

## **L’approvisionnement électrique est-il assuré par les seules renouvelables ?**

On entend souvent dire que le débat sur les nouvelles centrales nucléaires ne fait que détourner l’attention et qu’il faut se concentrer sur l’approvisionnement en électricité et en énergie au moyen des énergies renouvelables. Les opposants au nucléaire, de nombreux protagonistes des énergies renouvelables, ainsi que leurs politiciens refusent de plus en plus de débattre objectivement du mix énergétique le plus optimal. Demander si la voie choisie est bien la bonne n’obtient pas de réponse. Pourquoi donc ?

Les moyens financiers à disposition des énergies renouvelables ne peuvent être dépensés qu’une seule fois. Or il est douteux que cela serve la transition énergétique, car seul l’abandon des énergies fossiles peut aider le climat. L’objectif principal de la politique énergétique devrait donc être un approvisionnement sûr, avec des émissions nettes de gaz à effet de serre qui soient nulles, accompagné d’investissements massifs aussi efficaces et rentables que possible. Dans ce contexte, aucune technologie ne devrait être exclue d’emblée.

L’approvisionnement énergétique futur sera électrique et la sécurité de l’approvisionnement restera donc cruciale. L’énergie nécessaire (TWh) devra être fournie, c’est pourquoi la production d’électricité sera l’un des éléments essentiels du système électrique. En raison du potentiel du photovoltaïque (PV), la transition énergétique reposera avant tout sur lui. Outre l’énergie hydraulique et un peu d’éolien et de biomasse, le PV devrait remplacer l’énergie nucléaire en tant que deuxième énergie la plus importante et couvrir en outre le surplus de consommation.

L’autre objectif de la politique énergétique est la capacité de répondre toujours à la demande. Le photovoltaïque fluctuant, qui dominera à l’avenir, exigera une évolution profonde du système électrique : il faudra suffisamment de stockage, un réseau adapté et une régulation capable d’équilibrer à tout moment la demande et l’injection dans le réseau (GW). Or le développement du réseau est insuffisant, celui du stockage, saisonnier et à court terme, ou celui de la régulation n’ont pas été correctement envisagés et encore moins assurés dans la loi.

L’approvisionnement en hiver est au centre des préoccupations, le système électrique doit donc être considéré sous cet angle. L’essentiel est de savoir comment éviter le déficit d’électricité en hiver, qui risque de durer encore longtemps. La loi sur l’électricité, adoptée le 9 juin 2024, soit la *Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables*, n’empêche pas ce déficit. Elle ne dit pas non plus comment les excédents estivaux croissants pourront être maîtrisés. Cela montre une fois de plus que la sortie du nucléaire et les émissions nettes zéro n’ont toujours pas été pensées jusqu’au bout.

Les énergies renouvelables sont une base nécessaire, mais insuffisante pour garantir l’approvisionnement en électricité. Vouloir réaliser le tournant énergétique à l’échéance 2050, fixée par les politiques en s’appuyant uniquement sur elles, n’est ni réaliste sur le plan technico-économique, ni optimal pour le climat.

Les paragraphes suivants mettent en lumière les principaux défis posés à un approvisionnement en électricité entièrement renouvelable et le comparent à un système électrique ouvert à l’énergie nucléaire. La production d’électricité fossile n’y a pas sa place. Les critères sont la sécurité d’approvisionnement, la rentabilité et l’impact sur le climat. Les bases quantitatives sont les valeurs issues de la loi sur l’électricité et des *Perspectives énergétiques 2050+ (PE 2050+)*.

### **1. L’énergie hydraulique, épine dorsale de l’approvisionnement en électricité**

L’énergie hydraulique est et reste le principal pilier du système électrique, et son importance augmentera encore considérablement avec l’approvisionnement en électricité entièrement renouvelable visé par la doctrine actuelle. Certes, l’énergie hydraulique ne peut plus produire beaucoup d’électricité supplémentaire, car son potentiel est largement exploité. Au cours de l’année civile 2024, la production d’électricité brute en Suisse s’est élevée à 80,5 TWh et la production nette (pompage d’accumulation déduit de

4,8 TWh) à 75,7 TWh, dont 48,3 TWh <sup>1</sup> (60%) provenaient de l'énergie hydraulique ; avec les 16 projets prévus par la loi sur l'électricité, la production d'électricité hydraulique pourrait être augmentée de 2 TWh en hiver. Cela ne permet de loin pas de couvrir la consommation supplémentaire attendue.

