D'autres propositions consistent à supprimer des droits d'émission ou à en limiter davantage l'émission. L'attrait relatif de la production d'électricité exempte de CO₂ augmente avec la hausse du prix du CO₂.

Aspects liés à l'adéquation du système: afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement à des prix raisonnables dans un contexte de production de plus en plus volatile, un nouveau mix de ressources énergétiques est exigé. La question porte moins sur la «quantité» que sur le «type» de capacités nécessaires. Dans ce contexte, l'évaluation régionale de l'adéquation des ressources est primordiale. L'accent est mis sur la nécessité d'augmenter la flexibilité au niveau de la production afin d'améliorer l'intégration des nouvelles énergies renouvelables.

¹⁴ Frontier Economics, FORMAET Services, 2014; r2b, 2014.

¹⁵ Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, 2015.



Mécanismes de capacité

Les mécanismes de capacité offrent des incitations supplémentaires aux investissements dans le développement et le maintien des capacités de production des centrales. Les réserves stratégiques, les rémunérations de capacité et un marché des capacités centralisé ou décentralisé en sont des formes possibles. Celles-ci se distinguent l'une de l'autre dans la manière de fixer les rémunérations de capacité (de manière administrative ou en fonction du marché) ou dans le choix de l'approche (sélective ou s'étendant à l'ensemble du marché). Dans le cas des solutions s'étendant à l'ensemble du marché, les mécanismes de marché spot et SDL en place sont complétés par un marché supplémentaire pour les capacités.

Comparées aux marchés de capacités, les *réserves stratégiques* constituent une intervention moins importante dans le système de marché actuel et peuvent aussi être définies à brève échéance en tant que réglementation transitoire. Le modèle est conçu avant tout pour tenir à disposition une réserve d'urgence pendant les mois d'hiver. Celle-ci peut être désignée dans le cadre d'appels d'offres. La solution consiste très souvent à constituer une réserve de capacité: une quantité de capacité de production définie par l'Etat est acquise de manière centralisée dans le cadre d'un appel d'offre, mais n'est utilisée que lorsque la bourse de l'électricité n'est pas en mesure de couvrir la demande et que le marché est défaillant. Le reste du temps, les centrales de réserve sont à l'arrêt.

Les *rémunérations de capacité* sont des primes versées pour la mise à disposition de capacités. Le montant des primes est fixé au niveau politique et administratif. D'autres interventions de l'Etat pourraient s'avérer nécessaires en tant que réaction aux rémunérations de capacité.

Dans le cas des marchés de capacité, l'Etat définit à l'avance le besoin de capacité de manière centralisée et laisse la concurrence s'occuper de la formation des prix. Un marché de capacité, qui permet de couvrir intégralement les coûts des centrales requises par le système, vient compléter le marché spot. Outre les centrales, il est également possible de prendre en compte des mesures axées sur la demande. Le comportement des investisseurs est donc déterminé par la combinaison des recettes tirées sur le marché spot et de celles provenant du marché de capacité. Il s'agit d'une importante modification du système de marché.

Les *marchés de capacité décentralisés* sont des marchés de puissance où le bien «puissance garantie» est commercialisé de manière décentralisée sur un marché de capacité qui complète l'EOM. Peuvent y participer des prestataires tels que des centrales électriques conventionnelles nouvelles et existantes, des installations de CCF, des centrales à accumulation, des charges pilotables et des installations renouvelables, à condition de pouvoir garantir la puissance fournie à l'avance, de manière fiable et pour une période prolongée (p. ex. mois/trimestres/années). Ces prestataires peuvent agir individuellement ou s'associer pour profiter d'un effet de portefeuille. Les demandeurs de puissance garantie font également partie intégrante du marché de puissance. Sur le marché de puissance décentralisé, la capacité à mettre à disposition la puissance garantie est confirmée par des certificats de puissance. La vente de ces certificats représente pour les prestataires de puissance garantie une source de revenus complétant celle provenant de la vente d'électricité sur l'EOM. Le marché de puissance permet ainsi aux centrales nécessaires au système de couvrir intégralement leurs coûts à long terme en y dégageant la différence de coûts par rapport à l'EOM.

Diffusion des mécanismes de capacité dans l'UE

Les mécanismes de capacité sont de plus en plus répandus, comme le montre la figure ci-dessous. La Belgique, la Suède, la Finlande et la Lituanie disposent de réserves stratégiques et l'Allemagne et la Pologne sont sur le point d'en créer. On trouve diverses formes de solutions de capacité s'étendant sur l'ensemble du marché (marchés de capacité, rémunérations de capacité) en Grande-Bretagne, en Irlande, en France, en Italie, en Grèce, au Portugal, en Espagne et en Bulgarie. La Lettonie, l'Estonie, la plupart des Etats d'Europe du sud-est, les Pays-Bas et le Luxembourg ne disposent pas de telles interventions¹⁶.

¹⁶ Le rapport de monitoring du marché de l'ACER (*Market Monitoring Report*) propose une vue d'ensemble actuelle: <http://www.acer.europa.eu/en/Electricity/Market%20monitoring/Pages/Current-edition.aspx>.

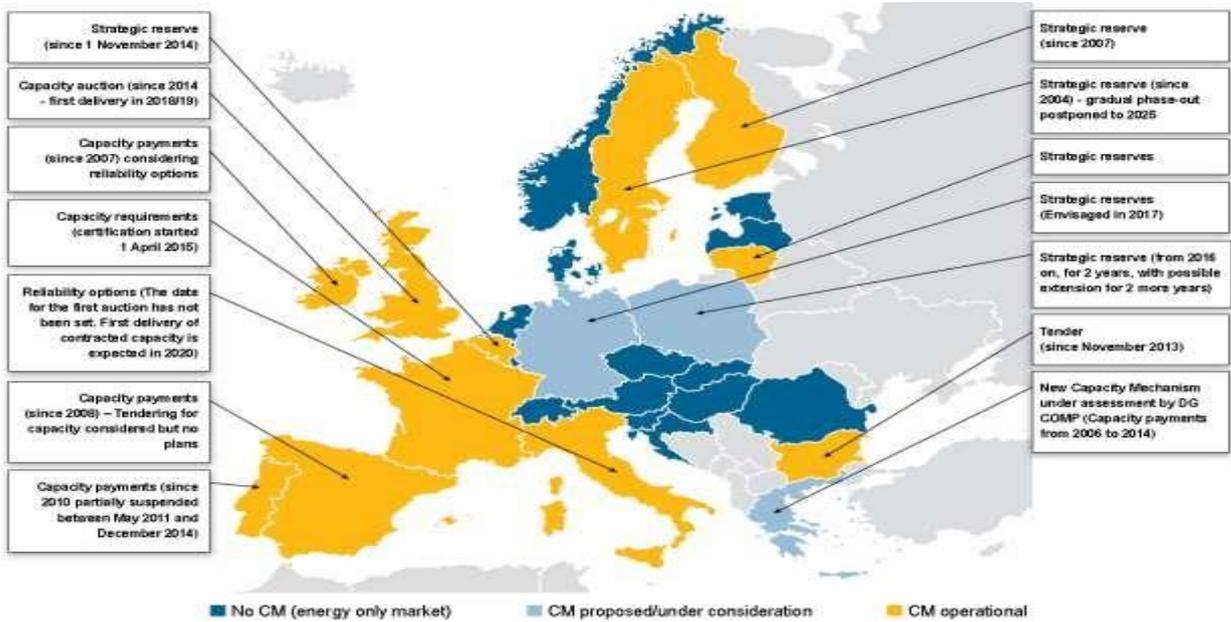


Figure 5: Diffusion des mécanismes de capacité dans l'UE (ACER)

Les différentes approches montrent également dans quelle mesure les problèmes de capacités sont perçus de manière critique dans les différents pays. Lors de la mise en œuvre de mécanismes de capacité, il convient également de prêter attention aux règles de l'UE en matière d'aide d'Etat¹⁷.

Le livre blanc du Ministère allemand de l'économie et de l'énergie (BMWi): un exemple de stratégie nationale visant à renforcer l'EOM

En Allemagne, c'est pendant le semestre d'hiver que les lignes de transport d'électricité sont les plus chargées: durant les mois froids, la quantité d'électricité injectée par les installations éoliennes dans le nord du pays est particulièrement élevée et les centres industriels du sud demandent encore plus d'énergie, surtout quand il fait froid et que les journées sont plus courtes. Pour éviter les coupures de courant en raison d'une surcharge pendant les périodes de congestion, les installations du nord doivent être ralenties et celles du sud tourner à plein régime. C'est actuellement le seul moyen d'assurer une exploitation sûre du réseau en Allemagne. Pour des raisons politiques, l'Allemagne rejette cependant le principe d'un marché de capacité global et entend renforcer l'EOM. Elle prévoit toutefois de mettre en place une réserve de capacité. Dans ce contexte, trois ensembles de mesures sont définies et décrits en détail dans un livre blanc du BMWi.

Mécanismes de marché renforcés: même si la part des énergies renouvelables fluctuantes ne cesse d'augmenter, l'EOM doit garantir un approvisionnement fiable en électricité. Quatre mesures sont annoncées dans ce cadre:

- garantie de la libre formation des prix sur le marché de l'électricité (suppression de plafonds sur le marché spot);
- renforcement de la surveillance des abus relevant du droit des cartels;
- renforcement de la fidélité au groupe-bilan;
- facturation de chaque quart d'heure au groupe-bilan.

Ces mesures visent à assurer que le marché électrique met à disposition par lui-même les capacités nécessaires et que la sécurité d'approvisionnement reste garantie. La libre formation des prix augmente la capacité de refinancement des centrales grâce à des contributions de couverture supplémentaires enregistrées pendant les périodes de charge de pointe. Une plus grande fidélité au groupe-bilan réduit le besoin de réserver de l'énergie de réglage (en termes de puissance).

¹⁷ [http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=FR](http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=FR). Il convient également de se référer au document suivant en ce qui concerne les principales différences entre les mécanismes de capacité nationaux: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-16-1372_en.htm.



Approvisionnement électrique flexible et efficace: un deuxième train de mesures vise à encourager le développement européen du marché électrique et à créer des flexibilités supplémentaires. L'encouragement des charges flexibles et le pilotage de l'offre permettront d'améliorer l'équilibre entre offre et demande.

Deux autres mesures sont prévues pour offrir une *garantie supplémentaire* en matière de sécurité d'approvisionnement: le monitoring de la sécurité d'approvisionnement et l'introduction d'une réserve de capacité. Le monitoring constituera une surveillance permanente de la sécurité d'approvisionnement. La réserve de capacité, elle, garantira la sécurité d'approvisionnement sur le marché de l'électricité même dans les situations inattendues.

3.1.2. La conception du marché suisse après mise en œuvre des projets en cours

Les mesures de la Stratégie énergétique 2050 visent à restructurer le système énergétique suisse sur le long terme. La première étape de cette restructuration (premier paquet de mesures) repose sur des mesures d'encouragement et des mesures en matière d'efficacité énergétique, ainsi que sur la Stratégie Réseaux électriques¹⁸, qui fixe le cadre du développement attendu du réseau. La deuxième étape prévoit la transition du système d'encouragement vers un système incitatif (système incitatif en matière climatique et énergétique, SICE). La révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI), qui fera l'objet d'une procédure de consultation au cours du deuxième semestre de 2017, soutient l'objectif de restructuration par les mesures ci-après.

Une base légale explicite permettra de renforcer la participation des charges sur le marché SDL et l'achat transfrontalier de services-système sera amélioré. Les deux mesures augmentent l'offre d'énergie de réserve et tendent à réduire le niveau des prix. L'accès au marché des flexibilités sur les réseaux de distribution soutient le développement d'un réseau énergétique moderne (*smart grid*). Le développement du réseau devient donc moins urgent, car les pics de charge sont amortis et la charge du réseau est plus régulière et plus efficace. Le système de tarification appuiera ces mesures en consolidant le principe de causalité au niveau de la répercussion des coûts. Toutefois, dans un tel système, les solutions de consommation propre, comme les installations photovoltaïques, doivent rester rentables.

Swissgrid réclame avant tout l'optimisation des produits SDL et des produits à très court terme (intraday). Elle envisage d'une part des mesures visant à renforcer l'impact du signal de prix, telles que des prix de l'énergie d'ajustement en temps réel, le regroupement accru de différentes unités de production et de consommation flexibles sur le marché de gros et le renforcement des incitations ciblant les producteurs d'énergies renouvelables en vue de respecter le programme prévisionnel. D'autre part, elle propose d'optimiser le commerce transfrontalier dans le cadre des réglementations en vigueur dans l'UE (ou éventuellement dans le cadre de l'accord sur l'électricité). Enfin, elle souhaite renforcer l'équilibre entre tous les groupes-bilan. Ceux-ci doivent également avoir la possibilité d'assurer (physiquement) les risques d'approvisionnement au niveau transfrontalier.

Ces propositions actuelles permettent d'améliorer les conditions du marché, en principe au bénéfice de tous les producteurs. Toutefois, le bénéfice économique supplémentaire qu'elles représentent pour les (grandes) centrales existantes, comme la force hydraulique, ne va pas au-delà de la prime de marché définie dans le premier paquet de mesures.

3.2. Taxe différenciée sur l'électricité

Le 28 octobre 2015, le Conseil fédéral a adopté le message relatif à un système incitatif en matière climatique et énergétique et l'a transmis au Parlement. Ce message porte sur la seconde étape de la Stratégie énergétique 2050 qui prévoit de réorienter la politique climatique et énergétique et de passer du système de subventions à un système d'incitation à partir de 2021. L'article constitutionnel proposé ne définit pas la forme que prendra la taxe sur l'électricité. Une forme différenciée serait donc envisageable, autrement dit le montant des taxes pourrait varier en fonction des différentes sources d'énergie. La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables bénéficierait d'un taux de taxation plus faible, tandis que l'électricité provenant de centrales nucléaires ou d'une énergie fossile serait taxée

¹⁸ Actuellement en délibération au Parlement: <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20160035>



plus fortement. Dans les débats publics, la taxe différenciée sur l'électricité suscite actuellement l'espoir que la production nationale d'électricité issue des énergies renouvelables et celle de la force hydraulique existante puissent être soutenues.

3.2.1. Variantes de mise en œuvre

En cas de taxe sur l'électricité différenciée en fonction du mode de production, la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables bénéficie d'un taux de taxation plus faible, tandis que l'électricité provenant de centrales nucléaires ou d'une énergie fossile serait taxée plus fortement. La taxe concernerait également les importations d'électricité. La «taxe sur l'électricité grise» ou la taxe sur le CO₂ pour l'électricité importée, ou encore la taxe sur les importations de «courant sale»¹⁹ correspondent en principe à la taxe différenciée sur l'électricité. L'électricité est traitée différemment en fonction de son mode de production. Les flux physiques d'électricité ne permettent pas de démontrer de quelle installation provient l'électricité. La mise en œuvre pratique d'une taxe sur le CO₂ pour l'électricité ou pour l'électricité importée suppose que les fournisseurs d'électricité, en tant qu'assujettis à la taxe, puissent attribuer chaque kilowattheure à un mode de production précis. Les flux commerciaux d'électricité qui peuvent être attestés grâce à des garanties d'origine servent donc de preuve pour le marquage de l'électricité²⁰. Depuis 2006, toutes les entreprises d'approvisionnement en électricité en Suisse sont tenues par la loi d'informer leurs clients finaux sur le mix d'électricité qui leur est livré. Les garanties d'origine renseignent sur la source d'énergie utilisée pour produire l'électricité ainsi que sur la date et le lieu de production. Elles peuvent être négociées indépendamment du transport physique de l'électricité. Dans le cas d'une taxe différenciée sur l'électricité, le nombre de garanties d'origine enregistrées dans le cadre de la livraison de l'électricité sert donc de base de calcul.

L'introduction d'un impôt de consommation constitue une autre variante possible. Pour l'application de son système d'impôt de consommation assorti d'exceptions restrictives pour l'électricité renouvelable (*climate change levy*), la Grande-Bretagne a mis en place un système de certification spécifique. Un fournisseur étranger doit prouver qu'il a injecté réellement (physiquement) et simultanément de l'électricité dans le réseau anglais et a acquis des capacités transfrontalières conformément aux certificats admis.

En ce qui concerne l'admissibilité des certificats, la restriction appliquée par la Grande-Bretagne équivaut à une production simultanée. L'énergie renouvelable doit être produite et injectée dans le réseau au moment de la consommation/de l'importation. La simultanéité doit être attestée tout au long de la chaîne d'approvisionnement. Ce type de produit est déjà disponible aujourd'hui en tant que norme volontaire, par exemple la certification de TÜV Süd pour les produits électriques issus de sources renouvelables avec production simultanée (produit EE02). L'introduction de restrictions en fonction de la distance pour l'admission de certificats constitue une autre possibilité. Si la force hydraulique est amenée à jouer un rôle central dans le nouveau concept d'approvisionnement suisse, il serait par exemple envisageable d'admettre uniquement des certificats d'énergie renouvelable provenant d'un rayon de 200 km.

Un système national de certification du courant électrique provenant d'énergies renouvelables accroîtrait légèrement la marge de manœuvre de la Suisse en matière de différenciation. Pour pouvoir bénéficier d'un taux de taxation plus faible, il faudrait présenter dans ce modèle, en lieu et place d'une garantie d'origine, un certificat délivré à des installations de production renouvelable non subventionnées répondant à des conditions précises (p. ex. dispositions sur les débits résiduels ou dispositions spécifiques pour les installations solaires, éoliennes, thermiques, de biomasse et hydrauliques). Dans un système national de certification, pour des raisons de droit du commerce, les garanties d'origine suisses de l'électricité issue d'énergies renouvelables ne doivent pas être privilégiées et les garanties d'origine étrangères de l'électricité issue d'énergies renouvelables ne doivent pas être soumises à une restriction quantitative. Le système de certification doit par conséquent être ouvert également aux installations étrangères. Les installations de production qui répondent aux critères en Suisse et à l'étranger doivent se soumettre à un processus de certification défini au niveau national et pouvant être mené par des organismes de contrôle accrédités suisses et étrangers. Un système de certification offrirait une plus grande souplesse dans la définition des conditions-cadres supplémentaires qui doivent être respectées pour obtenir les certificats.

¹⁹ Cf. postulat du Groupe libéral-radical (14.3038 n): *L'électricité importée doit-elle également être soumise à la taxe sur le CO₂?*

²⁰ Les garanties d'origine sont réglementées dans l'UE par l'art. 15 de la directive 2009/28/CE et en Suisse par l'ordonnance du DETEC sur l'attestation du type de production et de l'origine de l'électricité (OAO).



Evaluation matérielle

La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables est attestée par des garanties d'origine. Dans la mesure où les garanties d'origine nationales et étrangères sont considérées comme équivalentes, les garanties d'origine suisses sont en concurrence avec les garanties étrangères. Les prix des garanties d'origine étrangères, par exemple pour la force hydraulique de Scandinavie, sont très avantageux dans les conditions actuelles du marché (en dessous de 0,02 ct./kWh). Ils sont nettement inférieurs à ce qu'atteindrait la différence entre la taxe sur l'électricité non renouvelable et une éventuelle taxe sur l'électricité renouvelable (1 à 5 ct./kWh)²¹. A cela s'ajoute le fait que l'offre européenne de garanties d'origine pour l'électricité renouvelable dépasse de loin la production d'électricité suisse globale.

Les producteurs suisses d'énergie renouvelable ne profiteraient donc pas nécessairement d'une différenciation de la taxe sur l'électricité ou d'une taxe sur le CO₂ pour l'électricité importée, car la taxe élevée pour les énergies non renouvelables peut être contournée en achetant des garanties d'origine étrangères avantageuses. L'avantage reviendrait aux consommateurs de courant, qui pourraient passer aux énergies renouvelables pour leur consommation de façon efficace en termes de coûts. Ainsi, la taxe différenciée sur l'électricité ou la taxe sur le CO₂ pour l'électricité importée ne constituerait ni un encouragement ni un soutien à la production nationale d'électricité. Un tel instrument ne créera pas d'incitations pour la production et le développement des énergies renouvelables en Suisse.

D'autres options comme un système national de certification ou l'introduction d'un système de taxe assorti d'exceptions restrictives (*climate change levy*, CCL) sur le modèle de la Grande-Bretagne n'apportent pas de solution au problème. Quelle que soit la solution choisie, le droit international du commerce (cf. évaluation juridique ci-dessous) requiert que les mêmes conditions s'appliquent à la production nationale et étrangère d'énergies renouvelables. Des conditions de production supplémentaires, telles que des dispositions sur les débits résiduels pour les centrales hydrauliques, sont en grande partie également remplies par les producteurs étrangers. La part de la production de courant non renouvelable en Suisse (près de 25 TWh) peut être couverte sans difficulté avec des garanties d'origine étrangères qui satisferaient aussi à des conditions suisses renforcées en matière d'énergies renouvelables²².

