



Berne, le 1^{er} décembre 2017

Créer des conditions permettant d'exploiter les forces hydrauliques dans le respect du développement durables

Rapport du Conseil fédéral en réponse
au postulat (13.3521) du conseiller aux Etats
Stefan Engler du 20 juin 2013



Table des matières

Résumé	4
1. Introduction.....	4
1.1. Contexte	4
1.2. Vue d'ensemble du rapport.....	5
1.3. Le postulat 13.3521	6
1.3.1. Contenu du postulat.....	6
1.3.2. Réponse du Conseil fédéral.....	7
1.3.3. Examen par le Conseil.....	9
1.4. Affaires apparentées.....	10
1.4.1. Interventions parlementaires.....	10
1.4.2. Etat des lieux du marché de l'électricité après 2020	11
1.4.3. Révision de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques	11
1.4.4. Stratégie énergétique 2050.....	12
2. Encouragement, assainissement et extension des centrales hydroélectriques	12
2.1. Réalisation des valeurs indicatives de développement	12
2.2. Rentabilité de projets de développement	13
2.3. Rentabilité de l'hydraulique existante.....	13
2.4. Soutien aux centrales hydroélectriques existantes.....	15
2.5. Encouragement du développement de l'hydraulique.....	17
2.6. Conclusions	19
3. Extension et construction de centrales de pompage-turbinage	19
3.1. Utilité du stockage de l'électricité	19
3.2. Rentabilité	20
3.3. Centrales de pompage-turbinage existantes et projets en construction	22
3.4. Nécessité de rénover et d'agrandir les réservoirs de pompage.....	24
3.5. Encouragement du pompage-turbinage par l'octroi de prêts à faible taux d'intérêt par la Confédération.....	25
3.6. Conclusions	26
4. Etude de l'adéquation du système	26
5. Indication des sources	30



Table des illustrations

Illustration 1: coûts de revient moyens des quatre catégories de centrales (valeurs moyennes de l'an 2000 à 2013, corrigées de l'inflation sur la base de 2013) (OFEN, 2014b) 14

Illustration 2: coûts d'exploitation totaux, exprimés en annuités par puissance installée (CHF/kW et an) avec (en gris) et sans (en noir) les investissements de remplacement pour plusieurs technologies de stockage (OFEN, 2013a). 21

Table des tableaux

Tableau 1: potentiel de développement de la force hydraulique dans les conditions d'utilisation actuelles et dans des conditions d'utilisation optimisées (Conseil fédéral, 2013) 12

Tableau 2: centrales de pompage-turbinage existantes (SAHE, 2017). 23

Tableau 3: centrales de pompage-turbinage en construction (SAHE, 2017). 23



Résumé

Le postulat Engler du 20 juin 2013 (13.3521 «Créer des conditions permettant d'exploiter les forces hydrauliques dans le respect du développement durable») charge le Conseil fédéral d'examiner comment on pourrait promouvoir de façon préférentielle l'assainissement et l'extension de centrales hydrauliques existantes par rapport aux petites centrales. Il doit en outre examiner s'il n'y aurait pas moyen de faciliter le financement de la construction ou de l'extension de centrales de pompage-turbinage grâce à l'octroi de prêts à faible taux d'intérêt par la Confédération.

Le présent rapport montre que les valeurs indicatives de développement visées dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 ne pourront être atteintes qu'en intégrant à la fois les potentiels de développement de la grande et de la petite hydraulique. En se fondant sur des rapports existants, il indique en outre la rentabilité des centrales hydroélectriques actuelles et celle de projets de développement. Sur cette base, il présente les instruments de soutien à la force hydraulique introduits avec la révision de la loi sur l'énergie. Le rapport arrive à la conclusion que l'exigence du postulat d'une promotion préférentielle de l'assainissement et de l'extension de centrales hydrauliques existantes par rapport aux petites et très petites centrales est remplie.

Le chapitre sur le financement de la construction et de l'extension de centrales de pompage-turbinage montre l'utilité du stockage d'électricité et expose la situation actuelle et future en la matière. Il appert que les centrales de pompage-turbinage risquent de ne pas être rentables à court et à moyen terme. Une meilleure rentabilité peut cependant être escomptée à plus long terme. Il est par ailleurs démontré qu'un financement du pompage-turbinage grâce à l'octroi de prêts à faible taux d'intérêt par la Confédération est considéré comme inefficace pour diverses raisons.

1. Introduction

1.1. Contexte

Le peuple suisse a accepté la réorientation de la politique énergétique suisse le 21 mai 2017. Ces prochaines années, la Suisse sortira ainsi progressivement de l'énergie nucléaire et encouragera le développement des énergies renouvelables. La quantité d'électricité nucléaire qui ne sera plus produite doit être remplacée par une meilleure efficacité, d'une part, et par le recours accru aux énergies renouvelables, d'autre part.

Avec une part allant de 55 à 60 pour cent, la force hydraulique est déjà aujourd'hui le principal fournisseur d'électricité suisse. L'art. 2 de la loi révisée du 30 septembre 2016 sur l'énergie¹, qui devrait entrer en vigueur le 1^{er} janvier 2018, fixe pour la production moyenne d'électricité d'origine hydraulique une valeur indicative de 37'400 GWh en 2035. Afin d'atteindre cette valeur, il est nécessaire de maintenir la production existante, mais aussi de développer considérablement les capacités.

¹ FF 2016 7469.



Cet objectif de production défini pour la force hydraulique se fonde sur l'étude «Le potentiel hydroélectrique de la Suisse» (OFEN, 2012) qui a identifié un potentiel de développement de 3'160 GWh/an pour la force hydraulique (cf. chap. 2.1) dans des conditions d'utilisation optimisées (comme prévu dans la Stratégie énergétique 2050) et compte tenu des effets de la révision de la loi fédérale sur la protection des eaux. Ce potentiel se répartit grosso modo en trois tiers: sur la construction de grandes centrales, sur la nouvelle petite hydraulique et sur la transformation, l'extension et l'agrandissement de grandes centrales existantes.

Face à la situation difficile des centrales hydroélectriques sur le marché européen de l'électricité et malgré l'encouragement de la petite hydraulique, l'auteur du postulat craint que la capacité concurrentielle de la force hydraulique soit minée par le financement par répartition qui est de plus en plus la règle et que les investissements nécessaires ne soient pas déclenchés.

La Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil national (CEATE-N) chargée de l'examen préalable de la Stratégie énergétique 2050 avait fait part de sa crainte que la valeur indicative de développement de la force hydraulique ne puisse pas être atteinte dans le contexte qui prévalait alors. Elle avait mandaté l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) pour étudier des instruments possibles d'encouragement des centrales actuelles et des nouvelles.

Par la suite, l'OFEN a soumis aux commissions compétentes différents rapports (cf. indication des sources) et des propositions de loi. Puis, le Parlement a inscrit dans la loi sur l'énergie les contributions d'investissement comme instrument d'encouragement du développement de la production et la prime de marché pour le soutien des centrales hydroélectriques existantes. Il est par conséquent prévu près de 100 millions de francs par an pour la prime de marché pendant 5 ans à partir de 2018 et quelque 55 millions de francs par an jusqu'en 2030 pour les contributions d'investissement à la grande hydraulique. Ces contributions de soutien proviennent du fonds alimenté par le supplément perçu sur le réseau.

Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) travaille actuellement à la révision de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEI) (avec des réflexions sur la conception du marché) et à la révision de la loi sur les forces hydrauliques (avec la future conception de la redevance hydraulique). Les demandes de l'auteur du postulat sont ainsi déjà largement satisfaites ou sont traitées dans les travaux en cours.

1.2. Vue d'ensemble du rapport

Le **premier chapitre** reproduit le contenu et le développement du postulat Engler du 20 juin 2013 (13.3521 «Créer des conditions permettant d'exploiter les forces hydrauliques dans le respect du développement durable»). Il explique l'avancement du processus politique et mentionne des affaires apparentées.

Le **deuxième chapitre** est consacré à l'encouragement de l'assainissement et de l'extension des centrales hydroélectriques existantes. Il expose d'abord les valeurs indicatives de développement et donne des explications sur la rentabilité des projets de développement ainsi



que des centrales hydroélectriques existantes. Il détaille ensuite des mesures possibles de soutien ou d'encouragement avant d'en tirer des conclusions.

Le **troisième chapitre** présente d'abord l'utilité générale du stockage de l'électricité. Il indique ensuite la rentabilité du pompage-turbinage et présente les centrales de pompage-turbinage existantes et celles en construction. Il évalue enfin l'efficacité de l'encouragement du pompage-turbinage par l'octroi de prêts à faible taux d'intérêt et tire également des conclusions.

1.3. Le postulat 13.3521

1.3.1. Contenu du postulat

Le postulat Engler (13.3521 «Créer des conditions permettant d'exploiter les forces hydrauliques dans le respect du développement durable») a été déposé par Stefan Engler (PDC, GR) le 20 juin 2013 au Conseil des Etats.

