Nouvelle stratégie énergétique 2050

Autor(en): **Dyllick-Brenzinger, Ralf M. / Yoon, David C. / Püttgen, Hans B.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin.ch : Fachzeitschrift und Verbandsinformationen von Electrosuisse, VSE = revue spécialisée et informations des associations Electrosuisse, AES**

Band (Jahr): **103 (2012)**

Heft 11

PDF erstellt am: **04.06.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-857368

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Nouvelle stratégie énergétique 2050

Interaction entre la production photovoltaïque et le stockage hydraulique

La nouvelle politique énergétique de la Suisse prévoit, d'une part, l'arrêt progressif des centrales nucléaires et, d'autre part, la compensation de cette perte de production notamment par le développement intensif de l'énergie photovoltaïque et par des mesures de réduction de la consommation. Le Centre de l'énergie de l'EPFL a mené une étude sur l'interaction entre la production photovoltaïque et le stockage hydraulique afin de déterminer dans quelles mesures une telle stratégie pourrait être appliquée avec succès.

Ralf M. Dyllick-Brenzinger, David C. Yoon, Hans B. Püttgen

Le 25 mai 2011, après l'accident de la centrale nucléaire de Fukushima, le Conseil fédéral a décidé la mise en œuvre d'une nouvelle politique énergétique à l'horizon 2050. La décision majeure consiste à sortir progressivement de l'énergie nucléaire par le non-remplacement des cinq centrales suisses à la fin de leur durée de vie. Les deux autres piliers sont constitués, d'une part, d'un très large développement des nouvelles énergies renouvelables, en premier lieu le photovoltaïque, et d'autre part, d'un grand spectre de mesures de réduction de la consommation électrique. Le parlement a entériné les propositions du Conseil fédéral, très rapidement pour le Conseil National et après des débats plus approfondis pour le Conseil des États.

Cet article présente une étude menée par le Centre de l'énergie de l'EPFL dans le but de déterminer dans quelles mesures cette nouvelle politique énergétique pourrait être mise en œuvre avec succès, en ne traitant cependant qu'une seule des facettes de la problématique, c'est-à-dire l'interaction entre un développement massif de la production photovoltaïque et les capacités de stockage hydrauliques à disposition.

Nouvelle politique énergétique à l'horizon 2050

Bien qu'il appartienne à l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) de décider de la sécurité des centrales nucléaires et de leur arrêt, la durée de vie de chaque réacteur a été évaluée à 50 ans pour les besoins de planification. La figure 1 résume, dans ces conditions, les grandes lignes des propositions de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) relatives à la consommation et l'approvisionnement électriques de la Suisse à l'horizon 2050.

Alors que la consommation du pays, y compris les pertes de transport et de distribution, était de 64 TWh en 2010, l'OFEN estime que sans autres mesures, elle atteindrait 86 TWh en 2050. Le scénario moyen prévoit, quant à lui, que des mesures d'efficacité énergétique permettraient de réduire la consommation à

