

Michel de Rougemont

Approvisionnement électrique de la Suisse conforme aux objectifs climatiques

*Une évaluation des capacités de production nécessaires
pour satisfaire la demande en tout instant.*

Étude



© Michel de Rougemont, 2022. Tous droits réservés.

Édité par :



Kaiseraugst, Suisse

Résumé et conclusions

Que ce soit pour des raisons climatiques, géopolitiques ou d'épuisement de ressources, la décarbonisation des activités dans le pays passera par une électrification massive afin de remplacer les carburants d'origine fossile servant à la mobilité, au chauffage domestique et industriel ainsi qu'à d'autres usages.

Un approvisionnement stable et sûr doit être en mesure de satisfaire la demande instantanée en tout lieu et en tout instant. Aucune interruption n'est tolérable, ni de courte durée ni partielle. La dépendance géopolitique ne permet pas non plus de compter sur des importations systématiques de courant, même si, en période de stabilité et d'abondance, des échanges commerciaux peuvent présenter des avantages.

Les réserves d'énergie non carbonées sont hydrauliques, par des lacs d'accumulation retenant les pluies ainsi que la fonte des neiges et des glaciers, sous forme de matière fissile dont les stocks suffisants pour plusieurs années sont en partie situés à l'étranger, et, en quantités mineures, de la biomasse et du biogaz. Le reste – cours d'eau, irradiation solaire, vent, déchets – est récolté de manière fatale, c'est-à-dire selon des disponibilités peu prévisibles et non pilotables. Tel quel, le courant électrique ne se laisse pas stocker : c'est pourquoi la production doit constamment et sans délai correspondre à la demande, sinon le réseau risque le collapse et le black-out.

La situation de l'approvisionnement en électricité de la Suisse n'est pas satisfaisante car, aggravé depuis la fermeture de la centrale de Mühleberg, il dépend de manière systémique de la bonne volonté exportatrice de voisins qui n'ont pas de perspectives d'abondance en la matière, pas même la France, championne du nucléaire qu'elle a délibérément cessé de bien maîtriser. Aucun de ces pays ne tient compte des vrais besoins issus de leurs politiques climatiques et de la décarbonisation à réaliser. De plus, des alléluias sont chantés lorsqu'en Allemagne la production des énergies renouvelables dépassent la demande du pays, ce qui implique des prix négatifs sur le marché. On oublie trop volontiers que cela ne dure qu'un court instant et que, pour le reste, la production de courant à l'aide du charbon et du gaz tient le rôle de cache sexe d'une *Energiewende* qui se trouve en faillite malgré des dépenses publiques faramineuses.

Dans cette étude, une évaluation est faite des besoins en électricité au tournant d'une élimination des carburants fossiles. En gros, alors que la consommation totale d'énergie baissera pour des raisons thermodynamiques, la demande en courant augmentera d'au moins 60 % et pourrait même devoir doubler selon les paramètres entrant en jeux. C'est considérablement plus que ce que publie l'Office fédéral de l'énergie. Et si le

climat devait être encore plus chaud demain, alors une demande estivale supplémentaire pour la climatisation se fera sentir.

Une fois cette demande en augmentation posée, des scénarios peuvent être imaginés selon les manières utilisées pour y satisfaire à toute heure du jour et tout au long de l'année. Ces scénarios n'incluent bien sûr aucune énergie primaire d'origine fossile ; ils intègrent des sources renouvelables et nucléaires en leur ajoutant des capacités de stockage et de restitution au réseau. Cela sert à écrêter les pics et vallées de production des renouvelables qui fonctionnent par intermittence.

Aucune étude d'approvisionnement en électricité ne peut ignorer qu'elle ne se laisse pas accumuler et qu'il faut intégrer dans un système des installations de transformation pour mettre de l'énergie en réserve, la restituer ensuite au réseau électrique, et assurer le transport dans cet intense va-et-vient.

C'est l'originalité de cette étude que d'évaluer non seulement les dimensions des diverses installations de production mais aussi celles, indispensables, de stockage et restitution au réseau d'une électricité qu'il faut transformer pour ce faire, ce qui est associé à des pertes significatives. Aucun rapport officiel ne quantifie correctement cet aspect pourtant essentiel du problème.

Le résultat principal de cette étude est l'impossibilité physique, hydrogéologique, matérielle et économique de réaliser à cette échelle un système composé exclusivement des nouvelles énergies renouvelables que sont le photovoltaïque et l'éolien combinées avec l'hydraulique existant.

Un approvisionnement électrique d'une Suisse décarbonée et autarcique à l'aide des seules énergies renouvelables est irréalisable car cela mobiliserait des ressources qui ne sont pas disponibles.

L'hydraulique ne saurait produire plus que ce que fournissent les pluies ainsi que la fonte des neiges et des glaciers. Les dispositifs de mise en stock (pompes) et de stockage (lacs) devraient atteindre des dimensions si énormes que l'entier du système ne ferait que gaspiller des investissements et de l'énergie. À cet endroit, des batteries électriques, même issues de *giga*factories optimisées, ne seraient que de coûteuses anecdotes.

Mal conseillé par des consultants incompetents et malhonnêtes, le Conseil fédéral se fait dire que c'est possible, puisque désirable. Plutôt qu'exercer un jugement critique d'expert, l'Office fédéral de l'énergie répète ce mantra de manière insensée et mensongère.

Il faut que l'approvisionnement électrique se fasse d'abord sous la forme d'un ruban stable en guise de socle. Déjà aujourd'hui l'hydraulique au fil de l'eau n'y suffit pas, en hiver encore moins qu'en été. Comme, ici ou à l'étranger, l'usage de centrales à charbon ou au gaz est exclu pour des raisons de politique climatique, il ne reste que le nucléaire pour accomplir cette tâche

essentielle. La loi sur le nucléaire qui interdit d'autoriser de nouvelles centrales et aussi de retraiter les déchets doit donc être révisée sans perdre plus de temps.

Les barrages et leurs centrales hydrauliques servent à piloter la production de sorte qu'elle réponde en tout instant à la demande. Une production en forme de ruban doit assurer la continuité de l'approvisionnement. La seule technologie décarbonée qui le permette est le nucléaire.

La promotion des usages décarbonés comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur ainsi qu'une interdiction des véhicules à moteurs thermiques doivent bien sûr attendre que les capacités nécessaires soient vraiment disponibles.

Une proposition de stratégie en dix points pour l'approvisionnement électrique du pays est finalement présentée au sujet de laquelle l'auteur se réjouit de débattre avec des critiques compétents.

Le lecteur pressé et/ou peu porté sur la technique devra se contenter de faire confiance aux élucidations de l'auteur et pourra sauter directement au chapitre 4.

Table des matières

Résumé et conclusions	1
1. Situation en Suisse.....	5
2. Besoins en courant d'une Suisse décarbonée	11
3. Scénarios de production	15
3.1 Stockage et restitution d'électricité.....	15
3.4 Scénarios et résultats.....	21
3.4.1 Détails horaires	24
3.4.2 Implications financières.....	28
4. Évaluation	31
5. Stratégie à suivre	33
5.1 À propos du carbone.....	34
5.2 À propos de l'hydrogène	35
5.4 À propos du nucléaire	36
5.5 Dix stratégies pour l'approvisionnement électrique	39

1. Situation en Suisse

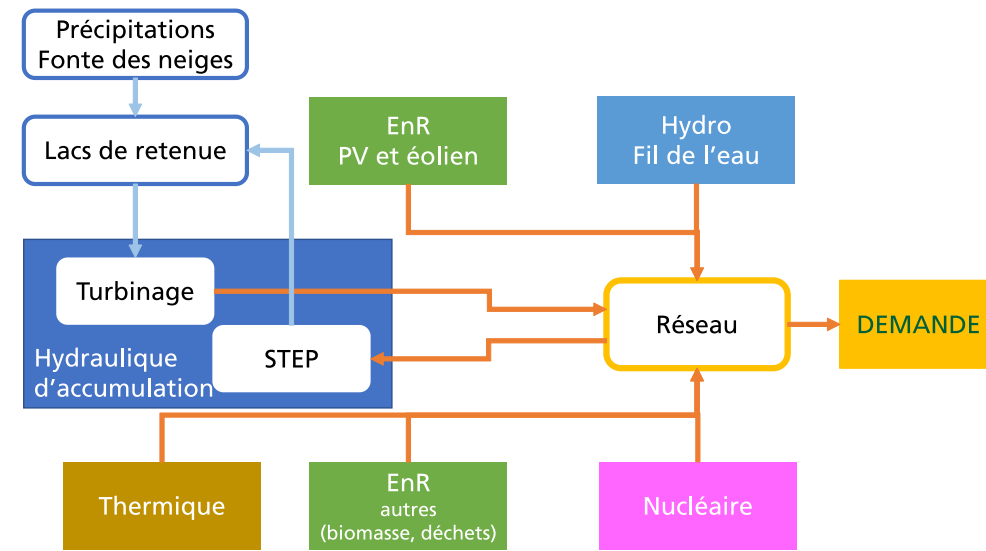


Figure 1
Schéma d'approvisionnement électrique de la Suisse.
STEP : stations de transfert d'énergie par pompage.
EnR : nouvelles énergies renouvelables (hors hydraulique)

La production électrique en Suisse est presque totalement décarbonée. Seul le thermique classique (1,9 % du total) émet directement du CO₂ lors de la production combinée de chaleur et de courant, avant tout dans l'industrie ou en combinaison avec le chauffage à distance.

2021	Production [GWh]	Contribution	Puissance installée [MW]	Facteur de capacité CF%
Hydro fil de l'eau	16 962	26.4%	4 878	39.7%
Hydro accumulation	22 538	35.1%	11 928	21.6%
Nucléaire	18 530	28.9%	2 970	71.2%
Thermique classique	1 197	1.9%		
Thermique renouvel.	1 113	1.7%		
Bois	482	0.8%		
Biogaz	405	0.6%		
Photovoltaïque	2 842	4.4%	3 655	8.9%
Éolien	146	0.2%	87	19.2%
Production brute	64 215	100.0%		
Turbinage STEP	4 145	6.5%	3 109	15.2%
Production nette	60 070	9.6%		
Solde import-export	2 413	3.8%		
Consommation brute	62 483	97.3%		
Pertes	4 370	6.8%		
Consommation finale	58 113	90.5%		

Tableau 1
Statistique de la production électrique en 2021.
Le facteur de capacité est calculé pour la moyenne entre 2020 et 2021 de la puissance nominale installée.
Solde import- export : la valeur positive indique un excédent d'importation.
Source des données : OFEN et SwissGrid.

Les nouvelles énergies renouvelables (EnR), non hydrauliques, contribuent pour 7,8 % à la production brute. Avec 4,4 %, le photovoltaïque (PV) en est la part la plus importante et se trouve en forte croissance, de 17 % par an au cours des 5 dernières années.

Les facteurs de capacité (CF) indiqués dans le Tableau 1 expriment le taux moyen d'utilisation de la capacité installée (puissance nominale) au cours de l'année. Le CF du PV en 2021 est plus bas que les habituels 10,8 %, cela est vraisemblablement dû à sa croissance et une mise en service des nouvelles installations tardive dans l'année. Pour l'éolien, un CF inférieur à 20 % indique que les conditions helvétiques ne sont pas favorables pour cette technologie qui rencontre par ailleurs de fortes oppositions liées à la préservation des paysages et des oiseaux, ainsi qu'aux immissions sonores.

De longues périodes inhabituelles d'entretien du nucléaire en ont péjoré le facteur de charge qui est habituellement de 85-90 %. Le nucléaire a une forte inertie qui ne lui permet pas de réagir en quelques minutes comme une turbine hydraulique ; il n'est pas non plus conçu pour opérer à charge réduite, même si c'est techniquement possible dans une plage de réglage restreinte. Il fonctionne donc à 100 % ou est à l'arrêt pour effectuer des opérations d'entretien.

La production annuelle est soumise à des variations saisonnières et quotidiennes. Le développement du photovoltaïque est devenu significatif non tant quant à la quantité fournie (4,4 %) que par la puissance totale installée, supérieure à celle du nucléaire. L'éolien reste négligeable mais les séries de données permettent de repérer la disponibilité relative du vent au cours de la saison, là où les premières turbines sont installées.

Aucune année est typique, 2020 fut bien bizarre, alors que 2021 fut entachée d'une longue période d'entretien du nucléaire. Après la désaffectation à fin 2019 de la centrale nucléaire de Mühleberg, il manque une contribution de 3 TWh/a que les renouvelables ne peuvent pas produire au bon moment. Le pays est désormais en position de dépendance importatrice systémique.

Plus de 55 % du courant produit l'a été en forme de bande à peu près continue par le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau, les autres technologies sont utilisées de manière irrégulière, choisie dans le cas de l'hydraulique d'accumulation et les STEP et subie pour l'irradiation solaire et le vent.

Tableau 2
Contribution des technologies
à la production en 2021.