Le contenu du postulat est reproduit ci-après:

Texte déposé:

Le Conseil fédéral est prié d'examiner comment les conditions permettant une exploitation des forces hydrauliques dans le respect du développement durable pourraient être améliorées. Il est prié d'élaborer un rapport à ce sujet et d'évaluer notamment:

- 1. comment les mesures d'assainissement des tronçons à débit résiduel visées à l'article 80 alinéa 2 LEaux pourraient être prises conformément au principe du pollueur-payeur et comment leurs coûts pourraient être remboursés comme le prévoit l'article 15abis LEne, au lieu d'être à la charge des seules régions de montagne;*
- 2. comment on pourrait promouvoir de façon préférentielle l'assainissement et l'extension de centrales hydrauliques existantes par rapport aux petites et très petites centrales (exception: production d'électricité à partir d'installations d'eau potable);*
- 3. s'il n'y aurait pas moyen de faciliter le financement d'extensions de centrales de pompage-turbinage existantes ou la construction de nouvelles centrales de ce type grâce à l'octroi de prêts à faible taux d'intérêt par la Confédération.*



Développement

Si l'on veut développer l'exploitation des forces hydrauliques et se rapprocher un tant soit peu de l'objectif souhaité par les politiques, il faut en améliorer les conditions générales. Le financement par répartition, qui est de plus en plus la règle dans ce domaine nuit à la compétitivité de l'hydraulique et freine les investissements.

1. amélioration des incitations économiques pour l'extension et l'optimisation des grandes centrales existantes de plus de 10 megawatt qui fournissent à l'heure actuelle 90 pour cent de l'énergie hydraulique: la stratégie énergétique vise toujours à promouvoir les petites et très petites centrales, ce qui attise inutilement les conflits portant sur des atteintes à des espaces réservés aux eaux pour une production énergétique faible. En cas de maintien de cette politique de subvention contestable, qui fausse la concurrence, il faut au moins supprimer le critère de la puissance et promouvoir les centrales en fonction de leur production effective (maximiser la production d'énergie par franc octroyé). Les prix actuels de l'électricité font qu'il ne vaut pas la peine de rénover et d'agrandir des centrales hydrauliques existantes. Avec cela, on risque même de devoir arrêter des centrales. Nombre d'entre elles, parmi celles qui se situent autour de la limite de 10 megawatt, disposent d'un potentiel d'accroissement notable, qu'il faudrait absolument exploiter;

2. incitations économiques pour des prestations de pompage-turbinage à court terme et saisonnières: le fort potentiel économique de l'hydraulique réside surtout dans les lacs d'accumulation, qui ont l'avantage de permettre de compenser des fluctuations à court et à moyen termes, qui contribuent à la sécurité de l'approvisionnement en hiver et qui permettent le stockage de courant pendant quelques heures ou jours grâce à des centrales de pompage-turbinage et dans des centrales pouvant être enclenchées ou déclenchées de façon flexible. Tant les consommateurs que les producteurs de nouvelles d'énergies renouvelables en tireront profit.

1.3.2. Réponse du Conseil fédéral

Le Conseil fédéral a pris position comme suit le 21 août 2013 et proposé de rejeter le postulat.

Sur le point 1:

Selon les articles 29ss. de la loi du 24 janvier 1991 sur la protection des eaux (LEaux; RS 814.20), il convient de maintenir des débits résiduels suffisants s'il est procédé à de nouveaux prélèvements d'eau ou lorsque les concessions sont renouvelées. L'article 80, alinéa 1 LEaux prévoit que "lorsqu'un cours d'eau est sensiblement influencé par un prélèvement, il y a lieu d'assainir son cours aval sans que les droits d'utilisation existants soient atteints d'une manière qui justifierait un dédommagement". L'autorité compétente ordonne des mesures d'assainissement supplémentaires, justifiant ainsi un dédommagement, lorsqu'il s'agit de cours d'eau traversant des paysages ou des biotopes répertoriés dans un inventaire national ou cantonal ou que des intérêts publics prépondérants l'exigent (article 80, alinéa 2 LEaux).



Le délai fixé pour la mise en œuvre des mesures d'assainissement prévues à l'article 80 LEaux a expiré fin 2012. Dans sa réponse à des interventions parlementaires (motion Wehrli 10.3879, "Assainissement des cours d'eau conformément au principe de la responsabilité causale"; interpellation Feri Yvonne 12.3532, "Débits résiduels. Exécution lacunaire des dispositions sur l'assainissement"; motion Killer Hans 12.4155, "Assainissement des débits résiduels. La perte de production doit être minimale"), le Conseil fédéral a souligné à plusieurs reprises qu'il jugeait insatisfaisant que nombre d'assainissements n'aient pu être achevés dans les délais. Il a en même temps salué l'ensemble des mesures positives, tout en rappelant chaque fois que l'instauration de nouvelles dispositions ne profiterait qu'aux seules collectivités n'ayant pas observé le délai entre-temps échu.

Dans le cas des paysages ou des biotopes répertoriés dans un inventaire, il existe pour la plupart des mesures d'assainissement visées à l'article 80, alinéa 2 LEaux, un droit à une aide financière de la Confédération en vertu de la loi fédérale du 1^{er} juillet 1966 sur la protection de la nature et du paysage (LPN; RS 451).

Le problème soulevé dans le postulat a déjà été discuté lors des débats sur l'initiative populaire "Eaux vivantes (Initiative pour la renaturation)". Le Conseil fédéral avait pris position à ce sujet dès l'été 2009 dans sa réponse à la question de la conseillère nationale Hildegard Fässler-Osterwalder 09.1106, "Assainissement des eaux. Ne pas laisser la tâche uniquement aux cantons alpins". Les Chambres fédérales avaient ensuite approuvé la contre-proposition indirecte à l'initiative populaire, comprenant une révision exhaustive et des rajouts aux dispositions de la LEaux et d'autres textes. Les dispositions actuelles sur le financement des mesures d'assainissement visées à l'article 80 alinéa 2 LEaux n'ont toutefois pas subi de changements. Un financement de l'assainissement des débits résiduels dans le cadre de l'article 15abis de la loi sur l'énergie du 26 juin 1998 (LEne; RS 730.0) n'est donc pas possible au vu de la situation juridique en vigueur.

Dans la réponse à la question de la conseillère nationale Hildegard Fässler-Osterwalder, le Conseil fédéral a par ailleurs rappelé que les cantons de montagne touchés reçoivent plus de deux tiers des redevances perçues en Suisse pour l'utilisation de la force hydraulique. Ces redevances ont été majorées une nouvelle fois à la faveur de la mise en vigueur, en 2011, de la révision de la loi du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH; RS 721.80).

Sur les points 2 et 3:

En Suisse, la force hydraulique est un pilier majeur d'un approvisionnement électrique sûr, conforme aux besoins et compatible avec la protection du climat. D'où le poids que lui accorde le Conseil fédéral dans sa stratégie énergétique. L'hydraulique devrait conserver toute sa place et être développée de manière ciblée là où cela semble judicieux. Pour atteindre les objectifs visés en la matière et vu l'importance et la durée des investissements à faire, auteurs de projets et investisseurs doivent pouvoir compter sur un cadre et des conditions d'investissement appropriés.



L'assainissement et l'extension des centrales hydrauliques actuelles et, par-là, l'utilisation optimale des sites existants s'inscrivent dans la stratégie énergétique voulue par le Conseil fédéral. La taille des installations importe moins, en l'occurrence, que leur contribution à une production d'électricité sûre et respectueuse de l'environnement. Le Conseil fédéral est donc d'avis qu'il est contre-productif de se fonder sur le critère de la taille des centrales hydrauliques pour établir s'il faut ou non encourager leur extension ou leur assainissement. Dans le cadre de la stratégie énergétique 2050, l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) élabore actuellement une étude de base sur l'encouragement des projets d'assainissement et d'extension de centrales hydrauliques existantes.

La stratégie énergétique du Conseil fédéral accorde une importance particulière à l'accumulation par pompage. La construction et le développement de centrales de pompage-turbinage exigent d'importants investissements à long terme auxquels les entreprises ne peuvent souscrire que si les risques sont supportables. Le Conseil fédéral estime donc qu'il convient d'examiner les besoins et les possibilités d'un soutien ciblé des dites centrales. Dans ce contexte, l'OFEN a commandé une étude sur l'évaluation de centrales de pompage-turbinage en Suisse; une autre étude est par ailleurs en cours avec l'Autriche et l'Allemagne sur la contribution des centrales d'accumulation et de pompage-turbinage à la sécurité de l'approvisionnement. Les résultats des investigations permettront ensuite d'examiner si des mesures d'encouragement s'imposent et, si c'est le cas, de déterminer l'instrument d'encouragement le mieux approprié. A l'heure actuelle, le Conseil fédéral estime toutefois qu'il est prématuré de définir les instruments à mettre en œuvre.

1.3.3. Examen par le Conseil

Le Conseil des Etats a examiné le postulat Engler 13.3521 le 25 septembre 2013 (bulletin officiel 2013 E 902). Le point 1 a été retiré, les points 2 et 3 ont été adoptés.

Lors des débats, les mesures visant à encourager la grande hydraulique figurant dans la Stratégie énergétique 2050 (relèvement de la limite inférieure de la RPC, intérêt national, procédure d'autorisation simplifiée) ont été saluées. Les parlementaires estiment cependant qu'elles sont insuffisantes pour atteindre les valeurs indicatives de développement prévues. Ils ont remarqué que la Stratégie énergétique 2050 ne donne ni les incitations ni les garanties qui sont nécessaires à la volonté d'investir effectivement à long terme.

L'auteur du postulat considère que l'indemnisation des services-système fournis par la force hydraulique, l'indemnisation conforme au marché de la flexibilité, l'élargissement de la RPC aux grandes centrales hydroélectriques et l'injection privilégiée de l'électricité hydraulique pourraient notamment constituer des conditions générales favorables.



1.4. Affaires apparentées

1.4.1. Interventions parlementaires

Deux autres interventions parlementaires très similaires ont été déposées, notamment en réaction à l'annonce de différents exploitants (p. ex. Alpiq et Axpo) de vouloir vendre tout ou partie de leurs participations dans la force hydraulique.