Cependant, l'énergie hydraulique peut et doit apporter une contribution essentielle à la résolution de problèmes structurels de plus en plus aigus. Il ne faut toutefois pas surestimer ses possibilités : il est, par exemple, exagéré d'affirmer que la Suisse est la batterie de l'Europe. Elle ne pourrait pas non plus garantir l'intégration au réseau de la production d'électricité photovoltaïque et éolienne prévue, même si tout le potentiel des réservoirs était exploité.

## 2. Des objectifs excessifs pour la production d'électricité renouvelable

La Suisse est encore loin des émissions (de gaz à effet de serre) nettes zéro et du remplacement de l'énergie nucléaire. La réalité de l'approvisionnement s'est révélée de manière crue au cours de l'hiver 2023/24 : les centrales nucléaires (avec 13,0 TWh) ont couvert 39,8% de la consommation brute du pays (32,7 TWh), les nouvelles énergies renouvelables (NER) issues du soleil, du vent et de la biomasse (avec 3,4 TWh) n'en ont couvert que 10,2%, le photovoltaïque (avec 1,4 TWh) apportant 4,2%. Au cours des derniers mois de l'année 2024, peu ensoleillés, la part du photovoltaïque dans la couverture de la consommation a été de 2,6% en novembre et même de 1,4% en décembre.

Les *Perspectives énergétiques 2050+* sur lesquelles se fonde la loi sur l'électricité prévoient une consommation d'électricité de 84 TWh <sup>2</sup> en 2050. Afin de couvrir cette demande, ne serait-ce que dans le bilan annuel, la loi sur l'électricité pose des exigences en matière de production d'électricité qui ne sont guère ou pas du tout réalistes et dont les conséquences n'ont pas été envisagées. Les plus flagrantes sont les prescriptions contraignantes en matière de production pour l'énergie hydraulique et surtout pour les NER que sont le soleil, le vent, la biomasse et le cas échéant la géothermie. Elles déterminent en grande partie le futur système électrique et sont erronées sur le plan méthodologique. Selon la loi, les énergies renouvelables doivent produire 35 TWh en 2035 et 45 TWh en 2050, alors qu'elles ont produit 6,8 TWh en 2023 et environ 8 TWh <sup>3</sup> en 2024 et ce malgré un soutien financier depuis plus de 15 ans.

Les NER doivent à l'avenir produire encore plus d'électricité que l'énergie hydraulique. Pour des raisons de potentiel, l'augmentation de la production doit être assurée en grande partie par le photovoltaïque ; pour les 35 TWh de NER en 2035 <sup>4</sup>, il faudrait environ 32 GWp (puissance-crête installée donnée en *watt-peak*) de PV, et environ 40 GWp de PV pour les 45 TWh de NER prévus en 2050 <sup>5</sup>. Il en résulterait d'importants excédents d'énergie et donc de puissance en été.

Bien que le photovoltaïque se développe avec succès depuis quelques années, la croissance de cette production d'électricité renouvelable est insuffisante : en 2024, le PV a produit 5,8 TWh <sup>6</sup>, soit 1,2 TWh de plus qu'en 2023, ce qui représente 7,2% de la production brute d'électricité (80,5 TWh), ou 7,7% de la production nette (75,7 TWh), ou 9,5% de la consommation brute (61,3 TWh), ou 10,2% de la consommation nette (57,0 TWh), soit nettement moins que les 6,9 TWh ou 11% de la consommation annuelle (62,7 TWh) annoncés par l'organisation sectorielle Swissolar pour 2024. Pour atteindre les 32 TWh de PV nécessaires en 2035, il faudrait dès aujourd'hui ajouter chaque année 2,4 TWh (soit installer 2,4 GWp, donc le double de l'accroissement annuel actuel) de PV en plus, ce qui semble peu probable <sup>7</sup>.

Même si les objectifs de production de l'énergie hydraulique et des NER étaient atteints, l'approvisionnement en électricité serait loin d'être assuré, comme veulent le montrer les *Perspectives énergétiques 2050+*. Il en résulterait toujours un déficit hivernal avec un fort besoin d'importation.