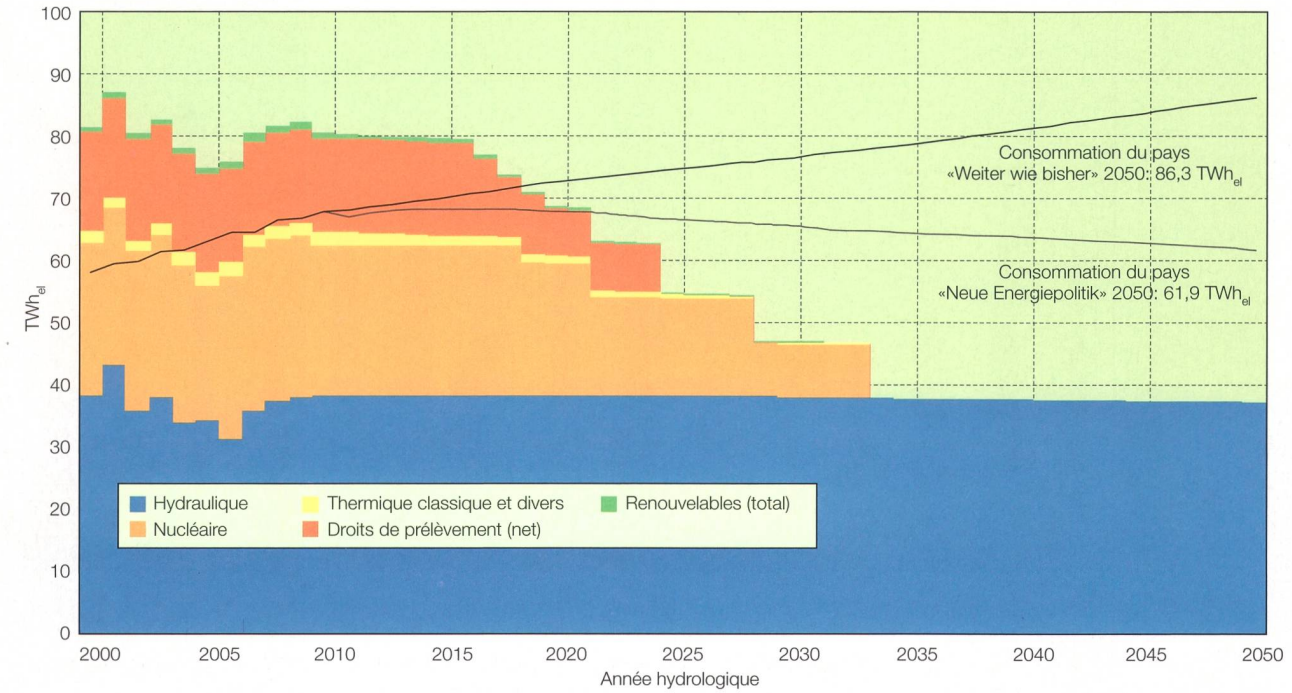


Figure 1 Illustration de la politique énergétique à l'horizon 2050 (adapté de [1]).

62 TWh à l'horizon 2050. Les 26 TWh générés par les cinq centrales nucléaires suisses, qui seraient toutes mises hors service bien avant 2050, seraient alors remplacés par 24 TWh produits par des nouvelles sources renouvelables, les 38 TWh restants étant couverts par les centrales déjà existantes.

Problématique de l'intégration des nouvelles énergies renouvelables

Si la politique énergétique 2050 du Conseil fédéral mise très fortement sur la production photovoltaïque, force est de constater, comme le montre la **figure 2**, que la Suisse est très loin de figurer dans le peloton de tête en ce domaine. De plus, il est bien connu que la production photovoltaïque varie très fortement selon les saisons et l'heure de la journée, alors que l'énergie éolienne peut changer très rapidement selon les conditions météorologiques du moment. Ces très grandes variations sont illustrées par la situation en Allemagne pendant la seconde partie du mois de juin 2012 **(figure 3)**.

Les défis posés par une très forte intégration de l'énergie photovoltaïque, mais aussi éolienne, au sein de l'approvisionnement électrique de la Suisse sont multiples. Ils se situent notamment aux niveaux :

- de la suffisance de l'approvisionnement annuel en énergie électrique du pays, compte tenu de la mise hors service progressive des centrales nucléaires ;
- du stockage d'énergie qui sera nécessaire pour remplacer la production « en ruban » des centrales nucléaires par la production fluctuant très rapidement et très fortement des installations photovoltaïques et éoliennes ;
- des congestions de réseau qui risquent de limiter les puissances qui pourraient être produites par les installations photovoltaïques et éoliennes dans certaines configurations d'ensoleillement et de vent.

Grâce à ses installations hydrauliques, la Suisse est dans une situation particulièrement favorable pour pouvoir amortir les variations mentionnées ci-dessus.

EPFL

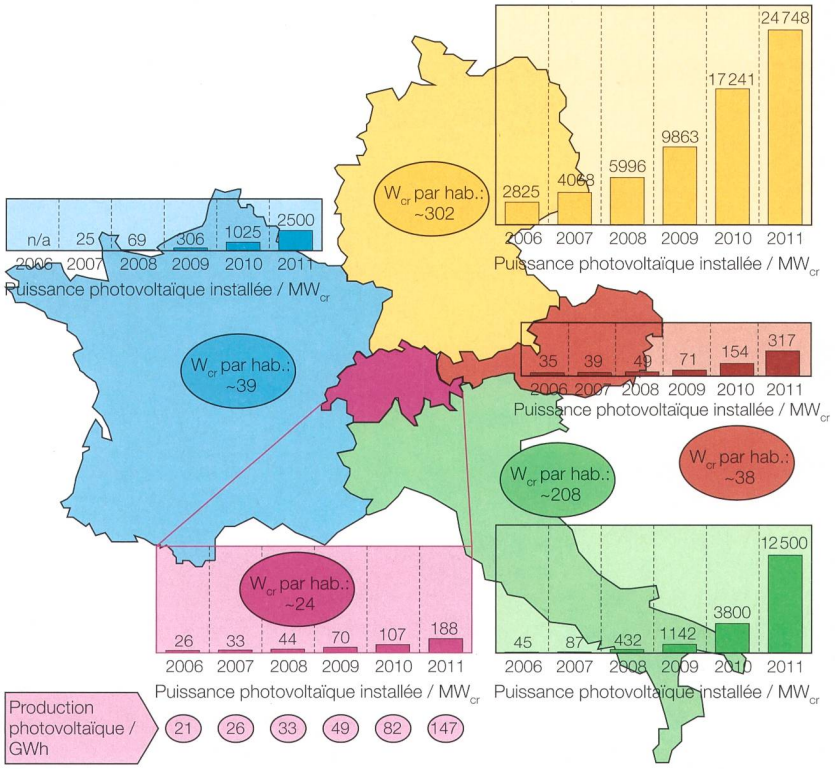


Figure 2 Puissances photovoltaïques installées et connectées au réseau en Suisse et dans les pays voisins [2].