	Puissance installée	Courant fourni
Nucléaire	11.2%	28.9%
Hydro fil de l'eau	18.3%	26.4%
Hydro accumulation	44.8%	35.1%
STEP	11.7%	6.5%
Éolien	0.3%	0.2%
Photovoltaïque	13.7%	4.4%

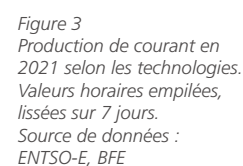
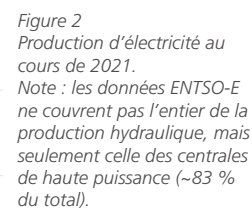


Figure 4
Production hebdomadaire
selon les années et les saisons
(le PV devient visible, en
jaune)



2021

2019

2016

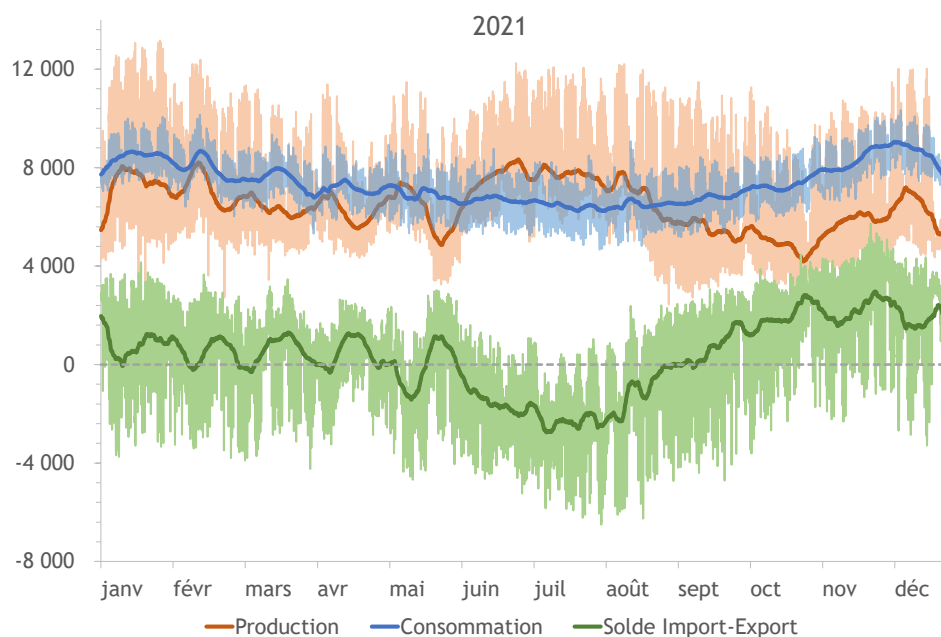


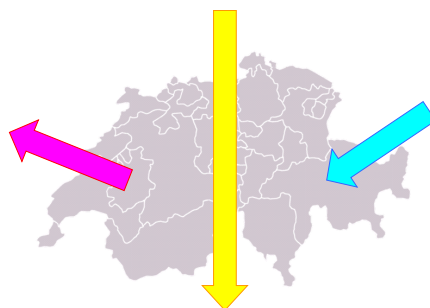
Figure 5
Bilan des importations et des exportations en 2021.
Les lignes montrent des moyennes lissées et centrées sur 7 jours. Un solde import-export positif signifie importation.

Vu dans un autre ordre et avec des valeurs moyennes lissées sur sept jours, le diagramme précédent se présente comme suit :

Le profil hebdomadaire de la production est différent d'année en année et selon les saisons. Voir la Figure 4 à la page suivante.

Import/Export/Transit 2021

Transit	E	21 283 356 MWh
	Pmax	6 425 MW
Import	E	30 947 981 MWh
	Pmax	7 739 MW
Export	E	28 053 044 MWh
	Pmax	7 144 MW
Balance	E	2 894 937 MWh



Die Pfeilrichtungen dienen nur zur Illustration und müssen keiner echten Energieerichtung entsprechen
Directions of arrows only illustrate the meaning and have no link to real energy flows

Source : Swissgrid

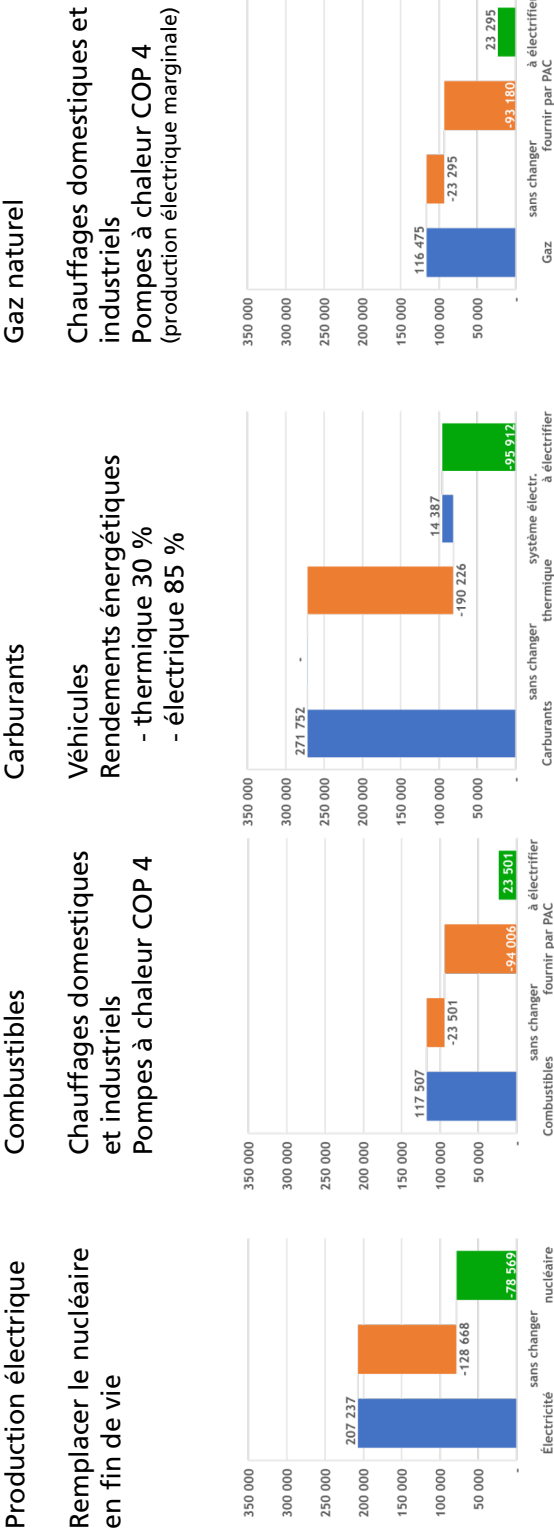
Figure 6
Bilan d'importation et exportation.
Notre pays fonctionne aussi comme voie de transit de courant échangé entre nos voisins, ce qui charge le réseau de transport d'en moyenne environ l'équivalent de ce que produit le nucléaire.

La production ne satisfait pas la demande en hiver, elle est en excès en été. La différence entre production et consommation est compensée à tout moment par des importations ou des exportations.

Depuis l'arrêt de la centrale nucléaire de Mühleberg qui, avec une puissance nominale de 335 MW, produisait 3 TWh par an, la Suisse est devenue un importateur net d'électricité.

Le réseau est dimensionné pour assurer les échanges intérieurs, c'est-à-dire la consommation maximale de 10.6 GW et le pompage par les STEP, ainsi que les flux des transferts avec l'étranger.

Figure 7
Remplacement de chaque utilisation de combustibles fossiles par de l'électricité.
Les chiffres de référence (barres bleues) sont les moyennes de consommation d'énergie de 2016 à 2021 publiées par l'OFEN.



2. Besoins en courant d'une Suisse décarbonée

Afin de décarboniser la consommation d'énergie il faut remplacer l'usage des carburants fossiles par celui de l'électricité. Cela concerne les carburants pour les transports routiers et aériens ainsi que les combustibles (gaz et mazout) pour les chauffages domestiques et industriels. Malgré tout, il restera des consommations ne pouvant pas être électrifiées, en particulier dans des applications industrielles. Une estimation grossière des besoins en courant électrique à la fin de telle transition (supposée en 2050) est fondée sur les hypothèses suivantes :

1. Remplacement complet des véhicules à moteur essence ou diesel par des électriques. L'efficacité thermique de 30 % est substituée par l'électrique de 85 %.
2. Chauffages par pompes à chaleur ayant un rendement (COP) de $4 W_{th}$ par W_{el} .
3. 20 % d'économies générales de consommation d'énergie.
4. Croissance de l'économie de 1 % par an, accompagnée pour moitié seulement par la demande d'énergie suite à une amélioration générale de l'efficacité énergétique et à des changements de structure de l'économie).
5. 20 % des utilisations de combustible qui ne pourront pas être remplacées par de l'électricité.

Les quantités d'énergie à fournir par de nouvelles productions d'électricité seront les suivantes (barres vertes de la figure ci-contre).

	TJ/a	TWh/a
Électricité	78 569	21.8
Combustibles	23 501	6.5
Carburants	95 912	26.6
Gaz	23 295	6.5
Total nouvelle électrification	221 278	61.5

Tableau 3
Transformation des besoins
thermiques en électriques,
y compris le nucléaire actuel
qui doit être remplacé

Dans la somme des besoins à satisfaire par de la « nouvelle électricité » (61,5 TWh/a), le remplacement des centrales nucléaires actuelles doit être inclus (21,8 TWh/a) car elles seront devenues obsolètes avant 2050.

Des économies d'énergie sont à réaliser qui diminuent cette demande ; mais aussi une croissance économique est attendue qui l'augmente (tableau 4, page suivante).

Cette demande de 92.3 TWh/a devra être satisfaite par un mix électrique qui n'est pas encore déterminé et dont la seule contrainte est de n'émettre directement aucun gaz à effet de serre.

Tableau 4
Demande en électricité après
transition au "net zéro
carbone"
Les capacités existantes sont
principalement faites
d'hydraulique et d'autres
sources renouvelables
mineures.

	TJ/a	TWh/a
Total nouvelle électrification	221 278	61.5
économies générales : 20%	-44 256	
croissance 2022-2050 : 15%	26 531	
Nouvelles capacités à créer	203 553	56.5
capacités électriques existantes	128 668	35.7
Approvisionnement électrique post-net-0	332 221	92.3

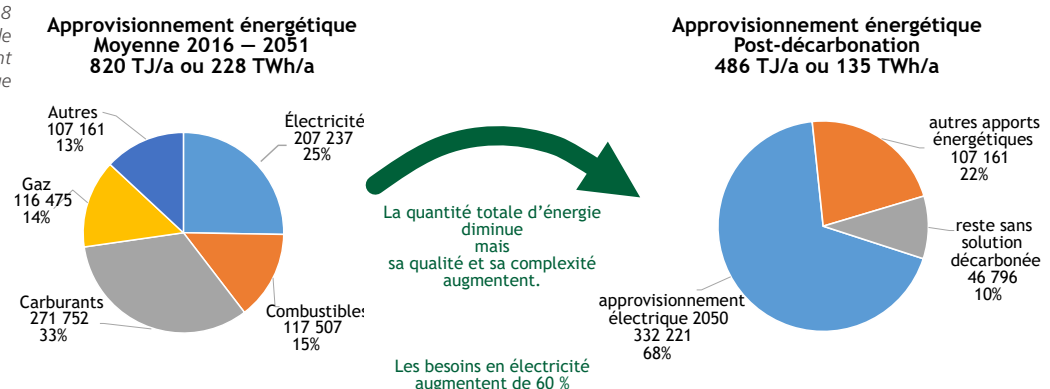
Il faut retenir que dans l'estimation effectuée ici, il reste des besoins en énergies qui ne sont pas remplaçables par de l'électricité, carbonées ou non.

Tableau 5
Total de l'approvisionnement
énergétique après transition
au net zéro

	TJ/a	TWh/a	
Approvisionnement électrique post-net-0	332 221	92.3	68%
autres sources d'énergie décarbonée	107 161		22%
solde sans solution décarbonée	46 796		10%
Approvisionnement énergétique post-net-0	486 178	135.0	100%

Aucune solution n'est actuellement connue pour décarboner certaines industries, ciment et chimie en particulier. Quelles qu'en soient les solutions, cela impliquera nécessairement une augmentation supplémentaire de la demande en électricité, impossible à chiffrer sans savoir de quoi il s'agit.

Figure 8
Transformation de
l'approvisionnement
énergétique



Alors que la demande totale en énergie diminue de 228 à 135 TWh par an (-41 %), la demande en électricité augmente d'au moins 60 %.

Un ordre de grandeur de la tâche est ainsi donné qui permet d'évaluer les voies possibles pour l'accomplir. Rappelons qu'il s'agit ici d'une estimation de la demande. Les pertes encourues dans le réseau et la distribution ainsi que dans des opérations de stockage et restitution de courant n'y sont pas incluses.

Toutes considérations associées à l'hydrogène ou à d'autres substituts énergétiques ne sont pas incluses non plus. En ces cas, il s'agirait de vecteurs

énergétiques secondaires dont la production exigerait un supplément de courant électrique.

Les hypothèses choisies lors de cette évaluation sont intentionnellement optimistes (économies d'énergie, rendements des pompes à chaleur).

Si l'efficacité énergétique des pompes à chaleur était de $3 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ au lieu de 4, alors la demande électrique totale augmenterait de 5% environ.

Aussi, d'autres approches et hypothèses sont possibles pour l'estimation des besoins, par exemple pour le transport routier et la substitution des carburants, essence et diesel.

Dans ce cas, la demande pour substituer les carburant serait presque doublée

Véhicules	Parc actuel [millions]*	Usage [km/a]	Consommation [kWh/100 km]	Demande électrique. [TWh/a]
Voitures	4.7	12 500	21.5	14.5
Motos	0.8	5 000	10.8	0.5
Camions	0.5	100 000	125.0	71.9
* Croissance	15%		Total	86.9

Tableau 6
Évolution du parc à véhicules
en Suisse et consommation
électrique.
Source : Office fédéral de la
statistique.

et la demande électrique totale serait de 119 TWh/a au lieu des 92,3 TWh/a précédemment calculés. La plus grande inconnue concerne les poids lourds car l'usage de batteries est peu probable en raison de leurs poids, de leurs coûts, de leur autonomie limitée et de la durée de leur recharge. Par ailleurs, il n'est pas possible d'estimer l'impact sur la demande électrique que pourrait avoir le passage à l'hydrogène ou à des carburants synthétiques.