Dans le cadre du système CCL, un système de certification spécifique a été mis en place pour l'exécution. La quantité d'électricité issue des énergies renouvelables est calculée à l'endroit où elle a été injectée pour la première fois par un producteur dans un réseau de transport ou de distribution en Grande-Bretagne. Ce procédé garantit que les certificats sont uniquement émis pour le courant renouvelable effectivement livré en Grande-Bretagne. Un fournisseur étranger doit prouver que, parallèlement à la production d'un certificat, il a injecté réellement (physiquement) de l'électricité dans le réseau et acquis des capacités transfrontalières correspondantes (p. ex. toutes les heures). Mais un tel système serait sans effet en Suisse; celle-ci joue en effet un rôle central de pays de transit pour le courant en Europe et le transit y est équivalent à la consommation propre du pays, qui affiche par conséquent des capacités transfrontalières également importantes. Les capacités au niveau du réseau de transport transfrontalier sont suffisamment importantes pour couvrir la part de l'électricité non renouvelable en Suisse (environ 25 TWh) par l'importation de certificats²³ basés sur des garanties d'origine étrangères «vertes». Ainsi, la capacité d'importation brute à la frontière au nord du pays s'élève à environ 5 GW, soit à peu près deux tiers de la charge moyenne en Suisse. La même argumentation vaut également pour les produits électriques simultanés: l'intégration des marchés en un marché intérieur européen de l'électricité (couplage de marchés) et les capacités transfrontalières suisses acquises permettent aux centrales hydroélectriques de Scandinavie d'attester la simultanéité tout au long de la chaîne d'approvisionnement, même si cela implique quelques charges.

La restriction en fonction de la distance serait en revanche économiquement efficace²⁴. Elle consiste à exonérer des taxes uniquement le courant produit par des installations renouvelables dans la région

²¹ Cf. étude ECOPLAN (2015) *Auswirkungen eines Klima- und Energielenkungssystems für 2030* (https://www.efv.admin.ch/efv/de/home/themen/projekte/lenkungssys_klima_energieb/ext_forschungsb.html).

²² Les quelque 600 centrales hydroélectriques suisses ont produit 39,5 TWh d'électricité, soit environ 60 % de la production totale d'électricité en Suisse (66 TWh) ou 63 % de la consommation nationale d'électricité (62,6 TWh).

²³ Il s'agit uniquement de l'importation de certificats d'électricité provenant d'énergies renouvelables en fonction du critère des capacités transfrontalières (congestions) de la Suisse. Dans ce cas, la capacité limitée des transformateurs suisses ne joue pas de rôle pour la transformation du courant de 380 kV en 220 kV.

²⁴ La restriction en fonction de la distance ne doit pas être assimilée à l'attestation des capacités transfrontalières réservées pour l'importation de certificats (comme c'est le cas en Grande-Bretagne pour l'exonération du *climate change levy*).



où il est consommé. Cette mesure pourrait être mise en œuvre de manière semblable à ce que prévoit le document élaboré par le Ministère allemand de l'économie et de l'énergie concernant le marquage régional de l'électricité verte²⁵. Les garanties d'origine vertes ne peuvent pas être négociées de manière séparée du courant livré. Le lien effectif entre le producteur et le consommateur final est ainsi garanti tout au long de la chaîne d'approvisionnement. De plus, l'utilisation de la garantie d'origine est soumise à une restriction géographique. Un fournisseur ne peut valider les garanties d'origine pour une installation située dans une région précise qu'auprès de clients de la même région. L'argument principal en faveur de cette mesure est, d'une part, que celle-ci permet *d'éviter le développement du réseau de distribution et, d'autre part, qu'elle encourage l'acceptation régionale* et le développement des énergies renouvelables. Les installations implantées à l'étranger peuvent également recourir à ce mécanisme dans la mesure où elles livrent effectivement de l'électricité à un consommateur final en Suisse à l'intérieur d'un rayon défini (p. ex. 200 km).

Il est possible de combiner entre elles les différentes conditions et variantes de mise en œuvre. On peut par exemple imaginer qu'un système national de certification soit associé à l'exigence d'attester des capacités transfrontalières réservées pour l'importation de certificats, à la production simultanée et à la restriction en fonction de la distance. La combinaison de ces conditions induit une restriction des garanties d'origine étrangères et pourrait permettre la mise en valeur des garanties d'origine suisses pour l'électricité provenant de sources renouvelables.

Dans le cadre de la taxe sur l'électricité, des questions relatives au remboursement et à la redistribution ainsi qu'à la garantie de la neutralité budgétaire sur le long terme attendent encore des réponses. Des mesures de compensation permettent de contribuer à maintenir la compétitivité internationale des entreprises suisses énergivores. Le remboursement et la redistribution des fonds peuvent être conçus de manière à éviter les risques pour les exportations florissantes et la délocalisation indésirable des entreprises concernées. Tant en Suisse qu'à l'étranger, les entreprises consommant beaucoup d'énergie bénéficient depuis longtemps d'allègements des taxes énergétiques et d'autres taxes. Dans le cadre du système incitatif en matière climatique et énergétique, une étude sur les mesures de compensation a été élaborée sur mandat de l'OFEN et de l'Administration fédérale des finances (AFF)²⁶. Elle permet d'analyser les répercussions de différentes mesures de compensation pour les périodes allant jusqu'en 2021, 2025 et 2030.

Conclusion

L'objectif de la taxe différenciée sur l'électricité est d'internaliser les coûts externes. Les différenciations basées sur des critères qui ne déploient pas leurs effets sur le produit final «électricité» (p. ex. production à partir d'agents énergétiques fossiles) sont en principe contraires au droit commercial et ne peuvent être justifiées que difficilement à la lumière de la jurisprudence correspondante de l'OMC. Toutefois, en cas de reconnaissance des garanties d'origine étrangères, la taxe différenciée sur l'électricité n'a pratiquement aucun effet sur le développement des énergies renouvelables indigènes. La combinaison de diverses conditions, comme la preuve de capacités transfrontalières réservées pour l'importation de certificats, la production simultanée et la restriction en fonction de la distance, constitue une solution possible. Outre l'internalisation des coûts externes, cela permet d'induire une valorisation des garanties d'origine suisses de l'électricité issue d'énergies renouvelables. Les privilèges fiscaux accordés exclusivement à l'énergie renouvelable produite à l'intérieur d'une zone géographique définie (= restriction en fonction de la distance) constitue sans aucun doute une infraction à l'obligation de non-discrimination dans le cadre du GATT (art. III).

Les coûts liés à l'exécution de la taxe sur l'électricité (gestion, perception, redistribution) sont comparables à ceux de l'actuelle taxe sur le CO₂ prélevée sur les combustibles. Ils augmentent toutefois en cas de combinaison de différentes variantes de mise en œuvre (preuve de capacités transfrontalières, production simultanée, restriction en fonction de la distance).

²⁵ Regionale Grünstromkennzeichnung. Eckpunktepapier, BMWi, 11 mars 2016

²⁶ INFRAS, Rütter Sococo, Zurich, 13 mai 2015: *Abfederungsmassnahmen für energieintensive Unternehmen im Rahmen des Klima- und Energielenkungsystems*.



3.2.2. Evaluation juridique

La Suisse s'étant engagée dans le cadre de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (GATT²⁷) à ne pas percevoir de droits de douane sur l'électricité, toute variante de droits à l'importation équivaut clairement à une violation de cet Accord. Les restrictions techniques de capacité – si elles sont délibérées – pourraient également représenter une restriction quantitative illicite selon l'art. XI, al. 1, du GATT²⁸.

Le droit international du commerce requiert que les mêmes conditions s'appliquent à la production nationale et étrangère d'énergies renouvelables. L'interdiction de discrimination est un principe fondamental du droit commercial international (OMC, accord de libre-échange entre la Suisse et l'UE et autres accords similaires). Le droit de l'OMC considère l'électricité comme une marchandise unique dotée de caractéristiques physiques identiques. Selon la doctrine actuelle, l'inégalité de traitement de produits similaires en raison de méthodes de production sans lien avec le produit constitue une violation du GATT. La question de savoir si l'inégalité de traitement entre électricité verte et électricité grise pourrait se justifier en tant que mesure motivée par des objectifs environnementaux sur la base de la disposition d'exception énoncée à l'art. XX du GATT reste ouverte. Pour que cela soit le cas, la condition fondamentale consiste à appliquer le même régime à l'électricité produite dans le pays et à celle importée; en outre, la mesure ne doit pas engendrer une restriction déguisée du commerce international. Le caractère licite d'une taxe différenciée sur l'électricité reste donc discutable, d'autant plus que l'objectif de la mesure, à savoir le développement de la production d'électricité renouvelable dans le pays, ne peut pas être atteint sans discrimination des prestataires étrangers (pas de reconnaissance ou reconnaissance limitée des garanties d'origine et des certificats étrangers). Compte tenu des objectifs politiques, il ne serait pas aisé de démentir un soupçon de «protectionnisme vert», en particulier si une «vieille» technologie, qui était rentable par le passé, était également soutenue (grande hydraulique). Dans tous les cas, un taux de taxation plus bas devrait être assuré pour l'électricité issue d'énergies renouvelables, qu'elle provienne de la production nationale ou d'importations. Et même alors, les pays étrangers pourraient y voir une discrimination matérielle, car la Suisse ne produit presque pas d'électricité générant du CO₂. C'est pourquoi, dans une évaluation du 18 février 2016, le Secrétariat d'Etat à l'économie (SECO) s'est montré très critique face aux diverses variantes de taxe différenciée sur l'électricité et a largement confirmé les conclusions de l'expertise du World Trade Institute et Heuking²⁹.

Le contexte juridique est très semblable pour ce qui est de l'accord de libre-échange de 1972 entre la Suisse et l'UE. La reconnaissance limitée des garanties d'origine étrangères équivaut en particulier à une violation manifeste des art. 13 et 18 de cet accord. Selon une expertise de l'Office fédéral de la justice (OFJ) du 6 juin 2016, il convient de partir du principe que la restriction aux garanties d'origine nationales serait compatible avec l'accord de libre-échange si, en cas de conclusion d'un accord sur l'électricité, la Suisse adoptait la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 (directive RES) autorisant explicitement les régimes d'aide «nationaux»; dans ce cas, l'accord de libre-échange serait interprété conformément au cadre modifié. L'«encouragement» des centrales électriques existantes (grande hydraulique) resterait cependant problématique pour des raisons de proportionnalité.

La restriction en fonction de la distance soulève également des questions juridiques. Bien que le critère d'exclusion, à savoir la distance, semble être le résultat d'un choix neutre, les prestataires étrangers, en particulier ceux de régions éloignées, bénéficient de facto moins facilement de l'exonération des taxes. Outre cet élément discriminatoire, le critère présente inéluctablement aussi un composant arbitraire lorsqu'il est question de définir la distance déterminante. Il n'est actuellement pas possible de répondre définitivement à la question de savoir si cette discrimination de fait peut se justifier par des motifs environnementaux, d'autant plus qu'un tel modèle ne fait pas encore l'objet d'une jurisprudence et n'a pas été traité dans la littérature. De façon analogue, la question de la recevabilité juridique d'une restriction combinée avec les mesures de la production simultanée et de la preuve de capacités transfrontalières réservées pour l'importation de certificats reste également ouverte.

Les droits compensateurs selon l'Accord de l'OMC sur les subventions représentent une possibilité plutôt théorique. Ils permettent de compenser les désavantages concurrentiels résultant des divergences des conditions-cadres nationales. L'introduction unilatérale d'un droit compensateur par la

²⁷ La Suisse est membre à part entière de l'Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce (General Agreement on Tariffs and Trade, GATT) depuis 1966.

²⁸ Pour plus de détails sur le terme «restrictions quantitatives» voir Cottier/Espa/Holzer (2015), 14.

²⁹ Les expertises sont publiées sur le site internet de l'OFEN: http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/06450/index.html?lang=fr&dosier_id=06429.



Suisse est en contradiction avec l'idée d'un marché européen commun de l'électricité et représente un énorme obstacle administratif (des droits différents devraient être introduits pour chaque pays concerné et pour leurs installations afin de neutraliser les différences). En outre, la prise de telles mesures unilatérales est très délicate sur le plan politique, car elle peut entraîner des mesures de rétorsion de la part des pays concernés.

3.3. Régimes d'encouragement pour le développement des énergies renouvelables

La suite du document se penche sur différents instruments servant à encourager la production d'électricité à partir de sources renouvelables³⁰. Ces instruments visent à protéger le climat et à augmenter la production d'électricité en Suisse. Il est parfois possible de combiner les instruments d'encouragement destinés à développer la production d'électricité à partir de sources renouvelables avec ceux prévus pour soutenir les centrales existantes ainsi qu'avec des mesures en matière de sécurité d'approvisionnement. Les répercussions des régimes d'encouragement sur l'économie nationale sont examinées dans le rapport donnant suite au postulat 09.3085 (Guy Parmelin), qui propose également une bonne vue d'ensemble de l'incidence des différents régimes d'encouragement de l'électricité issue d'énergies renouvelables³¹.

3.3.1. Proximité du marché grâce à l'élargissement de la commercialisation directe

L'obligation de commercialiser directement une partie de la production d'électricité bénéficiant de l'encouragement est introduite avec le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Dans ce système, les gestionnaires d'installations doivent s'occuper eux-mêmes de la vente de l'électricité produite et sont ainsi incités à concevoir et à exploiter les installations conformément aux exigences du marché. Ils peuvent augmenter leurs recettes, par exemple en injectant aux heures de forte demande, en mettant les installations à l'arrêt en cas d'offre excédentaire et en établissant des prévisions correctes de la production. A côté de l'obligation de commercialiser l'électricité, c'est la prime d'injection qui constitue l'élément d'encouragement proprement dit. La prime d'injection est financée au moyen d'une taxe sur le réseau de transport (supplément perçu sur le réseau) et découle de la différence entre les coûts de revient typiques d'une installation et le prix de marché moyen. Les gestionnaires de centrales reçoivent les signaux du marché à court terme, mais sont assurés contre les prix bas sur le long terme.

La commercialisation directe ne s'applique pas à toutes les installations encouragées. Elle est obligatoire seulement à partir d'une certaine taille et connaît éventuellement une différenciation selon la technologie et selon le statut de l'installation dans le régime d'encouragement (déjà dans le système ou nouvelle entrée). L'élargissement de l'obligation de commercialisation directe aux petites installations, à l'ensemble des installations existantes et à toutes les technologies pourrait engendrer une meilleure proximité du marché. La quantité d'énergie supplémentaire qui pourrait être intégrée dans les processus du marché dépend dans une large mesure de la forme concrète de la commercialisation directe qui sera définie dans la nouvelle ordonnance sur l'énergie³².

Evaluation matérielle et conclusion

Tant que les prix du marché sont inférieurs aux coûts de revient, il est nécessaire de mettre en place des incitations supplémentaires pour amener les producteurs de courant à investir dans le développement des énergies renouvelables. La prime d'injection associée à la commercialisation directe permet de réaliser une telle incitation de manière relativement simple. Les gestionnaires de centrales sont intégrés dans les processus du marché tout en étant assurés contre les fluctuations des prix à long terme. Les effets d'aubaine peuvent être modérés par la fixation de montants de rétribution différenciés. L'inconvénient de cette solution est que la collectivité doit assumer le risque de marché et que la fixation de taux de rétribution appropriés implique des charges et comporte des incertitudes.

3.3.2. Prime sans compensation des fluctuations du prix du marché (bonus fixe)

Un autre pas en direction du marché serait le remplacement de la prime d'injection variable par une prime fixe. Avec cette solution, les gestionnaires d'installations seraient exposés aux fluctuations des prix du marché également sur le long terme, mais obtiendraient, en plus des recettes provenant de la

³⁰ Le rapport du Conseil fédéral du 20 juin 2014 *Les effets des régimes d'encouragement sur les énergies renouvelables* propose une analyse approfondie des différents régimes d'encouragement (<https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/35275.pdf>).

³¹ <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/35275.pdf>

³² Un premier projet d'ordonnance sera soumis à la consultation en février 2017.



vente d'électricité, un bonus fixe par kilowattheure injecté. Si les prix moyens du marché sont supérieurs aux coûts de revient des installations, le bonus ne serait plus versé, car il ne serait plus nécessaire au maintien des installations sur le marché.

Dans ce système, le risque de marché ne pèse plus sur la collectivité, mais sur les gestionnaires. Toutefois, ce système complique également l'atteinte des objectifs de développement, car la sécurité de l'investissement diminue et les gestionnaires sont moins stimulés à investir.

Le bonus d'injection pourrait être différencié en fonction de la technologie ou être identique pour toutes les technologies sous forme de taux unique. Un taux unique serait plus facile à mettre en place et contribuerait de manière ciblée à l'encouragement des technologies les moins onéreuses. Il comporte toutefois le risque d'effets d'aubaine, car il ne permet pas de rétribuer les différentes technologies en fonction de leurs coûts effectifs.

Evaluation matérielle et conclusion

Un bonus d'injection fixe est indiqué surtout lorsque le développement de la production d'électricité renouvelable est déjà presque rentable sans subvention et ne nécessite plus qu'une incitation mineure. Si le développement est encore loin d'être rentable, le bonus d'injection fixe comporte de grosses incertitudes, dont les conséquences seraient soit de continuer à freiner les investissements, soit – en cas de bonus élevé – de provoquer des effets d'aubaine importants.

3.3.3 Davantage de contributions d'investissement au lieu des primes et des bonus d'injection

Avec le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, on aura davantage recours aux contributions d'investissement qu'à la rétribution du courant injecté. Cet instrument n'existait jusqu'à présent que pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 30 kW (rétribution unique). Désormais, les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 100 kW n'obtiendront qu'une rétribution unique (le paquet d'ordonnance n'a pas encore été adopté). Les installations d'une puissance de 50 à 100 MW auront le choix entre la prime d'injection avec commercialisation directe et la rétribution unique (le paquet d'ordonnances n'a pas encore été adopté). Selon cette conception, le montant de l'encouragement est moins élevé en cas de contribution d'investissement qu'en cas de prime d'injection, d'où les listes d'attente moins longues, voire inexistantes. Un investisseur qui a le choix entre une prime d'injection et une contribution d'investissement doit donc évaluer s'il souhaite obtenir la totalité de la subvention déjà à un stade précoce, sachant que le montant sera moins élevé, ou s'il souhaite tabler sur une subvention plus élevée qu'il n'obtiendra qu'ultérieurement ou, selon la situation, jamais.

En outre, les centrales hydroélectriques (jusqu'à 10 MW), les installations au gaz d'épuration, les centrales à bois et les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) qui ont fait l'objet d'agrandissements ou de rénovations bénéficient désormais d'une contribution d'investissement à la place de la rétribution de l'injection. L'avantage de cet instrument est que l'encouragement est versé relativement rapidement et que les fonds sont liés moins longtemps. Alors que les primes d'injection impliquent une durée de rétribution d'environ quinze ans, la contribution d'investissement est versée dans un délai plus court (en une fois ou de manière échelonnée). Enfin, les nouvelles grandes centrales hydrauliques (à partir de 10 MW) recevront également des contributions d'investissement.

Evaluation matérielle et conclusion

Afin de ne pas engager les fonds d'encouragement sur une longue période et de diminuer les incertitudes financières liées aux fonds, l'instrument des contributions d'investissement pourrait être élargi pour remplacer partiellement ou complètement les primes d'injection. Toutefois, la proximité du marché ne peut être assurée que si l'obligation de commercialisation directe s'applique également aux installations qui obtiennent une contribution d'investissement. Selon la nouvelle loi sur l'énergie, les gestionnaires de réseau sont tenus de reprendre et de rétribuer l'électricité provenant d'installations d'une puissance maximale de 3 MW. Celles-ci ne reçoivent donc pas de signaux directs du marché et ne sont pas stimulées par exemple à effectuer des prévisions de production correctes. Le passage des primes d'injection aux contributions d'investissement serait une mesure judicieuse s'il était associé à une nouvelle baisse de la limite des obligations de reprise et de rétribution ou à une rétribution définie en fonction du marché; cela permettrait de bloquer des fonds d'encouragement à moins long terme tout en stimulant le développement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables et leur intégration sur le marché.



3.3.4. Ventes aux enchères

Les instruments décrits ci-dessus, à savoir la prime d'injection (fixe ou variable) et les contributions d'investissement, peuvent également être conçus sous forme de ventes aux enchères. Sans vente aux enchères, le montant de la prime d'injection ou des contributions d'investissement est fixé par l'Etat soit sous forme de taux forfaitaire neutre en termes de technologie, soit de manière spécifique à la technologie, par exemple à l'aide de centrales de référence ou d'évaluations au cas par cas. Toutefois, au lieu d'être défini par l'Etat, le montant de la subvention peut également faire l'objet d'un appel d'offres et être fixé dans le cadre d'une procédure de vente aux enchères, et ce qu'il s'agisse d'une prime d'injection fixe ou variable, ou encore de contributions d'investissement. Le modèle SDE+ appliqué aux Pays-Bas constitue un exemple concret d'aménagement d'une procédure d'enchères avec prime d'injection variable (cf. encadré). Les Pays-Bas ne sont pas le seul pays à organiser des ventes aux enchères pour encourager la production d'électricité renouvelable: d'autres pays, comme l'Allemagne, la France, l'Italie et le Danemark ont également recours à cet instrument.