- 16.3257 Motion Munz du 8 mars 2016 – Ne bradons pas les centrales hydrauliques suisses.
- 16.3170 Motion Heim du 17 mars 2016 - Ne bradons pas l'énergie hydraulique suisse. Utilisons plutôt à 100 pour cent notre énergie hydraulique et les nouvelles énergies renouvelables pour les transports publics.

Le Conseil fédéral les a rejetées toutes les deux aux motifs suivants:

- La loi sur l'énergie (LEne, art. 4, al. 2) dispose que l'approvisionnement énergétique relève en Suisse des entreprises de la branche énergétique. La Confédération et les cantons instaurent les conditions générales permettant à ces entreprises d'assumer leurs tâches de manière optimale dans l'optique de l'intérêt général.
- La loi sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH) prévoit que la collectivité concédante a une influence sur la vente d'une centrale hydroélectrique. La collectivité doit donner son agrément au transfert de la concession. Cette règle ne s'applique toutefois pas à un changement des rapports de participation.
- En cas de situation critique, le DETEC pourrait, en vertu de l'art. 8 de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques, appliquer à nouveau l'obligation d'autorisation existante, mais actuellement pas appliquée pour l'exportation d'électricité hydraulique.
- Selon le rapport final de la commission d'experts chargée d'examiner la limitation des risques que les grandes entreprises font courir à l'économie nationale (Too-big-to-fail)² de septembre 2010, la faillite d'une seule entreprise d'infrastructure n'entraînerait pas de pertes de production, puisqu'une société de défaillance serait capable d'assurer la continuité des activités.

Par ailleurs, des interventions visant une amélioration de la situation économique de la force hydraulique, notamment des lacs d'accumulation, ou la garantie de la sécurité d'approvisionnement ont été déposées.

- 16.3385 Postulat Béglé du 6 juin 2016 - Mieux valoriser nos barrages en vendant une assurance contre le black-out électrique
- 16.3251 Motion Jans du 18 mars 2016 - Créer une task-force pour empêcher la faillite des entreprises d'électricité
- 15.4094 Postulat Chevalley du 1^{er} décembre 2015 - La Suisse doit tendre à se passer de pétrole

² Disponible sur la page: www.sif.admin.ch/sif/fr/home.html Thèmes > Réglementation et surveillance des marchés financiers > Renforcement de la stabilité du secteur financier (too big to fail)



Le Conseil fédéral a rejeté ces interventions aux motifs suivants:

- Le code suisse des obligations prévoit que les actionnaires ou le conseil d'administration des sociétés anonymes de droit privé Alpiq et Axpo sont responsables de la stratégie de l'entreprise.
- Il est naturel dans une économie de marché que des entreprises rencontrent des difficultés et qu'elles doivent tirer les conséquences économiques par exemple lorsque leur stratégie s'avère inadéquate, que des erreurs opérationnelles sont commises ou que l'environnement international impose des changements structurels.

Tous ces objets parlementaires ont été soit retirés soit rejetés par le conseil prioritaire.

1.4.2. Etat des lieux du marché de l'électricité après 2020

L'art. 30, al. 5 de la nouvelle loi sur l'énergie (LEne) prévoit que d'ici à 2019, le Conseil fédéral soumet à l'Assemblée fédérale un projet d'acte visant à introduire, au plus tard au moment de l'expiration des mesures de soutien du système de rétribution de l'injection, un modèle proche de la réalité du marché.

Le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) a rédigé en 2017 notamment un rapport (OFEN 2017³) qui évalue la faisabilité et les conceptions possibles d'une taxe différenciée sur l'électricité et examine d'autres systèmes envisageables en lien avec une conception du marché adéquate du point de vue de la sécurité de l'approvisionnement électrique.

Ces analyses et ces conclusions sont intégrées dans les travaux sur la future organisation du marché suisse de l'électricité (conception du marché de l'électricité). Dans ce contexte, le maintien durable de la sécurité de l'approvisionnement joue notamment un rôle important.

1.4.3. Révision de la loi sur l'utilisation des forces hydrauliques

La loi sur les forces hydrauliques en vigueur (art. 49, al. 1) fixe la redevance hydraulique maximale jusqu'à la fin 2019. L'art. 49, al 1^{bis} prévoit que le Conseil fédéral soumet en temps utile à l'Assemblée fédérale un projet d'acte fixant le taux maximal de la redevance hydraulique applicable à partir du 1^{er} janvier 2020. Les travaux y relatifs ont commencé et le Conseil fédéral a mis le 22 juin 2017 une proposition de nouvelle réglementation du régime de redevance hydraulique en consultation publique. L'analyse des résultats de la consultation est en cours. Le Conseil fédéral devrait adopter le message au premier semestre 2018.

³ www.ofen.admin.ch > Thèmes > Politique énergétique > Stratégie énergétique 2050 > Autres objets



1.4.4. Stratégie énergétique 2050

Plusieurs rapports portant sur les différents aspects du présent postulat ont été établis dans le cadre de l'élaboration de la Stratégie énergétique 2050. L'indication des sources en dresse une liste à la page 30.

2. Encouragement, assainissement et extension des centrales hydroélectriques

2.1. Réalisation des valeurs indicatives de développement

Le potentiel hydroélectrique de la Suisse (OFEN, 2012) a été analysé dans le cadre de la rédaction du message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050.

Le potentiel de développement de la force hydraulique d'ici 2050 a été estimé à l'aide de deux scénarios différents. Le scénario «conditions d'utilisation actuelles» montre l'accroissement de production annuelle envisageable au vu des contraintes légales, économiques et sociétales qui prévalent de nos jours. Le scénario «conditions d'utilisation optimisées» implique un changement des conditions économiques et socioéconomiques qui permettrait de développer la production d'hydroélectricité sans violer les exigences constitutionnelles relatives au développement durable et à la protection de l'environnement. Les résultats de l'évaluation du potentiel réalisée en 2012 sont présentés dans le Tableau 1.

[GWh/an]	Conditions d'utilisation actuelles	Conditions d'utilisation optimisées
Nouvelles grandes centrales	770	1'430
Petite hydraulique	1'290	1'600
Transformation, extension, agrandissement grandes centrales	870	1'530
Potentiel total	2'930	4'560

Tableau 1: potentiel de développement de la force hydraulique dans les conditions d'utilisation actuelles et dans des conditions d'utilisation optimisées (Conseil fédéral, 2013)

Avec la réorientation de la politique énergétique, le peuple suisse a décidé qu'il ne fallait plus construire de nouvelle centrale nucléaire. Les centrales nucléaires existantes ne resteront en service que tant qu'elles seront sûres. L'électricité nucléaire qui ne sera plus produite doit être notamment remplacée par le développement de la force hydraulique. La nouvelle loi sur l'énergie vise une production indigène moyenne d'électricité d'origine hydraulique de 37'400 GWh/an en 2035. Cette augmentation signifie aussi que la production hydraulique actuelle doit être maintenue. La statistique des aménagements hydrauliques de la Suisse au



1^{er} janvier 2017 prévoit une production moyenne de 36'509 GWh/an, soit environ 60 pour cent de la production indigène d'électricité.

En prenant en considération les prévisions de production et de consommation des centrales de pompage-turbinage (-1'310 GWh/an), la production supplémentaire escomptée des centrales en construction (+300 GWh/an) ainsi que les pertes de production attendues à cause des dispositions de la loi fédérale sur la protection des eaux jusqu'en 2035 (-900 GWh/an, assainissement des débits résiduels), il résulte une hausse brute de la production nécessaire de 2'800 GWh/an à l'horizon 2035 afin d'atteindre les valeurs indicatives de la Stratégie énergétique 2050.

La comparaison avec le potentiel de développement de la force hydraulique montre que l'augmentation visée de la production ne peut être obtenue ni par la seule petite hydraulique, ni par la seule grande hydraulique, mais que ces deux potentiels doivent être exploités pour y parvenir.

2.2. Rentabilité de projets de développement

Dans le rapport «Perspektiven für die Grosswasserkraft» (OFEN, 2013, en allemand avec résumé en français), l'OFEN a étudié la rentabilité de 25 projets de grandes centrales hydrauliques planifiés mais pas encore réalisés en Suisse qui représentent en tout une production annuelle escomptée de 2,6 TWh pour une puissance de 851 MW. L'étude a été actualisée en 2015. Les résultats, rendus anonymes, se basent sur des données fournies par les entreprises d'électricité. Les calculs actualisés montre que:

- Les coûts de revient moyens pondérés par la production supplémentaire des projets étudiés se montent à 14,1 ct./kWh, soit plus du double de ceux des grandes centrales hydroélectriques existantes (de 5 à 6 ct./kWh). Les coûts de revient calculés sont nettement supérieurs aux prix de gros actuels.
- Tous les 25 projets étudiés, à l'exception d'un seul, présentent une valeur actuelle nette négative dans le scénario de référence⁴;
- Outre les coûts du capital et les coûts d'amortissement, les redevances hydrauliques de 1,6 ct./kWh en moyenne entrent aussi dans les coûts de revient. Les producteurs d'électricité les versent aux cantons et aux communes qui en fixent le montant dans la limite du taux maximum prescrit par la Confédération de 100 CHF/kW (respectivement de 110 CHF/kW à partir de 2015) de puissance installée.