Dans ses « [Perspectives énergétiques 2050+](#) », l'Office fédéral de l'énergie suppose que la production électrique décarbonée en 2050 devrait être d'environ 84 TWh/a avec la moitié de sources hydrauliques. Mais la question du solde importateur reste ouverte (jusqu'à 20 TWh/a). C'est en tous les cas une estimation incomplète.

Dans la suite de cette étude, ce sont plus les ordres de grandeur qui sont importants qu'une soi-disant exactitude prévisionnelle. Le chiffre réel ne sera connu que trop tard.

3. Scénarios de production

Divers scénarios sont évalués pour l’approvisionnement du pays en électricité, de manière autonome et sans la moindre interruption, en fonction de la demande telle qu’elle varie au cours des jours, semaines et saisons. Le choix des moyens de production peut alors être discuté.

3.1 Stockage et restitution d’électricité

La continuité de l’approvisionnement est assurée par un stockage qui se fait sous une autre forme et qui permet une restitution instantanée selon les besoins. Le temps de réaction nécessaire doit être de quelques minutes. Pour mettre de l’énergie électrique en réserve, il est nécessaire de la transformer, par exemple, sous forme hydraulique par pompage en altitude ou électrochimique en chargeant des batteries.

Ce sont l’hydraulique d’accumulation et les stations de transfert d’énergie par pompage (STEP) qui permettent de piloter la production selon les variations de la demande. Cela explique la faible utilisation de leurs capacités installées (facteur de charge CF). Pour cela il faut disposer de lacs d’accumulation qui gardent en réserve l’énergie fournie par les précipitations et, en faible proportion, par les opérations de pompage.

La capacité totale des bassins d’accumulation est actuellement de 8 865 GWh. Chaque année la différence moyenne utilisée entre le niveau minimum (mi-avril) et maximum (mi-septembre) est de 6 500 GWh, soit 75 % de la capacité. Depuis 2000, le taux de remplissage minimal a été de 8 % et le maximal de 85 %.

L’efficacité des opérations de stockage et restitution est au mieux de 80 % pour l’hydraulique (pomper 125 pour récupérer 100). Pour les batteries au lithium utilisées pour les véhicules électriques ou le stockage domestique, les pertes lors du cycle de charge-décharge sont de 10 à 15 %. Tous les modes de stockage et de restitution sont confrontés au défi de leur taille, des pertes encourues, des ressources naturelles à mobiliser (lithium, cobalt, métaux, paysage), et donc d’être économiquement viables dans un environnement sain et bien sécurisé.

Comparaison nécessaire car utile avec le stockage dans des batteries au lithium :

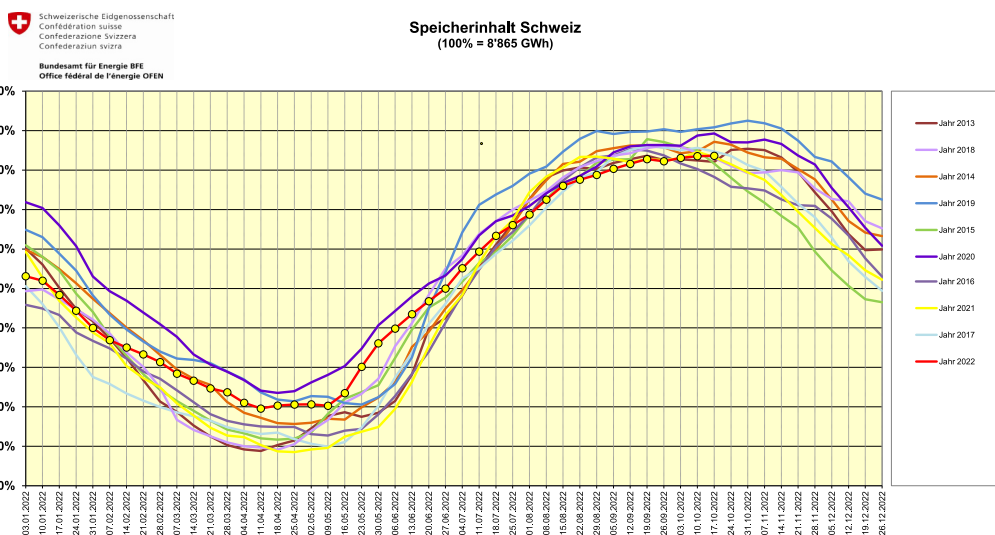
Une des plus grandes *gigafactories* est en construction au Royaume-Uni (Midlands) qui produira des batteries au lithium pour 60 GWh de stockage par année dès 2025. Il lui faudrait donc 147 ans de production pour atteindre la capacité des bassins d’accumulation en Suisse.

Autre point de vue : pour 4,7 millions de voitures consommant en moyenne 20 kWh par jour et 0,5 million de camions consommant 400 kWh par jour, 5 jours sur 7, la recharge moyenne par jour serait de 240 GWh environ. Cependant, la puissance [GW] à fournir pour effectuer cette charge

quotidienne ne sera pas divisée également au cours de la journée. La moyenne arithmétique de 10 GW (= 240 GWh divisé par 24h) ne signifie donc rien de pratique. Charger une batterie n'est pas non plus instantané. Avec un « super chargeur » de 150 kW il faut 30 minutes pour transférer environ 68 kWh utiles qui permettront de parcourir entre 300 et 400 km. Le faire plus vite est dommageable à la batterie.

Ces comparaisons montrent que les dimensions diffèrent d'au moins un ordre de grandeur d'avec celles concernant l'approvisionnement électrique de tout le pays.

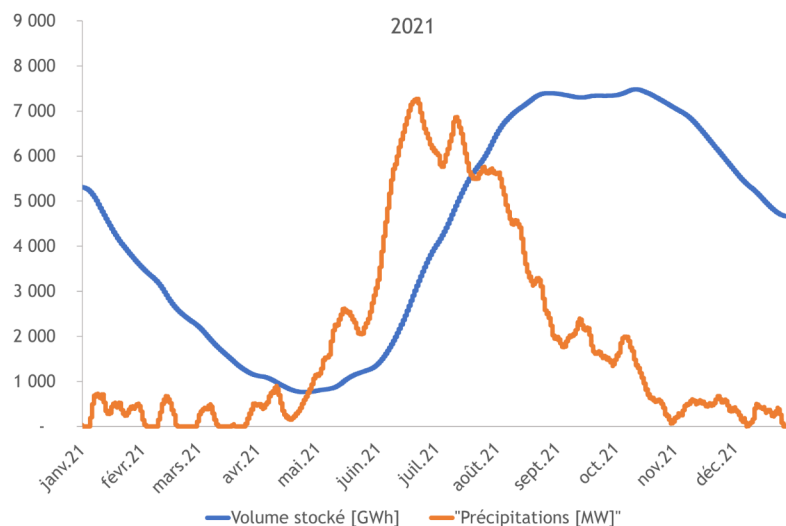
Figure 9
Taux de remplissage des bassins d'accumulations. Valeurs communiquées chaque lundi. Le contenu exprimé en GWh est l'énergie récoltable par turbinage (donc nette, pertes déduites).



Avec une capacité théorique de 8 965 GWh, la capacité utilisée moyenne de 2017 à 2021 fut de 6 500 GWh.

Par bilan entre la différence de niveau du début à la fin de l'année et l'électricité produite par turbinage, il est possible d'évaluer le volume des précipitations. En moyenne entre 2017 et 2021, elles furent de 19 200 GWh/a. Cela signifie qu'un stock de 6 500 GWh tournait trois fois par année.

Figure 10
Exemple d'estimation des apports issus des précipitations et de la fonte des neiges en 2021. Ne disposant que de données hebdomadaires du stockage, l'évaluation reste approximative. Les valeurs négatives résultant de ce calcul ont été ignorées. Le profil est différent d'année en année, même si son allure générale est assez constante.



Centrales hydrauliques en Suisse

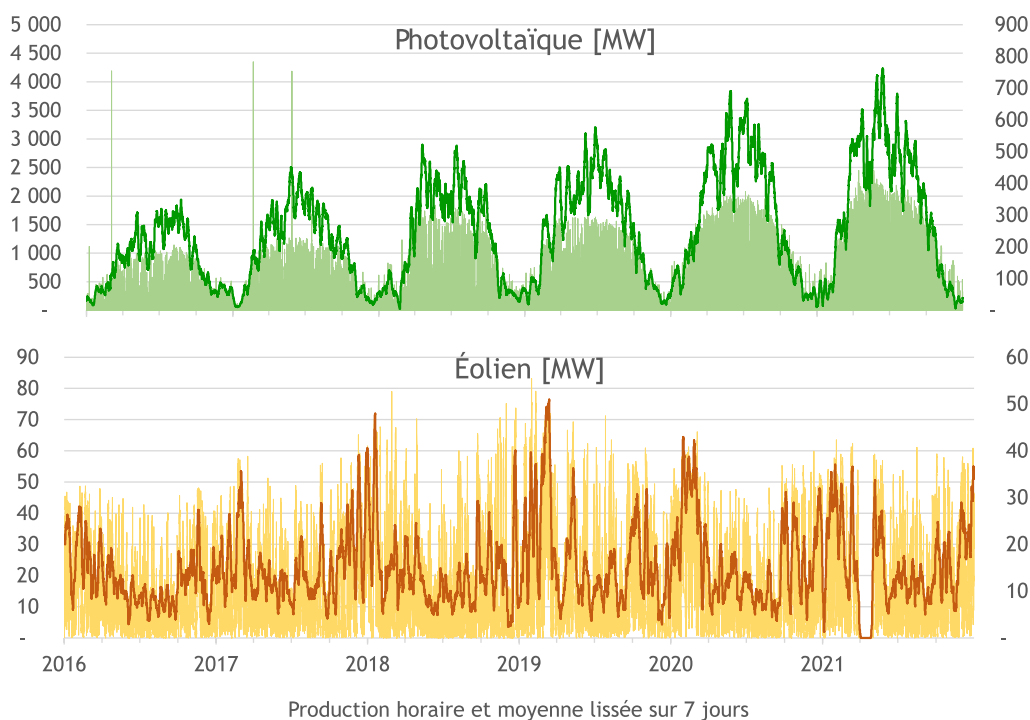
				Puissance [MWe]	
				Générateur	Moteur Pompe
Total	718			17 490	3 965
hors service	dont 2			634	
en construction ou modification	20			1 216	1 082
avec pompage	dont 4			1 039	1 082
en service	6%			15 590	2 883
L - au fil de l'eau	dont 583			4 751	39
avec pompage	dont 3			90	39
P - re-circulation	3			562	492
S - d'accumulation	94			7 730	238
avec pompage	dont 17			391	238
U - Re-circulation	16			2 473	2 114
Pompage total, en service ou en construction :				4 043	3 473

Source : OFEN

Tableau 7
Parc des centrales hydrauliques en Suisse.
Seules les installations de type U sont de « vraies » STEP avec turbine-générateurs couplés.
Les autres pompes rechargent des eaux déjà turbinées ou à turbiner.

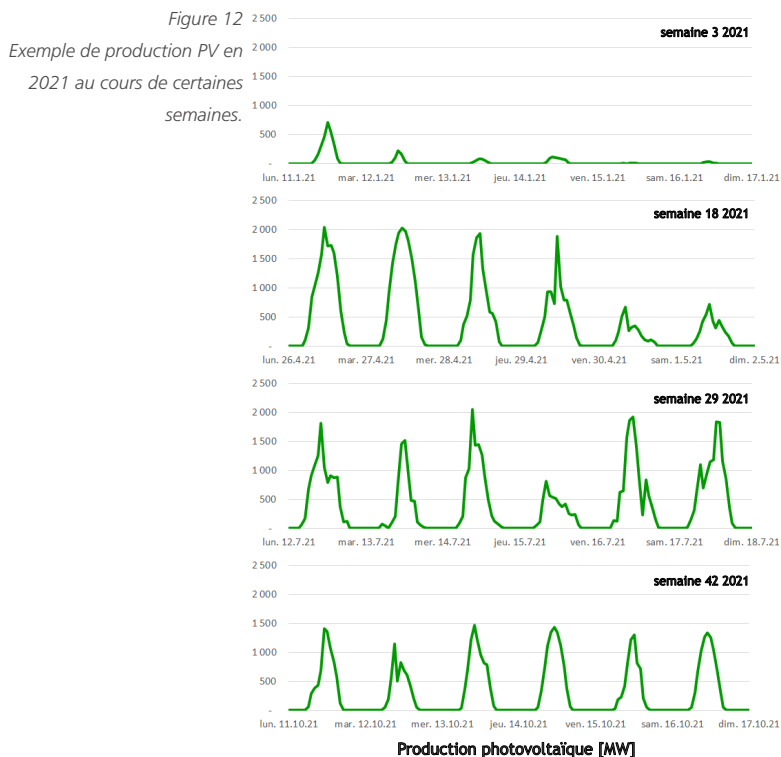
Avec la mise en service de Nant de Dranse, la puissance installée des STEP s'élève maintenant à 3 370 MW et la somme des capacités de stockage est d'environ 100 GWh.

Les intermittences de la production des « renouvelables » (EnR) que sont le photovoltaïque et l'éolien doivent être compensées en cas de manque par l'adaptation d'autres productions pilotables comme l'hydraulique d'accumulation et, en cas de pics excédentaires, absorbées par une mise en stock afin de pouvoir les restituer au réseau lorsque des prochains creux de production causeront un déficit.



© Michel de Rougemont, 2022.

L'intermittence quotidienne du photovoltaïque est représentée ci-dessous. Des absences totales de production sont fréquentes en hiver.



L'éolien ne suit pas de répétitions particulières, même s'il est dit qu'il serait plus intense en hiver qu'en été. De toute manière, cette technologie reste anecdotique en Suisse qui n'a pas de vents intenses pour son développement.