Encouragement du développement des énergies renouvelables par des ventes aux enchères: «*Stimulering Duurzame Energieproductie*» (SDE+) aux Pays-Bas

Aux Pays-Bas, la production de courant, de gaz et de chaleur à partir de sources renouvelables est encouragée à l'aide d'une procédure de vente aux enchères se déroulant par étapes. En 2016, le budget global destiné au soutien de l'énergie solaire, hydraulique et éolienne *onshore* ainsi que de celle provenant de la biomasse et de la géothermie est doté de 8 milliards d'euros (l'éolien *offshore* est soutenu dans le cadre d'une procédure d'appel d'offre séparée). Les enchères se déroulent en quatre étapes au maximum, le plafond autorisé augmentant d'une étape à l'autre (cf. figure 6). Elles se poursuivent jusqu'à épuisement du budget. Si le nombre d'offres avantageuses est suffisant dès la première étape, les étapes ultérieures (plus onéreuses) n'ont pas lieu.

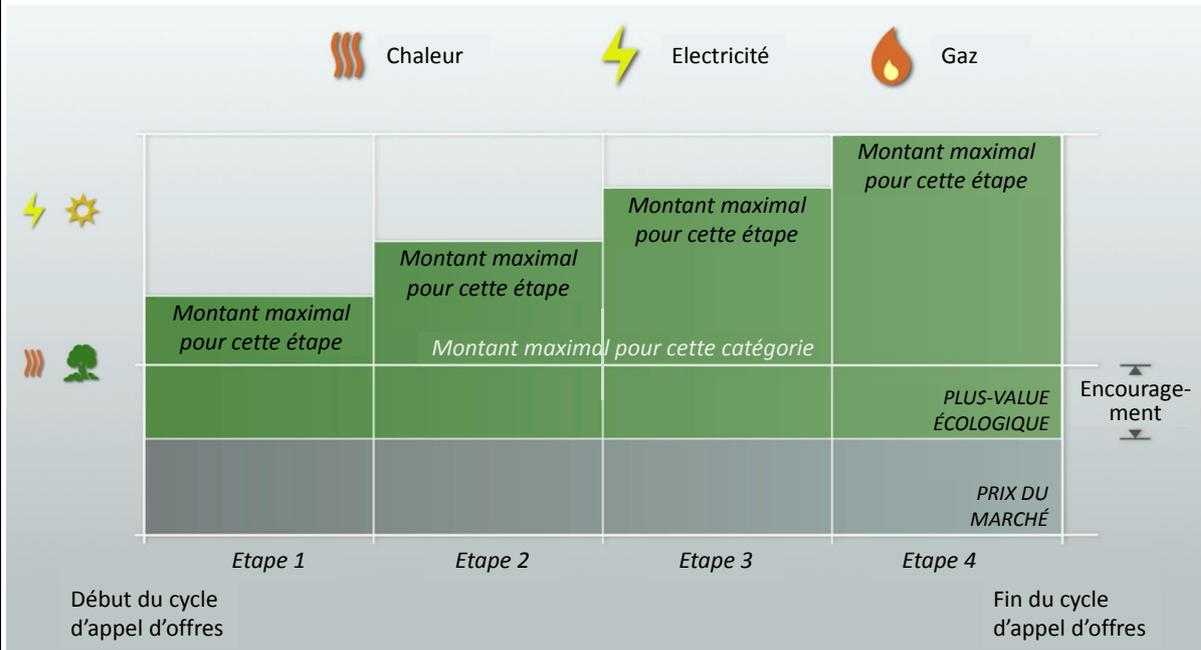


Figure 6: Schéma du modèle de procédure de vente aux enchères SDE+ des Pays-Bas (source: Rijksdienst voor Ondernemend Nederland)

Dans leur offre, les producteurs indiquent le prix souhaité par kWh, qui ne doit pas dépasser le plafond défini pour la catégorie d'installation correspondante et doit être inférieur ou égal au plafond fixé pour l'étape en question. Les marchés sont attribués en partant de l'offre la plus basse jusqu'à épuisement du budget ou atteinte du plafond défini pour l'étape concernée. Si des fonds sont encore disponibles, la procédure se poursuit à l'étape suivante.

L'aide est versée pendant une durée de huit à quinze ans en fonction de la catégorie d'installation. Elle correspond à la différence entre le prix proposé et un prix de marché de référence calculé chaque année et se calcule par kWh produit. Comme dans le cas de la commercialisation directe en Suisse, la vente d'énergie se déroule donc indépendamment de l'aide. Afin d'assurer que les ressources du fonds d'encouragement restent suffisantes, le prix de marché de référence est limité à un prix plancher (pour l'électricité proposée dans le cycle d'appel d'offres actuel: entre 3 et 3,9 centimes d'euro/kWh selon la technologie).

L'offre doit également être accompagnée d'une étude de faisabilité et des autorisations requises, afin d'éviter les offres fictives. En outre, un site est fermé pendant trois ans si une offre est retirée malgré l'adjudication. Pour les gros projets, une convention de mise en œuvre doit être signée après l'adjudication et une garantie bancaire est demandée.

Le succès des ventes aux enchères dépend de plusieurs facteurs clés. Une concurrence suffisante entre les gestionnaires d'installations et des sanctions efficaces en cas de non-réalisation d'une installation malgré l'obtention de l'adjudication sont notamment des éléments décisifs. En l'absence de concurrence, les offres avantageuses sont trop peu nombreuses; en l'absence de sanctions, les soumissionnaires se lanceraient dans des manœuvres stratégiques. Il



serait alors possible de proposer la même installation à des prix différents et de finaliser uniquement l'offre la plus chère ayant encore obtenu une adjudication.

Lors de la conception de la procédure de vente aux enchères, il convient en particulier de définir les paramètres suivants³³:

- Les **types d'installations** qui se qualifient pour la vente aux enchères. La distinction peut être faite en fonction de la technologie et/ou de la taille. Plus les types d'installations autorisés à participer sont nombreux, plus la concurrence entre les soumissionnaires est forte et plus la production d'énergie pouvant être générée avec un montant d'encouragement limité est importante. Afin de stimuler l'innovation et le progrès technique, il peut toutefois s'avérer judicieux de lancer des appels d'offres séparés pour certains types d'installations.
- Le **montant disponible pour l'encouragement** ou les objectifs en termes de **production d'énergie** ou de **puissance des centrales**. En cas de définition du montant disponible pour l'encouragement, toutes les offres avantageuses obtiennent l'adjudication jusqu'à épuisement des moyens. En cas de définition de la production d'énergie ou de la puissance, toutes les offres avantageuses obtiennent l'adjudication jusqu'à ce que la production ou la puissance définie soit atteinte. Dans tous les cas, il y a incertitude: elle concerne soit les moyens nécessaires, soit le développement réalisable.
- Les **sanctions** s'appliquant en cas de non-réalisation d'une installation ayant obtenu une adjudication. Il est par exemple possible d'exiger le dépôt d'une partie de la somme investie en tant que caution. Celle-ci n'est restituée que si l'installation est effectivement mise en service.
- La **modalité de la vente aux enchères**. Dans le cas le plus simple, toutes les parties intéressées remettent leur offre dans un délai défini (*sealed bid auction*). Les soumissionnaires les plus avantageux se voient adjudger le marché toujours au prix qu'ils ont proposé (*pay as bid*). Il est également possible que tous les soumissionnaires obtiennent le prix le plus élevé ayant encore bénéficié d'une adjudication (*pay as cleared*). Cette variante est certes plus onéreuse, mais elle augmente la probabilité que les installations seront réellement réalisées. L'adjudication à la hollandaise est une autre forme d'enchère (également appelée *descending clock auction*). Elle consiste à débiter les enchères avec un prix de rétribution élevé et à laisser ceux qui sont prêts à produire à ce prix remettre leur offre. Le prix est ensuite réduit progressivement jusqu'à ce qu'il reste encore suffisamment d'offres pour permettre la production de la quantité d'énergie souhaitée (ou jusqu'à ce que le montant disponible pour l'encouragement soit épuisé).
- La **périodicité** des appels d'offres est également liée à la modalité de la vente aux enchères. Les appels d'offres peuvent se dérouler sur une base annuelle ou même plus souvent, par exemple en plusieurs cycles avec un plafond plus élevé à chaque fois (cf. encadré sur le modèle SDE+ des Pays-Bas).

Evaluation matérielle et conclusion

L'aménagement concret d'un modèle de vente aux enchères est relativement complexe. Toutefois, dans les marchés matures disposant de suffisamment de liquidités, la vente aux enchères représente en principe un instrument approprié pour atteindre une efficacité élevée en termes d'encouragement sur la base de la concurrence. A noter que cet instrument implique une charge administrative plus élevée que la définition du taux de rétribution ou de la contribution d'investissement par les autorités, et ce tant pour les producteurs que pour les organes d'exécution.

3.3.5. Modèle de quotas

Contrairement aux primes d'injection ou aux contributions d'investissement, le modèle de quotas intervient du côté des fournisseurs de courant et non de celui des producteurs. Dans ce modèle, les fournisseurs sont tenus de livrer une part minimale d'électricité produite à partir de sources renouvelables. Cette part minimale augmente régulièrement au cours des années jusqu'à ce que le quota d'électricité renouvelable visé soit atteint. L'atteinte du quota est attestée par des certificats. Un fournisseur

³³ Le rapport «*Ausschreibungen für Erneuerbare Energien*» (Agora Energiewende, juin 2014 – en allemand) propose une analyse complète des options en matière de vente aux enchères (https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora_Ausschreibungen_fuer_Erneuerbare_Energien_web.pdf).



d'électricité peut soit générer des certificats dans ses propres centrales, soit acheter des certificats auprès d'un gestionnaire de centrales. L'exigence liée aux quotas génère ainsi une demande de certificats qui stimule le développement d'installations de production d'électricité renouvelable. Si le marché est équilibré, la centrale la plus chère encore nécessaire à l'atteinte des quotas détermine le prix des certificats. Etant donné que les recettes provenant uniquement de la vente d'électricité ne motiveraient pas l'investissement, les recettes supplémentaires générées par la vente de certificats permettent de stimuler la construction et l'exploitation d'une centrale.

Les facteurs de réussite d'un modèle de quotas sont entre autres des conditions-cadres claires régissant l'évolution de l'exigence liée aux quotas, ainsi que suffisamment d'acteurs sur le marché et de possibilités pour la construction de nouvelles centrales. Dans l'idéal, les quotas sont définis sur le long terme, de manière à ce que les investisseurs sachent, si possible pendant toute la durée d'amortissement des centrales, quels quotas ils devront atteindre. Etant donné que le quota fixe la quantité, le prix des certificats sur le marché résulte de l'offre et de la demande. Les coûts d'un système de quotas incombant aux consommateurs finaux ne peuvent donc être estimés à l'avance que de manière incertaine. Des adaptations de l'objectif pourraient s'avérer nécessaires afin d'atténuer les fluctuations importantes des prix et de prendre en compte les nouveaux développements. Dans ce cas, il convient de faire preuve de prudence et d'opérer les adaptations à des moments clairement communiqués à l'avance (p. ex. tous les cinq ans). Si les possibilités offertes pour construire de nouvelles centrales ne sont pas suffisantes, le marché des certificats devient illiquide et présente de grandes incertitudes et d'importantes fluctuations de prix. D'un autre côté, si le marché des certificats ne compte pas suffisamment d'acteurs, son atout en termes d'efficacité risque d'être inexploitable. Par exemple, si le projet de construction d'une grande centrale électrique influence de manière déterminante la quantité de certificats disponibles, les retards (stratégiques) dans le projet peuvent faire bondir le prix des certificats et induire des rentes de monopole. Les pénalités constituent une mesure de protection pour les cas de défaillance du marché ou de prix excessivement élevés des certificats. Les fournisseurs d'électricité peuvent alors s'acquitter entièrement ou partiellement des quotas.

La Suède et la Norvège disposent d'un système de quotas qui fonctionne bien. Celui-ci est exploité conjointement par les deux pays afin de maintenir le volume possible de certificats élevé et de préserver le niveau bas et la stabilité des prix. Le résultat est positif jusqu'à présent, principalement grâce à la construction d'un nombre important d'installations éoliennes en Suède (depuis 2012 près de 7000 installations pour une production annuelle d'environ 9 TWh)³⁴.

Les modèles de quotas efficaces ne sont en général pas liés à une technologie ou à un emplacement, autrement dit toutes les installations de production d'électricité renouvelable nouvellement construites ou notablement agrandies peuvent participer au régime d'encouragement. L'avantage de cet aspect est qu'il permet de déclencher à moindre coût un développement aussi vaste que possible de la production d'électricité renouvelable. L'avantage économique est que les technologies onéreuses ne sont pas concernées par l'encouragement. La neutralité en termes de technologie implique que tous les types d'installations obtiennent le même montant à titre d'encouragement par kilowattheure injecté, soit le prix de marché du certificat. Si les coûts de revient sont très différents, les effets d'aubaine qui en découlent sont importants, car la centrale la plus avantageuse bénéficie du même montant d'encouragement que la centrale la plus onéreuse encore nécessaire à l'atteinte des quotas (cf. figure 6). Il en résulte des incitations importantes à investir dans des technologies bon marché. Afin de diminuer ces effets, il est possible d'admettre des quotas étrangers ou spécifiques aux technologies. Les quotas étrangers permettraient d'accroître l'offre et la liquidité sur le marché des certificats.

Les modèles de quotas servent en principe à encourager la *construction* de centrales, mais ils peuvent être conçus de manière à ce que les centrales existantes puissent également en bénéficier. Le chap. 3.4.3 explique comment un tel encouragement combiné pourrait être réalisé et quelles sont les difficultés correspondantes.

Evaluation matérielle et conclusion

Dans les petits marchés, les modèles de quotas présentent à la fois le défi lié à la liquidité nécessaire dans le négoce de certificats et le défi lié aux effets d'aubaine. Tant que les coûts de revient des nouvelles centrales sont relativement uniformes et bas, le modèle fonctionne bien. Mais si la courbe des

³⁴ Source: «*En svensk-norsk elcertifikatsmarknad: Årsrapport för 2015*» (Norges vassdrags- og energidirektorat, Energimyndigheten) (<http://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/marknadsstatistik/>).



coûts se redresse, les effets d'aubaine s'amplifient, car les centrales avantageuses obtiennent aussi l'indemnisation intégrale nécessaire à la réalisation des objectifs de construction. Il en résulte des effets incitatifs forts en vue du développement des technologies les moins onéreuses, mais les consommateurs de courant pourraient juger cette situation injuste, car ils devraient régler la facture. Selon la Stratégie énergétique, le potentiel de toutes les technologies en Suisse utilisable durablement doit être exploité dans son intégralité, ce qui permet de partir du principe d'une courbe des coûts présentant une pente relativement raide. Les modèles de quotas neutres en termes de technologie ne créent alors des incitations supplémentaires à investir dans de nouvelles installations hydrauliques que dans la mesure où le potentiel restant de la force hydraulique peut être exploité de manière relativement avantageuse.

Contrairement au marché suédois/norvégien, un modèle de quotas est donc plutôt inadapté à la Suisse, car la courbe des coûts est assez raide pour le développement et la liquidité sur le marché est passablement limitée. Même si la liquidité augmentait grâce à l'admission de centrales existantes, le problème des effets d'aubaine subsisterait en raison des différences considérables des coûts de revient des centrales.

3.3.6. Evaluation juridique

La directive RES de l'UE joue un rôle important en imposant aux Etats membres des valeurs cibles nationales en matière de développement des énergies renouvelables. Afin d'atteindre ces objectifs, les Etats peuvent mettre en place des régimes d'aide (art. 3, al. 3), dont font partie notamment les exonérations ou les réductions fiscales pour l'énergie produite à partir de sources renouvelables (art. 2, let. k). L'art. 3, al. 3, dispose en outre que les Etats membres «ont le droit de décider [...] dans quelle mesure ils soutiennent l'énergie provenant de sources renouvelables qui est produite dans un autre Etat membre». Même s'il est incontestable que les dispositions du droit primaire du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) – relatives entre autres à la libre circulation des marchandises et aux aides d'Etat – doivent être respectées, ce passage soulève la question de savoir si les régimes d'aide nationaux peuvent parfois contenir des éléments discriminatoires. La Cour de justice de l'Union européenne a été amenée à se pencher sur cette question dans le cadre du cas *Ålands Vindkraft*, à l'issue duquel elle a admis la recevabilité du système de quotas suédois³⁵. Mais sans la conclusion d'un accord sur l'électricité, la Suisse ne peut pas se référer directement à cette directive de l'UE. Elle pourrait toutefois invoquer que la partie adverse viole (également) l'accord de libre-échange en introduisant des régimes d'aide d'orientation «nationale».

3.4. Maintien et développement des capacités de production des centrales

Les prix spot et à terme ont connu une forte baisse sur les marchés européens de l'électricité ces dernières années, situation qui a placé les centrales suisses existantes (en particulier les centrales hydrauliques et nucléaires) sous pression économique (cf. chap. 1.3 et annexe III). A l'heure actuelle, la sécurité d'approvisionnement n'est pas menacée en Suisse en raison de la capacité élevée des installations de production indigènes et des capacités d'importation. Afin de garantir cette sécurité à l'avenir également et de tendre vers un approvisionnement impliquant le moins d'émissions de CO₂ possible conformément aux objectifs de la politique climatique, il est important de garder en service en particulier les centrales hydrauliques sur le long terme et de créer des conditions-cadres pour les investissements nécessaires dans la rénovation.

Les prix à terme ne montrant actuellement aucun signe de redressement, la question se pose de savoir si des mesures doivent être prises pour améliorer la rentabilité des centrales existantes. De telles mesures peuvent en principe déployer leur effet de trois manières: en agissant (1) sur les coûts ou (2) sur le rendement des centrales, ou encore (3) en octroyant des garanties en cas de déficit:

- A – amélioration relative de la base des coûts: mesures réduisant les coûts de la production d'électricité;

³⁵ Le modèle de quotas suédois engage les fournisseurs d'électricité (et certains consommateurs finaux) à respecter un certain quota d'énergies renouvelables. En cas de non-atteinte du quota, ceux-ci doivent s'acquitter de sanctions financières. L'atteinte du quota est mesurée au moyen de certificats «verts». Etant donné que ces derniers sont délivrés exclusivement à des producteurs de courant indigènes, la Cour de justice de l'UE a qualifié le système de restriction quantitative à l'importation et de mesure d'effet équivalent au sens de l'art. 34 TFUE (≈ art. 13 de l'accord de libre-échange). Elle le considère néanmoins comme adapté et nécessaire en vue d'atteindre l'objectif légitime consistant à développer la production nationale d'électricité renouvelable sur le long terme. Un motif justificatif existe donc.



- B – amélioration relative des rendements: mesures améliorant les rendements de la production d'électricité:
 - B1 – prestations financières de soutien, par exemple aides ou subventions,
 - B2 – hausse des débouchés pour la vente d'énergie aux commerçants ou aux fournisseurs en augmentant les prix ou les quantités vendues,
 - B3 – autres débouchés, comme les marchés de flexibilité ou réforme des ventes aux enchères de SDL;
- C – garanties en cas de déficit: mesures qui déploient leur effet en cas de déficit d'un producteur.

Le tableau ci-après présente les mesures possibles selon ce classement, en indiquant également les centrales bénéficiaires (tous les producteurs = «tous»; énergies exemptes de gaz à effet de serre, y c. centrales nucléaires = «sans CO₂»; énergies renouvelables = «ER»; nouvelles énergies renouvelables = «NER»; force hydraulique = «eau»; production fossile = «fossile»; centrales flexibles = «flex.»; centrales des niveaux de réseau inférieurs: «NR 3-7»). Il mentionne en outre les entités qui supportent les coûts des mesures (clients finaux de l'électricité = «CF»; contribuables = «cont.» et/ou consommateurs de combustibles = «comb.»).

Mesure de compensation par catégorie

	Centrales bénéficiaires	Coûts supportés par
A – Amélioration relative de la base des coûts		
Prise en charge étatique des dégâts environnementaux (réduction indirecte des coûts des combustibles)	Fossile	Cont.
Allègements fiscaux	Toutes possibles	Cont.
Réduction / flexibilisation des redevances hydrauliques		Cont.
Répercussion de la redevance hydraulique sur les rémunérations pour l'utilisation du réseau (centime hydraulique)	Eau	CF
Financement des redevances hydrauliques par la taxe CO ₂	Eau	Comb
B1 – Prestations financières de soutien		
Rétribution du courant injecté pour les nouvelles énergies renouvelables	NER	CF
Système de prime de marché pour les nouvelles énergies renouvelables	NER	CF
Prime de marché pour la force hydraulique	Eau	CF
Vente aux enchères des montants d'encouragement (<i>reverse auctions</i>)	NER / tous	CF
Fonds provenant de la taxe CO ₂ consacrés à la production d'électricité suisse exempte de CO ₂	Sans CO ₂	Comb
Mécanismes de capacité ciblés – disponibilité	(Tous)	CF
Mécanismes de capacité ciblés – variante: capacités en hiver	(Tous)	CF
Mécanismes de capacité ciblés – variante: charge de pointe	(Tous)	CF
Compensation des pertes dues à la libéralisation	Tous	Cont. / CF
Indemnisation des réserves de stockage stratégiques		CF
B2 – Hausse des débouchés pour la vente de l'énergie produite		
Prix d'achat garantis	ER	CF
Obligations de reprise et de rétribution	ER	CF



Obligation de reprise à prix coûtant auprès des fournisseurs	Tous	CF
Garantie des prix sur le marché des consommateurs finaux	Tous	CF
Report de l'ouverture complète du marché	Tous	CF
Modèle de quotas pour les énergies renouvelables avec certificats	ER	CF
Modèle de quotas pour garantir la sécurité d'approvisionnement	Tous	CF
Taxe différenciée sur l'électricité	ER	CF
Taxation du CO ₂ avec modèle de certificats pour la production non fossile	ER	CF
Réforme des zones tarifaires suisses	Eau	CF
Composante G	NR 3-7	CF
Système d'entrée-sortie pour le marché de l'électricité	NR 3-7	CF
Tarifs du réseau en fonction de la distance	A proximité des consommateurs	CF

B3 – Autres débouchés

Obligations décentralisées avec certificats	Tous	CF
Mécanisme de capacité à l'échelle du marché	Tous	CF
Réserve de capacité stratégique	Tous	CF
Réserve de puissance stratégique	Tous	CF
Réserve stratégique	Tous	CF
Acquéreur central d'options de capacité dans le cadre de ventes aux enchères	Tous	CF

C – Garanties en cas de déficit

Structure de défaillance (<i>bad bank</i>) pour les centrales non rentables	Tous	Cont.
Participation de la Confédération au pompage-turbinage	Centrales à accumulation	Cont.

