

Document de travail, version 1.0

Le rôle du photovoltaïque pour combler le manque d'électricité hivernale

Date 09.03.2023
Auteur Zurich, Swissolar, Neugasse

Table des matières

1	Introduction	2
2	Le futur besoin d'électricité en hiver	2
3	Efficacité et déplacement des charges	2
4	Production électrique supplémentaire	3
5	Hydroélectricité et photovoltaïque parfaitement coordonnés	5
5.1	Ralentir le vidage des barrages grâce au photovoltaïque	5
5.2	L'hydroélectricité déjà harmonisée avec la production PV	6
5.3	Gestion des lacs de retenue : la sécurité d'approvisionnement est-elle prioritaire ?	6
5.4	Augmenter les capacités de stockage	7
6	Comment gérer les excédents d'été	8
7	Contexte et enjeux supplémentaires	8
7.1	Photovoltaïque : avantages et inconvénients des sites de production	8
7.2	Production d'électricité solaire : fluctuante, mais calculable	10
7.3	Photovoltaïque : coût et marché	10
7.4	Un accord sur l'électricité avec l'UE est indispensable : l'autosuffisance reste une utopie	11
7.5	Prolonger l'exploitation des centrales nucléaires existantes : incertitude, coût énorme et un handicap pour les énergies renouvelables	11
7.6	Les périodes de « dunkelflaute » sont planifiables	12
7.7	Les nouveaux réacteurs coûtent trop cher et arrivent trop tard	12
8	Prochaines étapes	13

1 Introduction

La crise énergétique induite par la guerre en Ukraine suscite les craintes de pénurie pour l'approvisionnement énergétique de la Suisse, notamment en ce qui concerne le manque d'électricité durant les mois d'hiver. On pense souvent qu'un développement rapide du photovoltaïque, loin de fournir une solution, risque d'exacerber ce problème, ce qui sera réfuté par la suite. En plus de la perspective à court terme, il convient d'examiner le rôle que le photovoltaïque devra jouer à moyen et à long terme pour un approvisionnement énergétique de la Suisse sans énergie fossile ni nucléaire. Pour faire court : le photovoltaïque fournira une contribution décisive à la sécurité d'approvisionnement, mais pas à lui seul ; il sera toujours associé à d'autres technologies et mesures.

- ➔ **À court terme : peu d'options pour les 2 à 3 hivers à venir**
- ➔ **À long terme : beaucoup d'options de mise en œuvre au cours des prochaines décennies**
- ➔ **Le photovoltaïque, une contribution importante à une solution intelligemment combinée**

Ce document reflète l'état actuel des connaissances. Au vu de l'évolution rapide dans les domaines de la recherche et de la technologie, il conviendra de le mettre à jour à intervalles réguliers, en tenant compte des enseignements d'autres acteurs importants, dont l'OFEN, l'AES et aeesuisse.

2 Le futur besoin d'électricité en hiver

Jusqu'à ce jour, la Suisse importait en moyenne environ 4 térawattheures (TWh) d'électricité, tout compte fait, par semestre d'hiver (d'octobre à mars), en consommant environ 32 TWh durant la même période. La quantité importée dépend fortement des précipitations et, par-là, des niveaux de remplissage des lacs de retenue, ainsi que de la demande sur le marché international.

La désaffectation des centrales nucléaires entraînera successivement un manque de production de courant hivernal de près de 10 TWh. Le passage à l'électromobilité accroîtra d'environ 15 TWh¹ le besoin d'électricité d'ici 2050, dont au moins la moitié, soit environ 8 TWh, seront consommés en hiver.

Durant la même période, une grande partie des chauffages sera convertie en pompes à chaleur, ce qui entraînera vraisemblablement une consommation supplémentaire d'électricité hivernale d'environ 9 TWh² jusqu'en 2050. Cependant, cette valeur est susceptible de diminuer nettement si l'assainissement des bâtiments (isolation de l'enveloppe et remplacement des fenêtres) progresse plus rapidement. Par ailleurs, il est important de diversifier la production de chaleur et ainsi de limiter la consommation de courant par les pompes à chaleur. Régénérer les sondes géothermiques, par exemple, peut contribuer de manière décisive à stabiliser le besoin d'électricité en hiver au cours des prochaines décennies.

3 Efficacité et déplacement des charges

L'augmentation de la consommation peut être significativement réduite par la prise de mesures d'efficacité énergétique. D'après un rapport élaboré par l'OFEN³, il est possible d'économiser entre 25 et 40 % de l'électricité consommée aujourd'hui, et ce en ayant recours aux technologies actuelles, sans perte de confort et sans nécessité d'avoir une législation plus rigoureuse. Dans ce document, nous nous basons sur un calcul prudent pour la réduction de la consommation d'électricité hivernale, soit d'environ 12 TWh, c'est-à-dire de 20 % de la consommation actuelle. Afin d'atteindre cet objectif, il faut imposer des exigences minimum pour les appareils et des obligations pour les fournisseurs d'électricité. Les démarches suivantes sont particulièrement efficaces pour réduire la consommation de courant en hiver :

¹ D'après les Perspectives énergétiques 2050+, scénario zéro A

² M. Neukom, Conseiller d'État, Chef du département Travaux publics, Canton de Zurich, dans son discours chez IG Solar Wehntal le 21 septembre 2022

³ Potenzial und Massnahmen zur Steigerung der Stromeffizienz bis 2025: Analyse zuhanden GS UVEK / Bundesrat, 2022 (en allemand)

Chauffages électriques : consommation totale actuelle de plus de 3 TWh⁴, majoritairement durant le semestre d'hiver ; potentiel d'économies de 50 à 70 %. Ils peuvent se transformer en risque pour notre approvisionnement électrique, notamment pendant de longues périodes de froid. Les remplacer par des pompes à chaleur permet de réduire la consommation de courant d'au moins 2 TWh. Les investissements considérables à la charge des propriétaires immobiliers concernés (montage des radiateurs) devront être compensés par des subventions.

Pompes de circulation pour chauffages : consommation totale actuelle de 0,89 TWh (rapport OFEN) ; potentiel d'économies de 60 à 80 %. Une grande partie de ces pompes sont surdimensionnées.

Éclairage : selon le rapport de l'OFEN, la consommation de courant actuelle de l'éclairage pourrait être réduite de 5,5 TWh, soit de 50 à 70 %.

Chauffe-eau électriques : le même rapport chiffre à 1,92 TWh la consommation des chauffe-eau électriques, qui présente un potentiel de réduction de 45 à 65 % (par ex. par des chauffe-eau alimentés par une pompe à chaleur, des capteurs solaires, etc.).