Sans dispositifs de stockage et restitution, la production excédentaire que des EnR fourniraient serait perdue ou serait utilisée aux dépens de l'arrêt d'autres installations. Pour les variations saisonnières il faut disposer d'autres réserves, ce qui est la fonction des bassins d'accumulation installés dans le pays qui retiennent les précipitations et la fonte des neiges, ainsi que les quelques installations de pompage qui recyclent des eaux déjà turbinées.

Un véritable stockage artificiel intersaison n'existe pas. Ce sont les précipitations qui alimentent des réserves qui sont consommées tout au long de l'année.

La raison d'être des STEP existantes fut marchande. Il s'agissait de pomper avec du courant de bas prix produit en bande et en excès la nuit (*buy low*), pour ensuite turbiner au milieu de la journée lorsque la demande et le prix étaient élevés (*sell high*).

Ordre de grandeur : une marge de 40 millions de Fr est dégagée lorsque la différence de prix est de 10 Fr par MWh (pour les 4 TWh/a produits en moyenne au cours des 6 dernières années).

La manière avec laquelle les STEP actuelles sont utilisées montre qu'elles ont perdu leur attractivité car les marges importantes ont disparu.

Elles produisent actuellement tôt le matin et en fin d'après-midi (courbes bleues dans la figure ci-dessous) afin de maximiser leur prix de vente. Les pics de production PV (courbes vertes) se manifestent au milieu de la journée avec des prix bas car, en cas de prépondérance du PV dans le mix électrique, il s'agira d'une production excédentaire. Il arrive déjà que le prix à la bourse spot soit négatif certains dimanches à midi en raison de l'excédent de production allemande. Cette situation s'amplifiera et, avec le développement du PV, il faudra pomper avec intensité au milieu de la journée pour turbiner

en soirée afin de pallier l'absence de production PV. Cela n'est pas invalidé par les divagations de prix actuelles qui ne sont liées qu'au prix du gaz naturel. L'utilisation des STEP devra donc être modifiée pour absorber d'intenses pics de production PV si cette technologie devenait prépondérante. Les calculs présentés au chapitre suivant en montreront les dimensions.

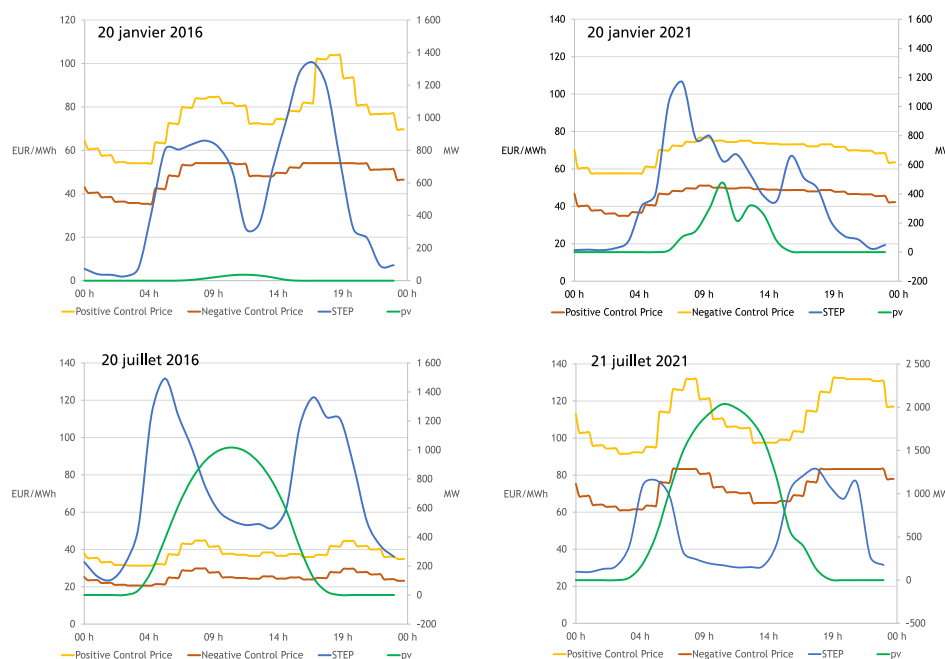


Figure 13
Productions issues du
turbinage des STEP et du
photovoltaïque (échelle de
droite)
mises en relation avec le
prix octroyé aux producteurs
(positive et negative control
price, échelle de gauche) qui
signale le moment favorable à
injecter du courant dans le
réseau afin de le garder sous
contrôle.
La marge réalisée par le
producteur STEP sera
proportionnelle à ce prix.
Le jour de la semaine est un
mercredi dans les quatre cas.
Les données horaires de
pompage des STEP ne sont
malheureusement pas
disponibles.

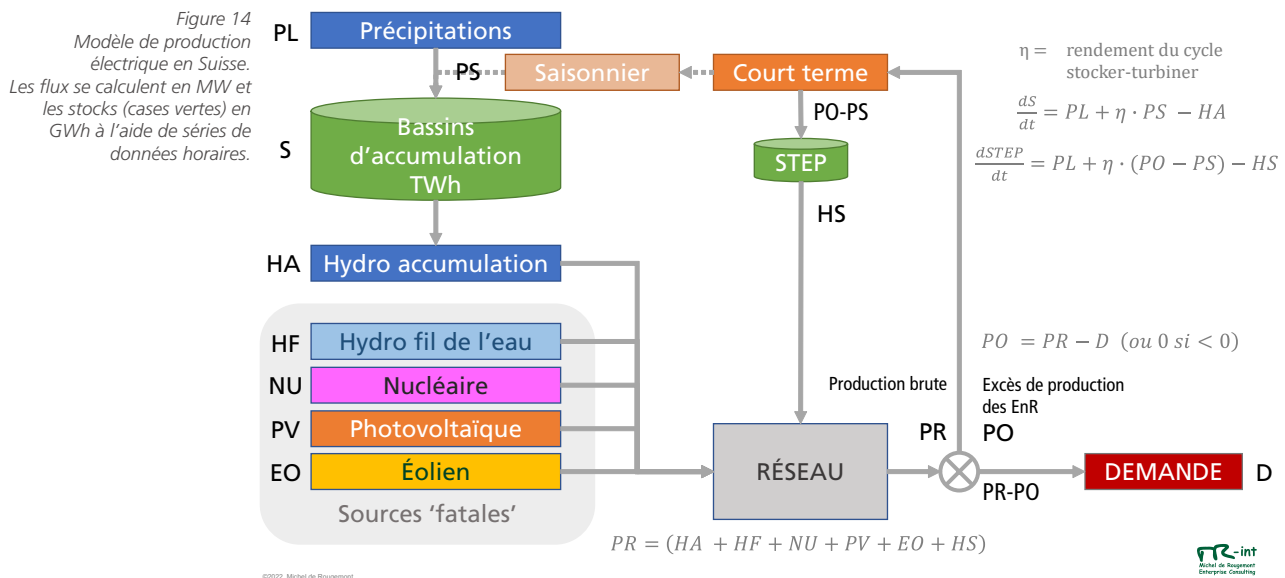
3.2 Technologies en jeu et méthode de simulation

Les énergies dites fatales, – hydraulique au fil de l'eau, PV, éolien – ne sont pas pilotables. Il faut les utiliser pour injecter du courant dans le réseau ou renoncer à cette production.

Pour une production « en bande », la seule technologie décarbonée existante est celle du nucléaire. Il est préférentiellement opéré au maximum de sa capacité ou doit être arrêté, ce qui n'est pas instantané et ne permet pas une adaptation aux rapides fluctuations de la demande. Les interruptions pour révision et recharge des éléments de matière fissile doivent être compensées par les autres technologies. De préférence cela doit se passer en été. Même si cette production pourrait être en partie pilotée, il faut considérer sa production comme « fatale » ou invariable pour les calculs de simulation.

Les autres technologies à disposition n'ont pas suffisamment d'importance (3 % de la consommation totale) pour devoir compliquer les calculs. Elles sont fatales par elles-mêmes ou parce qu'elles sont couplées à d'autres besoins industriels ou de chauffage : incinération des déchets, chauffage à distance (bois et autres), cogénération vapeur-électricité, petite hydraulique au fil de l'eau, géothermie.

La simulation de divers scénarios suivra le schéma suivant :



Les deux variables d'ajustement sont le turbinage (HS) de l'eau accumulée dans les bassins et le pompage/turbinage (PO) des STEP.

Si la somme des sources fatales ne couvre pas la demande, alors le contenu des bassins de rétention des STEP sera utilisé en priorité avant de turbiner la réserve des lacs d'accumulation.

Si les sources fatales fournissent du courant en excès de la demande, alors il sera mis en réserve par pompage dans la mesure où les capacités de mise en stock sont encore disponibles, c'est-à-dire la puissance de pompage [MW] et le volume de stockage [GWh].

Un stockage saisonnier n'existe pas et serait à créer en supplément des bassins de rétention des STEP dont la capacité est limitée à quelques dizaines d'heures. Si la capacité maximale des bassins de rétention des STEP est dépassée, alors un pompage orienté vers les lacs d'accumulation devrait être installé. Comme ce stockage ne peut pas être réalisé, il faudra renoncer à valoriser cette production excédentaire.

La capacité instantanée de turbinage [MW] peut être augmentée afin de pouvoir vider plus rapidement les bassins d'accumulation. Actuellement, et après déduction des parts étrangères dans cette production, ce sont 8 060 MW qui sont disponibles. Cependant, la production nette de l'hydraulique d'accumulation ne peut pas dépasser les apports des précipitations et de la fonte des glaciers – en moyenne 19.2 TWh au cours des six dernières années – dans les bassins versants des Alpes qui sont déjà captés à presque 100 %. Sinon, les bassins d'accumulation ne pourraient pas être remplis à nouveau chaque année. Les paramètres des scénarios doivent donc être modifiés afin que le bilan des bassins d'accumulation reste nul sur une période de cinq ans.

Le modèle d'un stockage hydraulique est utilisé mais, en fait, la nature de la technologie utilisée pour mettre en réserve du courant et le restituer n'a pas

d'importance. Pomper et turbiner peuvent aussi être nommés charger et décharger. Les deux ont des limites de vitesse de charge [MW] et de capacité de stockage [GWh]. Ce n'est qu'après en avoir estimé les grandeurs qu'il sera possible de discuter des moyens pour y parvenir.

Il s'agit bien entendu d'une représentation schématique et simplifiée d'un système bien plus complexe. Le but est d'estimer les ordres de grandeur des flux et des stocks dont il faut disposer.

Les calculs sont effectués dans une base de données mysql qui contient toutes les séries horaires. Pour évaluer un scénario, l'ordinateur de l'auteur tourne pendant 24 secondes à la fréquence de 4 GHz.

3.4 Scénarios et résultats

Selon l'estimation faite et discutée au chapitre 2, la demande annuelle nette à satisfaire est supposée de 92 TWh/a. Il faut considérer ce cas comme l'un des plus optimistes tendant à sous-estimer les besoins réels.

Le profil horaire relatif historique de chaque année, de 2017 à 2021, est utilisé pour donner forme à la demande et à la production des diverses technologies, sauf l'hydraulique d'accumulation et le turbinage des STEP qui sont calculés en fonction des paramètres choisis pour chaque scénario. Il n'est pas possible de calculer une moyenne des profils horaires des productions intermittentes car cela atténuerait les discontinuités observées et donc les besoins instantanés de stockage et restitution qui sont au cœur des calculs de simulation. Il faut donc réaliser de multiples simulations, chacune fondée sur le profil observé lors d'une année ou d'une autre (de 2017 à 2021).

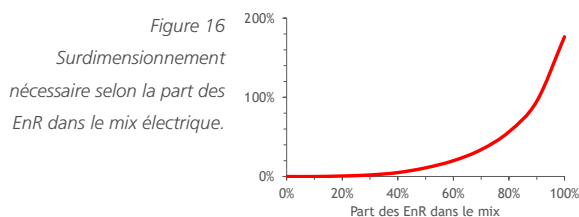
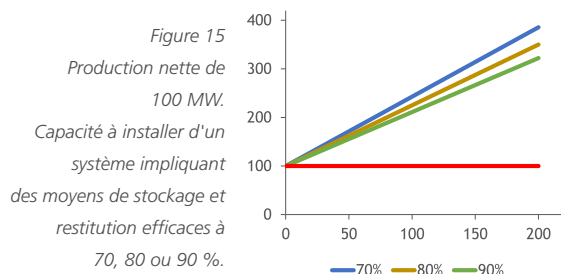
Chaque scénario est défini par les paramètres suivants :

1. La demande à satisfaire, de 92 TWh/a ou autre ;
2. La production attendue (TWh/a) de :
 - a. l'hydraulique au fil de l'eau,
une moyenne annuelle stable de 17,5 TWh/a, répartie selon le débit des rivières,
 - b. du nucléaire,
 - c. du photovoltaïque,
 - d. de l'éolien,
 - e. des précipitations,
l'hydraulique d'accumulation ne peut turbiner plus que ce qu'elles apportent (19,2 TWh/a en moyenne) dans un environnement déjà presque totalement exploité dans les Alpes suisses ;
3. La part du nucléaire, entre 0 et 100 %, calculée sur ce qui reste à produire après déduction de l'hydraulique au fil de l'eau et des précipitations (36,7 TWh) ;
4. PV et éolien se répartissant selon une clé variable qui est actuellement de 95/5 ; tenant compte de la faible ventosité, cela ne pourra

vraisemblablement pas dépasser 80/20 ;

5. La capacité de stockage des STEP (actuellement de l'ordre de 100 GWh ou 30h au maximum) ;
6. La puissance des pompes des STEP (actuellement de 3 300 MW) ;
7. Le rendement η du cycle de pompage-turbinage, (80 % pour l'hydraulique : il faut utiliser 125 MWh pour en restituer 100) ;
8. Le niveau initial de la réserve des bassins d'accumulation qui doit se maintenir d'année en année sans pertes ni gains qui s'accumuleraient par un excès ou un défaut de turbinage.