Source: Extrait de Swiss Economics (2016).

Certaines mesures du tableau (p. ex. centime hydraulique, prêts de la Confédération et cautions, obligation de reprise à prix coûtant auprès des fournisseurs, structure de défaillance pour les centrales hydrauliques non rentables ou participations de la Confédération aux centrales à pompage-turbinage) ont déjà été décrites dans le rapport de l'OFEN du 18 mai 2015 *Centrales hydrauliques existantes: les variantes de soutien et leurs effets* à l'intention de la CEATE-E³⁶ et ne sont pas approfondies davantage dans le présent rapport. La nouvelle réglementation des redevances hydrauliques et l'ouverture complète du marché de l'électricité peuvent également avoir un impact sur la rentabilité des centrales existantes. Le présent rapport n'aborde pas non plus ces deux mesures, qui font l'objet de dossiers politiques séparés.

Les chapitres suivants décrivent un *choix d'instruments parmi ceux figurant dans le tableau*, instruments qui permettraient de doter les centrales suisses existantes de meilleures conditions-cadres.

3.4.1. Modèle de prime de marché

Le modèle de prime de marché destiné aux grandes installations hydroélectriques a été développé dans le cadre du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050. Cette prime de marché, dont la durée est limitée à cinq ans après l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures, est financée par une part du supplément perçu sur le réseau (0,2 ct./kWh). Cela correspond à un total d'environ 115 millions de francs par an. Les producteurs bénéficient d'une prime maximale de 1 ct./kWh pour l'électricité qu'ils doivent vendre sur le marché libre en dessous du prix de revient. Ce modèle peut être prolongé pour une durée limitée si les conditions-cadres ne s'améliorent pas.

³⁶ http://www.bfe.admin.ch/php/modules/publikationen/stream.php?extlang=fr&name=fr_578363709.pdf&endung=Centrales%20hydrauliques%20existantes:%20Les%20variantes%20de%20soutien%20et%20leurs%20effets



Evaluation matérielle

La mesure augmente le rendement des centrales. Ciblée spécifiquement sur les grandes centrales hydrauliques existantes, elle est limitée aux fournisseurs qui vendent l'électricité sur le marché libre et non dans le cadre de l'approvisionnement de base.

Les surcoûts pour les consommateurs sont faibles, soit 0,2 ct./kWh pendant une durée de cinq ans d'après la solution envisagée. Les conséquences pour les producteurs sont donc également limitées et représentent environ 115 millions de francs par an.

Conclusion

Le modèle de prime de marché a été pensé comme un modèle de durée limitée, qui peut être introduit relativement rapidement et soutenir de manière sélective les exploitants de centrales hydroélectriques concernés. Le volume financier de la mesure est restreint. Si on attend du modèle qu'il déploie le même effet en cas d'ouverture complète du marché, alors les contributions financières doivent être augmentées lorsque les prix de l'électricité stagnent à un niveau bas et que des clients acquis disparaissent. La mise en œuvre du modèle semble aisée, autrement dit la charge administrative est relativement claire. D'un point de vue juridique, il convient de prendre en considération le fait que le droit de l'UE considère le modèle de prime de marché comme une aide accordée par des Etats selon l'art. 107, al. 1, TFUE. A la lumière des Lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, il semble encore plus difficile de parvenir à une conception compatible avec le marché intérieur au sens de l'art. 107, al. 3, let. c, TFUE que dans le cas de mesures alternatives. Plus la prime de marché est élevée, plus il est difficile de la justifier (cf. chap. 3.4.8). Indépendamment d'une éventuelle violation des prescriptions du droit commercial international et de la législation de l'UE, le modèle de prime de marché apparaît plutôt comme une solution transitoire et semble praticable uniquement en dehors du cadre d'un accord sur l'électricité avec l'UE. Plus la prime de marché est élevée, plus il est difficile de la justifier dans le cadre du droit commercial international. Dans le contexte actuel du marché, la prime limitée à 1 ct./kWh ne permet pas à l'ensemble des centrales hydrauliques de couvrir entièrement leurs coûts totaux.

3.4.2. Obligation de reprise et de rétribution

L'obligation de reprise et de rétribution par les gestionnaires de réseau assure les rendements des producteurs. En comparaison avec le modèle de prime de marché, le producteur ne bénéficie pas seulement d'une rétribution, mais aussi d'une garantie de reprise. Il est en principe possible de mettre en œuvre l'obligation de rétribution indépendamment de l'obligation de reprise.

Variantes de mise en œuvre

Une obligation de rétribution définie par l'Etat devrait garantir un revenu aux producteurs qualifiés. Elle peut être conçue de différentes manières:

- Tous les producteurs qualifiés sont rétribués à hauteur des coûts de revient standard fixés³⁷ pour la technologie en question.
- La vente peut également se dérouler sur la base d'un *contract for difference* (commercialisation directe): les producteurs vendraient alors eux-mêmes sur le marché et la différence entre les coûts de référence spécifiques à la technologie (*strike price*) et le prix de marché de référence leur serait restituée. Le *modulated market premia* (prime de marché variable) serait une autre variante: en plus du prix de marché, les producteurs de courant recevraient une prime de marché qui serait inversement proportionnelle au prix de gros ou au montant des droits d'émission dans le SEQE (autrement dit lorsque ces prix sont bas, la prime est élevée et inversement).
- Le montant de la rétribution pourrait être défini non pas de manière administrative, mais au moyen d'une procédure de vente aux enchères. Une certaine quantité serait alors mise au concours et les producteurs remettraient des offres pour le prix de la rétribution.

L'indemnisation de la différence entre la rétribution versée aux producteurs et le produit de la vente sur le marché pourrait se dérouler, comme dans le cas du modèle de prime de marché, par le biais d'un fonds qui serait alimenté par le supplément sur le réseau.

³⁷ Les coûts de revient standard correspondent aux coûts de référence (coûts totaux) d'une technologie spécifique.



L'obligation de reprise assure un débouché aux producteurs qualifiés. Cette solution pourrait être intéressante pour les producteurs qui ne disposent pas de marché dans l'approvisionnement de base et corrigerait le déséquilibre au niveau des possibilités de vente entre fournisseurs avec et sans approvisionnement de base. L'obligation de reprise peut être conçue de nombreuses manières:

- Un vendeur central (comme actuellement la Pool Energie Suisse SA dans le cadre de la RPC) est mandaté par des producteurs qualifiés, raccordés à un gestionnaire de réseau suisse, pour reprendre l'énergie qu'ils ont produite. Il vend ensuite cette énergie à des fournisseurs et/ou sur le marché de gros. Cette solution est faisable aussi bien dans un marché partiellement ouvert que complètement ouvert.
- Autrement, les gestionnaires de réseau, les fournisseurs ou les groupes-bilan pourraient également être contraints de reprendre et de vendre le courant ou de le livrer pour l'approvisionnement de base.
- Pourraient en principe être qualifiées toutes les centrales qui produisent sur le marché libre, mais il est également possible de définir des restrictions, par exemple aux énergies sans émission. Dans la mesure où les centrales nucléaires doivent également être soutenues, on pourrait exiger d'elles, en tant que condition pour la qualification, une réglementation contraignante de la mise hors service. Sinon les centrales nucléaires pourraient être exclues et l'obligation de reprise pourrait concerner uniquement les énergies renouvelables.

Evaluation matérielle

Les coûts absolus de cette mesure dépendent directement du prix de marché du moment. Plus le prix de marché est élevé, moins la différence par rapport au prix de la rétribution est importante. Plus le prix de la rétribution est élevé, plus les producteurs peuvent engranger de contributions de couverture. Selon une estimation de Swiss Economics et al. (2016)³⁸, le besoin de financement de cette mesure peut atteindre 1,5 milliard de francs par an.

Une obligation de reprise et de rétribution permettrait de maintenir sur le marché des centrales qui seraient rentables sans distorsion des conditions du marché. Les lacunes actuelles en matière d'efficacité du système de la RPC avec taux de rétribution fixe (absence d'orientation vers le marché de l'injection, potentiels bénéfiques exceptionnels) seraient toutefois étendues aux grandes centrales. Une prime de marché permettrait d'améliorer la situation, en particulier si elle pouvait également être négative en cas de hausse des prix de gros, car les effets d'aubaine seraient ainsi réduits.

En cas de vente de la quantité reprise par un vendeur central, il y a un risque de forte concentration du marché, autrement dit il faut partir du principe que la concurrence perdrait considérablement en intensité sur le marché de gros. Il en résulterait que les clients finaux supporteraient les charges au profit des producteurs qualifiés. Les clients finaux pour qui le prix de l'énergie est un facteur critique dans le choix de l'implantation pourraient être exonérés du supplément. Dans ce cas, la sollicitation de tous les autres clients finaux serait toutefois d'autant plus importante.

Conclusion

L'obligation de reprise et de rétribution permet d'écartier les risques en termes de quantités et de prix encourus par les producteurs qualifiés pour ce modèle et leur garantit jusqu'à un certain degré la couverture des coûts de leur production. Toutefois, cette mesure ne permet pas à la production de s'aligner sur la demande, dans la mesure où celle-ci dépend toujours d'un acheteur central. En effet, les producteurs indemnisés de cette manière construisent et produisent indépendamment des conditions du marché. Cet inconvénient devient moins important si une certaine quantité produite, pouvant se qualifier pour ce modèle, est mise au concours sur la base de critères d'adéquation du système (cf. chap. 1.4). La quantité produite qualifiée devrait alors servir à couvrir l'approvisionnement de base et les producteurs obtiendraient des primes de marché au lieu de tarifs de rétribution fixes, de manière à ce qu'ils continuent à optimiser leur production sur les marchés à court terme et à réagir aux signaux de prix à court terme. Le besoin de financement annuel identifié est assez élevé et dépasse largement le statu quo en matière d'encouragement.

³⁸ Swiss Economics, Ecofys et Institut de droit européen, *Ausgleichsmassnahmen*, rapport sur mandat de l'OFEN, 2016.



3.4.3. Modèle de quotas pour les énergies renouvelables existantes et le développement des énergies renouvelables

En principe, les modèles de quotas sont conçus pour soutenir le développement de la production de courant à partir de sources renouvelables et l'élargissement des installations existantes (cf. chap. 3.3.5). Le soutien des centrales existantes n'est pas prévu dans ce cadre. Toutefois, un modèle de quotas combinant les deux objectifs est en théorie également envisageable. Cela nécessite toutefois des compromis, car le développement et l'encouragement de centrales existantes impliquent des paramétrages différents. La meilleure illustration en est le montant de l'encouragement nécessaire. Alors que les centrales existantes sont souvent déjà amorties et leur exploitation est rentable même avec peu de subventions (voire aucune subvention), les nouvelles installations requièrent un encouragement plus conséquent pour motiver les investissements. Sans mesures correctrices correspondantes, les centrales existantes seraient clairement surfinancées (effets d'aubaine). La figure 7 présente la situation de manière graphique. Ce problème pourrait être résolu par un facteur d'ajustement appliqué aux certificats des centrales existantes, de manière à ce que celles-ci n'obtiennent par exemple qu'un dixième de certificat par kilowattheure injecté.

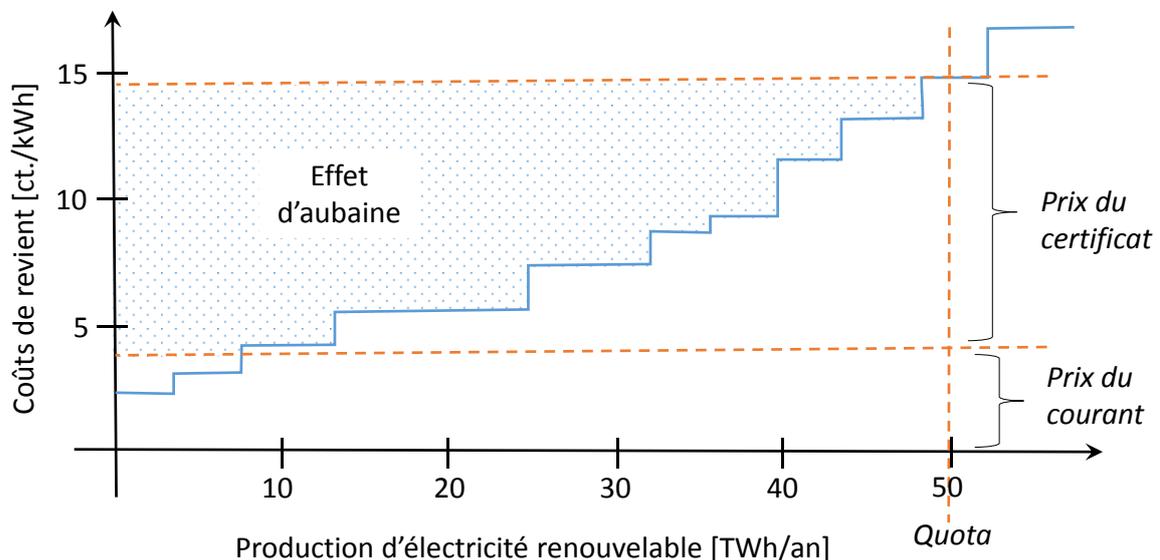


Figure 7: Présentation schématique des recettes des producteurs dans un modèle de quotas pour les centrales existantes et nouvelles

Conception du modèle de quotas dans le but de garantir la sécurité d'approvisionnement

L'objectif est de garantir la disponibilité d'une production suffisante à long terme dans la perspective de la sécurité d'approvisionnement en Suisse. Les producteurs qui contribuent à l'atteinte de cet objectif obtiennent des certificats. Les fournisseurs sont soumis à des incitations financières (négatives) afin de déposer ce type de certificats lors de la vente aux clients finaux suisses. De plus, une pénalité frappe la part de la vente pour laquelle aucun certificat ne peut être produit.

Conception du modèle de quotas dans le but d'atteindre les objectifs climatiques

L'objectif est de développer et de maintenir les énergies renouvelables conformément à la Stratégie énergétique 2050 et aux objectifs climatiques de la Suisse. Une ligne de quotas annuelle définit dans ce cas quelle doit être chaque année la part des énergies renouvelables en Suisse. En vendant l'électricité aux clients finaux en Suisse, les fournisseurs doivent alors remplir les quotas (qui augmentent progressivement au fil du temps) grâce à des certificats ou payer des pénalités.

Le modèle qui vise l'atteinte des objectifs climatiques correspond à la proposition émise dans le postulat 16.3124 *Améliorer les conditions-cadres pour les énergies renouvelables indigènes* de mettre en place un pourcentage minimal obligatoire et régulièrement revu à la hausse de production nationale de courant à partir de sources d'énergie renouvelables.



Les cantons alpins ont également proposé un tel modèle³⁹. Leur objectif final est de fixer la proportion de production nationale d'énergies renouvelables à 100 % en 2050. Ils proposent que le montant des pénalités soit calculé sur la base d'une charge de 80 frs./tonne de CO₂, sur le modèle des propositions du Conseil fédéral en lien avec la taxe d'incitation; dans la perspective de la production d'une centrale à charbon, cela équivaldrait à une pénalité d'environ 7 ct./kWh.

Evaluation matérielle

Les modèles de quotas sont en principe des modèles destinés à encourager le développement des énergies renouvelables, mais peuvent être étendus aux centrales existantes et améliorer leur rendement. Toutefois, il existe alors un risque d'effet d'aubaine, car les centrales existantes présentent en général des coûts nettement moins élevés que les nouvelles installations. Comme mentionné plus haut, ces effets peuvent être réduits grâce à un facteur d'ajustement. La définition des pénalités revêt une importance considérable dans un tel modèle. Si le quota fixé est inférieur à l'offre, le prix du certificat est proche de zéro. Si le quota est supérieur à l'offre, le prix du certificat approche le montant de la pénalité, soit un prix réglementé. Les quotas, le montant des pénalités et, le cas échéant le facteur d'ajustement, déterminent donc dans une large mesure les recettes supplémentaires revenant aux producteurs et les coûts supplémentaires incombant aux consommateurs.

Avec des charges incombant aux clients finaux au profit des producteurs, les producteurs qualifiés seraient mieux lotis que les autres producteurs.

L'effet de la mesure est similaire à celle de la taxe d'incitation. Tant que le quota n'est pas rempli, les incitations à augmenter l'offre d'électricité demeurent. L'impact sur les investissements en Suisse est réel si les pénalités sont suffisamment élevées et que les producteurs étrangers sont exclus de la mesure. En revanche, si les importations y sont admises, les certificats perdent largement leur valeur. Une éventuelle participation de la production étrangère devrait donc être liée à des conditions strictes pour que l'objectif de la mesure puisse être atteint.

D'après les estimations de Swiss Economics (2016), les coûts d'un modèle de quotas avec une pénalité de 7 ct./kWh se situeraient, selon la conception, entre 1 milliard et 1,5 milliard de francs par an. Ces coûts seraient répercutés sur les clients finaux, donc des fonds publics ne seraient pas nécessaires. Les prix pour les clients finaux augmentent à hauteur des coûts d'achat de certificats par les fournisseurs. Dans l'approvisionnement de base, les dépenses effectuées pour l'achat de certificats seraient considérées comme coûts imputables.

En cas d'introduction de ce modèle, il faudrait décider si les centrales à accumulation, lorsqu'elles prélèvent de l'énergie du réseau, sont considérées comme clients finaux (et donc soumises à l'obligation en matière de certificats) et si elles obtiennent également des certificats pour l'énergie qu'elles mettent à disposition. Si l'on convenait que les centrales à accumulation ne sont pas soumises à l'obligation liée aux certificats lorsqu'elles prélèvent de l'électricité sur le réseau, mais qu'elles obtiennent des certificats lorsqu'elles injectent, le résultat serait un modèle d'affaires qui irait partiellement ou entièrement à l'encontre du but même du modèle de quotas. Autrement, il serait possible d'indemniser les centrales à pompage-turbinage à hauteur de leur injection nette provenant de sources d'alimentation naturelles. L'injection soumise à l'obligation liée aux certificats pourrait également être multipliée par un facteur inférieur au degré d'efficacité de la centrale à accumulation.

Conclusion

Le modèle de quotas ne peut déployer d'effet économique que si les objectifs du développement des énergies renouvelables et ceux du développement des capacités des centrales en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement sont pris en compte dans les quotas. Il en résulterait une pénurie de certificats et par conséquent un prix qui se conforme au montant des pénalités en cas de non-atteinte des quotas. A noter le risque d'importants effets d'aubaine pour les centrales existantes si celles-ci bénéficient d'un traitement identique aux nouvelles installations lors de l'attribution des certificats. Le modèle de quotas n'est par conséquent pas un modèle de marché au sens strict, mais un système réglementé où la formation des prix est contrôlée directement par la définition des quotas, des pénalités et éventuellement d'un facteur d'ajustement pour les centrales existantes. Si la pénalité n'est pas couplée au prix du marché spot, la rétribution versée aux producteurs n'est pas automatiquement ajustée en fonction des conditions du marché. En outre, ce modèle ne déploie l'effet escompté que si les certificats étrangers ne sont pas reconnus. Le besoin de financement annuel identifié est élevé et

³⁹ Conférence gouvernementale des cantons alpins, *Mut zum Quotenmodell*, 20 mars 2015.



dépasse largement le statu quo en matière d'encouragement. Or, vu les données structurelles de la Suisse (manque de liquidité pour le développement de nouvelles énergies renouvelables, beaucoup de centrales hydrauliques existantes) et la définition administrative relativement compliquée des quotas et des pénalités, les charges liées à la mise en œuvre sont estimées considérables.

3.4.4. Mécanismes de capacité

Comme décrit au chap. 3.1.1, les mécanismes de capacité mettent en place un flux de paiement supplémentaire à côté des recettes des centrales provenant des marchés électrique, SDL et EOM. Ces paiements peuvent représenter une contribution de plus à la couverture des coûts fixes et de capital. Le fait que l'EOM ne génère probablement pas de signaux suffisamment clairs pour stimuler à long terme la quantité d'investissement nécessaire dans les capacités de production constitue le facteur qui motive la mise en place de mécanismes de capacité.