EPFL

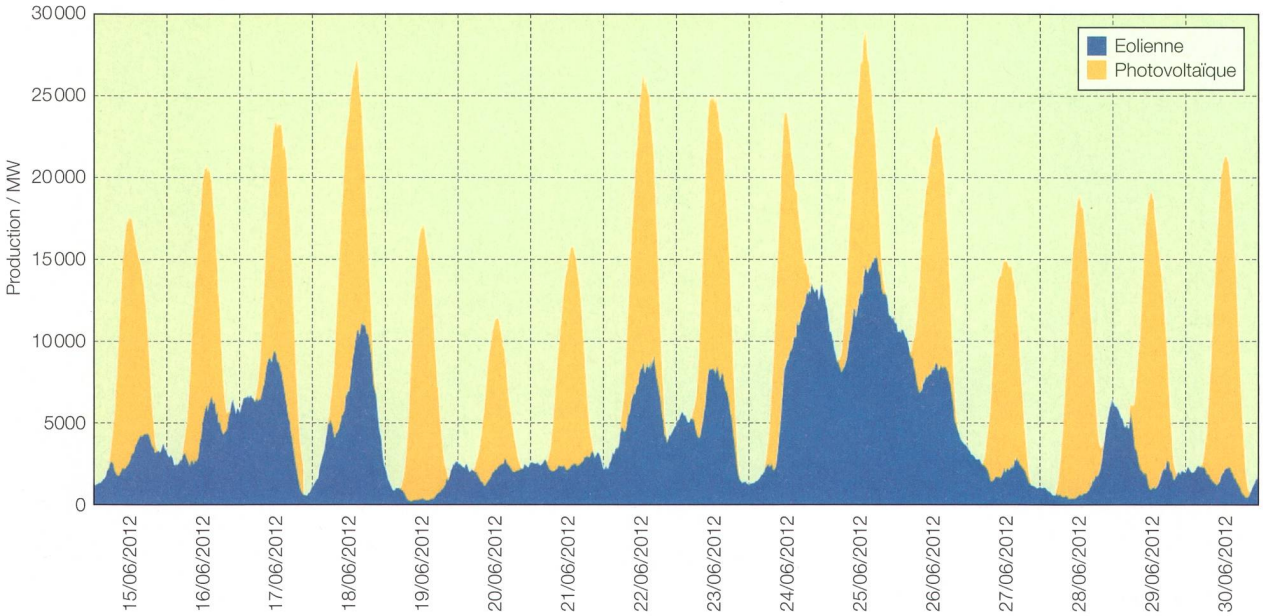


Figure 3 Production électrique photovoltaïque et éolienne en Allemagne au cours de la seconde moitié de juin 2012 [3].

	2015	2020	2025	2030	2040
CEN	65 950	67 600	69 250	70 850	70 850
Weiter	66 750	71 100	73 150	75 150	79 900

Tableau 1 Consommations estimées pour les scénarios CEN et Weiter (en GWh).

	2015	2020	2025	2030	2040
25 %	1050	2400	3800	5300	6050
50 %	2100	4900	7900	11 100	12 600

Tableau 2 Productions photovoltaïques estimées pour les scénarios 25 % et 50 % (en GWh).

Variations saisonnières des capacités de stockage

Les barrages permettent en effet déjà des stockages d'énergie saisonniers à très grande échelle entre l'été et l'hiver. Cependant, les moyens de stockage qui seront nécessaires pour une large intégration des énergies photovoltaïques et éoliennes devront pouvoir absorber des variations beaucoup plus rapides. La question est donc de savoir jusqu'à quel degré les barrages hydrauliques existants pourraient gérer la surproduction des nouvelles productions renouvelables.

En effet, la problématique n'est pas simple car en Suisse :

- la consommation d'électricité est moins forte en été qu'en hiver ;
- les conditions hydrologiques font que la production hydraulique est nettement plus forte en été qu'en hiver. Les barrages suisses atteignent leur niveau de stockage le plus élevé à la fin de l'été ;
- la production photovoltaïque est, bien évidemment, plus forte en été qu'en hiver.

En première analyse, il s'agirait de « déplacer » de la production hydraulique d'été grâce à de la production photovoltaïque afin de pouvoir l'utiliser en hiver. Il s'agit donc de savoir quelle est la marge de stockage réellement disponible pour mettre en œuvre une politique résolument volontariste au niveau photovoltaïque. L'étude présentée dans cet article permet de donner les premières réponses à cette question.

Objectif de l'étude et hypothèses

L'objectif de l'étude était avant tout de pouvoir donner une première réponse quant à la faisabilité de la mise en œuvre de certains scénarios d'implémentation de production photovoltaïque, et ce, compte tenu des limitations des installations hydrauliques et des considérations relatives à l'autonomie électrique de la Suisse. Il ne s'agissait donc pas de réaliser une simulation détaillée du fonctionnement du système d'approvisionnement électrique suisse.