Sans se donner de limite à la capacité de pompage des STEP, et selon le degré de contribution des renouvelables au mix électrique, les besoins de capacité de production seront différents puisque cela impliquera des moyens de stockage de plus en plus importants.



Si, pour une période, la production excède la demande, il faut ou bien la faire cesser et renoncer à l'équipement de production, ou la récupérer pour la stocker.

Il faut ensuite restituer la quantité stockée, diminuée des pertes de transformation, en un autre moment, par exemple lorsque la production primaire est insuffisante.

Le consommateur ne doit rien ressentir d'autre que la continuité de l'approvisionnement à 100 %.

Par ailleurs, les capacités de STEP ne sont pas extensibles sans limite. En augmentant la taille des STEP existantes (sans savoir si cela est géographiquement possible), une partie de la mise en stock sera réalisée et une autre partie ne le pourra pas, compensée alors par un surdimensionnement des capacités primaires. Ce surdimensionnement va jusqu'à tripler les capacités requises si aucune autre production en ruban n'est additionnée à l'hydraulique au fil de l'eau.

En multipliant la capacité actuelle de pompage des STEP, il serait possible de réduire le surdimensionnement des installations et aussi de minimiser le gaspillage lorsque les pointes excédentaires de production ne peuvent être absorbées par le pompage et qu'il faut renoncer à récolter ce courant.

Les dimensions requises pour fournir 92 TWh par an sans discontinuité font l'objet de scénarios selon la part des EnR qui y est réservée. Cette part concerne la portion de la demande que l'hydraulique au fil de l'eau et d'accumulation ne couvre pas.

	Pompage à réaliser [TWh/a]	Renoncement [TWh/a]	Puissance PV à installer [GW]
Situation actuelle			
1x STEP, 3 300 MW, 100 GWh	11	181	175
2x STEP, 6 600 MW, 200 GWh	18	98	115
4x STEP, 13 200 MW, 400 GWh	24	51	82
Pas de limite, pas de pertes, besoins de pompes à 27.5 GW et 10 TWh de stockage STEP	28	0	42

Tableau 8
Contribution des STEP à la
réduction des capacités de
production et du
renoncement.
Mix composé à 100 % par les
EnR (PV/éolien 90/10) pour
fournir 92 TWh/a.

Avec une part des EnR inférieure à 20 %, le facteur d'utilisation de capacité (CF) des STEP est inférieur à 5 %; il peut atteindre les 40 % dans le cas de tout EnR avec des capacités de STEP augmentées. Le CF maximum théorique d'une telle installation est de 50 %, car charger et décharger ne peuvent être simultanés. Cependant, plus les STEP sont utilisées, plus grandes sont les pertes car le rendement du cycle STEP est de 80 %.

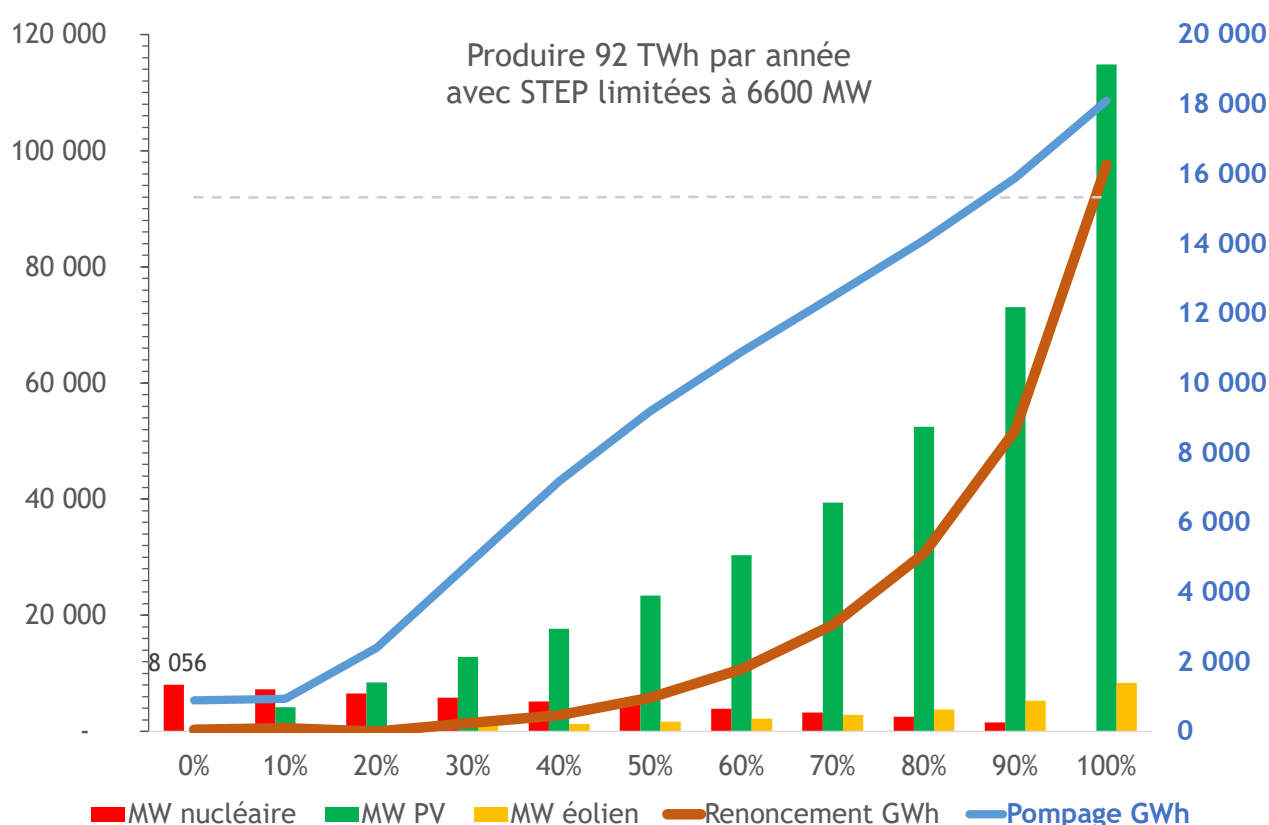


Figure 17
Simulation d'un système avec STEP selon la part des EnR dans le mix, avec PV/éolien de 90/10.
Doublement des capacités STEP actuelles.
Échelle de gauche :
capacités à installer [MW] pour nucléaire, PV et éolien, et renoncements annuels [GWh/a]
Échelle de droite :
production récupérée par pompage, courbe en bleu [GWh/a].

Tableau 9

		Puissance maximale nécessaire [MW]			Nombre d'équipements nécessaires			
Scénario		Nucléaire	PV	Éolien	Réacteurs EPR 1.65 GW	Surface PV km ²	Éoliennes de 3 MW	Bassins accum. TWh
31	EnR0%-PV90%-S6.6-200	8 056	0	0	4.9	0	0	10.3
33	EnR20%-PV90%-S6.6-200	6 547	8 439	614	4.0	56	205	11.9
35	EnR40%-PV90%-S6.6-200	5 146	17 690	1 288	3.1	118	429	13.3
24	EnR40%-PV80%-S6.6-200	5 054	15 443	2 529	3.1	103	843	13.0
25	EnR40%-PV70%-S6.6-200	4 978	13 308	3 736	3.0	89	1 245	12.6
41	EnR100%-PV90%-S6.6-200	0	114 849	8 359	0.0	766	2 786	14.1
42	EnR100%-PV90%-S13.2-400	0	82 099	5 975	0.0	547	1 992	15.6

Code d'un scénario dans le tableau ci-dessus: : part des EnR (au-delà de l'hydraulique), rapport entre PV et éolien, S : puissance de pompage GW - capacité de stockage GWh

Rappel: la capacité actuelle des bassins d'accumulation est de 8.9 TWh.

Dans les scénarios du tableau ci-dessus et de la figure 17, les STEP ont une puissance identique de 6 600 MW, et une capacité de stockage de 200 GWh, ce qui est le double de la situation actuelle (sauf pour le scénario 42 où c'est le quadruple).

La forte capacité de production PV requise est causée par sa faible disponibilité en hiver. Rien ne sert d'augmenter sa capacité productive alors que la source solaire est nulle ou anecdotique en décembre et janvier.

Augmenter la part de l'éolien, intermittent mais sans arrêt nocturne et avec une production légèrement plus intense en hiver, permet de réduire les capacités nécessaires (scénarios 24 et 25 ci-dessus comparés au No 35).

La capacité de stockage des bassins d'accumulation doit aussi augmenter, en plus de celles des STEP, car le régime de turbinage est moins intense, voire nul, en été alors que les précipitations et la fonte des neiges doivent pouvoir être mises en réserve.

Cette augmentation peut être atténuée par un surdimensionnement de la puissance nominale de la production en ruban, mais pas de celles des EnR car elles exigeraient des volumes de stockage encore plus élevés.

Pour mémoire et comparaison : située à une altitude 1800 mètres plus élevée que les turbines de Bieudron, l'eau retenue dans le lac Dixence tient la production de 1,4 TWh en réserve lorsqu'il est plein.

3.4.1 Détails horaires

Les chiffres présentés ci-dessus sont cumulés sur une année entière.

Ils ne permettent pas de comprendre pourquoi les capacités de PV, d'éolien et de pompage doivent être si intenses. Pour ce faire, il faut observer la différence instantanée entre la consommation et la production effective dont une partie varie fortement selon l'ensoleillement et les vents.

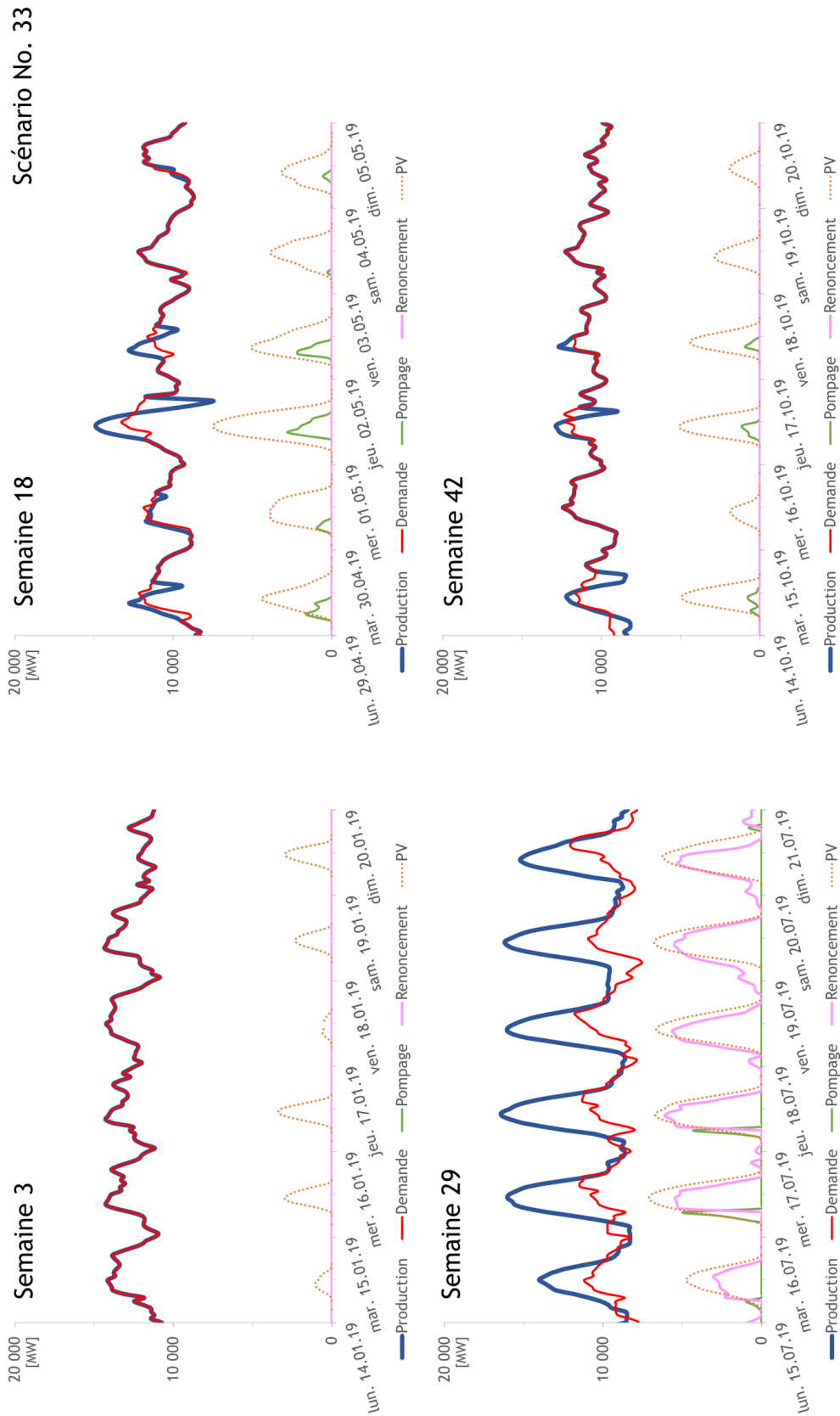
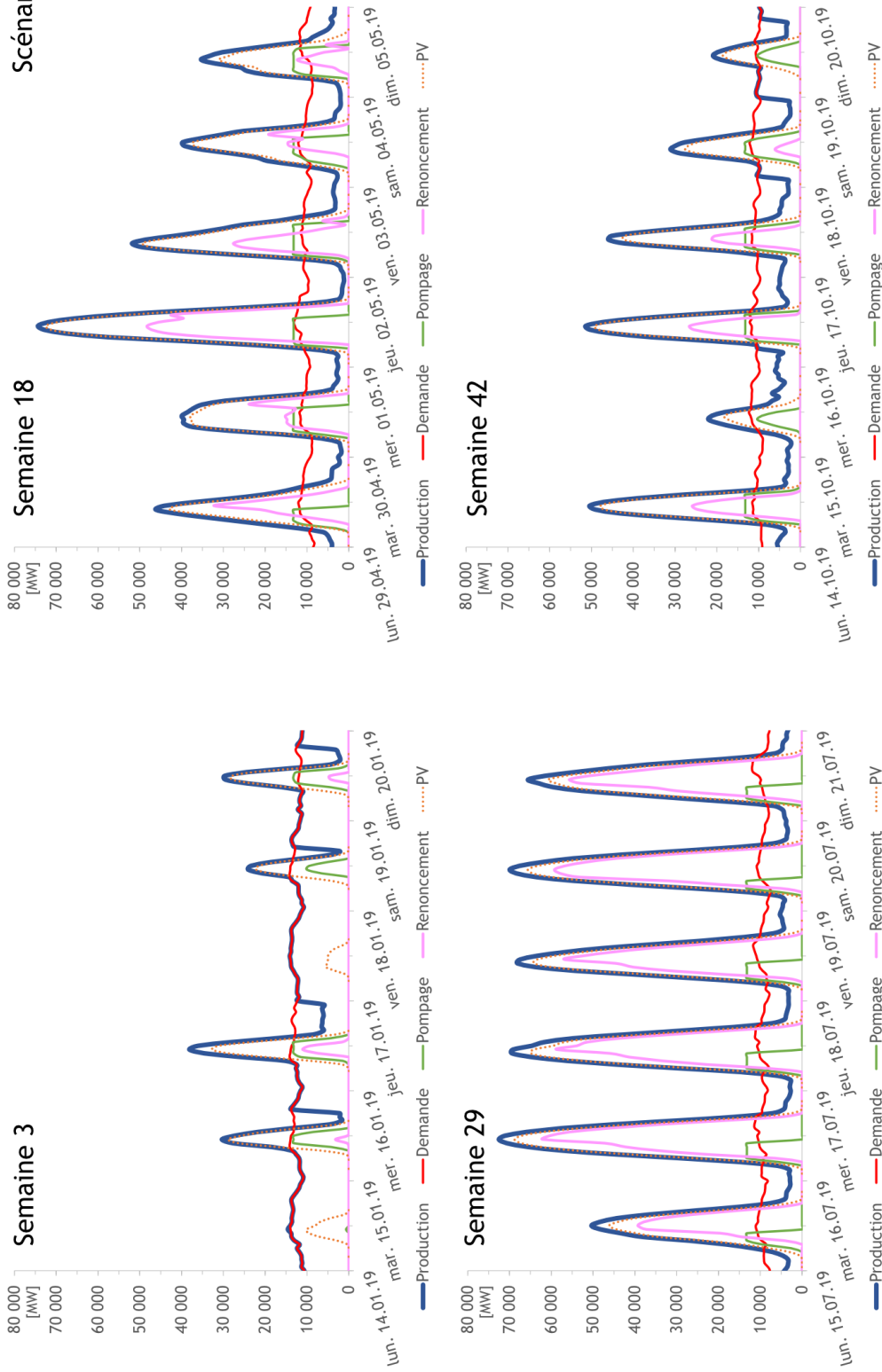