2.3. Rentabilité de l'hydraulique existante

Le Centre for Energy Policy and Economics (CEPE) a été mandaté en 2014 par l'OFEN pour étudier la structure des coûts de la force hydraulique suisse (OFEN, 2014). Cette étude a été

⁴ Lors de l'actualisation, tous les flux de paiements liés au projet à ce jour sont estimés à la valeur actuelle et additionnés. On obtient ainsi la valeur actuelle nette (Net Present Value, NPV) d'un investissement. Une valeur actuelle nette supérieure à zéro signifie qu'un projet est globalement rentable, une valeur inférieure à zéro indique qu'il ne l'est pas.



réalisée notamment sur la base des frais financiers des centrales hydroélectriques de 60 entreprises (154 centrales qui couvrent près de 60 pour cent des prévisions de production de la force hydraulique suisse). Celles-ci représentent la totalité des aménagements hydroélectriques suisses de manière appropriée. En raison des différences, ces derniers sont répartis en quatre catégories: centrales au fil de l'eau à basse pression, centrales au fil de l'eau à haute pression, centrales à accumulation sans pompes, centrales à accumulation avec pompes. L'illustration 1 montre les coûts de revient des différentes catégories de centrales.

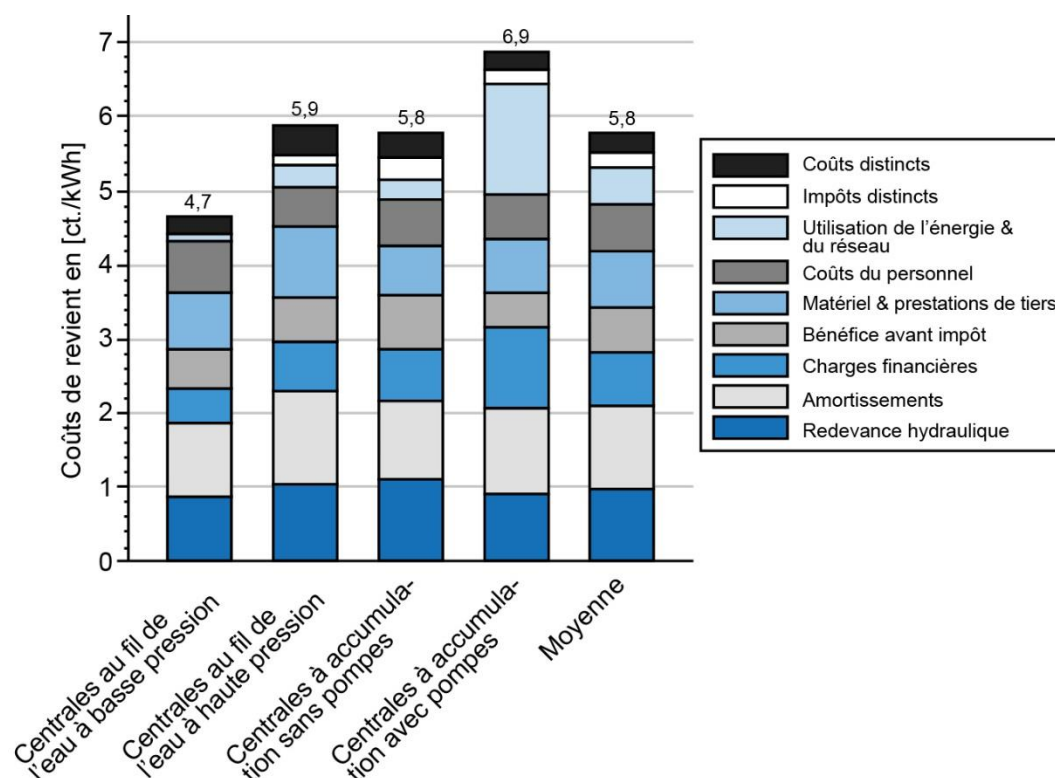


Illustration 1: coûts de revient moyens des quatre catégories de centrales (valeurs moyennes de l'an 2000 à 2013, corrigées de l'inflation sur la base de 2013) (OFEN, 2014b)

Pour une entreprise hydroélectrique moyenne, les deux principaux blocs de coûts sont constitués par la redevance hydraulique et par les coûts d'amortissement, leur part cumulée représentant près de 40 pour cent des coûts totaux.

Les coûts de revient par kWh varient sur la période considérée. Ils diminuent entre 2000 et 2005 et augmentent ensuite légèrement. Au début, les coûts ont reculé entre autres en raison de la diminution des charges de financement et d'amortissement ainsi que de la réduction de la redevance hydraulique. Ces baisses sont dues en partie à un changement du système de perception de la redevance hydraulique dans le canton des Grisons qui était en vigueur entre 2001 et 2006. La hausse après 2006 semble à nouveau être imputable en grande partie aux blocs de coûts des charges financières, des amortissements et de la redevance hydraulique.



L'électricité produite dans une centrale hydroélectrique est en général vendue sur divers segments de marché (marché à terme, marché spot ou au comptant⁵, approvisionnement de base⁶, services-système⁷), ce qui implique des prix différents. A cause du manque de données sur les segments de marché fournis par chaque entreprise, l'évaluation a été effectuée de manière simplifiée sur la base des prix du marché au comptant. Il faut toutefois garder à l'esprit qu'aujourd'hui près de la moitié de l'électricité peut être vendue aux coûts de revient dans l'approvisionnement de base.

L'analyse montre que la situation sur le marché s'est sans cesse améliorée du début du siècle à 2008 suite la tendance haussière des prix moyens sur le marché au comptant, et qu'en particulier la période allant de 2005 à 2008 peut être qualifiée d'exceptionnellement bonne.

Depuis le début de la crise financière et les surcapacités qui sont apparues à peu près en même temps, les prix moyens sur le marché au comptant sont en recul. Les prix sur le marché à terme sont en revanche restés relativement constants. On voit en outre que l'écart («spread»), soit la différence de prix entre les périodes de charge de pointe et les périodes de basse charge, a eu tendance à se réduire ces dernières années et qu'il avait pratiquement disparu en 2013.

Les quatre catégories de centrales présentées dans l'illustration 1 sont concernées à des degrés divers par les changements sur le marché. Les centrales de pompage-turbinage devraient exprimer ces temps-ci de plus en plus leur difficulté à vendre leur électricité en réalisant un bénéfice sur le marché libre en raison de leurs coûts de revient relativement élevés et de la réduction de l'écart.

2.4. Soutien aux centrales hydroélectriques existantes

Lors de sa séance du 1^{er} avril 2015, la Commission de l'environnement, de l'aménagement du territoire et de l'énergie du Conseil des Etats (CEATE-E) a mandaté l'OFEN pour qu'il examine matériellement les mesures visant à soutenir les centrales hydroélectriques existantes.

L'objectif principal du soutien aux centrales hydroélectriques existantes est de maintenir leur production d'électricité. L'OFEN a entre autres étudié les modèles de soutien à l'hydraulique existante suivants (OFEN 2015):

- Centime hydraulique: la redevance hydraulique ne serait plus acquittée, comme jusqu'ici par les exploitants de centrales électriques, mais financée par les consommateurs finaux au moyen du supplément prévu à l'art. 15b de la LEne en vigueur (supplément sur les coûts de transport des réseaux à haute tension).

⁵ Alors que le marché à terme sert à assurer la production et à couvrir les besoins à long terme, le marché spot ou au comptant est utilisé pour optimiser le portefeuille de production ou de vente, en général pour le jour suivant.

⁶ Les gestionnaires d'un réseau de distribution sont tenus de fournir en tout temps de l'électricité à des tarifs équitables aux consommateurs captifs sans accès au réseau et aux consommateurs finaux qui ne font pas usage de leur droit d'accès au réseau.

⁷ Dans le cadre de l'approvisionnement en électricité, on entend par services système les services d'assistance qui sont fournis au client par les gestionnaires de réseau, en plus du transport et de la distribution d'énergie électrique.



- Prime d'injection: les grandes centrales hydroélectriques existantes et déjà en exploitation devront être provisoirement soutenues par une prime d'injection à l'instar de la nouvelle petite hydraulique, des installations à biomasse, des éoliennes et des installations photovoltaïques. Dans ce contexte, l'énergie produite sera directement vendue sur le marché (commercialisation directe). En outre, le Fonds alimenté par le supplément versera une prime d'injection (= indemnisation de la différence de coûts).
- Affectation partielle du supplément à l'électricité hydraulique: le supplément sera perçu, sans changement, sur chaque kWh consommé. Cependant, la part du supplément perçue auprès des consommateurs finaux sur l'énergie issue de la force hydraulique indigène serait versée comme contribution au soutien de la force hydraulique existante.
- Modèles de quotas: tous les fournisseurs d'électricité en Suisse seraient tenus de livrer une part minimale d'énergies renouvelables indigènes. Cette part doit continuellement augmenter (p.ex. de 60 pour cent en 2020 à 100 pour cent à l'horizon 2050). L'obligation peut être satisfaite par la production propre ou par l'achat de certificats. Le fournisseur est amendable s'il ne s'acquitte pas de son obligation.
- Prêts à faible taux d'intérêt de la Confédération ou cautions: ils réduiraient les coûts de capital des exploitants de centrales hydroélectriques, ce qui abaisserait les coûts de revient de celles-ci. Les prêts sans intérêt doivent être intégralement remboursés à leur échéance.
- Contributions provenant de la taxe sur le CO₂: il s'agit de compenser le désavantage de la force hydraulique suisse causé par les bas prix du CO₂ dans l'UE.
- Réduction de la redevance hydraulique: la redevance hydraulique pourrait être réduite pour toutes les centrales (réduction générale) ou seulement pour certaines d'entre elles selon des critères déterminés.
- Force hydraulique CH exemptée du supplément perçu sur le réseau: on renoncerait à percevoir un supplément sur la rémunération de l'utilisation du réseau de transport à concurrence de la part d'énergie issue de la force hydraulique indigène (option: renoncer également à prélever un supplément de rémunération sur la part d'énergie issue des autres énergies renouvelables indigènes). Ainsi, les consommateurs finaux ne devraient pas payer de supplément lorsqu'ils achètent de l'électricité issue de la force hydraulique indigène, laquelle serait de fait moins chère et deviendrait plus intéressante par rapport aux autres énergies (d'origine fossile ou nucléaire) ou à l'énergie importée de l'étranger.