Pour les situations de pénurie d'électricité imminente, il faudrait en outre introduire la possibilité de renoncer à la consommation de courant pour les clients industriels, assortie d'un concours. Cette mesure permettrait d'obtenir une réduction rapide aussi en période de consommation de pointe.

L'évolution journalière et saisonnière actuelle de la consommation de courant est largement contrôlée par les modèles de tarification introduits à partir des années 1970. Les excédents d'énergie en ruban non contrôlable des centrales nucléaires ont conduit à l'abolition de la tarification été/hiver et à l'introduction des tarifs de nuit bas. Les signaux de manque hivernal ont ainsi été supprimés et les périodes de consommation importante (surtout les chauffages électriques à accumulation et chauffe-eau) ont été transférées dans la nuit. Il convient d'ajuster cette tarification afin d'aligner la consommation à la production solaire au lieu de la production nucléaire. Cela s'applique en particulier pour les pompes à chaleur qui pourraient chauffer la masse immobilière moyennant l'électricité solaire pendant la journée.

Actions possibles à court terme :

- Introduction d'une renonciation à la consommation liée à un concours pour clients industriels
- Réintroduction d'une tarification été/hiver
- Remplacement accéléré des chauffages électriques à accumulation

4 Production électrique supplémentaire

Selon le plan en 11 points du secteur solaire publié par Swissolar en janvier 2022, le photovoltaïque doit fournir 45 TWh d'électricité d'ici 2050. Dès 2035, le PV doit produire non moins de 25 TWh (env. 4 TWh en 2022), ce qu'il est possible d'atteindre en multipliant par deux l'ajout annuel d'1 GW (estimé pour 2022) à au moins 2 GW jusqu'en 2030. Suite à la décision parlementaire sur la « Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables » (acte modificateur), les nouvelles énergies renouvelables vont devoir conjointement fournir un total de 35 TWh d'ici 2035 et 55 TWh à l'horizon 2050. Pour 2035, cela correspondrait à environ 29 TWh de solaire. Ce développement rapide est nécessaire non seulement pour garantir la sécurité d'approvisionnement, mais aussi en vue d'atteindre l'objectif zéro émission nette que la Suisse devrait accomplir dès 2040.

Il en découle les perspectives suivantes pour l'approvisionnement électrique hivernal 2050 : près de 30 % de l'électricité solaire seront produits pendant le semestre d'hiver, soit 13,5 TWh sur les 45 TWh nécessaires, dont environ 5 % provenant de centrales solaires alpines. Étapes intermédiaires réalistes : 5 TWh (2030) et 8,4 TWh (2035). Le photovoltaïque fournira donc une contribution décisive pour couvrir la consommation de courant en hiver dès la décennie actuellement en cours.

⁴ <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/70297.pdf>

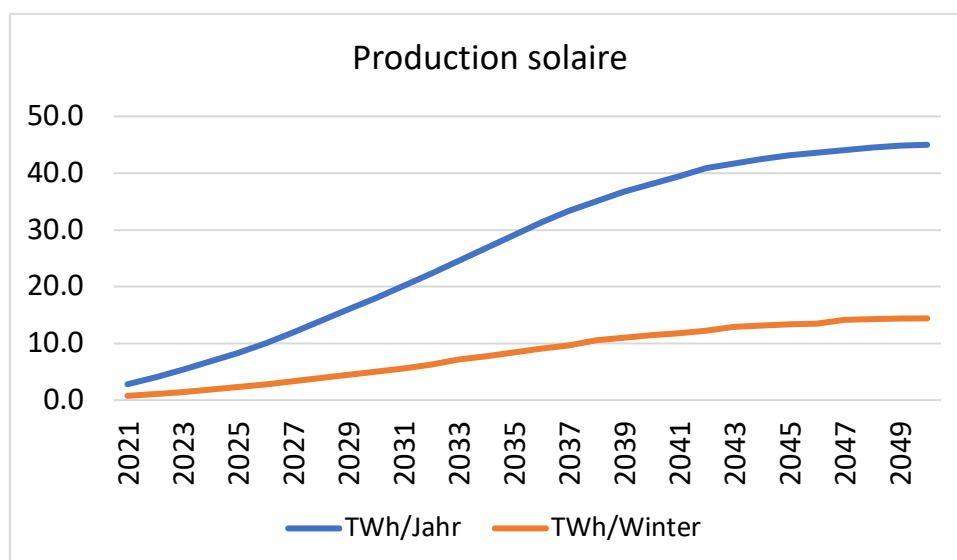


Illustration 1 : la production solaire selon les objectifs de développement prévus par l'acte modificateur. La part d'électricité hivernale augmentera suite à une proportion plus élevée de centrales solaires alpines et d'installations en façade.

Le développement des lacs de retenue décidé par la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique permettrait de produire 2,9 TWh annuels d'électricité hydraulique pendant l'hiver. Il ne s'agit pas essentiellement d'une production supplémentaire, mais en premier lieu d'un décalage de la production vers les mois d'hiver. Dans ce document de travail, nous partons d'une hypothèse prudente de 2 TWh annuels d'électricité hivernale additionnelle. L'éolien pourrait fournir une part de production hivernale de deux tiers. Jointe à la biomasse, l'électricité supplémentaire produite en hiver pourrait atteindre les 5 TWh.