Figure 18
Vues hebdomadaires d'un scénario d'approvisionnement de 92 TWh/a selon le profil de 2019 et comportant, pour la part non hydraulique, 20 % d'EnR avec un ratio PVIéolien de 90/10. STEP multipliées par 2.

Figure 19
Vues hebdomadaires d'un
scénario d'approvisionnement
de 92 TWh/a
selon le profil de 2019 et
ne comportant que des EnR
avec un
ratio PVéolien de 90/10
et des STEP multipliées par 4

Scénario No. 42



Scénario à 20% d'EnR.

La Figure 18, page 29, montre le comportement de la production et de la demande d'un scénario dans lequel la production attendue du nucléaire s'élève à 80 % de ce que l'hydraulique ne fournit pas (scénario 33 du Tableau 9 ci-dessus). La puissance de pompage installée est de 6 600 MW, le double de l'actuelle et la capacité de retenue est de 200 GWh.

Alors qu'en janvier la contribution du PV est minimale et qu'aucun excès de production fatale n'est constaté, le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau fournissent un ruban de base, avec l'hydraulique d'accumulation qui sert de variable d'ajustement.

Au début du printemps, le PV commence à produire des excédents au milieu de la journée qui peuvent être repris pour le pompage.

En été, le PV semble ne produire que des excédents dont une grande partie ne peut pas être reprise par le pompage et à laquelle il faut renoncer.

En automne, le pompage joue son rôle d'écrêtage, comme au printemps.

Tout au long de l'année, les STEP (utilisées en moyenne à 4,2 % de leur capacité) récupèrent 2,5 TWh alors que la quantité à laquelle il faut renoncer est de 1,5 TWh.

Scénario à 100 % d'EnR

À la Figure 19, page ci-contre, le scénario ne comporte que des EnR, avec des STEP quadruplées faites de 400 GWh de retenue et des pompes ayant une puissance de 13 200 MW.

À noter: l'échelle de l'ordonnée, 4 fois plus élevée qu'à la figure 18.

En janvier, et malgré une puissance nominale très élevée, le PV ne fournit que peu de chose au long de courtes journées dont un vendredi ennuagé. Cependant il y a aussi des excédents qui sont repris par le pompage des STEP.

Au printemps, les STEP ne sont pas en mesure de reprendre tous les excédents et une partie de leur production doit être gaspillée ou interrompue.

En été, l'hydraulique d'accumulation n'est pas sollicitée, le PV fournit de forts excédents et les STEP pompent et turbinent à leur plein régime, cependant les renoncements sont importants.

À l'automne, des pics de production PV dépassent la capacité des STEP.

Pour l'année entière, le taux d'utilisation des STEP s'élève à 41 % ce qui est considérable. Sur toute l'année elles permettent de récupérer 19 TWh mais il faut aussi renoncer à récolter 51 TWh.

Ce scénario est visiblement caractérisé par des excès dimensionnels, irréalisables en pratique. En moyenne, les renoncements se produisent 87,9 % du temps, un peu moins fréquemment que la production PV elle-même.

Dans tous les cas, il faut noter que le pompage doit s'effectuer en quelques heures, chaque jour, ce qui requiert une forte puissance nominale pour une faible utilisation.

3.4.2 Implications financières

Les estimations de coût de production ne manquent pas, qui sont toutes empreintes de mensonges, c'est-à-dire d'oublis et d'omissions ainsi que de bases biaisées. Les fameuses estimations de « *levelized costs* » sur la durée de vie des installations ne sont pas de coût mais de prix minimum à charger aux clients pour couvrir tous les coûts, variables et fixes, mais aussi pour obtenir un rendement financier. C'est absurde car c'est alors la structure du financement (capital propre ou emprunts obligataires) qui dicte cette marge et non les différences entre technologies.

Il suffit pourtant de ne considérer que les investissements nécessaires afin de comparer les solutions entre elles. Le reste des coûts en est directement dérivé – sauf le combustible, en ce cas la matière fissile qui ne compte que pour une fraction de centime dans le coût d'un kWh.

Chaque technologie a un coût spécifique d'investissement qui dépend de son degré de maturité, de l'échelle de son implantation industrielle ainsi que de choix techniques.

Tableau 10
Facteurs financiers : coût spécifique de l'investissement et durée de vie..

	Nucléaire	PV	Éolien	STEP
Investissement [CHF/kWe]	5 000	1 500	1 500	2 500
Durée de vie [années]	80	30	30	80

Les chiffres donnés dans le tableau ci-dessus sont relativement optimistes (tendent à sous estimer les investissements).

Tableau 11
Comparaison des investissements entre scénarios, Calcul sur un siècle pour tenir compte des différentes durées de vie. Les scénarios sont identiques à ceux du Tableau 9.

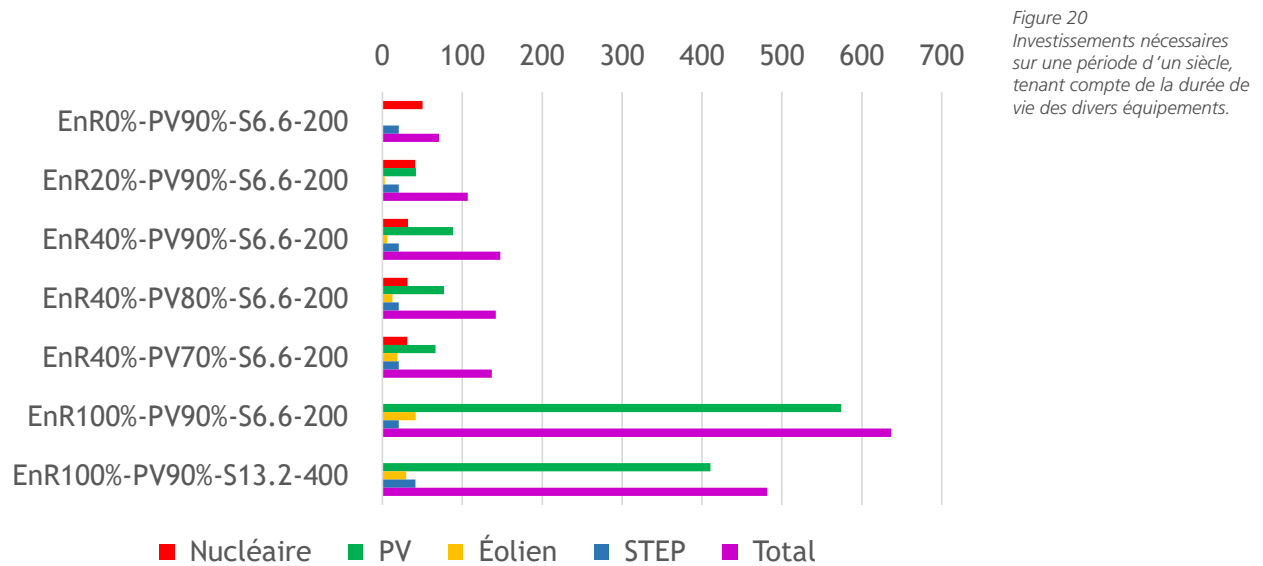
		Investissement total sur un siècle [mds CHF]				
	Scénario	Nucléaire	PV	Éolien	STEP	Total
31	EnR0%-PV90%-S6.6-200	50	0	0	21	71
33	EnR20%-PV90%-S6.6-200	41	42	3	21	107
35	EnR40%-PV90%-S6.6-200	32	88	6	21	148
24	EnR40%-PV80%-S6.6-200	32	77	13	21	142
25	EnR40%-PV70%-S6.6-200	31	67	19	21	137
41	EnR100%-PV90%-S6.6-200	0	574	42	21	637
42	EnR100%-PV90%-S13.2-400	0	410	30	41	482

Cette estimation porte sur tout un siècle et tient donc compte des différences de durée de vie de chaque équipement. Elle ne tient pas compte des capacités déjà installées.

Le gigantisme des nécessaires surdimensionnements et des besoins de stockage explique les énormes différences.

Avec un taux d'EnR de 20% (scénario 33), les besoins de stockage et de surdimensionnement conduisent à des surinvestissements de 50% par rapport au scénario 31

Vues sous forme graphique, les différences apparaissent de manière spectaculaire. Pour le scénario 42, une multiplication par quatre des capacités STEP actuelles permet de réduire le surdimensionnement, passant de 9 à 6,8.



Il faut aussi ajouter à ces sommes les adaptations nécessaires du réseau de transport à haute tension dont la capacité devrait être multipliée par un facteur allant de 1,5 (peu de changement) à 10 dans le pire des cas. Difficilement estimable, ce n'est pas un moindre facteur, et ce d'autant plus que l'installation de lignes à haute tension est toujours la cause d'oppositions.

4. Évaluation

D'autres scénarios peuvent être simulés qui pourtant n'apporteront que peu d'enseignements supplémentaires.

Une augmentation de la production d'au moins 60 % est requise afin de pouvoir décarboner la plus grande part des activités dans le pays et s'approvisionner de manière quasi autarcique.

L'hydraulique serait en mesure d'y contribuer si les puissances nominales de l'hydraulique d'accumulation passaient de 7 730 actuellement à 9 000 MW environ, soit une augmentation de 16 %, afin de disposer d'une plus grande flexibilité pour gérer l'utilisation des bassins d'accumulation. Un élargissement des capacités de retenues de 10-20 % devrait aussi y contribuer. Cela peut se faire en partie par un rehaussement de certains barrages. Il ne faut cependant pas se leurrer : la production de l'hydraulique est limitée par les précipitations et, encore actuellement, la fonte des glaciers ; déjà très développé, le pays en capte d'ores et déjà un maximum.

Les EnR sont génératrices de besoins de stockage. Il est pourtant possible de s'en passer complètement, ce qui, à l'évidence, serait le plus économique.

Cependant des capacités de STEP existent déjà dont l'utilité actuelle n'est pas prouvée et dont le modèle économique n'a plus de validité car le courant bon marché provient du PV allemand en excès au milieu de la journée. Elles ne sont même pas sollicitées pour écrêter les intermittences (voir la figure 11).