Les modèles de soutien ont été étudiés quant à leurs effets, aux risques, à leur mise en œuvre et aux aspects juridiques⁸ – notamment la conformité au droit européen et à un futur accord sur l'électricité. Différentes possibilités de financement ont par ailleurs été examinées.

A la demande de la CEATE-E, l'OFEN a élaboré une proposition de soutien de l'hydraulique existante en se fondant sur les résultats de la comparaison des modèles (OFEN, 2015). Selon cette proposition, seul l'exploitant d'une centrale hydroélectrique qui se trouve en grande difficulté économique pourrait recevoir une aide financière à calculer selon le cas particulier,

⁸ Les modèles nécessitent pour la plupart une modification de la loi, p. ex. pour utiliser le supplément perçu sur le réseau



à la condition qu'il fournisse une contribution propre et que l'aide financière garantisse l'exploitation à long terme. Le modèle de soutien prévoyait en outre que les cantons contribuent au soutien en réduisant la redevance hydraulique pour l'énergie qui n'est pas vendue dans l'approvisionnement de base.

La CEATE-E a adopté le modèle visant à soutenir de manière ciblée des installations en grande difficulté lors de sa séance du 19 août 2015. Le Conseil des Etats a suivi sa commission.

Lors de sa séance des 2 et 3 novembre 2015, la CEATE-N a considéré que le modèle visant à soutenir de manière ciblée des installations en grande difficulté est trop compliqué à mettre en œuvre. De plus, les centrales hydroélectriques devraient recevoir un soutien avant de se trouver dans l'obligation d'assainir leurs finances. Au lieu du concept visant à soutenir de manière ciblée des installations en grande difficulté adopté par le Conseil des Etats, elle a proposé l'introduction du modèle de prime de marché. La grande hydraulique pourrait bénéficier d'une prime de marché maximale de 1,0 ct./kWh pour l'électricité vendue sur le marché en deçà du prix de revient. Le Parlement a adopté ce modèle de soutien et le peuple l'a confirmé lors de la votation référendaire sur la Stratégie énergétique 2050 du 21 mai 2017. Près de 110 millions de francs par an sont ainsi prévus pour le soutien de l'hydraulique existante à partir du 1^{er} janvier 2018.

2.5. Encouragement du développement de l'hydraulique

L'OFEN a analysé dans les grandes lignes des modèles d'encouragement très différents dans le cadre de l'étude «Perspektiven für die Grosswasserkraft» (OFEN, 2013, en allemand, avec résumé en français). Dans le cadre de l'élaboration de la Stratégie énergétique 2050, la CEATE-N a mené des auditions avec des représentants de la branche de l'énergie, d'instituts financiers, d'associations et d'organisations. Elle a ensuite chargé l'OFEN d'examiner dans un rapport de manière approfondie diverses mesures susceptibles de soutenir le développement de la grande hydraulique dans le contexte économique difficile persistant pour les grandes centrales hydroélectriques. L'OFEN lui a alors remis le rapport «Encouragement de la construction de nouvelles centrales hydrauliques (augmentation de la production)» (OFEN, 2014a) dans lequel il a examiné de près les instruments suivants:

- Prêts de la Confédération: les coûts du capital constituent une part essentielle des coûts de revient des nouvelles centrales hydrauliques. Des prêts de la Confédération à taux préférentiel permettraient aux concepteurs d'un projet de diminuer leurs coûts de capital et, partant, les coûts de revient des centrales hydrauliques.
- Cautionnements: la Confédération peut octroyer un cautionnement d'une durée et d'un montant limités aux entreprises d'approvisionnement en énergie qui doivent financer d'importants projets d'investissement sur le marché des capitaux. Elle s'engage ainsi envers les créanciers desdites entreprises à prendre en charge la part d'amortissement contractuelle et les intérêts passifs en cas de défaut de paiement du débiteur. De ce fait, les projets d'investissement concernés sont couverts par une garantie d'Etat; ils bénéficient par conséquent de marges de risque moins élevées, et donc de taux d'intérêt plus intéressants.



- Contributions à des investissements: les contributions d'investissement visent à réduire les coûts non amortissables tout au long de la durée de vie de l'installation en fournissant à l'investisseur une partie du capital d'investissement nécessaire.
- Renonciation partielle à la redevance hydraulique: la redevance hydraulique des nouvelles centrales hydroélectriques représente en moyenne une part de 1,4 ct./kWh des coûts de revient. Une exonération (partielle et éventuellement limitée dans le temps) de la redevance hydraulique ferait baisser les coûts de revient des nouvelles centrales hydroélectriques.

Différentes combinaisons de modèles d'encouragement ont en outre été étudiées dans le rapport. Aucun des modèles d'encouragement examinés n'est particulièrement adapté à la grande hydraulique. En outre, pour tous les modèles, il faudrait s'accommoder d'inconvénients et de risques importants tels que des distorsions de marché, la discrimination négative des technologies non subventionnées et les effets d'aubaines. De tels effets sont contraires au fonctionnement et à l'ouverture complète du marché de l'électricité. Par ailleurs, la compatibilité de différents modèles avec le droit européen n'est pas clairement établie et devrait être étudiée de manière plus approfondie.

En se fondant sur ces études, l'OFEN a proposé à la CEATE-N différentes variantes de nouveau modèle d'encouragement de la force hydraulique (OFEN, 2014). Elles prévoyaient une prime d'injection pour les nouvelles centrales hydroélectriques plus petites que 10 MW, des contributions d'investissement pour la grande hydraulique ainsi que la rénovation et l'agrandissement de la petite hydraulique.

La CEATE-N a décidé lors de sa séance du 25 août 2014 d'encourager aussi la grande hydraulique avec des contributions d'investissement en plus de celles figurant déjà dans le projet de loi pour la rénovation et l'agrandissement de la petite hydraulique. Le Conseil national a suivi sa commission. La CEATE-E, tout comme le Conseil des Etats, a également approuvé la proposition du Conseil national. Accepté par le peuple lors de la votation du 21 mai 2017, l'encouragement du développement de la grande hydraulique via des contributions d'investissement sera inscrit dans la loi sur l'énergie à partir du 1er janvier 2018.

En cas d'encouragement par des contributions d'investissement, une partie de l'investissement nécessaire ne doit pas être supporté par l'investisseur. Les coûts de capital, et donc les coûts non amortissables, peuvent ainsi être réduits tout au long de la durée de vie de l'installation. Les contributions d'investissement pour la grande hydraulique (installations d'une puissance supérieure à 10 MW) se montent au maximum à 40 pour cent des coûts d'investissement imputables. Elles ne doivent en outre pas dépasser les coûts non amortissables. Le droit à ces contributions s'aligne par conséquent sur la plus basse de ces deux valeurs. Le supplément perçu sur le réseau mettra près de 55 millions de francs par an à disposition de cet instrument à partir du 1^{er} janvier 2018.



2.6. Conclusions

Le développement visé de la production hydraulique en Suisse ne pourra être atteint qu'en maintenant l'hydraulique existante et en exploitant le potentiel de développement de la petite et de la grande hydraulique.

Dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, deux nouveaux instruments d'encouragement sont créés pour la grande hydraulique en sus des instruments d'encouragement existants pour la petite hydraulique. Les contributions d'investissement permettent d'encourager la construction, la rénovation et l'agrandissement notable d'installations. La prime de marché permet de soutenir l'hydraulique existante. Par ailleurs, le Conseil fédéral doit soumettre d'ici à 2019 à l'Assemblée fédérale un projet d'acte visant à introduire un modèle proche de la réalité du marché aux termes de l'art. 30, al. 5, LEne. Le Conseil fédéral considère ainsi que la demande figurant dans le postulat Engler d'améliorer les conditions permettant d'exploiter les forces hydrauliques (point 2 du postulat) est satisfaite.

3. Extension et construction de centrales de pompage-turbinage

3.1. Utilité du stockage de l'électricité

Le stockage de l'énergie joue un rôle-clé dans la Stratégie énergétique 2050. Comme la production à partir d'énergies tributaires des conditions climatiques⁹ ne coïncide pas forcément avec la consommation, il en résulte un besoin accru de stockage intermédiaire de l'énergie (électrique). La production à partir d'énergies tributaires des conditions climatiques et la charge (consommation) ne sont en outre pas encore prévisibles à 100 pour cent, ce qui nécessite une flexibilité permanente de la fourniture d'électricité. Le stockage de l'électricité contribue ainsi à la sécurité de l'approvisionnement et à la stabilité du réseau.

Comme l'énergie électrique ne peut pas être stockée directement, son stockage nécessite, d'un point de vue physique, une conversion temporaire en un autre agent énergétique, p. ex. énergie chimique stockée dans des batteries ou énergie potentielle stockée dans des centrales de pompage-turbinage. En sus des agents énergétiques utilisés, les technologies de stockage se distinguent en particulier par une série de caractéristiques techniques. La capacité de stockage, la puissance disponible, le rendement et, le cas échéant, la vitesse de réaction, la durée de vie ou le vieillissement sont notamment pertinents pour une utilisation dans l'approvisionnement en électricité.