Conditions et hypothèses

L'étude se limite à des considérations énergétiques sur une période annuelle. Les calculs sont quant à eux effectués sur une base mensuelle (granularité mensuelle). Ceci conduit aux conditions d'étude décrites ci-dessous.

Horizon dans le temps et arrêt des centrales nucléaires

L'étude se limite à l'horizon 2040 : les résultats sont fournis pour les années 2020, 2025, 2030 et 2040. Il est en outre supposé, d'une part, que les centrales de Mühleberg, Beznau I et II seront arrêtées en 2021, celle de Gösgen en 2029 et celle de Leibstadt en 2035 et que, d'autre part, les trois centrales de la première génération ont une production annuelle cumulative de l'ordre de 8700 GWh, celle de Gösgen de 7900 GWh et celle de Leibstadt de 8800 GWh (calculées sur une base moyenne des années 2000 à 2010).

Réseau électrique

Alors qu'un des grands défis représenté par un large développement des nouvelles énergies renouvelables se situe au niveau des énormes besoins en termes d'infrastructures de réseaux électriques de transport et de distribution, le réseau électrique n'est pas modélisé en soi. Dans cette étude, toutes les productions et consommations sont donc considérées comme « connectées » sans pertes ni considérations relatives aux congestions du réseau.

Productions existantes

Les productions existantes sont établies et fixées pour chaque mois de l'étude sur une base moyenne des années 2000 à 2010 selon la Statistique suisse de l'électricité [4]. La distribution selon les mois de l'année des productions hydrauliques et du remplissage des barrages est supposée constante. Ceci constitue la base de la détermination des productions hydrauliques « déplacées » grâce aux nouvelles productions.

L'arrêt des centrales nucléaires est, quant à lui, pris en compte selon le plan-

EPFL

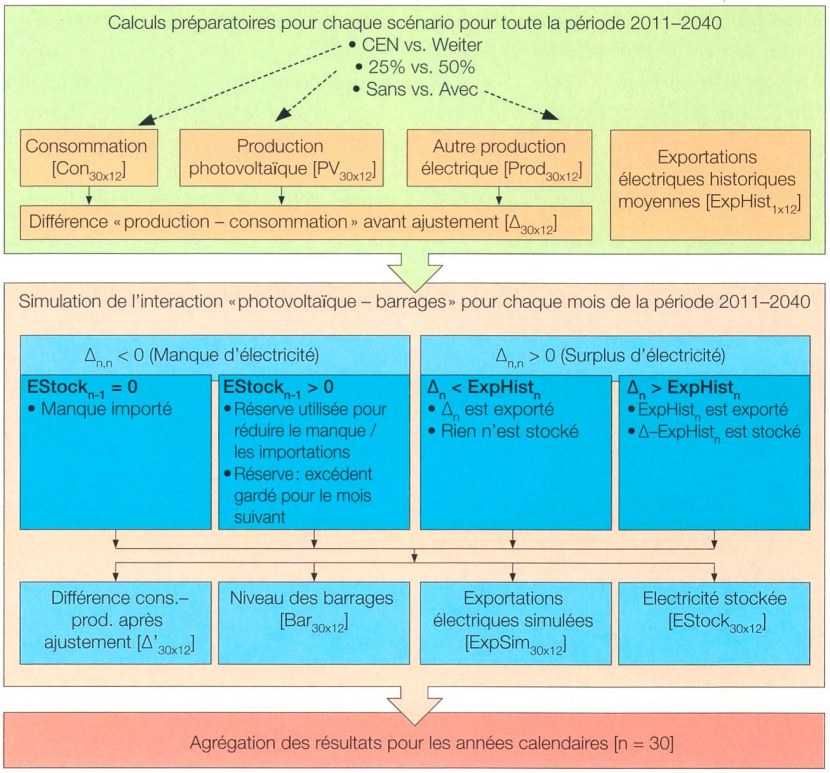


Figure 4 Méthodologie d'analyse (les désignations en crochet définissent les matrices résultant des calculs).

Scénario	Stockage additionel /GWh	Taux de remplissage	Import-export / GWh
1s	371	89 %	–64
1a	472	89 %	–1619
2s	2091	109 %	–2133
2a	2350	109 %	–3688
Is	0	85 %	3428
Ia	0	85 %	1873
IIs	519	91 %	915
IIa	519	91 %	–640

Tableau 3 Résultats de l'analyse pour l'année 2020.

Scénario	Stockage additionel /GWh	Taux de remplissage	Import-export / GWh
1s	0	85 %	7464
1a	0	85 %	4353
2s	660	92 %	3349
2a	660	92 %	239
Is	0	85 %	11 376
Ia	0	85 %	8266
IIs	20	85 %	7262
IIa	20	85 %	4152

Tableau 4 Résultats de l'analyse pour l'année 2025.

ning mentionné ci-dessus. Finalement, le pompage-turbinage, dont la périodicité de fonctionnement est généralement journalière, voire hebdomadaire, n'est pas modélisé en soi dans la mesure où la granularité de l'étude est mensuelle.