Ces mécanismes peuvent être spécifiés de différentes manières. Les mécanismes de capacité s'étendant à l'ensemble du marché concernent toutes les centrales ainsi que l'encouragement de la flexibilité du côté de la demande. Les mécanismes de capacité sélectifs peuvent être ciblés sur les centrales existantes, sur les nouvelles centrales ou encore uniquement sur certaines technologies. En outre, il est possible d'exiger que les centrales soutenues par l'Etat ne participent pas à l'EOM, afin de minimiser la distorsion de ce dernier (p. ex. au niveau de la réserve de capacité en Allemagne).

Qu'il s'agisse de mécanismes sélectifs ou s'étendant à l'ensemble du marché, les quantités et les prix peuvent être définis sur la base des quantités (autrement dit les prix sont fixés en général dans le cadre d'un appel d'offres pour des quantités données) ou alors des rémunérations fixées au niveau administratif sont versées. Les mécanismes faisant l'objet de débats internationaux ne peuvent pas être transposés tels quels à la Suisse, car ils reposent en général sur un parc de centrales thermiques (complétant les centrales renouvelables). Dans le cas des centrales thermiques, la capacité installée est directement liée à la quantité de courant qu'il est potentiellement possible de produire. Dans le contexte suisse, où la part de la force hydraulique est importante, il convient de faire la différence entre la capacité installée (puissance) et l'énergie disponible garantie sous forme d'eau (réservoirs). Les mécanismes doivent donc être adaptés à cette situation spéciale de la Suisse.

Variantes de mise en œuvre

Les types de mécanismes de capacité suivants sont envisageables en Suisse:

Mécanisme de capacité ciblé: marché de certificats de puissance / modèle de charge de pointe

Dans la perspective de la sécurité d'approvisionnement, il convient de garantir que les centrales qui produisent aux heures de charge maximale reçoivent une indemnisation suffisante, qui génère également des incitations pour des investissements dans les rénovations. Pour ce faire, la puissance *garantie* des centrales peut être indemnisée séparément. Il en résulte un marché de certificats séparé pour la puissance garantie à côté de l'EOM. Les consommateurs, qui souhaiteraient voir leur approvisionnement en énergie assuré même en cas de situation de pénurie, acquièrent une promesse de puissance (certificat). Dans ce mécanisme, la puissance demandée à la centrale n'est pas définie par un acteur central, mais dans le cadre d'un processus de marché où les consommateurs ou leurs fournisseurs décident de manière décentralisée de la puissance qu'ils souhaitent s'assurer grâce à des certificats. La France a élaboré une variante de ce modèle avec obligations décentralisées: cette variante consiste à attribuer à tous les prestataires de capacité des certificats qui se rapportent à des périodes de charge maximale définies à l'avance. Les fournisseurs d'énergie doivent détenir des certificats qui couvrent leur demande. Dans le cas contraire, ils doivent payer des amendes. Les certificats peuvent être négociés.

Appel d'offres central pour la capacité en tant que vente aux enchères de capacités forward

L'objectif de cette vente aux enchères est le maintien et le développement des capacités de production des centrales nationales à long terme. La quantité vendue aux enchères est fixée par un acteur central. Il s'agit donc d'un mécanisme basé sur la quantité. Ce modèle s'inspire des modèles de marché de capacité de la Grande-Bretagne et de la Nouvelle-Angleterre, mais il pourrait aussi être mis en œuvre de manière ajustée, comme discuté dans d'autres pays européens⁴⁰. Le mécanisme de base

⁴⁰ Le document *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?* d'Agora Energiewende (2012) (https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin/Projekte/2012/Kapazitaetsmarkt-oder-strategische-Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf) propose une bonne vue d'ensemble.



prévoit une vente aux enchères de capacités (forward), par exemple quatre ans à l'avance, qui permet aux centrales d'engranger des contributions à la couverture de leurs coûts du capital qu'elles n'obtiendraient pas dans un marché *energy-only* à proprement parler. Quant aux exigences spécifiques appropriées en matière de disponibilités ou de production des centrales, il faudrait effectuer des examens supplémentaires et ces exigences devraient être intégrées à la définition des produits faisant l'objet de ventes aux enchères.

Une vente aux enchères de capacités forward pourrait être liée à une vente aux enchères de disponibilités (cf. chap. 3.4.5 Indemnisation des réserves de stockage stratégiques). Cela permettrait de cibler le problème de la puissance non garantie dans le cas de la force hydraulique.

Evaluation matérielle

Les primes de capacité, versées en plus des prix du courant sur l'EOM et des rémunérations sur le marché SDL, permettent en particulier d'améliorer la rentabilité des centrales présentant une disponibilité sûre. En cas de gestion appropriée des eaux, ces centrales sont entre autres les centrales à accumulation et les centrales à pompage-turbinage, mais aussi les centrales nucléaires (tant qu'elles ne sont pas exclues par des décisions politiques) et les centrales au fil de l'eau.

Dans l'idéal, le besoin de capacité est déterminé sur la base d'analyses d'adéquation du système (cf. chap. 1.4). De manière alternative, des directives politiques pourraient être prises en compte. Cela permet de garantir à long terme le maintien des capacités de production des centrales nationales et – selon la quantité vendue aux enchères – de créer des incitations à investir dans de nouvelles centrales. Dans ce contexte, il serait envisageable de différencier les périodes contractuelles relatives aux capacités, en rémunérant la capacité des centrales existantes pendant un an par exemple et celle des nouvelles centrales ou des centrales ayant fait l'objet de rénovations significatives pendant dix à quinze ans.

Dans tous les cas, la combinaison de la puissance installée et de l'énergie effectivement garantie disponible représentera un défi. Elle devrait être réalisable grâce à des définitions appropriées des produits et à une éventuelle association avec les réserves (de stockage) stratégiques.

Le financement peut se dérouler comme aujourd'hui dans le cas des SDL par le biais des rémunérations pour l'utilisation du réseau avec répercussion des coûts sur les clients finaux. Les rémunérations pour l'utilisation du réseau augmentent à hauteur du montant défini au niveau politique ou du montant résultant des enchères. Les clients finaux pour qui le prix de l'énergie est un facteur critique dans le choix de l'implantation pourraient être exonérés du supplément. Dans ce cas, la sollicitation de tous les autres clients finaux serait toutefois d'autant plus importante. Dans un modèle décentralisé, les consommateurs et les fournisseurs pourraient également verser des rémunérations de capacité (pour les certificats) aux producteurs.

Conclusion

Un marché de capacité entend contribuer à ce que la puissance disponible des centrales soit suffisante à long terme pour garantir la sécurité d'approvisionnement nationale. Il aide les centrales à générer des contributions à la couverture des coûts du capital, afin que la compétitivité reste garantie à long terme grâce à des investissements dans des rénovations. Toutefois, comme le montrent également les débats sur le plan européen, il s'agit d'une intervention non négligeable sur le marché qui devrait donc être coordonnée le plus possible au niveau régional (transnational). Les coûts incombant aux consommateurs augmentent au profit de la sécurité d'approvisionnement. La charge administrative de cette mesure dépend de la forme concrète. Par exemple, la mise au concours de capacités en fonction d'analyses de l'adéquation est plus onéreuse que la prescription du montant au niveau politique. Tant que l'on se base seulement sur la disponibilité théorique, les charges liées à la mise en œuvre sont faibles. Dans le cas d'une variante qui met la disponibilité effective au premier plan, celle-ci doit être contrôlée et une pénalité doit éventuellement être calculée (cf. Swiss Economics 2016).

3.4.5. Indemnisation des réserves de stockage stratégiques

Pendant le semestre d'hiver, la Suisse ne dispose pas de suffisamment d'électricité pour couvrir sa consommation à tout moment. Elle dépend alors des importations (cf. chap. 2.2.1). Afin de préserver la sécurité d'approvisionnement en Suisse même en cas de restriction des importations ou d'arrêt de centrales produisant de l'énergie en ruban en hiver (p. ex. centrales nucléaires), il est possible d'introduire une indemnisation pour les réserves de stockage stratégiques.



Un acquéreur central (p. ex. Swissgrid) achète la réservation du contenu d'un réservoir ou la disponibilité de puissance et d'énergie, de façon à pouvoir couvrir le besoin électrique national en tout temps pendant un nombre déterminé de jours ou de semaines. L'ensemble des consommateurs finaux supporterait les charges sous la forme d'un supplément pour l'utilisation du réseau.

Cette mesure peut en principe être conçue de façon neutre en termes de technologie et s'étendre à toutes les technologies de stockage et de transformation (p. ex. batteries).

Tandis que la vente aux enchères de capacités vise à garantir la mise à disposition de capacité, la vente aux enchères de disponibilités entend assurer la disponibilité de l'énergie et du stockage pendant les mois (secs) d'hiver et de printemps.

Evaluation matérielle

Cette mesure incite les gestionnaires de centrales à accumulation à ne pas turbiner toute leur eau pendant une période de prix élevé en automne ou en hiver, mais de la garder disponible pour des périodes ultérieures potentiellement critiques en termes d'approvisionnement. Les gestionnaires d'installations hydrauliques sont indemnisés pour les coûts d'opportunité engendrés par cette réservation (autrement dit pour les recettes non encaissées sur les marchés spot et SDL en raison du report de l'injection). L'objectif de cette mesure est de stimuler la mise à disposition de réserves de courant supplémentaires pour les périodes de pénurie d'offre. La mesure ne devrait toutefois guère déployer des effets incitatifs supplémentaires pour des investissements dans la rénovation et l'élargissement des installations dès lors que le nombre de soumissionnaires participant aux enchères est suffisant et que le marché est compétitif. La conception concrète du produit joue également un rôle, en particulier la période de temps pendant laquelle la puissance et l'énergie disponibles des centrales doivent être livrées. Plus cette période est longue, plus les coûts d'opportunité de l'exploitant de stockage sont élevés et plus le nombre de soumissionnaires possibles se réduit.

Conclusion

L'indemnisation des réserves de stockage stratégiques par exemple par la vente aux enchères de disponibilités semble être une mesure supplémentaire appropriée, en plus des produits de SDL actuels, pour se prémunir contre les éventuelles pénuries d'approvisionnement du côté du marché. Elle inciterait les exploitants de stockage à renoncer à la production pendant des périodes techniquement peu critiques pour la reporter à des périodes critiques. Toutefois, si la période d'obligation de livraison n'est pas trop longue et que le marché est compétitif, la mesure ne permet qu'à certaines conditions de générer des recettes supérieures aux coûts d'opportunité qu'elle occasionne et de créer des incitations supplémentaires notables pour l'investissement. Elle n'améliore ainsi guère la rentabilité des centrales hydrauliques existantes, mais elle est efficace pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement. Le besoin de financement devrait donc s'avérer nettement moins important que par exemple dans le cas de ventes aux enchères de capacité à long terme. La charge liée à la mise en œuvre devrait, elle aussi, être gérable, car elle pourrait s'appuyer sur les processus de vente aux enchères de SDL en place.

3.4.6. Définition de zones de prix

La définition de zones de prix influence la formation des prix sur les marchés spot et à terme, car les capacités transfrontalières insuffisantes entre les zones de prix ont un impact sur l'offre et la demande. Les zones de prix sont habituellement définies de manière concertée le long des frontières nationales. En principe, elles pourraient également être renforcées le long de zones de congestion des réseaux.

Variantes de mise en œuvre

Etant donné que les prix de l'électricité en Suisse dépendent fortement de ceux dans les pays voisins (cf. annexe III, chap. 1.3), une réorganisation des zones de prix dans ces derniers aurait également un impact sur le niveau des prix en Suisse. Un tel changement se produisant sans que la Suisse y joue un rôle (p. ex. discussion sur la séparation de l'Autriche de la zone de prix allemande), cette mesure n'est pas développée davantage dans le présent document. Celui-ci aborde uniquement la question d'une réforme de la zone de prix suisse en vue de mieux refléter la carte des congestions au niveau du réseau de transport ainsi que la question d'une subdivision en une zone «Plateau» et une zone «Alpes» permettant à cette dernière de reprendre plus fréquemment les prix italiens élevés, ce qui augmenterait la rentabilité des centrales déficitaires dans la zone «Alpes».



Evaluation matérielle

La division de la zone de prix suisse peut modifier la structure des prix spot et à terme et, selon le lieu d'implantation d'un producteur, accroître ou baisser le niveau des prix. Les faibles capacités des lignes conduisent à des niveaux de prix différents entre les zones de prix, reflétant mieux les pénuries spécifiques aux zones et créant des incitations à investir qui répondent davantage aux besoins du marché qu'un prix mixte s'appliquant aux deux zones. Toutefois, toutes les centrales ne bénéficient pas de cet effet, qui ne concerne que celles implantées dans les régions où la production est faible et le prix plus élevé. La division de la Suisse en deux zones de prix aurait un impact négatif sur la liquidité du marché au sein des zones, ce qui augmenterait le risque d'abus de position dominante.

Conclusion

La définition de zones de prix le long des zones de congestion structurelles est en principe souhaitable, car les pénuries entreraient davantage en ligne de compte dans les prix du marché. Toutefois, la division de la zone de prix suisse n'est économiquement pas judicieuse en raison de la petite taille du pays et de l'absence presque totale de congestions structurelles. Les prix dans les deux zones seraient souvent identiques, ce qui n'améliorerait guère les incitations à investir. Moins les marchés sont liquides, plus le risque de fluctuations inattendues des prix vers le haut ou vers le bas et d'abus de position dominante est important. En outre, la division en deux marchés implique des coûts de transaction plus élevés qui peuvent être répercutés sur les consommateurs.

3.4.7. Tarification du réseau

La rentabilité des centrales existantes peut également être influencée par un remaniement du système de tarification du réseau. Aujourd'hui, la Suisse applique le principe de prélèvement, autrement dit les coûts de l'utilisation du réseau sont à la charge des consommateurs, les producteurs en étant exonérés. Les centrales à pompage-turbinage, y compris la consommation nécessaire pour actionner les pompes, sont également exonérées.

Variantes de mise en œuvre

Afin d'obtenir un effet positif sur la rentabilité des centrales hydrauliques suisses existantes, la modification de la tarification du réseau devrait également prévoir une mise à contribution du courant importé pour le financement des coûts d'utilisation du réseau. Les variantes suivantes sont envisageables:

Modèle entrée-sortie

Cette variante prévoit une adaptation du principe de prélèvement s'appliquant à l'utilisation du réseau. Pour la livraison aux clients finaux suisses, les producteurs et les importateurs doivent s'acquitter d'une entrée (rémunération pour l'utilisation du réseau) au point correspondant (les niveaux de réseau inférieurs sont moins onéreux). Leurs prix sont par conséquent plus élevés sur le marché suisse de l'électricité. Le client final paie le tarif de sortie (rémunération pour l'utilisation du réseau) qui est par conséquent plus bas. La somme des tarifs d'entrée et de sortie correspond à l'actuelle rémunération pour l'utilisation du réseau.

Composante G

Dans cette variante, une rémunération pour l'utilisation du réseau est prélevée pour l'injection par les producteurs au niveau de réseau 1 (réseau haute et très haute tension), importations comprises. Il en résulte un renchérissement de l'importation et de l'exportation ainsi que de la production nationale à ce niveau de réseau. Cette mesure touche les grandes centrales nucléaires et à pompage-turbinage, dont la compétitivité s'affaiblirait sur le marché de l'électricité suisse et international. Une composante G au niveau de réseau 1 tend également à augmenter le prix de gros de l'électricité dans la zone de prix suisse, ce qui profite aux centrales des niveaux de réseau inférieurs. Les consommateurs seraient par conséquent déchargés des coûts d'utilisation du réseau, pour autant que ceux-ci ne soient pas à nouveau partiellement répercutés sur eux en raison des prix élevés de l'énergie en Suisse.

Tarifs du réseau en fonction de la distance

Le fournisseur paie une contre-prestation en fonction de la distance pour le flux de courant simulé qu'il induit entre le lieu de la production acquise et les clients finaux. Ainsi, les livraisons de courant sur une longue distance, comme celles provenant des importations ou des grandes centrales hydrauliques implantées dans des vallées éloignées, deviennent plus chères. Les consommateurs ne seront probablement pas déchargés, car il est possible que les tarifs du réseau incombant aux fournisseurs soient répercutés sur les utilisateurs.



Evaluation matérielle

Etant donné que les coûts de l'utilisation du réseau constituent plus de la moitié du prix incombant aux clients finaux, les modifications de la tarification du réseau impliquent des répercussions importantes pour les prestataires d'électricité. Les mesures ci-dessus conduisent à une redistribution de la rémunération pour l'utilisation du réseau entre les consommateurs (allègement) et, selon la forme adoptée, les importateurs, les exportateurs et certains producteurs suisses (mise à contribution). La sollicitation des importateurs et, selon la forme adoptée, de producteurs indigènes peut avoir un impact croissant sur les prix de gros (en particulier pendant le semestre d'hiver) et peser à nouveau sur les consommateurs. Les effets nets sur les producteurs suisses dépendent de la conception concrète des mesures.

Conclusion

Les mesures citées ci-dessus (modèle entrée-sortie, composante G) sollicitent les centrales du niveau de réseau 1 et permettent aux centrales des niveaux de réseau inférieurs de profiter de prix de gros un peu plus élevés. Les tarifs du réseau définis en fonction de la distance mettent davantage à contribution les centrales qui sont éloignées des centres de consommation. Ces mesures ont principalement des effets de redistribution et ne sont guère axées sur les thèmes de la sécurité d'approvisionnement et du développement et du maintien des énergies renouvelables. La charge administrative qu'elles impliquent concerne surtout la charge initiale liée à la réorganisation.

3.4.8. Evaluation juridique

L'étude de Swiss Economics (2016) a examiné l'admissibilité juridique de différentes mesures abordées dans le présent rapport, à savoir deux modèles de quotas, l'obligation de reprise et de rétribution ainsi que deux mécanismes de capacité différents. L'examen se rapportait à la constitutionnalité, aux directives du droit commercial international (droit de l'OMC et des accords de libre-échange) et à celles du droit de l'UE.

L'analyse sommaire montre que les cinq modèles sont compatibles avec le droit constitutionnel suisse et le droit de l'UE. Ce dernier jouerait un rôle important en cas de conclusion d'un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE. Pour ce qui est du droit commercial international, les déclarations sur l'admissibilité juridique ne sont possibles qu'avec une certaine réserve, car de nombreuses questions soulevées n'ont pas encore été traitées suffisamment par la doctrine et la jurisprudence. En outre, pour chaque modèle, tout dépend dans une très large mesure de la conception concrète. Mais l'étude ne semble en tout cas pas exclure la possibilité de concevoir ces mesures de manière conforme au droit commercial international. Dans le cas des mécanismes de capacité, les ventes aux enchères devraient avoir de meilleures chances de ne pas être considérées comme une aide d'Etat que les versements administrés⁴¹.

Au final, une analyse globale et exhaustive de la compatibilité juridique ne peut être menée que sur la base d'un modèle de réglementation formulé en détail. Dans ce contexte, les réflexions du présent rapport doivent être considérées uniquement comme une première évaluation.

3.5. Classement des coûts des mesures

Les dépenses totales des consommateurs finaux pour l'électricité en Suisse s'élèvent actuellement à environ 9,8 milliards de francs par an. Les coûts des différentes mesures ne sont pas toujours directement comparables. Comme décrit dans les chapitres précédents, les coûts potentiels des mesures vont de 115 millions de francs (prime de marché selon la conception du premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050) à 1,5 milliard de francs par an (modèle de quotas, obligation de reprise et de rétribution, mécanismes de capacité, selon la forme adoptée).

La couverture des coûts variables constitue souvent seulement une solution d'urgence et les mesures comme la prime de marché ou l'indemnisation des réserves de stockage stratégiques ne suffisent pas pour couvrir la totalité des coûts de revient et pour créer des incitations à investir dans des rénovations et des élargissements. Les contributions à la couverture des coûts du capital représentent en revanche une solution qui va plus loin: elles créent également des incitations pour des investissements et des réinvestissements à long terme.

⁴¹ Cf. *Rapport intermédiaire de l'enquête sectorielle sur les mécanismes de capacité, SWD(2016) 119 final*, de la Commission européenne du 13 avril 2016.



Si les mesures doivent également permettre de couvrir les investissements dans des rénovations et des élargissements, les coûts de financement augmentent sensiblement. Les coûts de revient moyens pondérés de tous les projets de développement et de rénovation examinés par l'OFEN s'élèvent à environ 14 ct./kWh⁴², soit nettement plus que les prix actuels du marché. Les modèles de quotas et les mécanismes de capacité décrits ci-dessus permettent également de stimuler ce type d'investissement (selon l'ampleur du quota ou de la capacité faisant l'objet d'un appel d'offres).

La figure ci-dessous présente une répartition des dépenses de 9,8 milliards de francs incombant aux consommateurs finaux en fonction des différents éléments de coûts. Les principaux éléments concernent l'énergie et le réseau de distribution avec respectivement 4 et 3,5 milliards de francs.