La pratique distingue plusieurs classes de puissance par rapport à la taille de l'accumulateur, qui se réfèrent à la puissance maximale de décharge disponible. La gamme s'étend des micro-accumulateurs utilisés dans les applications décentralisées aux grandes installations de stockage raccordées au réseau à très haute tension, en passant par les accumulateurs de

⁹ Contrairement aux centrales qui sont capables de couvrir la charge de base (centrales nucléaires, etc.) et de fournir de manière constante de l'énergie électrique, les sources d'énergie tributaires des conditions climatiques (photovoltaïque, éolien, centrales au fil de l'eau) ne sont pas en mesure de couvrir la charge de base en raison de la volatilité de l'injection.



taille moyenne dans le réseau à moyenne et à haute tension. Plusieurs possibilités d'application peuvent être identifiées par analogie. Elles vont de l'accumulation de très courte durée, de l'ordre de la seconde ou de la minute, au maintien de la tension et de la fréquence, en passant par le stockage journalier classique qui vise à lisser la charge ou à compenser les fluctuations de l'injection d'énergies renouvelables tributaires des conditions climatiques. Les centrales de pompage-turbinage (tout comme le stockage à air comprimé et le processus de conversion d'électricité en gaz «power-to-gas») sont en principe uniquement appropriées à l'utilisation au niveau haute et très haute tension.

En comparaison des autres technologies de stockage, les centrales de pompage-turbinage présentent une longue durée de décharge, un rendement moyen et une longue durée de vie.

Jusqu'à présent, le stockage dans l'approvisionnement public en électricité¹⁰ était dominé par les centrales de pompage-turbinage, qui représentent près de 99 pour cent de la puissance installée à travers le monde. Cette technologie est bien connue et utilisée depuis des décennies, en Suisse notamment.

Il y a lieu de distinguer le stockage d'électricité du stockage d'eau dans les grands lacs d'accumulation (réservoirs saisonniers) qui servent à déplacer la production d'électricité d'été en hiver.

3.2. Rentabilité

La rentabilité du stockage de l'électricité dépend, comme pour les installations de production, des coûts d'investissement de départ et des coûts d'exploitation courants ainsi que des possibilités de revenus. Les coûts d'exploitation d'une installation de stockage résultent principalement des pertes de conversion lors de la transformation de l'énergie électrique en une autre forme d'énergie (p. ex. énergie potentielle, chimique ou cinétique) et lors de la reconversion ultérieure. Ils dépendent ainsi directement du rendement et de la différence entre le prix de l'électricité lors du stockage et celui lors de la réinjection dans le réseau. Les coûts fixes comprennent avant tout les coûts de capital des investissements de départ. Ils sont déterminés pour l'essentiel par la durée de vie et le nombre de cycles d'utilisation (charge/décharge) qui y est lié.

Le stockage peut générer des recettes via différentes possibilités de commercialisation:

- Marché au comptant (spot): valorisation des différences de prix de l'électricité en la stockant lorsque les prix sont bas et en la réinjectant lorsque les prix sont haut.
- Commercialisation de la flexibilité: la possession d'une installation qui peut produire de manière flexible permet le négoce d'options.
- Marché de l'énergie de réglage: mise à disposition et fourniture de puissance de réglage et d'énergie de réglage (réglages primaire, secondaire et tertiaire).

Les recettes que le stockage peut générer sur le marché de l'électricité dépendent dans une large mesure de la future évolution des prix de l'électricité en Suisse. En raison du mode de

¹⁰ Les ouvrages d'accumulation ne sont pas inclus ici, puisqu'ils ne stockent pas de l'énergie électrique déjà produite, mais qu'ils décalent la production d'électricité dans le temps.



fonctionnement du stockage (avant tout de l'arbitrage de prix¹¹), il convient de mentionner toutefois moins le niveau des prix absolus de l'électricité que le profil de prix horaire et les différences de prix qui en résultent entre les heures de la journée. Comme le stockage doit effectuer le plus de cycles possibles par unité de temps pour être rentable, les fluctuations annuelles de prix ne sont pas significatives ici.

Un recours accru aux technologies de production à partir d'énergies tributaires des conditions climatiques telles que l'éolien et le photovoltaïque déplace le profil de production journalier. La production du photovoltaïque joue ici un rôle-clé. Face à la pointe de midi de l'injection, il présente les jours de grand ensoleillement un effet récurrent et lissant sur les prix du marché au comptant de l'électricité.

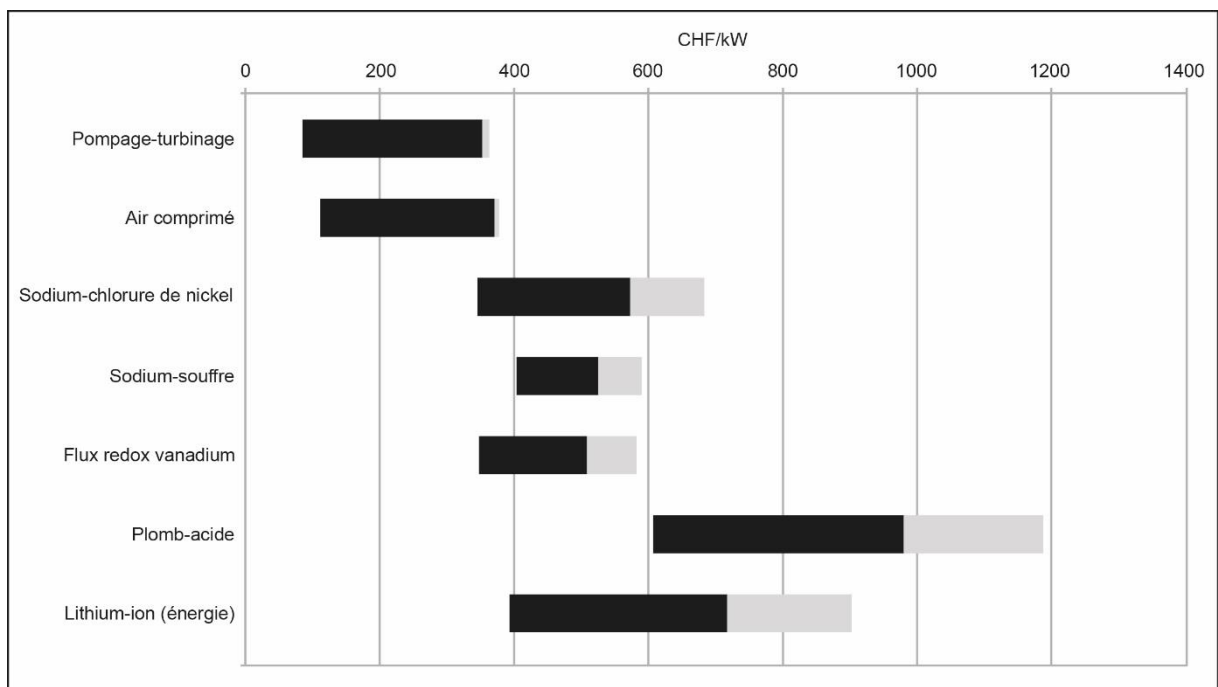


Illustration 2: coûts d'exploitation totaux, exprimés en annuités par puissance installée (CHF/kW et an) avec (en gris) et sans (en noir) les investissements de remplacement pour plusieurs technologies de stockage (OFEN, 2013a).

Il s'avère que le stockage génère dans presque tous les scénarios (cf. chap. 3.4) une grande partie des recettes issues de la commercialisation sur le marché au comptant.

Aujourd'hui, les coûts d'exploitation totaux du pompage-turbinage sont encore nettement inférieurs à ceux des batteries de stockage (cf. Illustration 2). On s'attend à une économie d'échelle importante pour les batteries, en particulier pour les batteries lithium-ion. Les coûts spécifiques des batteries de stockage devraient se rapprocher à long terme du niveau du pompage-turbinage (et des accumulateurs à air comprimé).

Dans un rapport de l'OFEN de 2014 à l'attention de la CEATE-N intitulé «Nouveau modèle d'encouragement de la force hydraulique», les coûts d'investissement permettant d'atteindre

¹¹ L'arbitrage désigne l'exploitation des différences de cours, de taux d'intérêts ou de prix en vue de prise de bénéfice



le seuil de rentabilité (coûts d'investissement permettant encore de réaliser un rendement usuel du capital) pour les nouveaux projets de pompage-turbinage en Suisse ont été calculés et comparés aux coûts d'investissement escomptés des projets de construction. Cette comparaison donne les résultats suivants:

- Il est difficile de justifier d'un point de vue de l'économie d'entreprise les projets de pompage-turbinage à court et à moyen terme (d'ici à 2020).
- La rentabilité du pompage-turbinage s'améliorera nettement dans les conditions escomptées à long terme (après 2020). Malgré le vaste développement des réseaux, la volatilité des prix au sein du système suisse d'électricité augmentera à cause des facteurs suivants:
 - la poursuite du développement de l'éolien et du photovoltaïque en Europe;
 - la hausse des prix de l'électricité pendant les heures sans injection d'électricité d'origine éolienne ou photovoltaïque.

Outre les prix du marché au comptant et de l'énergie de réglage, le cadre réglementaire influence aussi grandement la rentabilité des projets de pompage-turbinage (p. ex. rémunération du réseau pour l'électricité de pompage, introduction d'une nouvelle conception du marché de l'électricité).

3.3. Centrales de pompage-turbinage existantes et projets en construction

Les centrales de pompage-turbinage existantes et celles en construction en Suisse sont présentées ci-après. Il existe en outre des projets, en partie prêts à être réalisés, qui ne le seront toutefois pas en raison de la situation actuelle sur le marché.