Consommation électrique

La répartition de la consommation électrique selon les mois de l'année est fixée pour la durée de l'étude sur la base de l'année 2009, c'est-à-dire que l'augmentation annuelle de la consommation, en pourcentage, est répartie sur chaque mois selon ce même pourcentage annuel.

Deux scénarios de consommation sont pris en compte : le « scénario CEN » du Centre de l'énergie (CEN) de l'EPFL, qui est ambitieux, et le « scénario Weiter » pour « weiter wie bisher » (poursuite de la politique énergétique actuelle) de l'OFEN selon l'étude citée en référence [1].

Le scénario CEN inclut :

- la consommation finale de 60 TWh et la consommation du pays de 66 TWh en 2010 ;
- la suppression des chauffe-eaux électriques à l'horizon 2020 (2,5 TWh) ;
- une croissance de la consommation entre 2011 et 2020 égale aux deux tiers de celle observée entre 2000 et 2010 ;
- une croissance de la consommation entre 2021 et 2030 égale au tiers de celle de la période comprise entre 2000 et 2010 ;
- une consommation stabilisée entre 2031 et 2040.

Les consommations résultant des scénarios CEN et Weiter sont données dans le tableau 1.

Production photovoltaïque

Pour évaluer la production photovoltaïque, les hypothèses suivantes ont été considérées :

- une irradiation solaire moyenne de 1330 kWh/m²/an à Berne, Coire, Genève, Lugano et Zurich dans le cas d'une orientation optimale [5] ;
- une réduction de 15 % pour compenser une orientation non optimale ;
- un rendement des panneaux photovoltaïques de 14 % (valeur pour les panneaux commercialisés en 2010) avec une augmentation linéaire à 19 %, 21 % puis 22 %, respectivement en 2020, 2030 et 2040 [6] ;
- des pertes de conversion s'élevant à 22 % (en 2010) avec une réduction linéaire à 16 % en 2030 et à 15 % en 2040 ;
- une dégradation de la performance de 0,5 % par an.

Deux scénarios sont pris en compte : le « scénario 25 % » et le « scénario 50 % », qui est très ambitieux, dans lesquels respectivement 25 % et 50 % des 138 000 km² de toits bien orientés en Suisse, selon une étude effectuée pour l'Agence internationale de l'énergie (IEA) [7], sont munis de panneaux photovoltaïques.

Dans le cas du scénario 25 %, la puissance installée en 2030 équivaudrait à 6000 MW_{cr} pour une production annuelle de 5300 GWh en augmentation linéaire depuis 2011. La capacité totale de 6000 MW_{cr} est basée sur les études de l'Académie suisse des sciences techniques (SATW) [8]. Il est par ailleurs supposé que dès 2030 les installations des années 2010-2020 sont remplacées par de nouvelles installations ayant de meilleurs rendements.

Dans le cas du scénario 50 %, la puissance installée en 2030 s'élèverait à 12 500 MW_{cr} pour une production annuelle de 11 100 GWh en augmentation linéaire depuis 2011. Le remplacement des plus anciennes installations est le même que dans le scénario 25 %.

Les productions photovoltaïques estimées à différentes échéances pour ces deux scénarios sont données dans le tableau 2. Il est à noter, d'une part, que ces deux scénarios sont nettement plus ambitieux qu'un scénario basé sur les données historiques présupposant une augmentation exponentielle et qui aboutirait en 2030 à une puissance installée de 2400 MW_{cr} et une production de 2200 GWh. D'autre part, ces valeurs correspondent à des valeurs d'essais en laboratoire sous des conditions normalisées. Les hypothèses décrites ci-dessus

Scénario	Stockage additionel /GWh	Taux de remplissage	Import-export / GWh
1s	0	85 %	14 134
1a	0	85 %	11 024
2s	350	88 %	8344
2a	350	88 %	5234
Is	0	85 %	18 461
Ia	0	85 %	15 351
IIs	0	85 %	12 671
IIa	0	85 %	9560

Tableau 5 Résultats de l'analyse pour l'année 2030.

Scénario	Stockage additionel /GWh	Taux de remplissage	Import-export / GWh
1s	0	85 %	19 545
1a	0	85 %	16 435
2s	265	87 %	13 015
2a	265	87 %	9905
Is	0	85 %	28 601
Ia	0	85 %	25 491
IIs	0	85 %	22 071
IIa	0	85 %	18 961

Tableau 6 Résultats de l'analyse pour l'année 2040.

tiennent compte du fait que les productions réelles seront souvent inférieures.

Énergie éolienne et nouvelles productions hydrauliques

Il est considéré que l'apport combiné de l'énergie éolienne et des nouvelles productions hydrauliques atteint 8 TWh en 2040 en augmentation linéaire depuis 2010. La répartition est uniforme durant toute l'année.