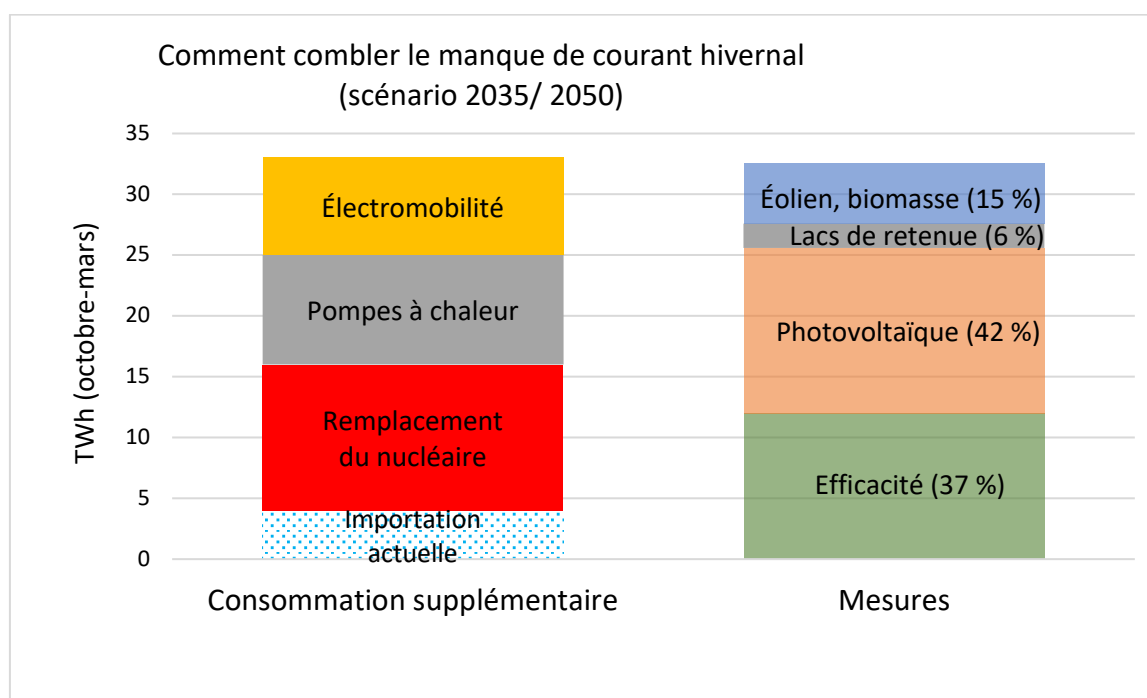


Illustration 2 : il est possible de couvrir le besoin en électricité supplémentaire par une combinaison de mesures d'efficacité et de production additionnelle par les énergies renouvelables (contribution à la solution indiquée en pour-cent). En 2022, la consommation de courant se situait à environ 57 TWh (estimation OFEN du 9 février 2023).

Conclusion : le besoin croissant en électricité peut être satisfait durant tout le semestre d'hiver grâce à la prise de mesures visant à augmenter l'efficacité et à une production nationale supplémentaire issue des énergies renouvelables. Néanmoins, la période de la mi-novembre à la mi-février demeure critique quant aux volumes d'électricité et à la puissance. Du point de vue actuel, il est possible d'envisager aussi les solutions suivantes – combinées, le cas échéant – pour assurer l'approvisionnement durant cette période :

- créer des capacités supplémentaires d'accumulation hydraulique ;
- mettre en place de nouvelles technologies de stockage ;

importer de l'électricité éolienne provenant d'installations off-shore d'Europe du Nord : envisageable à moyen terme seulement, suite au manque d'accord sur l'électricité avec l'UE et aux capacités réseau pour l'heure insuffisantes ;

renforcer l'utilisation de gaz de synthèse pour produire de l'électricité, non seulement à partir d'excédents estivaux de Suisse, mais d'hydrogène importé : nous renvoyons à ce titre à la Dorsale hydrogène européenne visée par l'UE à l'horizon 2040. Le scénario de l'AES intitulé « Avenir énergétique 2050 » présuppose la nécessité d'importer de l'hydrogène. Contrairement à l'AES, nous sommes d'avis que la Suisse devrait elle aussi produire de l'hydrogène à partir des excédents produits pendant les mois d'été (voir aussi le chap. 6).

Actions possibles à court terme :

Fin 2022, une puissance photovoltaïque⁵ estimée à 4,7 GW était injectée au réseau, ce qui correspond à une production de courant de 1,15 TWh pendant le semestre d'hiver, soit deux tiers de la production de la centrale nucléaire de Mühleberg avant sa désaffectation pendant la même période. La puissance installée dépassera vraisemblablement les 6 GW en hiver 2023/2024 et la production solaire s'établira à environ 1,4 TWh. Il s'agit de plus de trois fois la réserve hydraulique fixée par la Confédération pour l'hiver 2022/2023 (0,4 TWh au prix de 296 millions d'euros).

Le développement du photovoltaïque s'effectue par petites étapes intermédiaires mais immédiatement exploitables, à la différence de la construction de nouveaux réacteurs, mais aussi de celle de l'hydroélectricité, dont la planification et réalisation prennent des décennies. De ce fait, le solaire apporte une contribution importante à un approvisionnement électrique sûr dès le court terme.

5 Hydroélectricité et photovoltaïque parfaitement coordonnés

5.1 Ralentir le vidage des barrages grâce au photovoltaïque

Le mot-clé « pénurie d'électricité en hiver » suggère le risque d'une pénurie durant toute la période d'octobre à mars. Or, la période critique des prochaines années sera aux mois de mars et d'avril, lorsque les barrages auront atteint leur plus bas niveau. Néanmoins, c'est à cette période que les installations photovoltaïques s'approchent rapidement de leur production maximum (ou l'atteignent déjà pour le cas des centrales solaires alpines). Une gestion parcimonieuse des réserves hydrauliques s'impose d'ailleurs aussi en raison de la tendance à une diminution des précipitations, notamment en hiver.

La capacité maximum de nos lacs de retenue se situe à 8,8 TWh, ce qui correspond à la consommation nationale actuelle sur environ 55 jours. Une production solaire accrue en automne et hiver permettrait de maintenir plus longtemps un niveau de remplissage plus élevé des lacs de retenue. Ces dernières années, la valeur minimum de début avril atteignait environ 10 % du volume de remplissage, soit un contenu énergétique de moins de 1 TWh.

Dans quelle mesure la production solaire d'hiver est-elle déjà capable de décharger les barrages ? Du mois d'octobre 2021 à mars 2022, les installations PV produisaient approximativement 780 GWh ; durant la même période 2022/2023, la production hivernale atteindra vraisemblablement 1 TWh. Le photovoltaïque fournit donc dès aujourd'hui une contribution importante à la sécurité d'approvisionnement durant la période critique, et ce à un moment où nous n'exploitons aucune grande centrale alpine qui assurerait une grande part de la production hivernale. En 2022, les installations PV suisses ont livré 321 GWh et 386 GWh⁶ rien que pour les mois de mars et avril respectivement. D'après le scénario Swissolar, la production de courant se situera déjà à 7,8 TWh en hiver 2035/2036, ce qui correspond au niveau maximum moyen des barrages en automne.

⁵ La statistique sur l'énergie solaire 2022 sera publiée par l'Office fédéral de l'énergie le 13 juillet 2023.