La priorité de reprise par le réseau qui est garantie pour les petites installations ne se justifie pas ; au contraire, elles péjorent l'ensemble du système par des opérations inefficaces de stockage-restitution. Si la part des EnR reste inférieure à 20 % de la production annuelle, alors le réseau pourra les accommoder, également par des batteries que de petits producteurs auto-consommateurs s'installent à domicile et qui ne chargent pas le reste du réseau. Mais cela n'a qu'une dimension très modeste (500 000 maisons individuelles, la moitié du parc immobilier actuel, avec une capacité de stockage de 20 KWh chacune ne font que 10 GWh). D'autres systèmes de stockage restent à inventer qui permettraient de charger, à bon marché, une réserve durant les quelques heures que durent les pics excédentaires.

Il est souvent raconté qu'un parc de véhicules électriques offrirait simultanément un réseau de stockage pour du courant électrique excédentaire. Ce serait bien le cas s'ils étaient connectés au réseau au bon moment afin de se faire charger (au milieu de la journée et à toute vitesse) et restaient connectés et disponibles pour restituer du courant au réseau en se déchargeant, c'est-à-dire le soir, alors qu'avoir roulé dans la journée demande justement de recharger la batterie. On oublie tout simplement le but principal de ces engins : celui de se déplacer et de vider leurs batteries pour cela et non pour autre chose.

Si la source d'énergie primaire est gratuite, les installations pour la récolter ne

le sont pas. Ne serait-ce que pour une part de 10 % d'EnR, il faudrait investir 50 % de plus qu'une solution ne les retenant pas.

Le pays restera-t-il assez riche pour, à long terme, se permettre un tel gaspillage ?

Pas nécessaires donc inutiles, les EnR contribuent à un gaspillage d'énergie. La volonté d'installer des EnR n'est donc pas justifiée, ni par un raisonnement économique ni par une nécessité climatique. Il s'agit simplement d'une préférence politique.

L'éolien présente moins de problèmes d'intermittence mais il n'offre que des perspectives marginales dans le pays, bien que 6 300 km² soient identifiés comme « zone à potentiel éolien » par la Confédération, principalement sur les crêtes du Jura et sur le plateau. Avec une implantation maximale de 6 MW par km² (turbines de 3 MW éloignées de 700 m), le potentiel du pays serait de 38 GW, produisant 66 TWh/a avec un CF de 20 %. En pratique, et compte tenu des zones de protection à respecter, l'implantation ne sera jamais qu'une petite fraction de ce chiffre (0,7 % actuellement).

Autre simple considération relative à PV et éolien, celle du *footprint*, l'empreinte au sol :

Un km² de panneaux PV a une puissance nominale de 150 MW et fournit sous nos latitudes 144 GWh/a. Une production équivalente par de l'éolien nécessiterait 28 éoliennes géantes de 3 MW chacune qui s'implanteraient sur au moins 14 km² si l'on désirait reproduire des *wind farms* texanes. En revanche, un km² suffit pour y construire 4 centrales nucléaires de 1000 MW chacune (similaires à celle de Gösgen), fournissant 29 000 GWh/a, soit deux cents fois plus que les EnR.

Le scénario du tout EnR présenté à la Figure 19 fait intervenir des dimensions qui touchent à l'absurde : 770 km² de PV (équivalent à la surface brute du canton de Soleure ou à 20 % des terres arables du pays) et 2800 éoliennes de 3 MW (il y en a 37 aujourd'hui, d'une puissance moyenne de 2 MW chacune). Il est accompagné par un énorme gaspillage.

Doubler la production brute pour satisfaire la même demande et multiplier les STEP existantes par quatre n'est ni physiquement réalisable, ni économiquement supportable. Aussi, il faudrait augmenter de 75 % la capacité des lacs d'accumulation, ce qui reviendrait à devoir créer cinq fois un complexe similaire à celui de la grande Dixence. C'est impossible à réaliser dans les conditions hydrographiques du pays.

Un approvisionnement assuré exclusivement par des EnR et des centrales hydrauliques n'est pas faisable. C'est maintenant démontré.

5. Stratégie à suivre

Se fixer des objectifs stratégiques est une nécessité préalable à toute autre considération. Il faut que ces objectifs, même ambitieux, soient atteignables, car il ne suffit pas de vouloir pour pouvoir.

La politique énergétique du pays doit poursuivre trois buts principaux :

1. Assurer un approvisionnement énergétique sûr et stable, sans pénurie.
2. Continuer de préserver la santé des gens, celle de l'environnement, les ressources naturelles et le paysage.
3. Viser à la décarbonisation de l'économie.
(engagement lié à l'accord de Paris sur le climat)

Déclinés pour l'approvisionnement en courant électrique, ces objectifs deviennent les suivants :

- A. Assurer la capacité autarcique de produire le courant demandé, sans aucun black-out de quelque durée que ce soit.
- B. Minimiser l'impact environnemental des centrales à construire et du réseau à étendre.
- C. Électrifier massivement le pays tout en renonçant à implanter des centrales thermiques qui consomment des carburants fossiles ou qui contribuent à la déforestation si elles fonctionnent au bois.

L'objectif A signifie ne dépendre d'importations que pour des ressources d'origines variées et stockables pour des mois et années. L'autonomie doit être possible, tant pour des périodes courtes que prolongées car les pays voisins font face aux mêmes défis que la Suisse et ne planifient pas des excès systématiques de production. Compter donc sur des traités ou des contrats pour se garantir de toute pénurie ne suffira pas, la loi n'étant jamais un substitut pour la réalité. Même l'absence d'un accord bilatéral sur le courant électrique n'empêchera pas de procéder à des échanges selon les dispositions et les aléas de chacun. Au contraire, cela laissera à la Suisse plus de marges de manœuvre sans la contraindre à des concessions ou des promesses impossibles.

L'objectif B signifie que l'empreinte au sol des installations à construire ne doit pas péjorer la valeur du patrimoine de manière excessive. Pour le reste, y compris le traitement de déchets radioactifs ou autres, les solutions existent sans qu'il y ait besoin de continuer à mentir à ce sujet. Des arbitrages sont toujours nécessaires puisque rien ne se fait sans impact environnemental.

L'objectif 3 implique d'une part de mettre en œuvre les meilleurs moyens pour réduire les besoins énergétiques par des mesures d'économie (réduction des besoins) et d'efficience. Ce qui reste à fournir doit l'être par du courant électrique (objectif C) car s'il existe des alternatives, elles sont d'ordre mineur ou même illusoires.

L'objectif C signifie aussi qu'un mix électrique doit être trouvé qui satisfasse les objectifs A et B. L'impossibilité démontrée de pouvoir s'approvisionner exclusivement par des EnR rend nécessaire d'autoriser à nouveau le nucléaire. La seule alternative est la thermique (charbon, fioul ou gaz) qui n'entre pas en ligne de compte pour des raisons de politique climatique, sauf pour de courtes interventions d'ultime secours, générateurs diesels pour hôpitaux, par exemple).

Il faut sans cesse rappeler que la seule ressource accumulable dont le pays dispose est la pluie ; elle est vraiment pilotable grâce aux barrages de retenue. Une demande qui varierait plus fortement que les précipitations, la fonte des neiges et celle des glaciers rendrait nécessaire de puissantes capacités d'appoint qui, par définition, resteraient très mal utilisées.

5.1 À propos du carbone

Le but de la transition énergétique étant la décarbonisation, il sera plus utile de consommer maintenant quelques ressources carbonées pour construire ce qu'il faut afin d'atteindre ce but au plus vite.

Cela semble paradoxal mais il serait absurde, car de durée infinie, d'attendre de disposer d'une économie décarbonée pour commencer à construire ce qui permettra de la décarboner. Le monde auprès duquel nous nous fournissons dépend à 88% des énergies d'origine fossile, et ça ne baisse que très lentement, de 0,5 % par an environ. Il faut éviter de commettre l'erreur consistant à forcer et subventionner au plus fort et au plus vite les emplois de véhicules électriques ou de pompes à chaleur tant que le réseau décarboné n'est pas en mesure de les alimenter. Cela pourra se faire par étapes. Dit autrement, il est contre-productif de s'ordonner par des lois de ne plus mettre en circulation dès 2035 des véhicules à moteur thermique ou d'imposer et subventionner des transformations de chauffages domestiques alors que les sources de courant électrique qui pourront les alimenter seront encore issues du charbon et du gaz. Un tel dirigisme ne peut que s'avérer malfaisant.

Il est aussi inutile et stérile de comparer les vertus ou les défauts carbonés entre diverses solutions décarbonées, c'est-à-dire comptabiliser avec acharnement leur contenu, dit gris, d'équivalents CO₂ faits de béton, d'acier, et autres matériaux, ainsi que du travail de gens dont la vie dépend encore à 88 % de l'usage de carburants fossiles. Ce n'est qu'un exercice marginal et futile puisque c'est le résultat durablement décarboné qui compte.

Si l'on est sérieux quant à la validité de l'objectif de décarbonisation, il faut le faire avec circonspection, même si tout ne sera pas résolu par nos petits-enfants mais seulement par nos arrière-petits-enfants. L'urgence climatique dictée par des lectures biaisées des rapports du GIEC n'est pas une raison prépondérante pour faire n'importe quoi.

5.2 À propos de l'hydrogène

Une H₂-Mania de toutes les couleurs étant en vogue, il faut résumer ce que ce gaz est et n'est pas.

Ce n'est pas une énergie primaire qu'il suffit de récolter, comme le charbon, le pétrole, le gaz, l'irradiation solaire ou l'uranium. Pour l'obtenir, il faut consommer une autre forme d'énergie, par exemple par la combustion partielle du gaz naturel, l'électrolyse de l'eau qui consomme du courant électrique (rendement énergétique environ 75 %), ou la thermolyse de l'eau à haute température qui reste à développer industriellement (avec des réacteurs nucléaires ou des centrales solaires thermiques dédiés à cela).

C'est un gaz explosif, avec une large plage d'explosivité dans l'air (de 4 % à 75 %). Sa chaleur de combustion de 120 MJ/kg est des plus élevées. Il faut 17 fois moins d'énergie pour l'enflammer que pour le méthane (gaz naturel). Il se conserve comprimé jusqu'à 700 bar avec un poids spécifique de 42 Kg par m³ (contre 0.09 en conditions atmosphériques), ou sous forme liquide à -252,87 °C avec une masse volumique de 72 kg/m³. Dans cet état, sa densité énergétique est de 8 640 MJ/m³, alors que le kérosène est quatre fois plus dense (43 MJ/kg et 800Kg/m³ font 34 400 MJ/m³).

Ce n'est qu'une course à la perte que d'utiliser de l'hydrogène pour stocker de l'énergie avant de le brûler dans des moteurs à explosion avec 30 % d'efficacité ou dans des piles à combustibles avec 50-60 % d'efficacité : en fin de compte, ce seraient donc 80-85 % de l'électricité consommée qui se perdraient en chaleur en cours de route. C'est carrément imbécile de s'obstiner à développer une « filière hydrogène » coûteuse et dangereuse, comme prétend le faire la Commission de l'UE.

De plus, penser produire de l'hydrogène à partir des excédents de production des EnR est une idée de plus pour être inefficace car de telles installations ne seraient utilisables que lors de courts pics excédentaires (voir la Figure 19) et qui requerraient des capacités instantanées de production elles aussi surdimensionnées, équivalentes à celles des pointes maximales à absorber.

L'hydrogène vaut beaucoup mieux que de se faire brûler. C'est un puissant réactif chimique, un réducteur, qui sert à la synthèse d'une multitude de substances. Entre autres, il existe des processus de réduction du CO₂ qui permettent d'obtenir des dérivés organiques, par exemple des carburants synthétiques. Les taux de conversion et les rendements de ces processus sont actuellement trop bas pour les rendre économiquement acceptables. Néanmoins, il vaut la peine de tenter de développer de tels processus à un niveau industriel, car rien n'encourageait à le faire à fond dans le passé. Combiné avec la thermolyse de l'eau, ces carburants synthétiques (*synfuels*) pourraient bien devenir une solution valable pour les transports automobiles et aériens.

D'ici là il serait prématuré d'investir dans une gigantesque et ridicule usine à gaz.

5.4 À propos du nucléaire

La technologie nucléaire civile est le dernier vrai développement industriel qui a été consacré à une intensification et densification de l'usage des énergies. Elle est une application du phénomène de fission par lequel une masse critique de l'isotope ^{235}U de l'uranium se scinde en atomes de plus petite taille tout en dégageant une intense chaleur qui sera récupérée pour faire tourner une turbine à vapeur et produire de l'électricité. Elle n'a rien d'autre de commun avec le nucléaire militaire qui déclenche des explosions sans en contrôler l'évolution. Une centrale nucléaire ne peut pas exploser.

Elle est souvent caractérisée par la taille d'une tour de refroidissement qui doit évacuer 2/3 de la chaleur produite car le rendement énergétique de ce système thermique n'est que de 33% environ. Il faut répéter d'une part qu'il s'agit de vapeur d'eau et pas de fumée, et d'autre part qu'aucune émission de CO_2 n'est liée à cette production électrique. Les très bas chiffres qui sont souvent mentionnés concernent les matériaux, p.ex., béton et acier, et l'énergie qui auront servi à construire la centrale et fabriquer les barres de matière fissile. Cela n'a aucun intérêt autre qu'une polémique temporaire (il en va de même pour la « charge grise de CO_2 » des EnR).

Tableau 12
Densités énergétiques de la
matière fissile,
de carburants et d'une chute
d'eau.
Attention aux différentes
unités.