Nouvelles centrales au gaz

Ici également, deux scénarios sont pris en compte : le scénario « Sans » qui ne tient pas compte de la construction éventuelle de nouvelles centrales au gaz et le scénario « Avec ». Ce dernier inclut les deux centrales à cycle combiné, celle de Chavalon lancée en 2019 et celle de Cornaux lancée en 2021, avec une puissance installée de 400 MW_{el} chacune. Les résultats présentés ci-dessous présupposent que ces deux centrales ne fonctionnent que durant les six mois « d'hiver » et avec un facteur de charge de 90 %, c'est-à-dire que la contribution de ces centrales consiste avant tout en une réduction des importations en hiver, sans affecter les besoins de stockage d'énergie en été.

Méthodologie d'analyse

Pour chaque scénario de consommation, CEN et Weiter, un tableau des consommations électriques est calculé pour chaque mois de chaque année de l'étude. Il en est de même pour les deux scénarios de production photovoltaïque, 25 % et 50 %. Ces deux tableaux sont partiellement présentés ci-dessus (tableaux 1 et 2).

Pour chaque mois durant l'étude, les nouveaux apports des énergies éoliennes, hydrauliques et, s'il y a lieu, des centrales au gaz sont pris en compte. Ces nouveaux apports sont ajoutés aux productions existantes, telles que décrites ci-dessus, pour constituer ainsi la nouvelle production disponible pour le mois en question.

Il est dès lors possible de calculer l'écart entre la nouvelle production disponible et la consommation pour le mois en question :

- si cet écart est négatif, la Suisse doit importer de l'électricité. L'apport additionnel en réduit simplement le volume, alors qu'aucun stockage supplémentaire n'a lieu durant les mois d'été ;
- si cet écart est négatif, mais si une partie de la production photovoltaïque a pu être stockée pendant les mois précédents, le stockage est utilisé entièrement ou partiellement afin de combler/réduire les besoins d'importation ;
- si cet écart est positif, la Suisse peut exporter de l'électricité. Ce surplus est avant tout utilisé pour favoriser l'exportation, avec un maximum fixé au niveau de la moyenne des exportations pour le mois en question durant les années 2000 à 2009 ;
- si cet écart est positif et dépasse la moyenne des exportations pour le mois en question durant les années 2000 à 2009, alors l'excédent dépassant les exportations historiques est stocké dans les barrages pour être utilisé pendant les mois suivants.

La méthodologie mise au point pour l'analyse est représentée dans la figure 4.

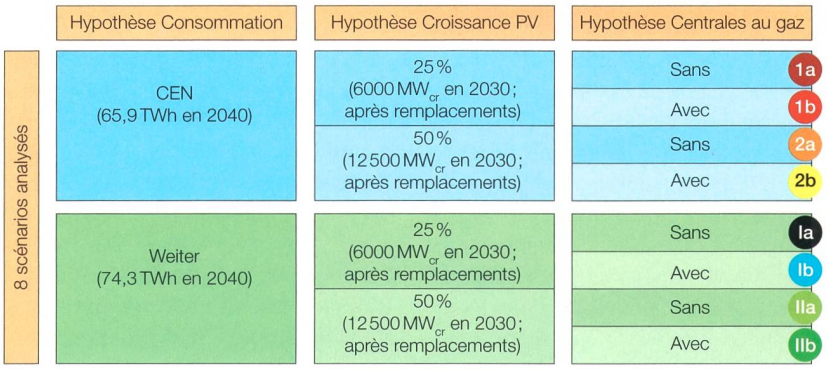


Figure 5 Les huit scénarios analysés.

Résultats

Pour chacun des 8 scénarios analysés (figure 5), les résultats suivants sont présentés pour les années calendaires 2020, 2025, 2030 et 2040 :

- le stockage additionnel, c'est-à-dire l'énergie totale additionnelle accumulée durant l'été et « déplacée » vers l'hiver. Un stockage additionnel nul signifie que la production photovoltaïque est simplement utilisée au cours de chaque mois pour rétablir les exportations des mois d'été à leur valeur historique.
- le taux de remplissage maximum des barrages en partant du principe que les barrages sont pleins à 85 %, selon l'usage dans l'industrie électrique.
- l'import-export qui représente le bilan des importations et exportations sur l'année : des résultats négatifs signifient une exportation d'électricité.

Comme le montre le tableau 3, en 2020, le remplissage des barrages pose problème pour les scénarios des groupes 1 et 2 (scénario CEN avec une augmentation modérée de la consommation), et ce, particulièrement pour une pénétration rapide de la production photovoltaïque (scénario 50 %).

En 2025, les trois premières centrales nucléaires auront été mises hors service. Alors que le remplissage des barrages pose encore problème pour une pénétration rapide de la production photovoltaïque dans le cas d'une augmentation modérée de la consommation, les importations deviennent problématiques dans le cadre d'une augmentation rapide de la consommation (tableau 4).

En 2030, la centrale nucléaire de Gösgen aura aussi été mise hors service. Or, alors que les problèmes de remplissage des barrages sont pratiquement résolus, les importations deviennent très problématiques (tableau 5), et ce, même en partant du principe d'une augmentation modérée de la consommation (scénarios 1 et 2).