⁶ Source : Swiss Energy Charts

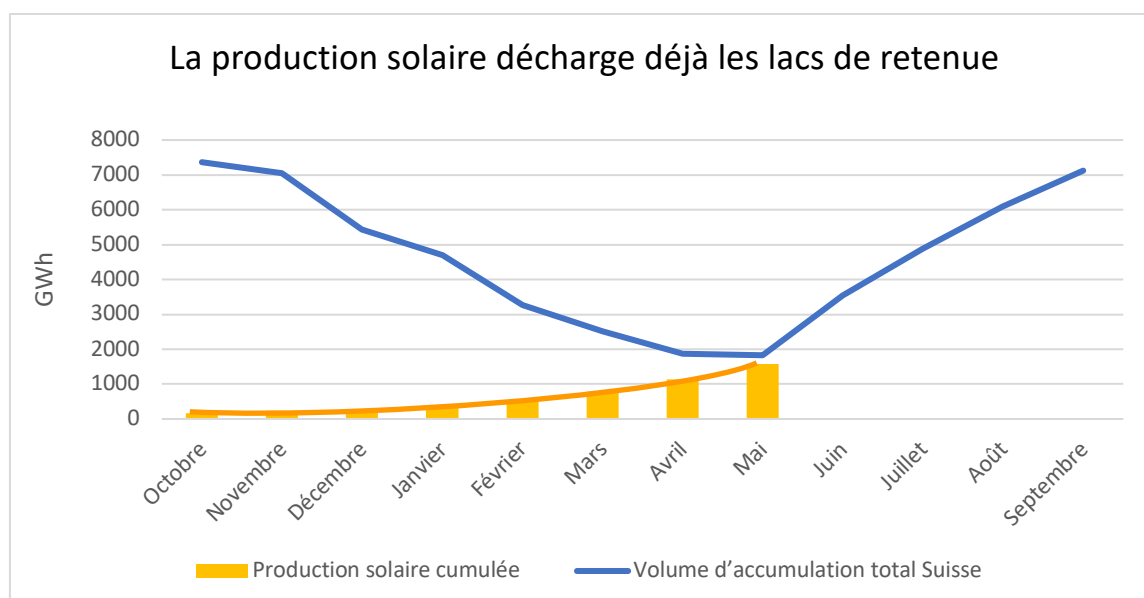


Illustration 3 : Niveau de remplissage des barrages et production de l'énergie hydraulique d'accumulation et du photovoltaïque, hiver 2021/2022. Source : Swiss Energy Charts

5.2 L'hydroélectricité déjà harmonisée avec la production PV

Au cours d'une journée, les exploitants des lacs de retenue ajustent déjà le mieux possible leur production à celle de l'énergie solaire (voir illustration 4). Les pics de consommation du matin et du soir sont couverts par l'hydroélectricité, tandis que le solaire couvre une part plus importante de la consommation pendant la journée.

Stromerzeugung in der Schweiz in Woche 43 2022

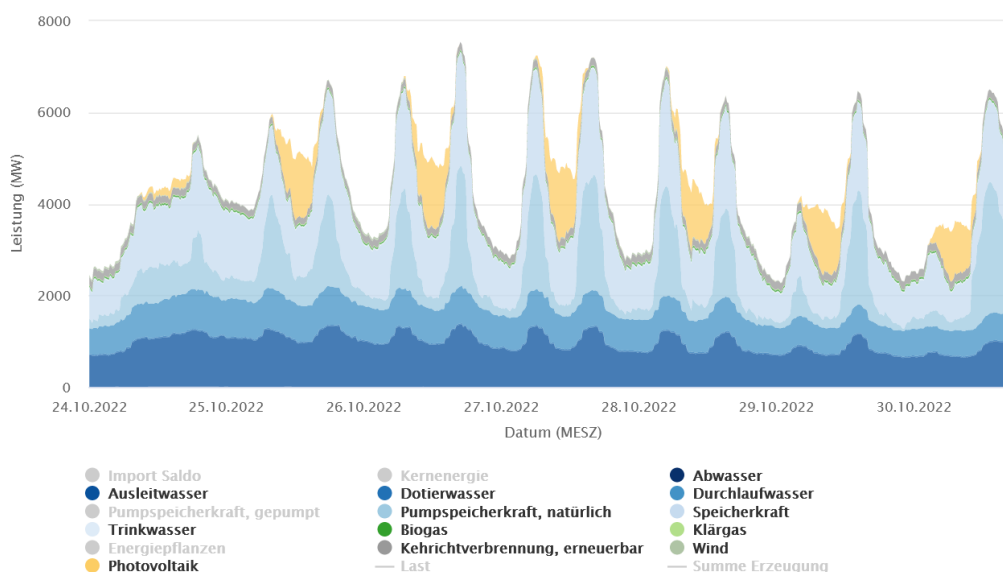


Illustration 4 : production hydroélectrique et solaire durant la semaine 43/2022. Les « creux » en jaune symbolisent les journées, les creux incolores les nuits. Source : Swiss Energy Charts

5.3 Gestion des lacs de retenue : la sécurité d'approvisionnement est-elle prioritaire ?

Jusqu'ici, le degré de remplissage des barrages et des centrales de pompage-turbinage dépendait dans une large mesure du commerce d'électricité et non de la météo ou de la consommation nationale. Sans les intérêts commerciaux des exploitants, les barrages disposeraient de niveaux d'eau nettement supérieurs pendant la période critique et les risques de pénuries ne seraient plus guère un sujet de discussion. En effet, face à la crainte d'une pénurie d'électricité en hiver 2022/2023, le remplissage des barrages a atteint un niveau record en novembre 2022, en dépit de faibles précipitations durant l'été 2022. Il incombe aux milieux politiques de décider quelles contraintes doivent être imposées aux exploitants des barrages.

Monatlicher gesamter geplanter Stromhandel der Schweiz in 2022



Illustration 5 : importations (+) et exportations (-) d'électricité mensuelles en 2022. La Suisse joue un rôle important pour l'approvisionnement électrique de l'Italie : pendant le semestre d'hiver, nous y exportons des quantités d'électricité qui correspondent presque au double des volumes d'importation nets moyens (env. 4 TWh) durant la même période. Source : Swiss Energy Charts