Le développement de l'hydroélectricité, de l'énergie éolienne et de l'électricité issue de la biomasse est limité <sup>8</sup>. Outre l'énergie photovoltaïque, il ne reste donc que l'énergie nucléaire comme source supplémentaire si l'objectif d'émissions zéro net est réellement pris au sérieux. Il s'agit donc de peser les options de productions photovoltaïque et nucléaire. Dans un premier temps, les coûts d'investissement et de production de la NER dominante, le photovoltaïque, sont comparés à ceux de l'énergie nucléaire. Dans un deuxième temps, il faudra prendre en compte l'extension du système.

### 3. Comparaison des coûts du photovoltaïque et du nucléaire

Les coûts annuels par unité d'énergie (kWh, TWh) permettent une première comparaison :

#### 3.1. Les coûts de production du photovoltaïque (PV)

L'étude récente du marché<sup>9</sup> du PV de l'OFEN montre que les coûts d'investissement spécifiques augmentent à nouveau légèrement depuis 2021. Plus de la moitié des nouvelles installations, en majorité sur les toits, appartiennent à la catégorie de puissance de 10 à 30 kWp (puissance-crête installée donnée en *watt-peak*), avec des coûts d'investissement spécifiques de 2'384 Fr/kWp (valeur médiane). Les installations intégrées sont nettement plus chères, avec 3'487 Fr/kWp. Les installations au sol sur le Plateau pourraient être moins chères, mais non pas les centrales solaires alpines, comme le montre le désenchantement autour du projet *Solarexpress*.

En étant optimiste, pour le photovoltaïque, on peut compter sur une moyenne de 1'000 heures de pleine charge par an (soit un facteur de charge de 11,4%) et produire, avec une puissance installée de 1 GWp, 1 TWh d'électricité<sup>10</sup>, pour un coût d'investissement de 2,4 milliards de francs. Sur une durée de vie de 30 ans, cela représente déjà des coûts d'amortissement de 8 ct/kWh, auxquels s'ajoutent les intérêts sur le capital. Les coûts d'exploitation sont généralement faibles, mais la durée de vie estimée de l'onduleur est nettement inférieure à celle des panneaux PV, ce qui entraîne des coûts supplémentaires. Rudolf Rechsteiner<sup>11</sup> a chiffré en 2021 le prix de revient des installations d'une puissance de 10 à 30 kWp à 12,9 ct/kWh, ce qui semble également réaliste aujourd'hui.

#### 3.2 Le prix de revient de l'énergie nucléaire

Pour une nouvelle centrale nucléaire de 1 GW avec une production annuelle de 8 TWh (avec un facteur de charge de 91%), les coûts d'investissement en Suisse seraient de 8 milliards/GW, soit un montant qui reste plus élevé que celui de l'EPR d'Olkiluoto<sup>12</sup>. Les centrales nucléaires françaises souffrent du fait que leurs fournisseurs doivent réapprendre à construire des installations. D'autres installations sont nettement moins chères.

Pour 50 ans d'exploitation complète, les coûts d'amortissement s'élèvent à 2 ct/kWh, les coûts d'intérêt sont du même ordre de grandeur, le coût du capital est donc de 4 ct/kWh. Les coûts de production normalisés de la centrale nucléaire de Gösgen, qui peuvent être utilisés ici, s'élèvent à environ 4 ct/kWh. Les coûts d'exploitation, de combustible, de désaffectation, de post-exploitation et de gestion des déchets d'une nouvelle centrale nucléaire à eau légère ne s'en écarteront guère. C'est pourquoi un prix de revient de 8 ct/kWh est réaliste. Les coûts de démantèlement et de gestion des déchets sont souvent considérés comme prohibitifs : mais ils sont intégrés depuis longtemps dans les prix de revient du kWh et ne remettent pas en question la rentabilité de l'énergie nucléaire.

En raison d'un investissement initial élevé, l'énergie nucléaire est considérée comme trop chère et le photovoltaïque, conséquemment, plus avantageux. Or c'est faux, car, si l'on se réfère à la production annuelle d'électricité, l'énergie photovoltaïque nécessite environ 2,4 fois plus d'investissements que l'énergie nucléaire, et ce d'autant plus pour assurer une production hivernale. Les coûts de production de l'énergie nucléaire sont inférieurs d'un tiers à ceux de l'énergie photovoltaïque.