Finalement, en 2040, toutes les centrales nucléaires auront été mises hors service. Alors que les taux de remplissage des barrages ne posent plus aucun problème, les importations deviennent irréalistes (tableau 6), et ce, même en présupposant une augmentation modérée des consommations (scénarios 1 et 2).

Conclusion

Dans le cadre de la nouvelle politique énergétique de la Suisse prévoyant l'arrêt progressif des centrales nucléaires, le développement soutenu de l'énergie photovoltaïque, ainsi que des mesures de réduction de la consommation, cette étude a pour but de s'interroger sur, et uniquement sur, les deux questions relatives aux taux de remplissage des barrages et aux importations d'énergie électrique. Elle permet déjà de mettre en lumière certains problèmes.

En effet, à court terme une pénétration rapide de la production photovoltaïque en Suisse entraîne des difficultés par rapport au remplissage des barrages et confirme la nécessité d'accroître les capacités de stockage, notamment hydrauliques. À moyen et à long terme, la production photovol-

taïque, malgré une contribution significative, ne peut pas compenser les mises hors service des centrales nucléaires, et ce, même en prenant en compte la construction de centrales au gaz combinée avec un développement très rapide de l'énergie solaire. De plus, un développement rapide des productions intermittentes créera vraisemblablement des situations de congestion de réseau et nécessitera le développement de nouvelles technologies de pompage-turbinage capables de fonctionner sous des régimes transitoires nettement plus extrêmes que celles utilisées historiquement.

À terme, une plus grande sobriété de consommation d'énergie électrique est donc indispensable quelles que soient les hypothèses de productions futures. Enfin, l'étude confirme qu'une solution systémique intégrant des mesures d'efficacité énergétique avec des nouvelles productions renouvelables et des centrales au gaz, au moins dans une phase transitoire, est la seule voie possible, et ceci, dans un contexte d'étroite collaboration énergétique avec nos voisins européens.

Zusammenfassung **Neue Energiestrategie 2050**

Das Zusammenspiel von Fotovoltaik und Speicherkraftwerken

Die neue Energiepolitik der Schweiz hat drei Hauptachsen: Der schrittweise Ausstieg aus der Kernkraft, der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Fotovoltaik, und die Steigerung der Energieeffizienz. Die hier präsentierte Studie hat das Ziel zu ermitteln, inwieweit diese neue Energiepolitik erfolgreich umgesetzt werden kann. Sie verfolgt dabei zwei Schwerpunkte: Zum einen die Analyse der Auswirkungen eines raschen Ausbaus der Fotovoltaik auf die Speicherseen durch die in den Sommermonaten notwendig werdende Stromspeicherung; andererseits die Untersuchung der Konsequenzen der untersuchten Strategien auf den Stromaussenhandel.

Basierend auf einer detailliert beschriebenen Simulationsmethodik werden Stromerzeugung, Stromverbrauch und die Interaktion mit den Speicherseen für 8 Szenarien auf monatlicher Basis bis 2040 modelliert. Die Analyse zeigt für die kurze Frist, dass ein schneller Ausbau der Fotovoltaik bei gleichzeitigen Energieeinsparungsanstrengungen Probleme hinsichtlich der Speichermöglichkeiten aufwirft, was den Bedarf an zusätzlichen Energiespeichern unterstreicht. Mittel- bis langfristig zeigt die Studie, dass die Fotovoltaik trotz ihres dann bedeutenden Beitrags zur Stromerzeugung nicht die Abschaltung der Kernkraftwerke kompensieren kann. Dies gilt selbst bei sehr ambitionierten Fotovoltaik-Ausbauannahmen und unter Berücksichtigung des Neubaus der zwei geplanten Gaskraftwerke Chavallon und Cornaux. Die Schweiz würde einen Grossteil des Stroms importieren müssen. Obwohl nicht detailliert simuliert, so sind Engpässe im Stromnetzwerk und Auswirkungen auf die Netzstabilität in den untersuchten Szenarien jedoch sehr wahrscheinlich.

Schliesslich zeigt die Studie, dass eine höhere Energieeffizienz letztlich unumgänglich ist, unabhängig der Annahmen über zukünftige Erzeugungskapazitäten. Es wird deutlich, dass ein umfassender Ansatz, welcher Energieeffizienzmassnahmen, den Ausbau der erneuerbaren Energien, den Bau von Gaskraftwerken umfasst und in enger Abstimmung mit den europäischen Partnern erfolgt, die einzige mögliche Lösung für die anstehende Herausforderung ist.