Stromproduktion und Börsenstrompreise in der Schweiz in Woche 50 2022

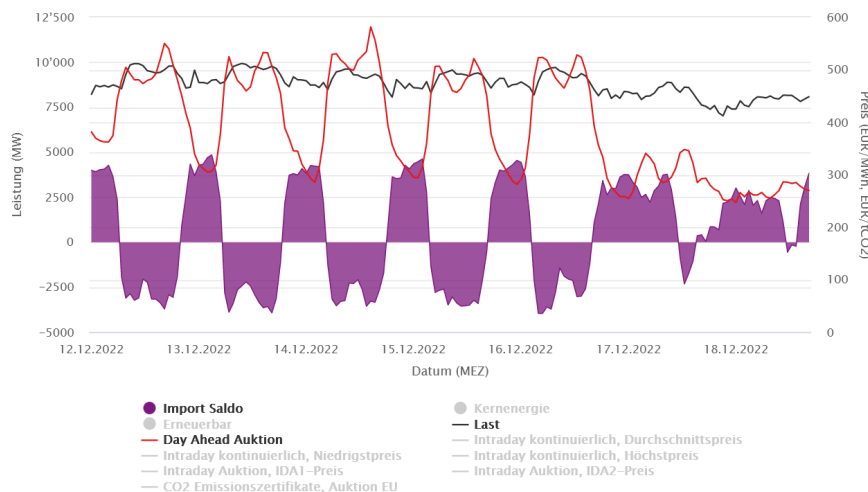


Illustration 6 : électricité produite et prix de l'électricité en bourse sur le marché spot. Le graphique présente des indices sur le modèle commercial pratiqué par le secteur de l'électricité suisse. Lorsque les prix sont bas (pendant la nuit), on importe de l'électricité (représentée sous forme de « pics » violets). Pendant la journée, lorsque le courant coûte cher, on en exporte (« creux » violets). Ce sont notamment les bassins à accumulation par pompage qui servent de batteries tampons. Les deux dernières journées représentent un week-end. Source : Swiss Energy Charts

5.4 Augmenter les capacités de stockage

En parallèle, une démarche utile consiste à aménager de nouvelles capacités de stockage par le rehaussement des barrages existants ou la construction de nouveaux lacs de retenue. Ces infrastructures constituent un élément important pour permettre le transfert des excédents produits en été vers l'hiver. La protection des avant-corps des glaciers est un enjeu compréhensible. Cependant, la fonte massive des glaciers va produire un tel nombre de ce type de surfaces au cours des prochaines décennies qu'il sera impossible de toutes les protéger. Par ailleurs, les lacs de retenue contribuent à régler l'évacuation des eaux lors de la disparition des glaciers, ce qui revêt une importance capitale pour les pays voisins attenants aux cours inférieurs du Rhin, du Rhône et d'autres fleuves.

Actions possibles à court terme :

Une exploitation des lacs de retenue intelligente et non exclusivement déterminée par les intérêts commerciaux nous permettra d'éviter les pénuries au cours des hivers prochains. Grâce à un développement rapide du photovoltaïque, les lacs de retenue surmonteront plus facilement la saison hivernale. La puissance PV en augmentation rapide nous permettra de réduire la marge de sécurité actuellement requise pour le niveau de remplissage des barrages.

6 Comment gérer les excédents d'été

Sur la production d'électricité solaire de 45 TWh, plus de 30 TWh seront vraisemblablement générés en été. Comment est-il possible de gérer ce volume d'électricité ? Il faut tenir compte du fait que la consommation de courant en été augmentera en parallèle, notamment suite à l'électromobilité croissante, mais aussi en raison d'un besoin accru de refroidissement induit par le réchauffement climatique.

a) Stockage à court terme (jour/nuit et week-end)

Un réseau électrique intelligent (« smart grid ») nous permettra de parfaitement coordonner la production, le stockage et la consommation de courant à tout moment. Un rôle essentiel reviendra à l'électromobilité qui servira de stockage intermédiaire pour l'électricité solaire grâce au chargement bidirectionnel. Son utilisation permettra une réduction du coût du système électrique pouvant atteindre les 14 %⁷. Grâce à la mise en place de coopératives d'électricité locales (CEL) et à l'élargissement du regroupement dans le cadre de la consommation propre RCP (virtuel pour les bâtiments et quartiers existants), les conditions-cadres légales seront elles aussi créées pour harmoniser la production et la consommation à l'échelle locale, ce qui optimisera l'utilisation de l'énergie et réduira le coût de développement des infrastructures de stockage et du réseau.

b) Un stockage saisonnier

L'électricité excédentaire qui n'est pas stockée à court terme peut servir à la production par électrolyse d'hydrogène ou d'autres produits (« power-to-X »). Cette technologie progresse rapidement en termes de coût et de rendement. Mentionnons à ce titre la première installation « power-to-gas » industrielle de Suisse, réalisée par les services régionaux Limeco à Dietikon, dans la vallée de la Limmat, en coopération avec huit fournisseurs d'énergie suisses et l'alliance des services industriels Swisspower. L'installation s'est vue décerner le prix Watt d'Or 2023.

Néanmoins, des électrolyseurs qu'on alimenterait uniquement aux excédents d'énergie solaire peuvent poser le problème de durées d'exploitation trop courtes. Pour résoudre ce problème, il est possible d'exploiter les systèmes solaires en combinaison avec les centrales au fil de l'eau qui produisent elles aussi des excédents pendant le semestre d'été.

Il convient de faire un usage judicieux des produits « power-to-X » (gaz de synthèse, carburants de synthèse) : leur utilisation pour la production électrique devrait être restreinte et se limiter par exemple aux centrales de couplage chaleur-force (CCF). Nous considérons que les applications industrielles, ainsi que le trafic lourd et aérien, doivent représenter leurs domaines d'utilisation prioritaires. Il faut remettre en question la poursuite de l'exploitation du réseau de gaz dans son ampleur actuelle, car les volumes nécessaires de gaz issus de sources renouvelables (biogaz, gaz de synthèse) ne pourront pas être mis à disposition.

7 Contexte et enjeux supplémentaires

7.1 Photovoltaïque : avantages et inconvénients des sites de production

On argumente souvent à tort que les installations PV sont incapables de contribuer une part significative à la production électrique hivernale. À cet égard, une réflexion différenciée tenant compte des sites de production permet d'y voir plus clair.

⁷ À ce sujet, consultez l'étude [Vehicle-to-grid in Switzerland: A first estimate of the value of vehicle-to-grid for the Swiss electricity system](#).

La plus grande partie du parc d'installations PV existant en Suisse a été construite sur le Plateau suisse et la majorité des systèmes sont orientés de sorte à maximiser la production annuelle plutôt que celle d'hiver. La part de la production annuelle que le parc d'installations en place fournit en hiver s'élève à environ 26 %. Or, le grand avantage de ces systèmes est leur proximité aux consommateurs, car elle évite de devoir développer le réseau. Dans un avenir proche, l'intégration de batteries de stockage mobiles et stationnaires va encore sensiblement accroître cet avantage. En fonction de leur taille, ces installations fournissent de l'électricité à un prix de production compris entre 6 et 18 centimes le kilowattheure. La diminution des coûts de production et les rendements croissants laissent à prévoir de nouvelles baisses de prix.