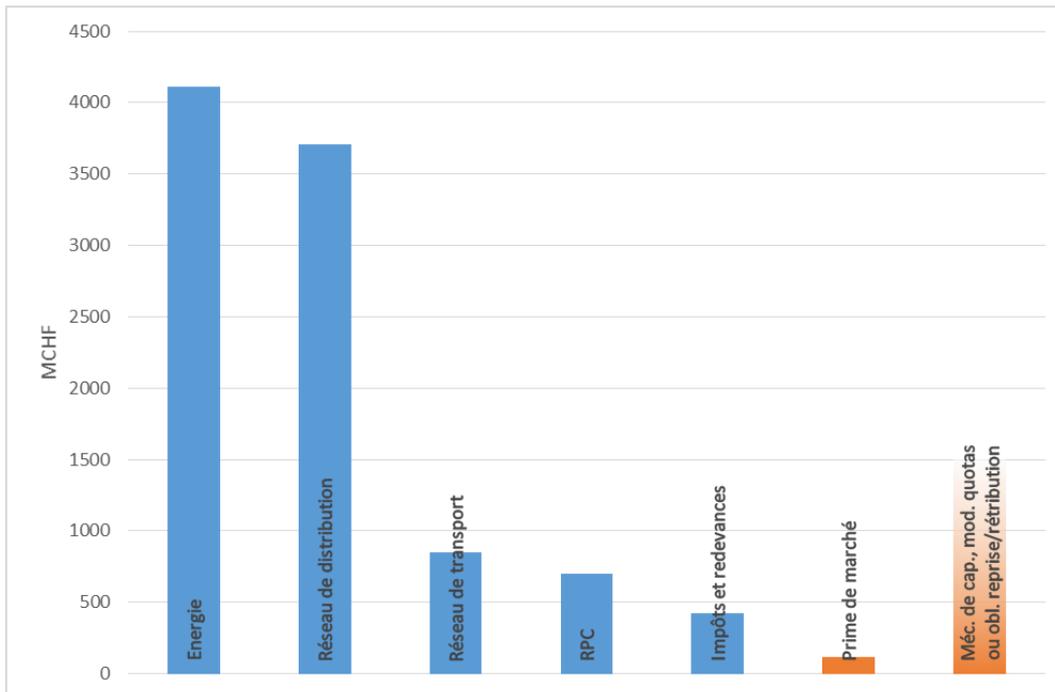


Figure 8: Eléments de coûts des consommateurs finaux sur le marché de l'électricité

Selon la conception, les mesures telles que les mécanismes de capacité, les modèles de quotas ou l'obligation de reprise et de rétribution pourraient représenter un élément de coûts important avec un montant allant jusqu'à 1,5 milliard de francs. Comme décrit plus haut, les coûts dépendent toutefois directement de l'ampleur de la mesure. A rappeler également que les coûts de la RPC seront supprimés.

Il est en outre important qu'une mesure envisagée soit efficace en termes de coûts, autrement dit que les effets d'aubaine pour les producteurs soient évités autant que possible, que la charge administrative pour les participants reste modérée et que les effets de la mesure sur l'EOM soient limités.

⁴² Cf. OFEN (2013), *Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz, Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft.*



Conclusion

La garantie de la sécurité d'approvisionnement nationale par des capacités suffisantes au niveau du réseau et des centrales et l'atteinte des objectifs climatiques de la Suisse par un approvisionnement électrique impliquant le moins d'émissions de CO₂ possible doivent être considérées comme deux objectifs également souhaitables. L'état des lieux proposé par le présent rapport montre que chacune des mesures examinées en rapport avec les capacités de production des centrales nationales comporte des avantages et des inconvénients en termes d'atteinte des objectifs, de coûts et de charges liées à la mise en œuvre. Selon l'objectif visé, certaines mesures apparaissent plus appropriées que d'autres et il pourrait donc être nécessaire d'adopter plusieurs d'entre elles ou de les combiner. Toutefois, la Suisse n'est pas entièrement libre dans le choix des mesures. Le droit commercial international (OMC, accord de libre-échange entre la Suisse et l'UE) et l'accord sur l'électricité prévu entre la Suisse et l'UE doivent être pris en compte.

Le besoin de garantir la sécurité d'approvisionnement doit être évalué par des analyses globales de l'adéquation du système (*system adequacy*). Une production nationale suffisante ne peut pas, à elle seule, garantir la sécurité d'approvisionnement, car le réseau doit, lui aussi, être prêt à transporter et à distribuer l'énergie. Ancrée dans le réseau régional, la Suisse subit également dans une large mesure l'influence des conditions prévalant dans les pays voisins. La sécurité d'approvisionnement consiste donc à savoir où l'énergie est produite et comment elle est distribuée sur le réseau (également au niveau transfrontalier). Etant donné que la situation change au fil du temps, des analyses doivent être menées périodiquement afin de gagner un aperçu fiable des interactions.

Les mesures isolées, comme celles visant exclusivement le maintien des centrales hydroélectriques suisses, ne constituent pas une solution optimale sur le plan économique. Chaque mesure doit être considérée dans le contexte général. Celui-ci englobe le marché suisse de l'électricité, les conditions du marché et les capacités de production dans les pays voisins, le progrès du développement des réseaux nationaux et internationaux et les projets législatifs prévus ou en cours en Suisse, ainsi que la stratégie globale de l'UE en matière de politique énergétique.

Le financement des différentes mesures représente un défi particulier, qu'il s'agisse de nouvelles énergies renouvelables ou de centrales existantes. Dans le cadre du deuxième paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, le Conseil fédéral a déjà donné son feu vert au passage d'un système d'encouragement vers un système incitatif. Il convient donc de créer les incitations appropriées en vue de continuer à garantir la sécurité de l'approvisionnement et de pouvoir mener la restructuration du système énergétique suisse de manière efficace en termes de coûts. Au final, les coûts du financement des mesures seront à la charge des consommateurs de courant. Si les entreprises énergivores bénéficient d'exonérations ou d'allègements pour pouvoir faire face à la concurrence internationale, les petits consommateurs d'électricité devront assumer des charges relativement plus élevées.

Les principales conclusions tirées de l'analyse des mesures peuvent être résumées comme suit:

- Une conception juridiquement admissible d'une taxe sur l'électricité différenciée en fonction de la technologie de production n'est guère en mesure de renforcer les énergies renouvelables en Suisse, car elle donnerait surtout lieu à des importations de garanties d'origine étrangères. Reste à savoir si une combinaison de différentes conditions (p. ex. preuve de capacités transfrontalières réservées pour l'importation de certificats, production simultanée, restriction en fonction de la distance) est admissible sur le plan juridique, dans quelle mesure elle influence le maintien et le développement des énergies renouvelables en Suisse et quelles seraient les charges administratives correspondantes.
- Le modèle de prime de marché destiné à la force hydraulique, qui sera introduit dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, a été pensé comme un modèle de durée limitée. Il peut être introduit relativement rapidement et soutenir de manière sélective les exploitants de centrales hydroélectriques concernés. En cas d'ouverture complète du marché, la poursuite de ce modèle dans le contexte actuel de prix bas entraînerait une hausse considérable du besoin de financement par cet instrument étatique. L'amélioration de la rentabilité des centrales hydrauliques existantes et les incitations à investir dans de nouvelles installations sont plutôt modestes. La compatibilité avec un éventuel accord sur l'électricité et les règles de l'OMC est discutable.



- L'obligation de reprise et de rétribution permet certes de couvrir les coûts de la production jusqu'à un certain degré, mais elle écarte non seulement les risques liés aux prix, mais aussi ceux liés à la quantité, et ne constitue donc pas une solution suffisamment proche du marché.
- Le modèle de quotas n'est pas non plus un modèle de marché au sens strict, mais un système réglementé où la formation des prix est contrôlée directement par la définition des quotas, des pénalités et éventuellement d'un facteur d'ajustement pour les centrales existantes. En Suisse, un modèle de quotas applicable aux nouvelles énergies renouvelables est plutôt inadapté, car le marché ne dispose pas de suffisamment de liquidités. Dès que le modèle de quotas est étendu aux énergies renouvelables existantes, il entraîne des effets de redistribution très importants au détriment des consommateurs de courant.
- Dans une Suisse de taille réduite où les congestions structurelles sont peu nombreuses, la subdivision de la zone de prix ne génère pas d'incitations supplémentaires à investir, seulement des coûts de transaction élevés. Moins les marchés sont liquides, plus les risques de fluctuations inattendues des prix et d'abus de position dominante sont importants. Ce modèle ne vise pas directement la sécurité d'approvisionnement et le développement et le maintien des énergies renouvelables.
- Une modification de la tarification du réseau aurait en partie des conséquences indésirables pour les producteurs, en particulier en cas d'introduction d'un modèle entrée-sortie, d'une composante de centrale pour les importations et les centrales du niveau de réseau 1 ou de tarifs de réseau en fonction de la distance. Ces mesures ont principalement des effets distributifs et ne sont pas axées sur les thèmes de la sécurité d'approvisionnement et du développement et du maintien des énergies renouvelables.
- Les ventes aux enchères de capacités aident les centrales à générer des contributions à la couverture des coûts du capital, afin que la compétitivité reste garantie à long terme grâce à des investissements dans des rénovations. Il s'agit toutefois d'une intervention non négligeable sur le marché, comme le révèle déjà la discussion européenne. Les mécanismes de capacité fonctionnant par ventes aux enchères peuvent prendre des formes très diverses.
- Une réserve de stockage stratégique vise à éliminer les éventuelles pénuries d'approvisionnement par l'acquisition de réserves dans des centrales à accumulation (de manière analogue à un produit SDL), tout en restant le plus proche possible du marché. Elle incite les exploitants de stockage à renoncer à la production pendant des périodes techniquement peu critiques pour la reporter à des périodes techniquement critiques. Le besoin de financement devrait s'avérer nettement moins important que par exemple dans le cas des ventes aux enchères de capacités. La mesure ne génère toutefois que peu de contributions de couverture supplémentaires et ne crée par conséquent pas d'incitations à investir.

Afin de faciliter le choix de l'instrument approprié, il conviendrait d'élaborer une vue d'ensemble centrée sur le développement des énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, les objectifs de la politique climatique, le développement du réseau ainsi que la sécurité d'approvisionnement systémique sur le long terme et examinant de plus près certaines mesures efficaces et réalisables. La nécessité et l'urgence doivent être prises en compte lors de la mise en œuvre des instruments envisageables. En outre, les mesures devraient en principe être aussi ouvertes et souples que possible et prévoir également un abandon progressif (*phasing-out*) sous la forme d'une clause «sunset» pour le cas où l'évolution des conditions-cadres (économiques) venait à les rendre inutiles.



Annexe I: Cadre légal de la production électrique renouvelable

Iv. pa. 12.400

Le Parlement a déjà renforcé le développement des énergies renouvelables par l'entrée en vigueur début 2014 d'une modification de la loi sur l'énergie (initiative parlementaire 12.400), permettant ainsi d'augmenter les fonds servant à financer la rétribution à prix coûtant du courant injecté (RPC). Au lieu de la RPC, les exploitants de petites installations photovoltaïques obtiennent une contribution d'investissement unique (rétribution unique). Le cercle des entreprises grosses consommatrices d'électricité pouvant demander le remboursement du supplément sur les coûts de transport si elles augmentent leur efficacité énergétique a été élargi.

Depuis 2009, tous les consommateurs d'électricité s'acquittent d'un supplément sur les coûts de transport perçu sur chaque kilowattheure consommé, destiné à soutenir la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (biomasse, photovoltaïque, petite hydraulique, éolienne, géothermie) et l'assainissement des cours d'eau. Le montant légal maximal de ce supplément s'élève à 1,5 ct./kWh et sera atteint dès 2017. Les fonds couvrent la RPC ainsi que les restitutions aux gros consommateurs, le financement des appels d'offres publics visant à promouvoir l'efficacité énergétique, les risques liés aux projets de géothermie et les coûts d'exécution, et 0,1 centime est consacré au financement des mesures d'assainissement des cours d'eau.

Les producteurs d'énergie fossile et renouvelable sont explicitement autorisés à consommer eux-mêmes sur le lieu de production tout ou partie de l'énergie qu'ils produisent (consommation propre). Dans ce cas, la rémunération pour l'utilisation du réseau, les coûts des services-système (SDL) et d'autres contributions ne sont pas perçus.

Stratégie énergétique 2050

A la suite de la catastrophe nucléaire de Fukushima, le Conseil fédéral et le Parlement ont pris en 2011 la décision de principe d'un abandon progressif de l'énergie nucléaire. Avec d'autres changements fondamentaux qui se dessinent depuis de nombreuses années, notamment dans le contexte international de l'énergie, cette décision suppose une transformation radicale du système énergétique suisse d'ici à 2050.

Premier paquet de mesures: révision totale de la loi sur l'énergie

La mise en œuvre de la Stratégie énergétique nécessite une révision totale de la loi sur l'énergie ainsi que d'autres adaptations légales. Le 4 septembre 2013, le Conseil fédéral a adopté le message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 et l'a soumis au Parlement pour examen. Le projet a été adopté par le Conseil national et le Conseil des Etats lors du vote final le 30 septembre 2016. Le délai référendaire court depuis le 11 octobre. Si le référendum aboutit, une votation populaire pourra être organisée au plus tôt le 21 mai 2017.

Les chiffres-clés du premier paquet de mesure sont les suivants: la consommation moyenne d'énergie par personne et la consommation moyenne d'électricité par personne doivent baisser respectivement de 16 % et de 3 % d'ici à 2020 et de 43 % et de 13 % d'ici à 2035 par rapport à l'an 2000. La production indigène moyenne d'énergies renouvelables (sans la force hydraulique) doit atteindre au moins 4,4 TWh en 2020 et 11,4 TWh en 2035. Quant à la production d'électricité hydraulique, il s'agit de cibler un développement permettant d'atteindre une production indigène moyenne de 37,4 TWh au moins en 2035.

Les centrales hydroélectriques perçoivent pendant cinq ans une prime de marché allant jusqu'à un centime par kWh pour l'électricité qu'elles vendent sur le marché libre en dessous des coûts de revient. Cette mesure est financée par le supplément perçu sur le réseau (0,2 ct./kWh). La RPC sera transformée en un système de rétribution de l'injection avec commercialisation directe et sa durée sera limitée dans le temps. Ainsi, à partir de la sixième année qui suit l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures, aucune nouvelle installation ne pourra être admise dans le régime d'encouragement (clause «sunset»).

Le supplément perçu sur le réseau visant à encourager la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, l'efficacité énergétique et l'assainissement des eaux sera relevé à 2,3 ct./kWh au moment de l'entrée en vigueur du premier paquet de mesures. Les mesures de protection des eaux seront financées comme jusqu'à présent à hauteur de 0,1 ct./kWh. Les petites centrales hydrauliques et



les installations de biomasse bénéficient de contributions d'investissement allant jusqu'à 0,1 ct./kWh, et des contributions d'investissement de 0,1 ct./kWh seront également introduites pour les nouvelles grandes centrales hydrauliques et les grandes centrales notablement agrandies et rénovées. Quant aux centrales nucléaires, elles resteront en service tant que leur sécurité est garantie; la construction de nouvelles centrales nucléaires est exclue.

Deuxième paquet de mesures: système incitatif en matière climatique et énergétique (SICE)

Le 28 octobre 2015, le Conseil fédéral a adopté le message relatif à un système incitatif en matière climatique et énergétique et l'a transmis au Parlement. Ce message porte sur la seconde étape de la Stratégie énergétique 2050 qui prévoit de réorienter la politique climatique et énergétique et de passer du système de subventions à un système d'incitation à partir de 2021. Cette seconde étape se fonde sur un nouvel article constitutionnel.

Les taxes incitatives visent à contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et de la consommation d'énergie. L'article constitutionnel proposé prévoit la possibilité de prélever des taxes sur les combustibles, les carburants et l'électricité. La forme que prendront ces taxes n'a pas encore été définie. Elle sera précisée ultérieurement dans le cadre de lois. Après l'expiration des mesures d'encouragement, le produit des taxes incitatives sera entièrement redistribué à la population et à l'économie, de sorte que la charge financière des ménages et des entreprises n'augmente pas dans l'ensemble.

La disposition constitutionnelle proposée laisse au législateur une marge de manœuvre pour l'aménagement de la taxe climatique et de la taxe sur l'électricité et garantit une transition souple entre le système de subventions et le système d'incitation.

Loi sur l'approvisionnement en électricité et ouverture complète du marché

Le Parlement a adopté la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) en mars 2007. Il a alors opté pour une ouverture du marché en deux étapes: cette ouverture concernait, dans un premier temps (à partir de 2009), les gros consommateurs (consommation supérieure à 100 000 kWh/a), puis elle devait s'appliquer à tous les consommateurs cinq ans plus tard. L'art. 34, al. 3, LApEI prévoit que l'entrée en vigueur de la deuxième étape doit être prononcée par un arrêté fédéral sujet au référendum. Cet arrêté fédéral mettra en vigueur les dispositions de la LApEI contenant les principes de l'ouverture complète du marché. Dans un marché complètement ouvert, tous les participants auront un accès garanti au réseau; autrement dit tous les clients pourront choisir librement leur fournisseur d'électricité. Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 000 kWh conserveront la possibilité de se faire livrer de l'électricité, à des tarifs régulés, par l'entreprise d'approvisionnement qui les a fournis jusque-là. Ces dispositions ne peuvent pas subir de modifications matérielles dans le cadre de l'arrêté fédéral et il n'est pas non plus possible d'ajouter de nouvelles dispositions.

Le 4 mai 2016, le Conseil fédéral a pris connaissance du rapport concernant les résultats de la procédure de consultation au sujet de l'arrêté fédéral sur la deuxième étape de l'ouverture du marché de l'électricité (consultation menée entre octobre 2014 et janvier 2015). Toutefois, il a décidé à l'époque de reporter l'ouverture complète en raison du contexte du marché relatif à une nette baisse de rentabilité des centrales hydrauliques suisses, des résultats de la consultation mentionnée et de la situation bloquée au niveau de l'accord sur l'électricité.

Les centrales non subventionnées seraient davantage soumises à la concurrence en cas d'ouverture complète du marché. Dans le contexte actuel de niveau faible des prix de gros en Europe, cela concerne tant les centrales nucléaires que la force hydraulique. Aujourd'hui, l'ouverture partielle du marché permet aux centrales actuellement non rentables de répercuter une partie de leurs coûts de revient sur les clients dans l'approvisionnement de base. Dans le régime d'ouverture complète du marché, les clients finaux auront la possibilité de passer au marché libre, ce qui mettra les tarifs de l'énergie sous pression. L'ampleur dépendra de la disposition des clients à changer.

Le Conseil fédéral a chargé le DETEC d'examiner régulièrement quelle est la date indiquée pour l'ouverture complète du marché, en tenant compte de tous les aspects pertinents, tels que la révision prévue de la LApEI, les travaux législatifs liés à la Stratégie énergétique 2050 et l'avancement des négociations relatives à un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE. En 2017, l'ouverture complète du marché de l'électricité fera l'objet d'un état des lieux à l'intention du Conseil fédéral, état des lieux qui s'appuiera sur ces travaux et sur l'analyse du marché en cours. Si à la fin de 2017 le Conseil fédéral



décide, sur la base du rapport de l'OFEN, de mettre en œuvre la deuxième étape de l'ouverture du marché de l'électricité, un rapport sera transmis au Parlement le plus rapidement possible.

Révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité

La révision de la LApEI a pour objectif de combler les lacunes de cette loi et de tenir compte de l'évolution des conditions-cadres dans la branche de l'électricité. Elle entend lancer différentes mesures visant à améliorer le cadre réglementaire en Suisse tout spécialement dans le domaine des réseaux et aux interfaces avec le marché. Elle prévoit de renforcer le principe du pollueur-payeur au niveau de la tarification du réseau et de procéder à des adaptations dans différents domaines nécessitant une amélioration réglementaire (p. ex. systèmes de mesure, réseaux de faible envergure), afin qu'ils soient conformes aux conditions actuelles. Le rapport explicatif relatif à la révision sera soumis à une procédure de consultation au cours du deuxième semestre de 2017.