Die vollständige deutsche Version des Artikels (Übersetzung des französischen Originalartikels) ist auf www.bulletin-online.ch als PDF verfügbar. CHe

Références

[1] Prognos: Energieszenarien für die Schweiz bis 2050: Zwischenbericht I, Basel, 2011.
[2] Sources des données: pour l'Allemagne: Photon – Das Solarstrommagazin; pour l'Autriche: Energie Control Austria (E-Control); pour la France: EurObserv'ER; pour l'Italie: Ufficio Statistiche of Gestore Servizi Energetici (GSE); et pour la Suisse: Office Fédéral de l'Energie (OFEN).
[3] EEX Transparency Platform. www.transparency.eex.com/en.
[4] Office fédéral de l'énergie (OFEN): Statistique suisse de l'électricité. Berne, 2012.
[5] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis.
[6] International Energy Agency (IEA): Technology Roadmaps: Solar Photovoltaic Energy. Paris, 2010. www.iea.org/papers/2010/pv_roadmap.pdf.
[7] International Energy Agency (IEA): Potential for Building-Integrated Photovoltaics – Summary Report. Photovoltaic Power Systems Programme, Paris, 2002.
[8] Académie suisse des sciences techniques (SATW): Road Map Renewable Energies Switzerland. SATW Report Nr. 39, Zurich, 2006.

Informations sur les auteurs

Ralf M. Dyllick-Brenzinger est diplômé de l'Université de Saint-Gall (HSG). Après plusieurs années passées en tant que consultant au sein de The Boston Consulting Group (BCG) à Munich et Dubaï, il a rejoint en 2011 le Centre de l'énergie de l'EPFL, où il effectue sa thèse sur la politique énergétique au Moyen-Orient et en Afrique du Nord.

EPFL, Energy Center, Station 5, 1015 Lausanne, ralf.dyllick-brenzinger@epfl.ch

David C. Yoon est actuellement étudiant en génie électrique à Georgia Tech aux Etats-Unis. Il a effectué en 2010 un stage au Centre de l'énergie dans le cadre de ses études à l'Institut Le Rosey à Rolle.

davidc.yoon@gmail.com

Hans Björn (Teddy) Püttgen a fait ses études à l'EPFL (ingénieur diplômé en électricité) et à l'École des hautes études commerciales de l'Université de Lausanne (HEC Lausanne). Il a obtenu son PhD en Electrical Engineering à l'Université de Floride. Après 30 ans de carrière aux États-Unis, dont 25 à Georgia Tech, il est depuis 2006 professeur et directeur du Centre de l'énergie de l'EPFL. Il est membre de la Commission fédérale de la recherche énergétique (CORE) et du Conseil d'administration d'Electrosuisse.

EPFL, Energy Center, Station 5, 1015 Lausanne, hans.puttgen@epfl.ch

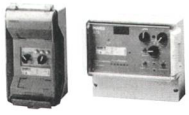
Les travaux de doctorat réalisés par Ralf M. Dyllick-Brenzinger sont soutenus financièrement par EPFL Middle East.

Anzeige

ANSON liefert gut und preisgünstig:

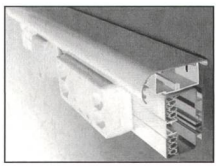
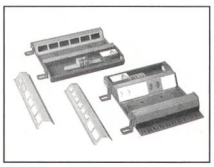
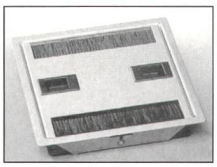
Radial-Ventilatoren
Bewährt im Apparatebau! 27 m³/h – 19000 m³/z – 10000 PA. Sonderanfertigung. ATEX-Ausführungen. Mobile Radialventilatoren. Fragen Sie:

ANSON Ventilatoren
mit Flanschplatte, Rohr-Anschluss. Alle Stromarten. Auch Ex-geschützt 800–25000 m³/h.



Schalter und Steuerungen
für den energiesparenden Betrieb der Ventilatoren:

ANSON AG 044/461 11 11
8055 Zürich Friesenbergstrasse 108 Fax 044/461 31 11
info@anson.ch
www.anson.ch

Wie Strom-, Daten- und Telefonleitungen zu Arbeitsplätzen in Büros, Labors und Werkstätten führen?
→ Mit LANZ Brüstungskanal-Stromschienen 63 A
→ Mit LANZ Bodendosen
→ Mit LANZ Doppelboden-Installationsmaterial
Fragen Sie LANZ. Wir haben Erfahrung! Verlangen Sie Beratung und Offerte. lanz oensingen ag CH-4702 Oensingen 062 388 21 21
•M1/8

lanz oensingen ag
CH-4702 Oensingen Südringstrasse 2
Telefon 062 388 21 21 Fax 062 388 24 24
www.lanz-oens.com info@lanz-oens.com

30% weniger Energieverlust?

ABB-Technologien machen bis zu 30% mehr Energie auf dem Weg von der Erzeugung über den Transport bis zum Endverbraucher nutzbar. Dank optimierter Energieverteilung ist die Versorgungssicherheit für eine Grossstadt wie Zürich gewährleistet. Dazu trägt auch der grösste je eingesetzte Transformator von ABB im Verteilernetz der Stadt Zürich bei. **www.abb.ch/betterworld**

Sicher.

Power and productivity
for a better world™

ABB