Si les installations en façade sont encore peu répandues, leur importance augmente sans cesse. Elles affichent une production relativement équilibrée sur toute l'année, avec une part de 45 % en hiver approximativement. Elles se distinguent aussi par une bonne proximité aux consommateurs, par exemple sur les façades des bâtiments commerciaux et de bureau, et leurs surcoûts par rapport aux façades conventionnelles sont très souvent compensés en peu d'années par leur production de courant. La gamme de plus en plus diversifiée de types de modules (en ce qui concerne le coloris, la texture, la structure, etc.) augmente l'attractivité du photovoltaïque en façade aussi pour les architectes.

Quant aux installations alpines au sol, elles tirent parti de leur site de construction au-dessus de la ligne du brouillard, ainsi que de la réflexion de la neige ; leur production annuelle peut ainsi atteindre le double de celle d'une installation sur le Plateau. Leur part de production hivernale se situe entre 40 et 50 %. La pointe de production annuelle d'installations PV alpines à forte inclinaison est en mars/avril, précisément lorsque le niveau des barrages atteint son minimum. Swissolar privilégie une construction de telles installations dans des zones aménagées et pré-exploitées. Une étude réalisée par Meteotest⁸ chiffre à 5 TWh le potentiel « utile » de la production électrique par les grandes installations alpines.

Synthèse des potentiels et développement nécessaire à l'horizon 2050

Secteur	Potentiel (TWh)	Contribution possible à la réalisation des objectifs 2050 (TWh)
Toitures	54	30
Façades	17	5
Infrastructures	10	4
Agrivoltaïsme	5	1
PV alpin au sol	45 « réalisables », 5 « utiles »	5
Total	131	45

⁸ Meteotest, Lukas Meyer, Anne-Kathrin Weber et Jan Remund « Das Potenzial der alpinen PV-Anlagen in der Schweiz » (en allemand), 2023.

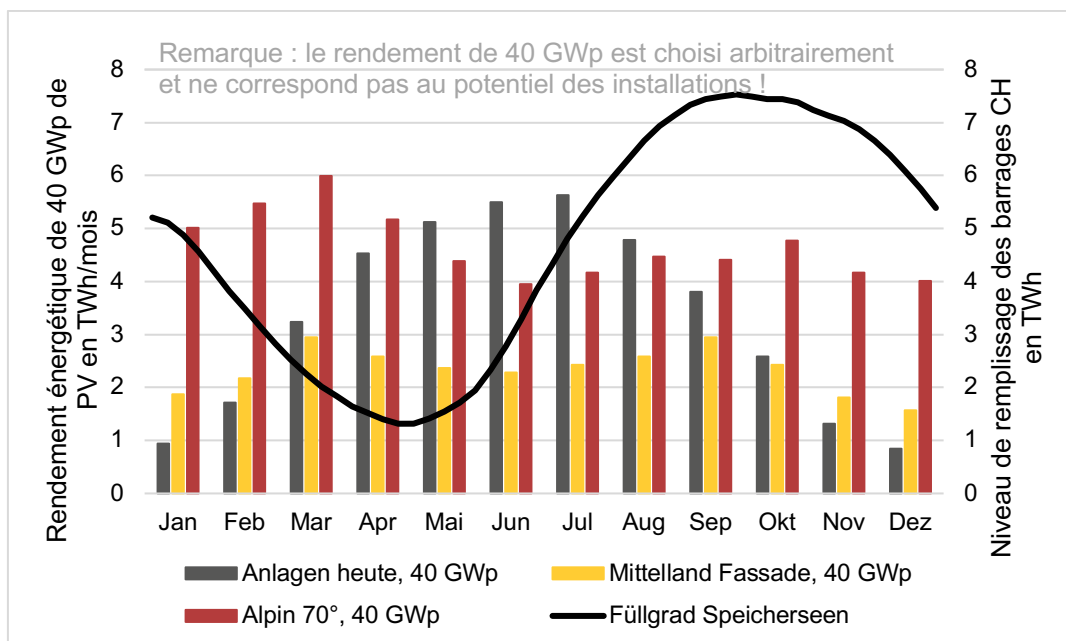


Illustration 7: production mensuelle de divers types d'installations d'une puissance installée supposée de 40 GW par type. Source : BFH, Prof. Ch. Bucher, 2022

7.2 Production d'électricité solaire : fluctuante, mais calculable

Les opposants à l'énergie solaire la dénigrent souvent en la désignant par « électricité intermittente ». Il est vrai que la production dépend de la météo et de l'heure de la journée. Or, la production totale est aisément prévisible sur un mois aujourd'hui. Les prévisions journalières et hebdomadaires sont très précises et permettent ainsi d'assurer un approvisionnement électrique fiable même lorsque la part de photovoltaïque est élevée. En ce qui concerne la production hivernale, elle est déterminée par les précipitations : des modules couverts de neige ne produisent pas d'électricité. La forte diminution des précipitations en hiver relativise ce problème. En montagne, notamment pour les grandes centrales alpines, on installe les modules avec une inclinaison aussi forte que possible pour faire glisser la neige.

7.3 Photovoltaïque : coût et marché

L'énergie solaire coûte presque 90 % de moins qu'il y a 15 ans. Cette évolution a été fortement soutenue par les programmes d'encouragement mis en place par les pays européens. Les rendements accrus (env. +40 % en 20 ans) comptent également parmi les facteurs de réduction des coûts.