Atome d'uranium 235	210 MeV
Uranium naturel (0,72% U-235)	164 kWh/g
Uranium enrichi (4% U-235)	912 kWh/g
Charbon	5.56 kWh/kg
Diesel	11.0 kWh/L
Gaz naturel	14.5 kWh/kg
GNV, Gaz naturel à 200 bar	2.28 kWh/L
Hydrogène à 700 bar	1.40 kWh/L
Hydrogène liquide à $-252,87^\circ\text{C}$	2.37 kWh/L
Eau accumulée à 1800 m*	4.91 kWh/m ³

* Exemple : Grande Dixence en Suisse

Comparé à celui d'autres substances, le contenu énergétique de l'uranium est remarquable. Ainsi, 1 gramme d'uranium enrichi à 4% de ^{235}U , tel qu'il est chargé dans un réacteur et qui ne peut pas avoir d'usage militaire, dégage autant de chaleur que 162 kg de charbon. Une barre de matière fissile sera renouvelée tous les trois ans environ, mais jamais toutes en même temps.

Une centrale de 1000 MW comme celle de Gösgen

consomme environ 25 tonnes par année d'uranium enrichi. Les déchets radioactifs qu'elle génère ont un volume de 3 m³ par an environ.

Le nucléaire fait l'objet d'une controverse depuis qu'il s'est implanté industriellement, dans les années 60. Les opposants ont, en gros, quatre critiques, rédhitoires à leurs yeux.

Arguments contre le nucléaire**Réponse du secteur**

Dangerosité de la matière radioactive avec les risques d'exposition du personnel et des voisins en cas de fuites.

Risque de l'accident majeur qui pourrait entraîner des décès, l'évacuation des populations résidentes dans un rayon de dizaines de km pour des décennies, et le développement de divers cancers.

La sûreté du nucléaire est la plus élevée de toutes les activités humaines. Elle est surveillée par une autorité absolument indépendante. Elle envisage les pires scénarios imaginables.

Les leçons apprises lors d'accidents comme ceux de Three Mile Island, Tchernobyl et Fukushima ont conduit à intégrer des dispositifs de sûreté additionnels, tant du point de vue matériel (équipements) qu'organisationnel.

Déchets restant radioactifs pour des centaines ou des milliers d'année que l'on ne sait ni traiter ni conserver de manière sûre.

Un héritage à ne pas laisser aux générations futures.

Les volumes à traiter sont minimes et, même à long terme, les solutions existent. Mais elles sont bloquées par les opposants qui les jugent insuffisantes. Elles sont d'ores et déjà pratiquées en Finlande sans rencontrer d'opposition de la part des résidents des alentours.

Sans raison autre qu'un pacte politique, le retraitement des déchets est interdit par la loi. C'est pourtant une ressource précieuse qui permet de multiplier l'efficacité (surgénération) et de diminuer encore le volume de déchets de haute radioactivité

Gigantisme des installations et prépondérance économique face aux concurrents. Domination capitaliste en des mains incontrôlables dans de grands bassins de population.

Cet argument est d'ordre idéologique, politique, et n'a rien à voir avec une technologie particulière.

Coûts trop élevés si l'on tient compte des frais de démantèlement et de gestion des déchets.

Le coût des EnR a fortement baissé et continuera à le faire. Il est d'ores et déjà inférieur à celui du nucléaire.

C'est faux !

Les centrales actuelles, financièrement amorties, ont un coût de revient complet de 40 à 50 CHF par MWh. Il faudrait ajouter 20 à 30 CHF/MWh pour une centrale nouvelle. Le coût marginal de la matière fissile, traitement des déchets compris, est de 5-10 CHF/MWh.

Une provision pour démantèlement et la gestion future des déchets est incluse dans ce coût qui est versée à [STENFO](#), un fond indépendant de gestion de ce pactole contrôlé par la Confédération. Pour les désaffections il s'élève à 3,0 mds CHF à fin 2021 et à 6,6 mds CHF pour la gestion des déchets.

Le nucléaire fournit le courant de manière continue à toute heure de la journée, ce qui n'est pas le cas des EnR qui sont incapables par elles-mêmes d'assurer l'approvisionnement en tout temps. Il faut donc ajouter à ces dernières les coûts des dispositifs de stockage et des pertes associées.

Les centrales nucléaires actuelles ont une puissance de 2 970 MW avec une production annuelle de 22 TWh lorsque aucune période prolongée d'entretien n'est nécessaire. Vieilles d'entre 38 et 53 ans elles ont été maintenues avec toutes les additions requises au cours du temps pour faire face à des exigences de sûreté les plus imaginatives. La prolongation de leur durée de fonctionnement ne dépend que de leur conformité avec les exigences de sûreté. Les entretenir pour qu'elles durent jusqu'à 60 ou 80 ans (comme aux États-Unis) n'est qu'un problème technique et économique, et non juridique. Il faudra cependant les remplacer un jour.

436 centrales nucléaires sont en service dans le monde qui produisent environ 10 % de l'électricité ; 53 sont en construction. Selon la [World Nuclear Association](#), 90 centrales seraient au stade de la planification ou de la commande, et des intentions ont été annoncées pour 300 autres. Actuellement fournissant 10% de l'électricité dans le monde, ce parc mondial reste donc relativement modeste, surtout face à la perspective de la haute demande de courant décarboné à laquelle il faut s'attendre. Des progrès technologiques vont en direction de modules standards ne requérant que très peu d'entretien, de surgénération (déjà expérimenté à grande échelle avec succès dans le surgénérateur Superphénix de Creys-Malville il y a plus de trente ans et arrêté pour des raisons politiques), de réacteurs à haute température, et aussi de l'usage du thorium, une matière dite fertile.

L'expertise en démantèlement d'installations nucléaires est certes nécessaire, mais ce n'est pas une profession apte à attirer les meilleurs. Pour réactiver cette technologie dans une Europe qui en a abandonné les développements à d'autres (Chinois, Russes, Coréen, États-Uniens), il est indispensable de recruter et former à nouveau des spécialistes compétents au plus haut niveau – métiers spécialisés, physiciens et ingénieurs nucléaires.

En partie donc, les avantages du nucléaire – sûreté, impact environnemental minime, continu, durable, grande échelle peu coûteuse – sont pris comme des tares par ses opposants. Comme l'on ne peut pas y être favorable ou défavorable à moitié et qu'aucune solution consensuelle n'est imaginable, il est nécessaire de trancher, de procéder à un arbitrage net, ce que les citoyens n'ont pas eu l'occasion de faire clairement lors de référendums précédents où la clarté de la question était évitée pour d'obscures raisons.

5.5 Dix stratégies pour l'approvisionnement électrique

1. Inclure dans l'évaluation du réseau l'entier des processus nécessaires, donc la production, le stockage et la restitution ainsi que les multiples transports du courant et sa distribution.
Toute proposition qui les oublie est mensongère, comme c'est le cas dans l'incomplet pamphlet de l'Office fédéral de l'énergie intitulé « [Perspectives énergétiques 2050+](#) » et concocté par les mêmes consultants qui faillent à leur mandat depuis une vingtaine d'années. Elle est tout autant mensongère si elle en minimise l'importance, les chapitres précédents de cette étude le montrent.
- II. Évaluer et mettre en œuvre toutes les possibilités réelles de diminution de la demande, ce qui passe par des mesures d'augmentation de l'efficacité pour chaque processus de consommation d'électricité, ou des alternatives à l'électricité (p.ex. solaire thermique). L'évaluation faite au chapitre 2 en tient compte, mais de manière très grossière.
En revanche, supposer des rationnements ou autres restrictions coercitives afin de diminuer cette demande ferait atteinte au principe constitutionnel de liberté économique (art. 27) et au mandat d'assurer l'approvisionnement énergétique (art. 89, al. 1).
- III. Évaluer systématiquement les impacts économiques des solutions proposées : besoins en investissements financiers, durée de réalisation et durée de vie, coûts directs totaux et marginaux (d'opportunité) ainsi que les coûts et bénéfices indirects (externalités) s'ils sont clairement identifiés, spécifiques et non déjà couverts par ailleurs.
Dès lors que les objectifs stratégiques 1 et 2 sont satisfaits, le critère économique est le seul valable pour choisir la meilleure voie vers l'objectif numéro 3.
La décision sera facile car évidente, et sans ambages, voir le chapitre 3.3.2 à la page 32.
- IV. Un stockage artificiel saisonnier ne peut pas être mis en œuvre, par aucun moyen actuellement connu et prouvé à l'échelle requise.
- V. Condition de durabilité : assurer une production en ruban continu à un degré suffisant (en sus de l'hydraulique au fil de l'eau qui ne se commande pas) afin que les seules variations du système que doit absorber l'hydraulique d'accumulation ne dépasse pas l'apport annuel des précipitations et les disponibilités dans les lacs d'accumulation.
- VI. La seule technologie décarbonée actuellement connue pour une production électrique supplémentaire en ruban est le nucléaire. Ce constat est incontournable.
Cette technologie est vouée à s'améliorer encore (modulaire, surgénération, hautes températures, etc.) ; il est indispensable de disposer de physiciens, de chimistes, d'ingénieurs et autres spécialistes

compétents dans ce domaine. Ces compétences n'ont pas été maintenues en Europe au cours des quatre dernières décennies ; il est indispensable de les réactiver à leur plus haut niveau d'excellence (écoles polytechniques, formations professionnelles).

VII. Modifier immédiatement le cadre législatif de sorte qu'il redevienne possible de construire des centrales nucléaires et aussi de retraiter les combustibles fissiles épuisés afin d'en recycler les éléments actifs (surgénération) et diminuer les quantités et la durée de garde des déchets.

VIII. Étendre tant que faire se peut les bassins versants dont les précipitations peuvent être captées. Cela donnera une plus grande marge de manœuvre pour gérer la ressource hydraulique.

Une simple augmentation du volume des lacs d'accumulation existants, par exemple en rehaussant les murs, n'augmenterait pas en soi la capacité de production ; cela pourrait donner plus de flexibilité à des STEP qui pourtant ne sont pas nécessaires.

IX. Maintenir un environnement régulateurs compréhensible, cohérent et libre de tout a priori, donc sans subventions ni autres préférences. Un cadre stable et adéquat est indispensable pour intéresser des investisseurs. Des crédits de recherche et développement doivent être attribués à des projets sérieux dans des institutions compétentes, publiques ou privées.

X. Ne pas provoquer de crise inutile en promouvant l'usage en masse de véhicules électriques et de pompes à chaleur alors que les capacités supplémentaires de production de courant ne sont pas encore disponibles. Une interdiction prématurée des véhicules à moteur thermique doit aussi être évitée.

***Il faut du courage pour reconsidérer sa stratégie.
Cela vaut mieux que de persévérer dans une voie erronée.***

Sources et références :

Les sources de données sont celles fournies par l'Office fédéral de l'énergie, l'Office fédéral de la statistique, Swissgrid, et le site de téléchargement des données horaires de production Energy-Chart.info.

Lien internet utiles :

[https://energy-charts.info/charts/power/chart.html?
l=fr&c=CH&stacking=stacked_absolute_area](https://energy-charts.info/charts/power/chart.html?l=fr&c=CH&stacking=stacked_absolute_area)

<https://www.swissgrid.ch/fr/home/operation/grid-data/generation.html>

[https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/AP
FuellungsgradSpeicherseen/?lang=de](https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/storymaps/AP_FuellungsgradSpeicherseen/?lang=de)

Cette étude est le fruit de réflexions et d'évaluations qui ne coulent pas de source.

Le soutien moral et les suggestions par les collègues du [Think-Tank Carnot-Cournot](#) ainsi que du [clubénergie2051](#) ont été très appréciés.

Des données et des calculs sont à disposition pour examiner tout autre aspect d'intérêt. Prière de contacter l'auteur à contact@mr-int.ch

Cette étude est offerte à titre gracieux.
Il s'agit cependant d'un travail de valeur qui
peut mériter une reconnaissance tangible.
[Un soutien sera donc apprécié.](#)



Alors que le Monde se trouve en crise géopolitique, économique, sanitaire et énergétique, un pays comme la Suisse, sans autres ressources naturelles que la pluie et la neige, ses paysages et l'intelligence de ses habitants, doit remettre en question sa stratégie d'approvisionnement énergétique. Ses engagements en matière de politique climatique et son but ultime d'atteindre une situation de neutralité carbone impliquent que la presque totalité de sa consommation d'énergie devrait passer par une électrification massive et généralisée.

Pourtant, aucune des études relatives à la stratégie énergétique du Conseil fédéral n'est fondée sur l'analyse d'un système cohérent et complet. Il ne cesse de vouloir croire qu'un réseau électrique fait exclusivement de l'hydraulique habituel et de nouvelles énergies renouvelables serait en mesure de satisfaire une demande que, par ailleurs, il sous-estime.

La présente étude examine les besoins d'un futur décarboné et simule les implications pour une production sûre, ininterrompue et autarcique en tenant compte des besoins de mise en réserve de courant dans le cas de productions intermittentes, comme le font le photovoltaïque et l'éolien. C'est là l'originalité de ce travail.

Elle conclut qu'une solution faite à 100 % de ces renouvelables nécessite un surdimensionnement des installations de production et de mise en réserve ainsi que des capacités de stockage qui dépassent toutes les possibilités pratiques par manque d'espace et de ressources. La faisabilité d'une telle solution est donc un mensonge institutionnel, par omission délibérée plus que par ignorance. Il est incompréhensible que l'on s'y obstine.

Sans compter sur des voisins qui ont des casse-têtes semblables ni accepter des centrales thermiques au gaz ou au fioul, c'est la solution existante, déjà décarbonée car composée d'hydraulique et de nucléaire, qu'il s'agit de développer sans délai. Pour cela les phobies antinucléaires devront être définitivement calmées.

À propos de l'auteur :

Michel de Rougemont, Ingénieur chimiste, Dr sc. tech,
est un consultant indépendant.

Il est membre du comité du réseau [Carnot-Cournot-Netzwerk](#).

Par ses activités dans la chimie fine et l'agriculture il est confronté, sans les craindre, à maints défis liés à la sûreté des gens et de l'environnement.

Il maintient un blog – blog.mr-int.ch – où il s'amuse à commenter les divagations de notre monde post-moderne.