Les mesures suivantes de la révision de la LApEI jouent un rôle dans le contexte du présent rapport:

- **Améliorer la liquidité du marché SDL:** en tant que prestataires de services-système (SDL), les charges et le stockage servent à équilibrer les fluctuations du réseau de transport. Ces services sont coordonnés par Swissgrid et indemnisés par une partie de la rémunération du réseau. Les réglages secondaire et tertiaire constituent l'objet de la mesure discutée dans le cadre de la révision de la LApEI. Par le passé, Swissgrid a surtout fait appel aux capacités des centrales pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité. Afin de diminuer les coûts des SDL, la révision prévoit d'élargir le cercle des participants. Ce sont au final les clients qui en profiteront grâce à des coûts d'utilisation du réseau qui auront tendance à baisser.
- **Utilisation des flexibilités dans les réseaux de distribution:** la Stratégie énergétique 2050 entraînera une hausse importante de la part des nouvelles énergies renouvelables dans la consommation globale. Cela accroîtra les exigences en matière de coordination entre production et consommation, car la production sera davantage décentralisée et la demande devra être satisfaite par une offre plus volatile. Le marché de l'électricité doit donc améliorer sa flexibilité (p. ex. stockage, gestion de la demande, centrales électriques virtuelles, etc.). Les prestataires de flexibilité (gestionnaires de réseau, fournisseurs d'énergie, producteurs, consommateurs, prestataires de services énergétiques, regroupements, etc.) doivent en principe pouvoir décider eux-mêmes de la manière dont ils utilisent leur flexibilité, autrement dit à quel moment ils souhaitent injecter ou soutirer quelle quantité de courant. Le gestionnaire de réseau de distribution est appelé à utiliser les flexibilités pour supprimer les congestions, mais l'utilisation des flexibilités par des tiers peut également provoquer des congestions dans les réseaux de distribution. Il est également possible de supprimer les congestions à la charge du gestionnaire de réseau. Dans ce contexte, le gestionnaire de réseau de distribution agit comme demandeur sur les marchés de flexibilités, de façon à permettre la formation d'un prix de marché pour l'utilisation de la flexibilité.
- **Consolidation du principe de l'imputation équitable des rémunérations pour l'utilisation du réseau:** les coûts du réseau sont déterminés en premier lieu par la charge de pointe (puissance) et dans une moindre mesure par les flux d'énergie (pertes de transport en tant que facteur de coûts). Aujourd'hui, le tarif d'utilisation du réseau est composé du tarif du travail, du tarif de la puissance et d'un tarif de base fixe. Le tarif du travail couvre les coûts générés au niveau du réseau de distribution lorsque des consommateurs finaux prélèvent de l'électricité. L'arrêt progressif des centrales nucléaires suisses et le développement des nouvelles énergies renouvelables décentralisées entraîneront une baisse de la quantité de courant injectée dans le réseau de transport et une hausse de celle injectée directement dans le réseau de distribution. Les nouvelles technologies, comme les solutions de stockage destinées aux ménages, auront un impact sur le comportement en matière de consommation. Il en résulte également des changements au niveau de la structure de la demande. Dans un nouveau modèle d'utilisation du réseau, les tarifs devront donc influencer les utilisateurs et les gestionnaires du réseau de manière à décharger celui-ci, à optimiser son exploitation et à procéder à son extension uniquement si cela est judicieux sur le plan économique. Ce faisant, il convient de veiller à une réglementation efficace en termes de coûts, à la simplicité de la mise en œuvre et à la compatibilité avec la Stratégie énergétique 2050.



Négociations dans le domaine de l'électricité

L'ouverture complète du marché de l'électricité est une condition impérative pour la conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE. Les négociations dans ce domaine sont actuellement bloquées. Avant de pouvoir finaliser l'accord sur l'électricité, il faut trouver une solution aux questions institutionnelles et à celles relatives à la libre circulation des personnes. Le projet d'arrêté fédéral concernant l'ouverture complète du marché de l'électricité sera transmis au Parlement au plus tard lorsque des solutions auront été esquissées.

Loi fédérale sur l'utilisation des forces hydrauliques (loi sur les forces hydrauliques; RS 721.80)

La redevance hydraulique est une taxe publique grevant le droit d'usage particulier d'un cours d'eau public inscrit dans la concession. Les gestionnaires de centrales hydroélectriques achètent le droit de mettre en valeur un potentiel hydroélectrique en vue de produire de l'électricité. La redevance hydraulique influence donc les coûts de revient et la rentabilité des installations. La loi sur les forces hydrauliques en vigueur, qui fixe le montant maximal de cette redevance jusqu'en 2019 seulement, sera révisée indépendamment de la Stratégie énergétique. L'objectif est que la nouvelle réglementation entre en vigueur dès 2020. La révision de la loi sur les forces hydrauliques entend assouplir le système rigide actuel. Le montant maximal de la redevance hydraulique sera calculé à partir de deux composants. D'une part, un composant fixe est prévu en fonction de la puissance brute par kilowatt, à verser indépendamment du contexte du marché jusqu'à l'atteinte d'un seuil, soit le prix de marché de référence réglementé par la loi. D'autre part, une fois le seuil dépassé, un composant variable est calculé en fonction du prix de référence du marché pour l'électricité provenant de la force hydraulique suisse.

En cas de conditions défavorables du marché liées à la faible valeur de l'eau, le nouveau système entraîne une baisse des revenus des collectivités publiques titulaires du droit de disposer provenant de la redevance versée pour la force hydraulique mise à disposition. En revanche, ces collectivités peuvent participer aux bénéfices des gestionnaires de centrales hydrauliques lorsque la situation sur le marché s'améliore et que le prix de référence du marché augmente.



Annexe II: Méthodes et critères d'évaluation de la sécurité d'approvisionnement

Un concept de sécurité d'approvisionnement doit évaluer les situations attendues sur le réseau, le type et la quantité de capacités de production installées ainsi que la consommation et les développements prévus dans les pays voisins. Les concepts actuels contiennent pour l'essentiel l'examen des capacités de production installées (centrales) et des capacités importées (réseau) ainsi que de la charge effective à des jours déterminés. Les bases proviennent des données statistiques disponibles, par exemple de la Statistique suisse de l'électricité. Celle-ci indique la production et la charge à différents jours, comme le mercredi, le samedi et le dimanche, ainsi que la puissance et la charge maximale disponibles et effectives le troisième mercredi du mois. Cette approche déterministe considère la situation à un moment défini, déduisant de la production des marges hypothétiques de non-disponibilité (panne, influence de la météo, etc.). Il en résulte une comparaison relativement facile à comprendre des capacités de production et des charges disponibles. Les périodes examinées (jours, heures) sont choisies de manière à pouvoir considérer la charge maximale. Le résultat indique l'excédent et le déficit de couverture en matière de capacités de production des centrales par rapport à la charge maximale supposée et représente donc la capacité de production restante (= réserve de puissance) et les capacités d'importation.

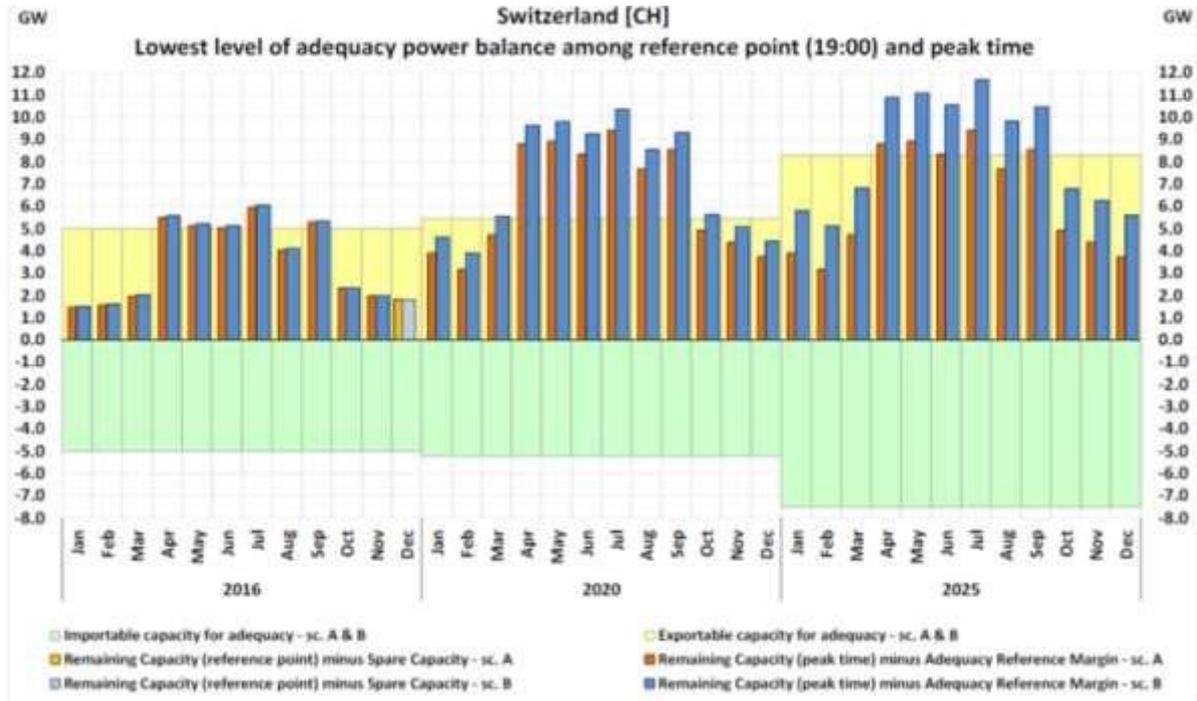


Figure 9: Réserves de puissance futures de la Suisse. Source: REGRT-E, SOAF 2015

Tant le REGRT-E que l'EICOM ont recours à la méthode déterministe dans leurs analyses. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle ne prend pas en compte les congestions qui peuvent survenir à d'autres moments. La méthode probabiliste en revanche considère des périodes plus longues. Aujourd'hui, elle est jugée efficace et sera à l'avenir appliquée également par le REGRT-E en tenant compte en particulier des variables suivantes:

- défaillances non planifiées de la production et des éléments du réseau;
- disponibilité des ressources primaires comme le vent, l'ensoleillement et les apports d'eau;
- modifications de la charge en raison de la température, du développement économique, etc.;
- doctrine d'engagement des centrales / contexte du marché.



En raison de la densité du réseau en Europe centrale, il est indispensable de considérer les pays voisins en tant que région (au moins l'ensemble des pays voisins) et d'intégrer la région élargie (toutefois avec une précision réduite). La prévision de la perte de charge en heures (*loss of load expectation*, LOLE) et l'énergie non fournie (*energy not served*, ENS) se sont imposées comme critères principaux de l'analyse probabiliste. La figure 10 montre les valeurs LOLE et ENS sur une courbe de charge qui varie dans le temps et avec une capacité de production constante.

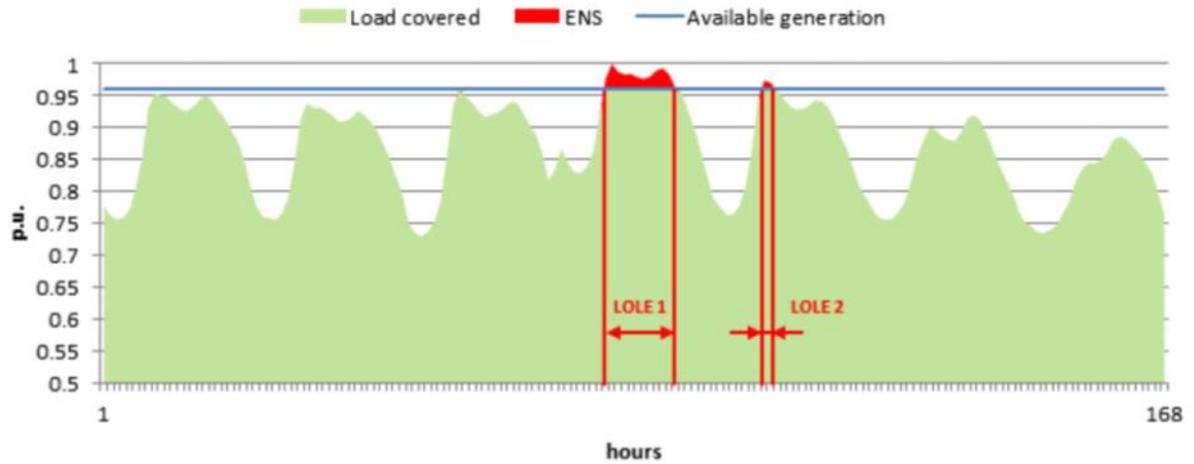


Figure 10: Représentation chronologique des valeurs LOLE et ENS; source: EC Report Appropriate SOAF Standards

La figure montre la charge horaire attendue et la capacité de production disponible (supposée constante par souci de simplicité). Les heures où la charge est plus élevée que la production disponible sont considérées comme des heures de perte de charge (*loss of load*). La quantité d'énergie qui ne peut pas être livrée pendant ces heures correspond au déficit de puissance en watt multiplié par le temps en heures (surface rouge = ENS).



Annexe III: Analyse de la situation sur le marché de l'électricité

Cette annexe propose une vue d'ensemble détaillée de l'évolution des prix du courant.

1. Prix de gros

1.1. Marché spot

Le commerce de l'électricité à court terme (marché spot) pour la Suisse, l'Allemagne, la France et l'Autriche se déroule à la Bourse européenne de l'électricité (EPEX Spot) à Paris. En 2015, environ 25 TWh ont été négociés dans la zone de prix suisse, soit environ 40 % de la consommation finale de notre pays. Le prix établi à la bourse constitue donc un bon indicateur pour le prix de gros en Suisse. Les contrats de gré à gré, conclus en dehors de la bourse, s'alignent sur les prix de cette dernière.

1.2. Evolution des prix

Depuis 2008, on observe une forte baisse des prix spot suisses (Swissix). La crise de l'euro et l'appréciation du franc suisse a réduit davantage la différence entre les prix sur le marché spot suisse (en euros) et les coûts de revient suisses (en francs suisses), comme le montre la figure 11.

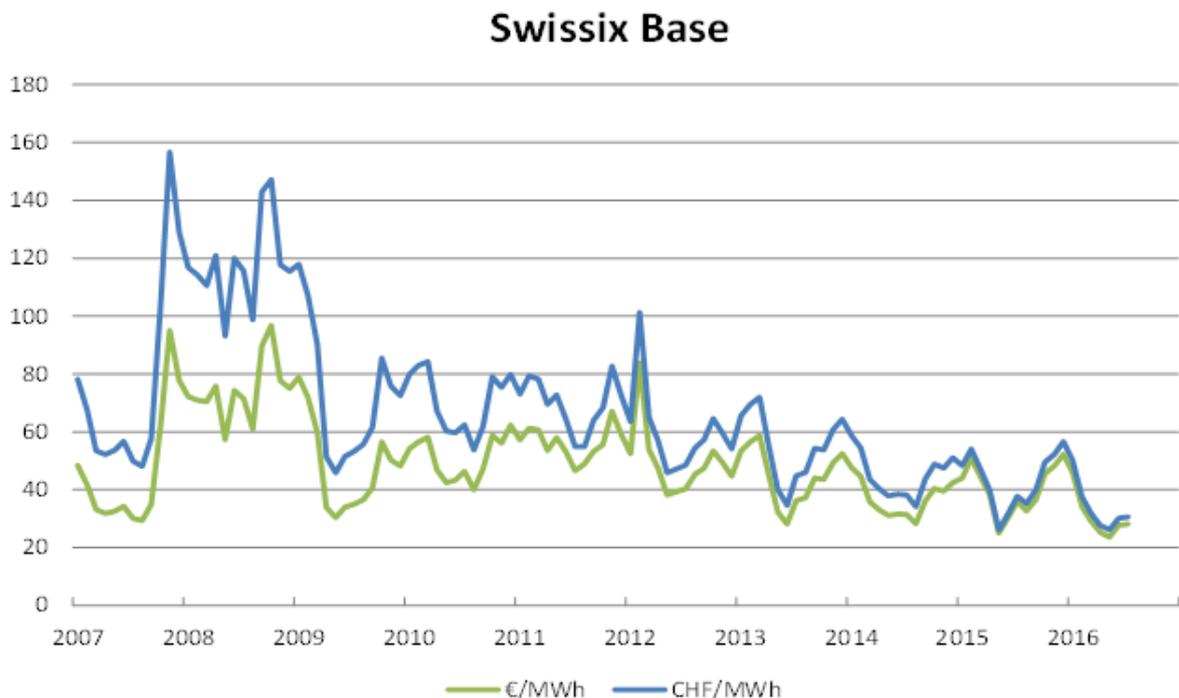


Figure 11: Prix spot pour le Swissix Base en EUR et en CHF

1.3. Dépendance des prix suisses de l'étranger

Les prix de l'électricité ont chuté dans toute l'Europe. Cela concerne aussi bien le marché spot que le marché à terme. Les prix du marché spot sont par nature plus instables. Ils subissent l'influence de nombreux facteurs, tels que le niveau de la charge, la disponibilité des centrales (énergies conventionnelles et nouvelles énergies renouvelables comme l'énergie éolienne, photovoltaïque, hydraulique), l'utilisation des capacités transfrontalières, les prix des combustibles et du CO₂ et l'évolution de la demande en Europe.

Les prix du marché spot suisse se situent entre ceux de l'Allemagne et de l'Italie. En règle générale, ils se rapprochent plutôt des prix allemands, excepté en hiver où ils avoisinent le niveau des prix italiens. Cela s'explique par les congestions à la frontière au nord du pays, autrement dit les réductions



de capacité pour le transit de l'électricité, qui sont nettement moins fréquentes en été qu'en hiver. La France atteint un niveau de prix comparable à la Suisse (cf. figure 12). Il est possible que les prix français soient un peu plus élevés en hiver, car la France ne dispose pas d'autant de marge en termes de réserves que la Suisse et consomme davantage de courant en hiver (notamment en raison des nombreux chauffages électriques).

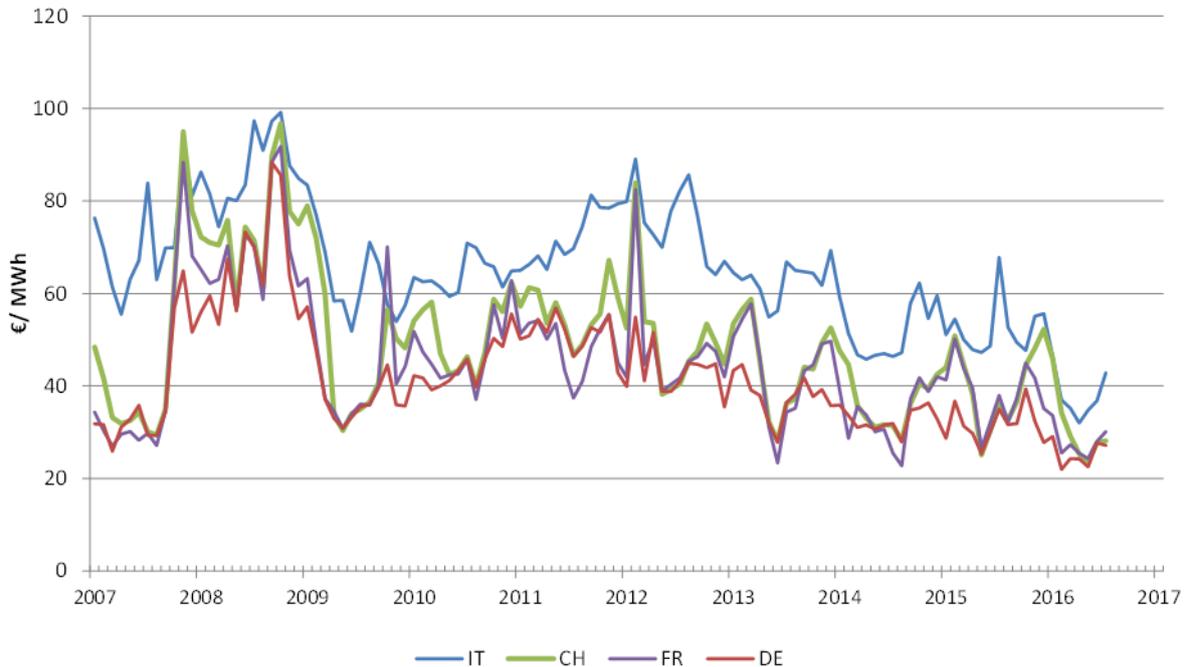


Figure 12: Prix spot en Suisse et dans les pays voisins

La structure de la dépendance des prix suisses de l'étranger se présente comme suit sur l'année:

Été: la Suisse produit davantage d'électricité en été qu'en hiver, mais ne peut exporter ses surplus vers l'Italie, où les prix du courant sont plus élevés, que dans une mesure limitée en raison de congestions. En été 2015, la production nette a atteint 32 761 TWh (force hydraulique brute 22 439 TWh) pour une consommation nationale de 28 466 TWh selon la statistique de l'électricité. Pendant le semestre d'été 2015, le solde exportateur s'élevait donc à 4295 TWh.

Hiver: la Suisse produit moins d'électricité, car le rendement des centrales hydroélectriques est plus faible pour des raisons climatiques. En hiver, la consommation est également plus élevée dans notre pays qu'en été. D'où la nécessité d'importer de l'électricité surtout depuis l'Allemagne et la France. En hiver 2014/2015, la production nette a atteint 33 583 TWh (force hydraulique brute 17 829 TWh) pour une consommation nationale de 34 108 TWh selon la statistique de l'électricité. Le solde importateur s'élevait donc à 0,525 TWh. En raison des congestions mentionnées à la frontière nord du pays, le niveau des prix suisses se rapproche des prix italiens plus élevés.

1.4. Changements de structure

Le développement des nouvelles énergies renouvelables telles que le photovoltaïque ou l'éolien, qui sont le plus souvent irrégulières, entraîne des changements sur le marché. L'effet *merit order* sur les marchés de gros est particulièrement révélateur: grâce à leurs coûts variables très modestes, les énergies renouvelables irrégulières se retrouvent dans une meilleure position sur la courbe d'offre (courbe *merit order*) que les offres conventionnelles, telles que les centrales hydrauliques, nucléaires, à charbon ou à gaz, qui sont supplantées et utilisées moins souvent. En même temps, les prix baissent en cas d'offre abondante en énergies renouvelables. La réduction concerne surtout les pics de prix (cf. figure 13). Ces derniers devenant moins fréquents, la volatilité des prix diminue également de manière globale (mesurée par les écarts types); cette diminution est toutefois moins marquée que celle des valeurs de crête.