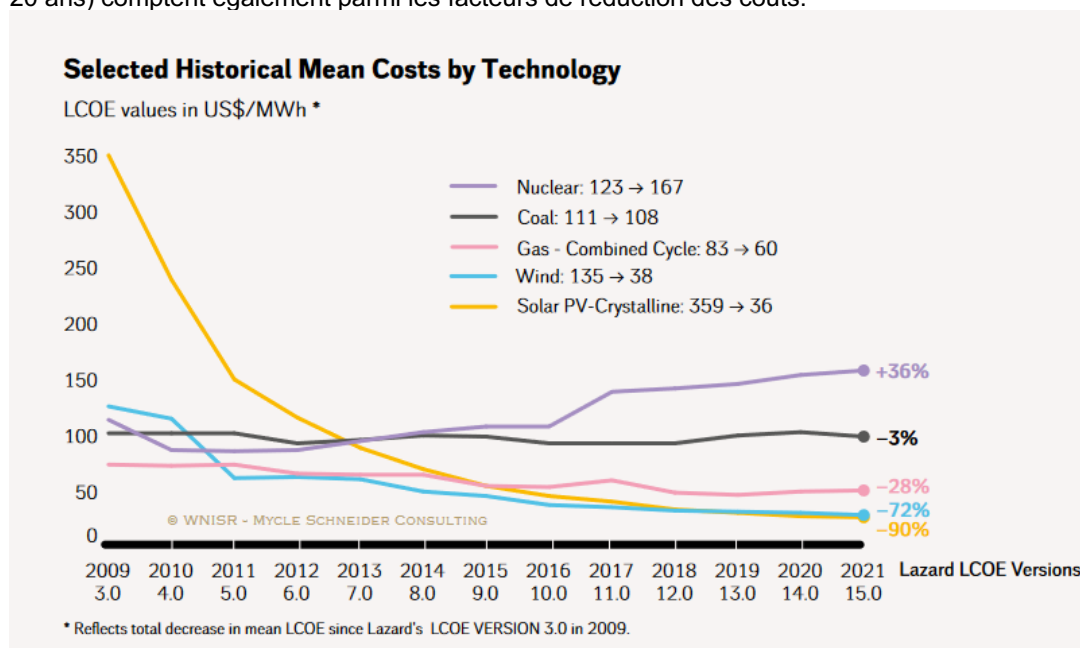
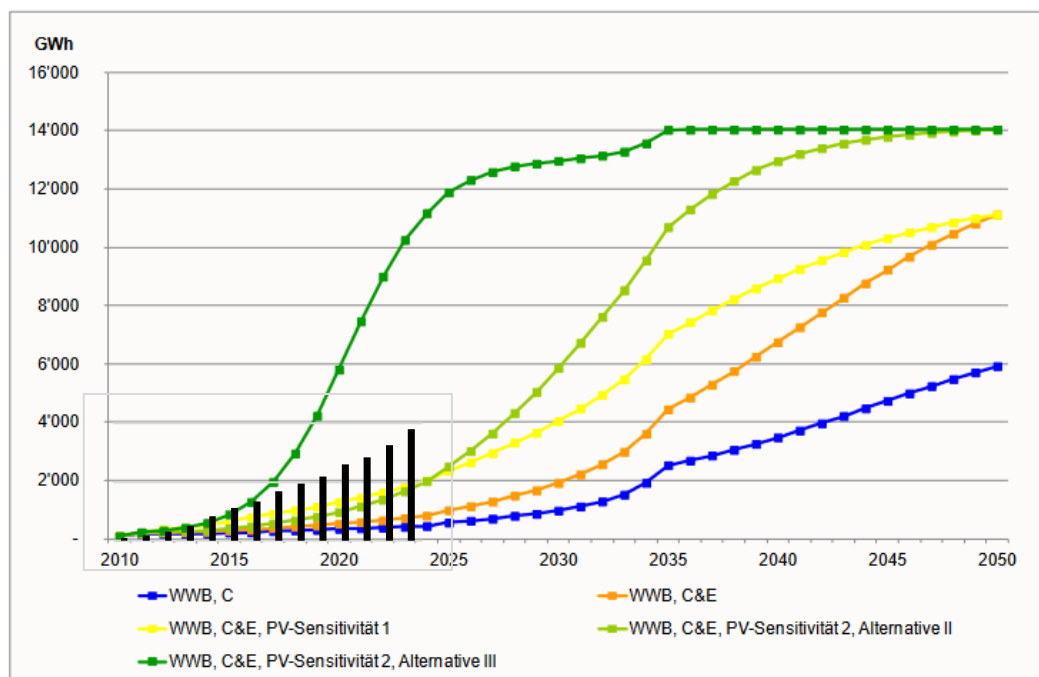


Illustration 8 : évolution du coût de différentes technologies de production électrique. Source : WNISR World Nuclear Report 2022. Le prix indiqué pour le PV solaire s'applique aux grandes installations au sol. En Suisse, le coût de revient des installations sur toit se situe entre 6 et 15 ct./kWh.

La chute rapide des prix a également contribué au fait que la plupart des pronostics de développement du solaire – y compris celui émis par Swissolar – ont déjà été dépassés par la réalité.

Figur 7-1: *Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen nach Stromangebotsvarianten, in GWh*



Quelle: Prognos 2013

Illustration 9 : Perspectives énergétiques 2050, analyses de sensibilité du photovoltaïque (Prognos, 2013). La courbe vert foncé correspond à la trajectoire de croissance de 14 TWh d'énergie solaire d'ici 2050, proposée par Swissolar en 2012. Le scénario « officiel » prévoyait 11 TWh. Le graphique montre en plus la production annuelle effective (colonnes).

7.4 Un accord sur l'électricité avec l'UE est indispensable : l'autosuffisance reste une utopie

Un approvisionnement électrique autonome de la Suisse, fortement intégrée au réseau et située au centre de l'Europe, relève de l'utopie ou serait lié à des frais énormes. Tous les jours, la Suisse importe et exporte en moyenne la moitié de l'électricité qu'elle consomme au total. Nous sommes donc très fortement intégrés au réseau électrique européen. Cela se justifie et ne devrait pas changer. Un accord sur l'électricité s'impose en toute urgence afin que toutes les parties prenantes puissent continuer d'en profiter mutuellement.

7.5 Prolonger l'exploitation des centrales nucléaires existantes : incertitude, coût énorme et un handicap pour les énergies renouvelables

L'exploitation prolongée des centrales nucléaires existantes nous donnera plus de temps pour développer les énergies renouvelables. Or, l'expérience a montré que ces réacteurs, en prenant de l'âge, tombent en panne de plus en plus souvent et longtemps. En plus de la guerre d'Ukraine, la mise hors service temporaire de la moitié du parc de centrales nucléaires françaises surannées pendant l'hiver 2022/2023 a sensiblement aggravé la crise d'approvisionnement électrique en Europe. En Suisse aussi, des exemples récents témoignent du risque d'une déconnexion soudaine d'1 GW de puissance (par ex. Leibstadt) pour le réseau électrique. « La capacité idéale pour l'exploitation d'une centrale nucléaire est de 90 à 95 %. En 2021, elle est passée à 45 % suite à l'arrêt de Leibstadt, la plus importante centrale suisse. Ainsi, 15 % de la production d'électricité suisse ont été supprimés d'une minute à l'autre. » (étude « Alternative Szenarien zur Energiestrategie 2050 », SES 2023).