Nom de la centrale	Canton	Puissance des pompes en MW	Puissance des turbines en MW
Veytaux	Vaud	438	420 ¹²
Robiei	Tessin	162	192
Mapragg	St-Gall	159	280
Ferrera 1	Grisons	90	180
Etzelwerk Altendorf	Schwyz	54	135
Ova Spin	Grisons	52	54
Handeck 3	Berne	48	55
Mottec	Valais	32	71
Châtelard-Barberine 1+2	Valais	30	112
Peccia (Sambuco)	Tessin	24	54
Rempen	Schwyz	16	66
Oberems (Argessa)	Valais	6	8
Bortenalp	Valais	3	2
Total		1'114	1'629

Tableau 2: centrales de pompage-turbinage existantes (SAHE, 2017).

Nom	Canton	Puissance des pompes en MW	Puissance des turbines en MW
Linth-Limmern ¹³	Glaris	1'000	1'000
Nant de Drance	Valais	900	900
Total		1'900	1'900

Tableau 3: centrales de pompage-turbinage en construction (SAHE, 2017).

Au total, il y avait 3'014 MW de puissance des pompes et 3'529 MW de puissance de turbines installée ou en construction au 1^{er} janvier 2017.

¹² plus 60 MW de réserve

¹³ Deux machines sont déjà en service. La mise en service des deux autres machines est prévue en 2017 ou en 2018.



3.4. Nécessité de rénover et d'agrandir les réservoirs de pompage

Outre le traditionnel pompage-turbinage, une série d'autres technologies de stockage d'électricité sont disponibles ou seront commercialisées dans un proche avenir. La plupart d'entre elles sont limitées à des utilisations à court terme (de quelques heures à plusieurs jours au maximum), à l'exception du processus de conversion d'électricité en gaz «power-to-gas» et du stockage saisonnier de la chaleur. Les considérations suivantes ne comprennent par conséquent pas le transfert saisonnier (de l'été en hiver) d'eau dans les centrales à accumulation.

Dans le rapport OFEN 2013a, les auteurs ont évalué le futur besoin de stockage de l'électricité pour différents scénarios (cf. encadré).

Scénarios utilisés dans le rapport OFEN 2013a

Les scénarios utilisés s'inspirent des perspectives énergétiques de la SE 2050:

Les scénarios constituent les différents contextes politiques. Le scénario «Nouvelle politique énergétique» est la première piste suivie par les perspectives énergétiques 2050. Les scénarios «Poursuite de la politique énergétique» et «Mesures politiques du Conseil fédéral» reflètent la deuxième orientation politique.

Les scénarios sont combinés à différentes variantes d'offres d'électricité: la variante «C, production thermique fossile centralisée» repose sur un parc de centrales avec une production fossile principalement centralisée (centrales au gaz à cycle combiné ou CCC). La variante «C&E, production thermique fossile centralisée et énergies renouvelables» table sur un développement accru de la production d'électricité renouvelable. La charge résiduelle restante est couverte avec de nouvelles CCC. La variante «E, énergies renouvelables et importation» prévoit aussi un développement accru de la production d'électricité renouvelable. Le besoin de couverture restant est couvert par des importations.

On s'attend à ce que le besoin en stockage d'électricité soit aussi couvert en 2050 principalement par du pompage-turbinage de manière centralisée. Ces prévisions s'expliquent par le grand degré de flexibilité dont la Suisse dispose déjà avec les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbinage existantes ou en construction. En même temps, le développement du stockage d'électricité décentralisé contribue de manière importante à l'intégration de la production d'électricité décentralisée à partir d'énergies renouvelables tributaires des conditions climatiques.

Vu le besoin moindre en stockage d'électricité supplémentaire escompté à long terme (y compris en pompage-turbinage), un encouragement direct ne semble actuellement pas urgent. En lieu et place, le rapport de l'OFEN 2013a recommande d'encourager la recherche et le développement. L'accent doit être mis sur le recours à du stockage décentralisé dans les réseaux basse tension ainsi que, le cas échéant, sur les technologies saisonnières (stockage de la chaleur et processus de conversion d'électricité en gaz «power-to-gas»). Par ailleurs, il faudrait développer le cadre réglementaire afin de garantir une égalité de traitement entre le stockage d'énergie et les autres technologies, en particulier à l'égard des rétributions pour



l'utilisation du réseau et de la future conception du marché.

3.5. Encouragement du pompage-turbinage par l'octroi de prêts à faible taux d'intérêt par la Confédération

Par le passé, l'OFEN a étudié différents modèles d'encouragement visant à soutenir le développement de la production, entre autres aussi l'encouragement par l'octroi de prêts de la Confédération (OFEN, 2014a).

Des prêts à faible taux d'intérêt permettent aux exploitants d'avoir un accès plus avantageux à du capital. Par conséquent, ils réduiraient les coûts de capital pour les exploitants de centrales hydroélectriques, ce qui abaisserait leurs coûts de revient. Dans le contexte actuel de taux d'intérêts bas, cela ne devrait réduire que de manière limitée les coûts des fonds de tiers. Les prêts de la Confédération figurent dans le bilan des bénéficiaires de subventions sous les fonds étrangers. La hausse de l'endettement des entreprises associée à de tels emprunts est susceptible d'affecter la solvabilité des entreprises concernées et d'accroître leurs coûts de refinancement. Mais si l'on admet que les prêts à faible taux d'intérêt de la Confédération remplaceraient leur financement sur le marché des capitaux et qu'il n'en découlerait donc pas d'endettement supplémentaire¹⁴, la cote de crédit des entreprises ne devrait pas baisser comparativement à un scénario sans prêt de la Confédération.

Les prêts à faible taux d'intérêts seraient financés par le budget général de la Confédération. Ils sont ainsi soumis au frein à l'endettement. Les prêts à faible taux d'intérêt doivent être intégralement remboursés à leur échéance. Sur le plan des finances fédérales, si toute leur durée de vie est considérée, ils n'ont donc aucune incidence sur le budget de la Confédération. A court terme, soit pendant la durée des prêts, ils pèsent sur le budget et nécessitent des économies supplémentaires dans d'autres domaines d'activités. Si le débiteur ne devait plus être en mesure d'honorer ses engagements envers la Confédération, celle-ci devrait en outre supporter la perte et procéder à une correction de valeur correspondante dans le compte de résultats.

Le montant des prêts nécessaires dépend des conditions de prêt, notamment de la part maximale du crédit dans l'investissement total, du taux d'intérêt et de la durée du prêt.

L'octroi de prêts est délicat d'un point de vue constitutionnel, dans la mesure où la Confédération est tenue d'agir en restant neutre sur le plan de la concurrence et les écarts par rapport au principe de la liberté économique motivés par la politique structurelle ne sont autorisés qu'à titre exceptionnel.

En termes de compatibilité avec le droit de l'Union européenne et dans la perspective d'un éventuel futur accord sur l'électricité, il faudrait examiner de manière approfondie si le soutien des centrales de pompage-turbinage est autorisé au titre «d'aide à l'environnement» ou est proscrit en tant que mesure motivée par la politique économique.

¹⁴ Il n'a pas été étudié si la branche dispose de suffisamment de liquidités pour financer les investissements.



Vu l'avantage économique relativement limité face aux inconvénients pour la politique budgétaire, le Conseil fédéral recommande de renoncer aux prêts à taux préférentiel de la Confédération pour le financement du pompage-turbinage.

3.6. Conclusions

Les technologies de stockage de l'électricité, dont les centrales de pompage-turbinage font partie, servent à stocker de l'électricité de quelques heures à quelques jours au maximum, afin d'assurer la flexibilité à court terme. Compte tenu de ces technologies et des centrales de pompage-turbinage en service et de celles en construction, il n'est actuellement pas possible d'identifier un besoin supplémentaire en stockage d'électricité à court terme. Cette appréciation se fonde aussi sur les écarts décroissants et faibles entre prix de pointe et prix hors pointe.

4. Etude de l'adéquation du système

Les rapports utilisés pour répondre au présent postulat ne disent rien sur la question de l'adéquation du système et de la sécurité d'approvisionnement à plus long terme. Cette question a été étudiée dans le cadre d'une étude séparée de l'adéquation du système qui a été publiée le 26 octobre 2017. Les résultats les plus récents de cette étude sont résumés dans le passage suivant.

L'étude «Modélisation de l'adéquation du système¹⁵ électrique en Suisse» (OFEN, 2017a) a été réalisée par les centres de recherche «Réseaux énergétiques» de l'École polytechnique fédérale (EPF) de Zurich et «Approvisionnement durable en énergie et en eau» de l'Université de Bâle, sur mandat de OFEN. Elle analyse la sécurité d'approvisionnement à long terme (de 2017 à 2035) de la Suisse en tenant compte des décisions du Conseil fédéral, du Parlement et du peuple dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050 et de la politique énergétique des pays voisins.

Scénarios

L'étude visait à analyser la future sécurité d'approvisionnement en électricité de la Suisse en considérant le marché européen correspondant. Pour ce faire, plusieurs évolutions possibles du marché ont été examinées à travers 26 scénarios, sur la base de la Stratégie énergétique 2050, ainsi que différentes situations extrêmes.

Chaque scénario correspond à une configuration précise de l'offre et de la demande. Ces configurations découlent principalement des scénarios politiques connus de l'Union européenne (UE) et de la Stratégie énergétique 2050 de la Confédération. Elles ont également

¹⁵ Sécurité d'approvisionnement basée sur une capacité de production et de transport adéquate



permis de définir des scénarios extrêmes. Étant donné que les conditions météorologiques, notamment, influent sur l'offre et la demande, plusieurs situations ont été prises en compte dans chaque scénario.