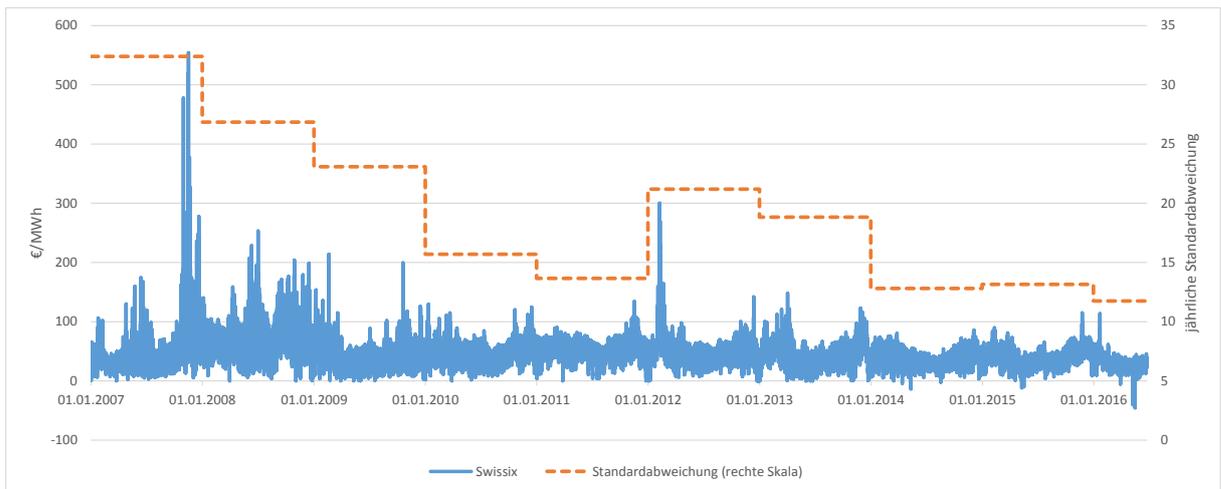


Figure 13: Niveaux et fluctuations des prix

Dans le cas de la force hydraulique, l'effondrement des anciens pics de midi est significatif. Le modèle d'affaires des centrales à pompage-turbinage consiste à pomper lorsque les prix sont bas et à turbiner lorsqu'ils sont élevés: il s'agit donc d'un arbitrage des prix au cours de la journée. Si les écarts de prix s'amenuisent, les possibilités d'arbitrage deviennent plus limitées. Ces changements de structure jouent également un rôle au niveau des centrales au fil de l'eau, mais leur effet est moins dramatique.

1.5. Marché à terme

Les achats à long terme sont conclus sur le marché à terme et les achats pour le jour suivant (day ahead) ou ceux qui servent à compenser les fluctuations dans la journée même (intraday) sur les marchés spot. Les prix suisses du marché à terme s'ajustent à ceux de l'Allemagne. A cela s'ajoute le supplément pour la pénurie de capacité à la frontière nord. Pour 2017, les prix du marché à terme dans la zone de prix suisse (charge de base) se situent à 38,85 euros/MWh (état le 20.12.2016). Ces prix ne montrent pas de signe de redressement à plus long terme: la courbe des prix affiche 33,80 euros/MWh pour 2018 (cal-18, charge de base) et 32,55 euros/MWh pour 2019 (cal-19, charge de base).

1.6 Degré de couverture des coûts de la force hydraulique

Les coûts de revient de la force hydraulique suisse sont de moins en moins en mesure de rivaliser avec les prix spot bas en Europe, sachant que les prix sur le marché à terme sont encore plus bas que ceux du marché spot. La couverture des coûts des centrales peut changer en fonction de la manière dont une entreprise d'électricité ajuste sa stratégie d'achat. Selon l'EICOM, environ 50 % de la production hydroélectrique suisse sont destinés à l'approvisionnement de base et peuvent être vendus aux clients finaux au prix de revient. L'ouverture du marché aux petits clients commerciaux et aux ménages augmente la pression sur les centrales hydroélectriques suisses. Les couvertures à long terme conclues par celles-ci pendant les périodes de prix élevés expirent progressivement.

La figure 14 montre le degré de couverture des coûts de la force hydraulique suisse pour un ensemble de 58 centrales (34 centrales au fil de l'eau, 19 centrales à accumulation et 5 centrales à pompage-turbinage) fournissant un total de 23 108 GWh, soit environ 65 % de la production hydroélectrique suisse et représentant 10 400 MW, soit environ 75 % de la puissance hydraulique installée.

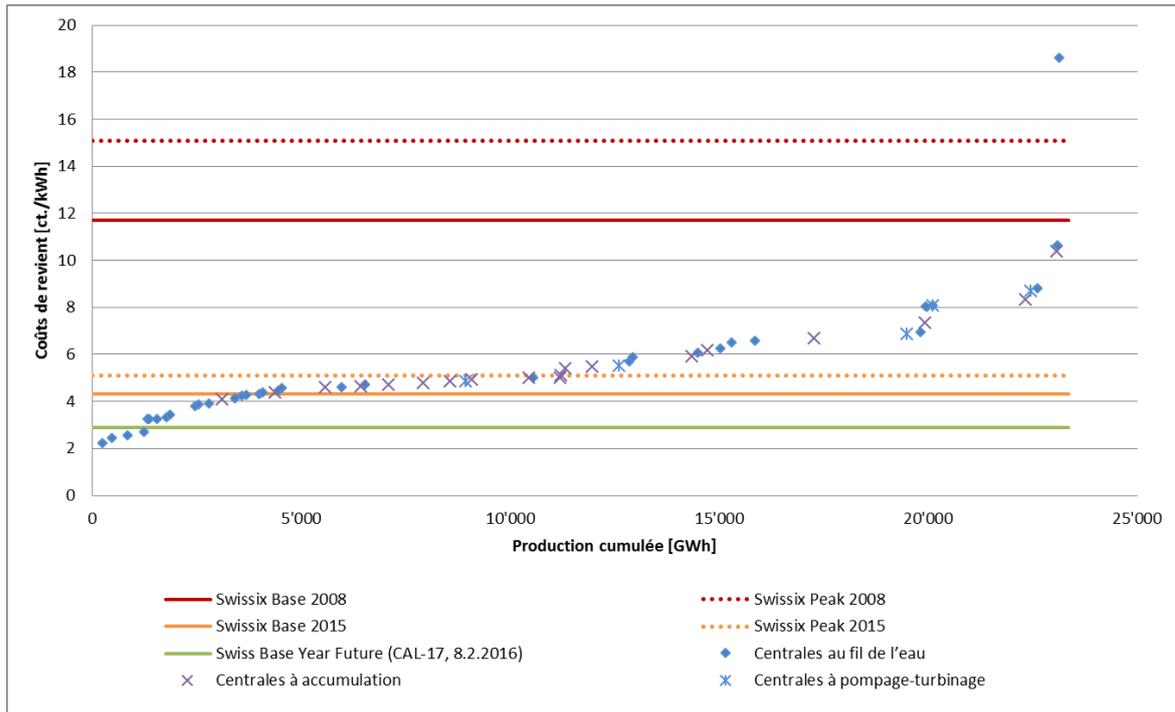


Figure 14: Couverture des coûts de revient de la force hydraulique suisse

Le degré de couverture des coûts doit être considéré de manière différenciée. A court terme, ce sont les coûts variables qui doivent être couverts; à long terme, les coûts globaux. Les coûts variables sont composés pour l'essentiel des coûts d'exploitation, auxquels s'ajoutent des taxes sur l'utilisation de la force hydraulique (impôts et taxes, y c. redevances hydrauliques). Les amortissements sont en revanche des coûts semi-variables, car ils ne changent pas en fonction du rendement. Cela vaut également pour les coûts du capital. Si les amortissements ne sont pas couverts, il en résulte des pertes et des obstacles aux investissements.

Une partie de la force hydraulique suisse reste actuellement concurrentielle sur le marché. Toutefois, certaines centrales enregistrent des pertes en raison des amortissements et des coûts du capital qui doivent être couverts.

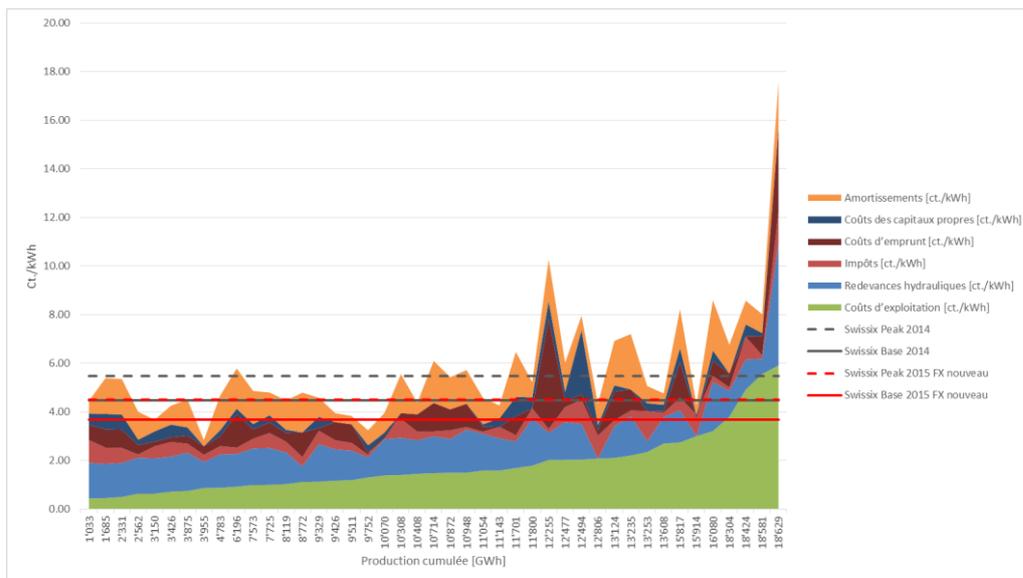


Figure 15: Perspective différenciée de la couverture des coûts de la force hydraulique suisse



La situation est plus critique au niveau du développement des capacités, où les coûts supplémentaires moyens (*average incremental costs*, AIC) doivent être couverts pour que le développement soit économique. Actuellement, les prix du marché sont inférieurs aux AIC (y c. redevances hydrauliques). Par conséquent, au vu des prix affichés sur les marchés spot, aucun projet de développement de centrale hydroélectrique connu de l'OFEN n'est intéressant d'un point de vue économique (prix des marchés spot suisses 2015: charge de base: 4,3 ct./kWh, charge de pointe: 5,1 ct./kWh). Les coûts de revient moyens (pondérés) de ces projets s'élèvent à 14 ct./kWh. La moitié des projets serait intéressante si le prix atteignait 11,4 ct./kWh.

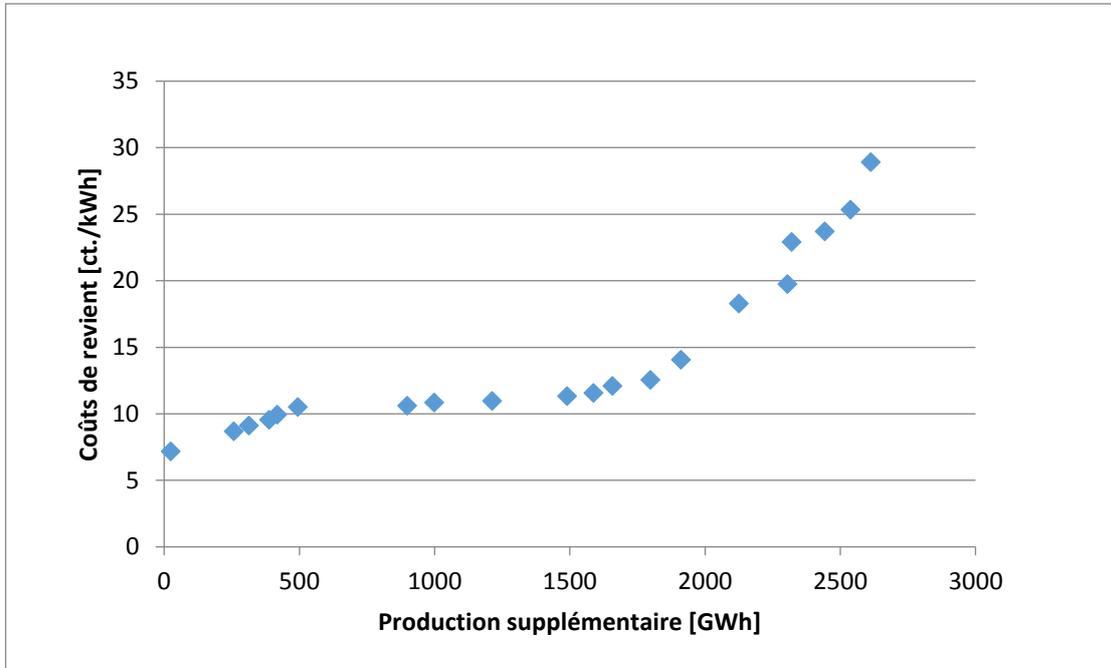


Figure 16: Coûts supplémentaires du développement de la force hydraulique suisse

Enfin, comme déjà mentionné, le montant des redevances hydrauliques joue un rôle important en ce qui concerne les revenus potentiels de l'économie des eaux. Ces redevances ont continué à augmenter ces dernières années et atteindront 110 frs./kW de puissance brute d'ici à fin 2019. Plus elles sont élevées, moins les producteurs disposent de possibilités de refinancement. Ce point doit être pris en compte dans l'analyse de la problématique actuelle. Comme décrit à l'annexe I, il existe un lien avec les travaux en cours en rapport avec le système des redevances hydrauliques, qui fera l'objet d'une procédure de consultation en 2017.

2. Analyse du marché

2.1. Evolution du marché européen

Plusieurs facteurs sont déterminants pour le contexte actuel du marché européen. La crise économique et la crise de l'euro, qui persistent encore, ont eu pour conséquence une demande en électricité plutôt faible dans toute l'Europe. Cette demande est également affaiblie par des mesures performantes visant à améliorer l'efficacité énergétique. A cela s'ajoute le niveau bas des prix des combustibles et du CO₂ qui, à côté du recul de la demande et de l'effet *merit order*, fait également baisser les prix, car les centrales marginales, qui déterminent ces derniers, affichent des coûts variables moins élevés. Les possibilités de refinancement des unités de centrales non subventionnées, qui résultent des contributions de couverture (définies par la différence entre le prix du marché et les coûts variables), sont donc restreintes. Enfin, le développement des énergies renouvelables est à l'origine de constitution de surcapacités.

2.2. Evolution des prix de l'énergie fossile

Les prix bas du charbon résultent d'une offre internationale excédentaire due à la hausse considérable de la quantité de gaz de schiste exploitée aux Etats-Unis. Dans ce pays, le gaz de schiste bon marché détrône le charbon, qui est finalement exporté. Les prix du charbon sont donc bas sur les marchés mondiaux. Or en Europe, le charbon bon marché supplante le gaz.



2.3. Evolution des prix du CO₂

Le prix du CO₂ est actuellement peu élevé en raison d'une offre excédentaire de droits d'émission au sein du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQUE). Cette baisse persistera probablement encore un certain temps. L'UE prévoit de réduire l'excédent d'offre. Toutefois, pour des raisons de politique industrielle, des augmentations durables de prix sont peu vraisemblables dans l'UE, car les industries qui consomment une grande quantité d'énergie doivent faire face à la concurrence internationale et le chômage est élevé dans toute l'Europe. Le prix des droits d'émission européens (*EU-Allowances*, EUA) s'élève actuellement à environ 5,5 euros/tonne de CO₂.

Digression: le carbon price floor en Grande-Bretagne

La Grande-Bretagne a réagi aux prix bas du CO₂ en adoptant des mesures nationales, car elle dispose de nombreuses centrales fossiles qu'elle souhaite démanteler à long terme. En raison des prix nettement inférieurs aux coûts externes de ces centrales, celles-ci ne répondent pas dans une mesure suffisante aux objectifs souhaités en termes de politique climatique. D'où l'introduction d'un mécanisme national appelé *carbon price floor*, soit un prix plancher du CO₂.

En vertu de la loi sur le changement climatique (*climate change act*), le Royaume-Uni prélève depuis avril 2013 un prix plancher du CO₂ (*carbon price floor*), qui s'ajoute aux coûts résultant de l'échange européen de quotas d'émission. Dans le contexte actuel du marché, ce prix plancher doit être suffisamment élevé pour induire un passage des centrales à charbon, qui produisent beaucoup d'émissions, vers les centrales à gaz, qui en produisent moins. Il est fixé à chaque fois pour trois ans en fonction du prix actuel au sein du SEQUE de l'UE. Le niveau qui a été défini est ambitieux: 30 £/tonne de CO₂ souhaités d'ici à 2020, puis une nouvelle hausse prévue pour atteindre 70 £/tonne de CO₂ d'ici à 2030 (sur la base des prix réels de 2009). Ces montants sont largement supérieurs aux prix du SEQUE de l'UE, obligeant les producteurs de courant britanniques à payer un prix beaucoup plus élevé pour le carbone que les autres producteurs européens. Depuis le 1^{er} avril 2015, le prix de la tonne de CO₂ s'élève à 18 £; après ajout du prix du SEQUE, le prix du carbone atteint environ 30 €/tonne de CO₂ pour les centrales britanniques (dépend du taux de change et du moment de l'achat des certificats). Ce prix a été gelé jusqu'en 2020. Le *carbon price floor* s'applique uniquement aux centrales indigènes; elle ne concerne pas l'électricité grise étrangère (pas d'impôt ou de taxe sur le courant importé).



Annexe IV: Glossaire

Terme	Définition
Adéquation – <i>adequacy</i> (adéquation de la capacité de production – <i>generation adequacy</i> ; adéquation du système – <i>system adequacy</i>)	L'adéquation vise l'orientation stratégique de l'approvisionnement électrique dans les domaines de la production et de la consommation avec une infrastructure de réseau répondant aux besoins. On parle d' adéquation du système lorsque l'infrastructure du réseau est prise en compte, et d' adéquation de la capacité de production lorsque ce n'est pas le cas.
Groupe-bilan	Modèle de marché dans lequel toutes les transactions énergétiques sont réalisées au travers de groupes-bilan afin d'assurer le bilan énergétique et le bilan de puissance dans le système électrique. A cet effet, tous les points de mesure doivent être affectés à un groupe-bilan.
Gestion de la demande – <i>demand side management (DSM)</i>	La gestion de la demande peut aussi bien consister à réduire la demande (renoncement) qu'à différer la demande (déplacement de la charge).
Marché <i>energy-only</i> (EOM)	Marché <i>energy-only</i> désigne un type de marché de l'énergie qui rémunère les exploitants de centrales uniquement pour la quantité d'énergie fournie (production électrique). La mise à disposition de capacités de production n'est pas rémunérée.
ENS	<i>Energy not served</i> (énergie non fournie) est le produit de la puissance et du nombre d'heures où la charge était plus élevée que la production disponible.
REGRT-E (ENTSO-E)	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
SEQE de l'UE	Le système européen d'échange de quotas d'émission est un instrument de la politique climatique de l'Union européenne ayant pour objectif de réduire les émissions de gaz à effet de serre (p. ex. CO ₂) à moindre coût pour l'économie nationale.
Coûts externes	Les coûts externes sont des coûts économiques qui ne sont pas supportés par les responsables, mais par la société ou des tiers (p. ex. coûts environnementaux).
Programme prévisionnel	Série chronologique convenue, au sein d'un groupe-bilan par exemple, pour la fourniture ou le prélèvement d'énergie électrique sur une période donnée, fixée à l'avance.
Capacités transfrontalières	Capacités de transport électrique disponibles entre deux zones tarifaires. En règle générale à la frontière vers l'étranger.
Coûts marginaux	Coûts induits par une unité de production supplémentaire.
LOLE	<i>Loss of load expectation</i> (prévision de la perte de charge) désigne le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la production n'est pas en mesure de couvrir la charge (cf. ENS).
<i>Merit order</i>	Le <i>merit order</i> , ou courbe d'offre, désigne l'ordre de mise en exploitation des centrales. Il est déterminé par les coûts marginaux de la production électrique: à la bourse de l'électricité, la dernière offre qui bénéficie encore d'une adjudication détermine le prix de l'électricité. Celui-ci est donc fixé par la centrale la plus chère dont on a encore besoin pour couvrir la demande en électricité.
Energie de réglage	Les brèves fluctuations imprévues entre l'injection d'énergie électrique dans le réseau et le prélèvement d'énergie du même réseau doivent être équilibrées afin de préserver la stabilité du réseau. C'est ce qui se produit lorsque les fournisseurs d'énergie de réglage augmentent ou diminuent la puissance des centrales.



SOAF	<i>Szenario Outlook & Adequacy Forecast</i> . Rapport du REGRT-E comprenant une évaluation de l'adéquation de la capacité de production à court et à moyen terme.
Marché spot	Le marché spot est un marché, par exemple pour les produits d'électricité, sur lequel les transactions portent sur des échéances définies (day-ahead et intraday) pour la livraison et l'offre d'électricité.
Services-système (SDL)	Dans l'approvisionnement électrique, on entend par services-système les prestations nécessaires à l'exploitation sûre des réseaux, telles que la garantie du maintien de la tension et de la fréquence, fournies par les gestionnaires de réseau et les producteurs. La mise à disposition de l'énergie de réglage en fait partie.