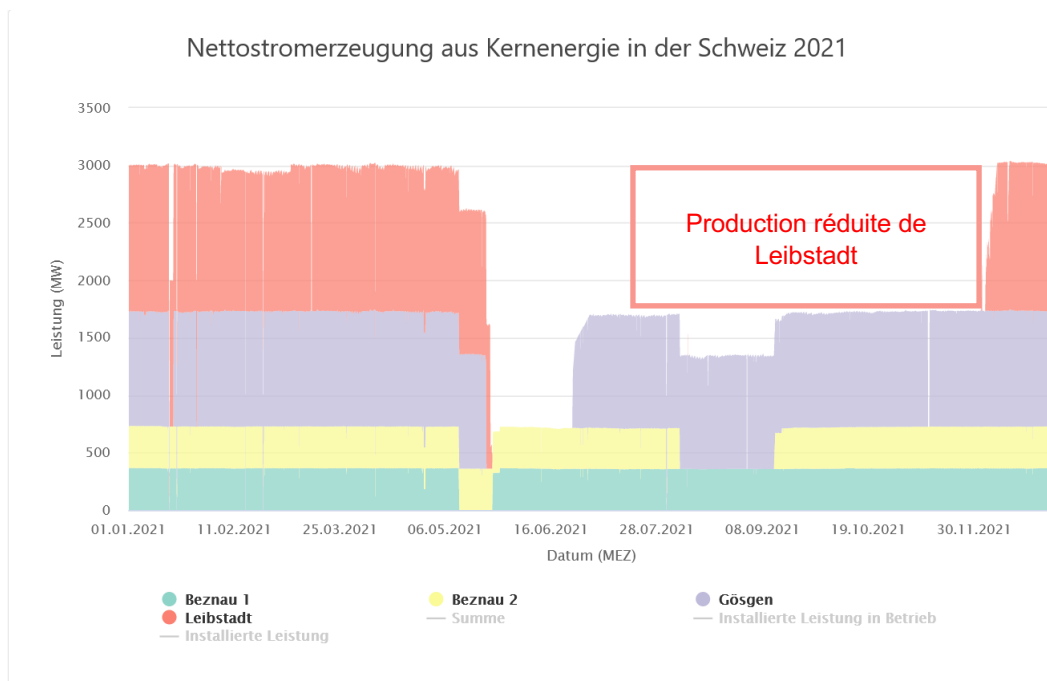


Illustration 10: génération d'électricité nucléaire nette 2021 : la révision planifiée a entraîné un arrêt imprévu de Leibstadt pendant plusieurs mois. Il n'est guère possible de prévoir des arrêts de production d'une telle ampleur. Source : www.energy-charts.ch

7.6 Les périodes de « dunkelflaute » sont planifiables

Il est possible d'envisager que des scénarios faisant coïncider une période de froid prolongée avec un manque de soleil et de vent ainsi qu'un niveau minimum des barrages puissent se réaliser. Des telles périodes de « dunkelflaute » peuvent provoquer une situation de pénurie de quelques jours. Cependant, il est très peu probable qu'un tel scénario se produise en Suisse. En effet, les conditions météorologiques sont très souvent différentes d'une région à une autre. En outre, une telle situation serait prévisible quelques jours en avance, ce qui permettrait d'adopter des démarches bien en amont. La mesure la plus efficace, dans ce cas, consiste à réduire la consommation, notamment dans l'industrie qu'il conviendrait de dédommager, le cas échéant. L'article 8a de la LApEI prévoit désormais un tel modèle. Les groupes électrogènes de secours de divers consommateurs pourraient assurer la fourniture d'énergie dans des situations météorologiques de ce genre, mais devront eux aussi passer aux combustibles de synthèse à moyen ou à long terme. Nous n'excluons pas la possibilité qu'il faille disposer de centrales à gaz pour maîtriser ce type de situations pendant une période transitoire.

Plus la part d'énergie issue de sources fluctuantes telles que le solaire et l'éolien augmentera, moins les centrales nucléaires ne seront utiles au sein du réseau, avec leur énergie en bande difficilement réglable. Il faut des centrales réglables, telles que les barrages, pour compenser la production d'énergie solaire et éolienne.

7.7 Les nouveaux réacteurs coûtent trop cher et arrivent trop tard

En Suisse, une nouvelle centrale nucléaire ne pourrait être mise en service avant 2045 environ. Le coût élevé des réacteurs et les incertitudes qui y sont liées empêche tout fournisseur d'énergie suisse de planifier sa construction. Il nous faudrait donc une centrale nucléaire financée par l'État. Par opposition, le photovoltaïque peut être développé rapidement et sans risque. Une fois construit, il élimine la dépendance des fournisseurs d'énergie, contrairement au nucléaire qui dépend encore fortement de certains fournisseurs d'uranium, dont la Russie. Mentionnons à ce titre que la loi sur l'énergie n'interdit pas la recherche en matière de nucléaire.

Les observations faites au point 7.5 sont par ailleurs valables : le photovoltaïque et le nucléaire n'interagissent pas bien (contrairement à l'hydroélectricité et au PV). Dans une situation où 50 % d'électricité solaire seraient injectés au réseau, un surplus massif d'énergie nucléaire issu de centrales difficilement réglables serait proposé, surtout pendant les mois d'été. Les nouveaux réacteurs ne seraient donc pas rentables et incapables de suivre les prix de l'électricité solaire.

8 Prochaines étapes

Les efforts concertés de tous les acteurs concernés sont nécessaires pour résoudre dans les meilleurs délais les problèmes liés à l'approvisionnement électrique hivernal. Voici une énumération non exhaustive des mesures :

Parlement/Confédération :

Imposer la digitalisation du réseau électrique (smart meter, smart grid)

Promouvoir l'harmonisation décentralisée de la production et de la consommation

Créer des incitations pour le stockage décentralisé jour/nuit (exonération de la rétribution de l'utilisation du réseau pour les batteries lors de la réinjection)

Promouvoir l'efficacité électrique et énergétique

Signer un accord sur l'électricité avec l'UE, faire avancer la réintégration de la Suisse au réseau européen

Cantons et municipalités :

Créer rapidement des programmes de remplacement des chauffages à accumulation électriques

Mettre rapidement en œuvre le MoPEC 2014 (augmenter l'efficacité)

Prochaine édition du MoPEC : instaurer l'obligation d'installer du PV lors de la rénovation de bâtiments

Accélérer et simplifier la procédure d'autorisation

Industrie électrique :

Introduire des tarifs été/hiver ; tarification dynamique

Améliorer l'exploitation des centrales à accumulation pour garantir la sécurité d'approvisionnement

Mettre en œuvre la digitalisation du réseau électrique, c'est-à-dire les directives politiques

Industrie et commerce PV :

Réaliser la 1^{re} augmentation pour passer à 2,5 GW d'ici 2025

Développer le marché en ajoutant les centrales PV alpines de manière « compatible avec la civilisation »

Propriétaires immobiliers :

Procéder à l'assainissement énergétique des enveloppes de bâtiments

Passer à une production de chaleur renouvelable

Passer à l'électromobilité