Les pays voisins sont présentés conformément aux scénarios de référence 2016 de l'UE, qui ont été publiés par la Commission européenne. De plus, un scénario misant sur une transformation rapide des pays voisins (passage des centrales conventionnelles aux centrales renouvelables) a été analysé sur la base des anticipations du Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport pour l'Electricité (REGRT-E) et de ces États.

En outre, plusieurs scénarios extrêmes ont été simulés dans les modèles afin d'examiner des évolutions plus ou moins probables. Ils portaient, par exemple, sur de vastes mises hors service dans les pays voisins et en Suisse, voire sur des combinaisons correspondantes.

Modèles

L'analyse repose tant sur une approche déterministe, qui comprend une résolution nodale du réseau suisse de transport, que sur une approche probabiliste, qui présente une résolution zonale de la Suisse. Les résultats de ces deux modèles utilisés dans la branche sont ensuite mis en parallèle afin d'obtenir un maximum d'informations grâce aux différentes caractéristiques.

Indicateurs

L'évaluation de la sécurité d'approvisionnement repose sur des indicateurs qui sont également utilisés dans la littérature scientifique et qui sont aussi reconnus aux niveaux national et international (Swissgrid, REGRT-E, Forum pentalatéral de l'énergie¹⁶, Elia¹⁷, Terna¹⁸, RTE¹⁹, etc.). Ils mesurent la capacité de production disponible du système (Reserve Capacity Margin, RCM), la fréquence des pertes de charge (Loss of Load, LOL) et l'énergie correspondante qui n'est pas fournie (Energy Not Served, ENS). Leur examen simultané permet d'émettre un avis sur l'ampleur (nombre d'heures et quantité d'énergie) et les motifs des éventuelles pertes de charge (réserves de production existantes).

S'il faut évaluer, en plus de la sécurité d'approvisionnement, dans quelle mesure l'accumulation pourrait couvrir la consommation nationale, d'autres indicateurs sont nécessaires. Ceci sert à déterminer la couverture de la consommation sans prise en compte des importations d'électricité.

Pour ce faire, on établit le rapport entre les bassins d'accumulation des centrales suisses à accumulation et la part de la charge nationale qui n'a pas encore été couverte par d'autres centrales suisses (charge résiduelle). À cet égard, on peut s'appuyer sur les indicateurs spécifiques suivants:

¹⁶ Forum constitué de ministères, d'autorités de régulation, d'exploitants de réseaux, de bourses d'échange d'électricité, etc.

¹⁷ Elia: gestionnaire du réseau de transport belge

¹⁸ Terna: gestionnaire du réseau de transport italien

¹⁹ RTE: gestionnaire du réseau de transport français



- La réserve de stockage équivaut à l'excédent ou au déficit d'énergie accumulé par rapport à la couverture visée de la charge résiduelle grâce à l'accumulation, sans importations ni exportations, à partir d'un moment donné et pour une période définie de manière externe.
- Le besoin de stockage correspond à l'énergie supplémentaire qui devrait être accumulée pour couvrir la charge résiduelle sans importations ni exportations à partir d'un moment donné et pour une période définie de manière externe.

Rôle des réseaux

L'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'électricité reste une condition essentielle pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les projets de développement du réseau en Suisse et chez ses voisins européens constituent des éléments importants. Pour des raisons historiques, la Suisse dispose de lignes transfrontalières en nombre suffisant afin de compenser les pénuries locales par des apports énergétiques venant de l'étranger en cas d'intégration totale au marché. Toutefois dans un système parfait, des problèmes d'approvisionnement dans les pays limitrophes affectent aussi la Suisse (de manière marginale).

Résultats

En dépit de leur organisation différente, les deux modèles utilisés dans l'étude tendent à fournir des résultats similaires. Par exemple, des pertes de charge sont enregistrées dans les mêmes scénarios et aux mêmes périodes. Les écarts quantitatifs des scénarios découlent des approches et structures différentes des modèles, qui permettent de tenir compte, d'une part, des composantes stochastiques de la météo et, d'autre part, d'un réseau plus détaillé.

De plus, les niveaux de réseaux inférieurs n'ont pas été modélisés. Leur prise en considération peut éliminer des congestions de réseaux locales et ainsi réduire les pertes de charge.

En supposant que la Suisse demeure dans le marché européen de l'électricité et que son portefeuille de centrales et celui de ses voisins changent, aucune pénurie d'approvisionnement majeure ne devrait survenir jusqu'en 2035, tant dans les scénarios de base que dans celui d'une transformation rapide. Le système helvétique dispose de réserves de capacité suffisantes. Les rares événements observés sont principalement liés au réseau et peuvent être surmontés grâce à des mesures appropriées qui ne sont pas reproduites dans le modèle (mesures opérationnelles de l'exploitant du réseau de transport).

Seules les hypothèses extrêmes sur l'indisponibilité simultanée de capacités pilotables du système européen se traduisent par une recrudescence des pénuries d'approvisionnement en Suisse et chez ses voisins en hiver à partir de 2025.

En cas de recul de la production dans les pays limitrophes, la couverture déficiente de la charge peut être compensée jusqu'en 2030 par des mesures opérationnelles au niveau national. En revanche, cette compensation sera plus difficile dès 2030 si en plus la production suisse baisse.



Ces scénarios sont cependant considérés comme improbables, car les pays voisins adopteront des mesures dans le cadre de leur politique énergétique pour compenser la réduction des centrales dites conventionnelles principalement par d'autres sources de production. De plus, il est possible de tabler sur une durée d'exploitation des centrales nucléaires plus longue que celle retenue dans les scénarios extrêmes.

Ces résultats soulignent la grande importance de la capacité de transport et des importations pour l'approvisionnement électrique en Suisse. L'intégration de cette dernière dans le marché européen de l'électricité est une condition essentielle pour garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les projets de développement du réseau en Suisse et chez ses voisins constituent des éléments importants à cet égard.

La gestion de la demande peut permettre de surmonter de brèves périodes de pénurie d'approvisionnement. Si cette gestion se réfère davantage au système (p. ex. stockage et injection en fonction des conditions de la demande et de la production), la sécurité d'approvisionnement en sera améliorée.

Les indicateurs spécifiques «réserve de stockage» et «besoin de stockage» ont été examinés en plus de la sécurité d'approvisionnement. Il en ressort, tant dans les scénarios de base que dans celui d'une transformation rapide, que seules de faibles quantités de stockage supplémentaires seraient nécessaires en Suisse en 2020 dans le cadre des capacités de stockage installées pour couvrir la charge résiduelle du pays. Il ne s'agit pas ici d'équilibrer à court terme la production et la demande, mais d'assurer à long terme les capacités de production et de réseau. Ces quantités augmentent au cours des années analysées.

Les scénarios extrêmes révèlent que l'évolution de la demande et la disponibilité des centrales en Suisse influent sur le besoin de stockage supplémentaire.



5. Indication des sources

- OFEN 2013:** Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz - Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft (document en allemand, avec résumé en français). Office fédéral de l'énergie, Berne, 12 décembre 2013
- OFEN 2013a:** Energiespeicher in der Schweiz – Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050. Office fédéral de l'énergie, Berne, 12 décembre 2013.
- OFEN 2013b:** Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050. Frontier Economics et Swissquant sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie, Berne, décembre 2013.
- OFEN 2014:** Nouveau modèle d'encouragement de la force hydraulique – Rapport à l'intention de la CEATE-N, Berne, 13 août 2014.
- OFEN 2014a:** Encouragement de la construction de nouvelles centrales hydrauliques (augmentation de la production) – Rapport à l'intention de la CEATE-N, Office fédéral de l'énergie, Berne, 5 août 2014.
- OFEN 2014b:** Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft – rapport final, Office fédéral de l'énergie 2014, Berne, 1^{er} décembre 2014.
- OFEN 2015:** Centrales hydrauliques existantes: Les variantes de soutien et leurs effets – Rapport à l'intention de la CEATE-S, Office fédéral de l'énergie, Berne, 18 mai 2015.
- OFEN 2015a:** Soutien à la grande hydraulique – modèle de la CEATE-E, Office fédéral de l'énergie, Berne, 17 août 2015.
- OFEN 2016:** Etat des lieux du marché de l'électricité après 2020 - Rapport relatif aux mesures supplémentaires concernant les centrales existantes et les énergies renouvelables, Office fédéral de l'énergie, Berne, 23 décembre 2016
- OFEN 2017:** Etat des lieux du marché de l'électricité après 2020 - Rapport succinct relatif aux mesures supplémentaires concernant les centrales existantes et les énergies renouvelables, Office fédéral de l'énergie, Berne, 3 janvier 2017
- OFEN 2017a:** Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom – Schlussbericht (rapport final en allemand, avec résumé Modélisation de l'adéquation du système électrique en Suisse paru le 27 octobre 2017 en allemand et en français), Office fédéral de l'énergie, Berne, 26 octobre 2017.
- Conseil fédéral 2013:** Message du 4 septembre 2013 relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (Révision du droit de l'énergie) et à l'initiative populaire fédérale «Pour la sortie programmée de l'énergie nucléaire (Initiative «Sortir du nucléaire»)», Berne, 4 septembre 2013



EPF 2014: Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz – Bericht erstellt auf Basis dreier wissenschaftlicher Studien zur «Bewertung des Beitrags von Pumpspeichern in der Schweiz, Österreich und Deutschland zur elektrischen Energieversorgung», Zurich, 14 août 2014.

SAHE 2017: Statistique des aménagements hydroélectriques de la Suisse, Berne, 1^{er} janvier 2017