#### 3.3 Les coûts annuels ne veulent pas dire grand-chose

D'un point de vue économique, les coûts annuels ne sont pas déterminants, car c'est l'hiver qui est décisif pour la sécurité d'approvisionnement. L'approvisionnement en électricité de la Suisse présente toujours un déséquilibre été/hiver, avec une tendance à l'augmentation des importations en hiver. C'est pourquoi les technologies de production d'électricité avec une part hivernale élevée sont avantageuses.

Les *Perspectives énergétiques 2050+*<sup>13</sup> indiquent également un besoin massif d'importation en hiver pour les prochaines décennies ; malgré la loi sur l'électricité adoptée en juin 2024, avec les 16 projets hydroélectriques qui ne sont pas encore prêts à être réalisés, ce besoin devrait s'élever à 7 TWh pendant les mois d'hiver 2050. La politique suisse part manifestement du principe qu'il sera toujours possible d'importer de l'électricité à l'avenir, donc même en cas de pénurie européenne – hypothèse qui est discutable, comme le montrent les expériences.

Si la Suisse veut être approvisionnée en toute sécurité, elle doit pouvoir couvrir elle-même ses besoins en électricité, même en hiver <sup>14</sup>. Au plus tard à l'échéance fixée par la loi sur l'électricité, soit en 2050, le bilan électrique hivernal devrait être à peu près équilibré. La réserve de courant hivernal et les flexibilités peuvent servir à soutenir la résilience du système et de ce fait ne doivent pas inciter à dimensionner le système au plus juste. Il faudrait donc 7 TWh supplémentaires d'électricité en hiver, en plus des 45 TWh annuels de NER exigés par la loi sur l'électricité.

Pour comparer la rentabilité du PV avec celle d'une centrale nucléaire, il faut tenir compte de la structure de production. Le photovoltaïque présente une part hivernale d'environ 30% ; l'énergie nucléaire produit de l'énergie en ruban, dont environ 55% en moyenne en hiver.

### 3.4 Couverture du déficit hivernal de 7 TWh par le photovoltaïque ou le nucléaire ?

Il s'agit ici de déterminer les coûts d'investissement et de production supplémentaires nécessaires pour produire les 7 TWh d'électricité hivernale qui, malgré la loi sur l'électricité, manquent encore.

- **Photovoltaïque** : 1 GWp de PV (puissance-crête installée donnée en *watt-peak*) produit 0,3 TWh d'électricité en hiver (avec un facteur de charge de 7%). Pour avoir 7 TWh d'électricité en hiver, il faudrait donc installer 23,3 GWp de photovoltaïque supplémentaires, qui produiraient 16,3 TWh d'électricité en été (avec un facteur de charge de 16%). Avec des coûts d'investissement de 2,4 milliards/GWp, les investissements nécessaires pour couvrir le déficit hivernal s'élèveraient donc à 55,9 milliards de francs. Pour une durée de vie moyenne de 30 ans, les coûts d'amortissement s'élèveraient à 1,86 milliard de francs/an.

Étant donné que les installations sont construites pour répondre aux besoins hivernaux et que le rendement financier de la production estivale est de plus en plus insuffisant, qu'il tend de plus en plus vers zéro, voire qu'il est négatif, il n'est pas possible d'amortir à 8 ct/kWh indépendamment de la saison, comme c'est le cas pour les comptes annuels. Pour être correct, l'amortissement doit être effectué sur les 7 TWh attendus de production hivernale, ce qui entraîne des coûts d'amortissement de 26,6 ct/kWh et, avec les intérêts et les autres coûts, un prix de revient de plus de 30 ct/kWh.

- **Énergie nucléaire** : la part hivernale de la production de 1 GW d'énergie nucléaire est de 4,4 TWh (avec un facteur de charge de 100%). En raison des 7 TWh manquants en 2050, il faudrait donc ajouter 1,6 GW de production nucléaire (soit un EPR), qui produiraient 5,8 TWh en été (avec un facteur de charge de 83%). Les coûts d'investissement seraient de 12,8 milliards. Pour une durée de vie de 50 ans, les coûts d'amortissement s'élèveraient à 256 millions de francs/an, soit 3,6 ct/kWh. Le prix de revient s'élève donc à environ 10 ct/kWh. L'électricité d'origine nucléaire a également moins de valeur en été qu'en hiver, mais elle est plus adaptée aux besoins et donc plus rentable que l'électricité photovoltaïque.

La puissance photovoltaïque supplémentaire à installer (23,3 GWp) est plus de quatorze fois supérieure à celle de l'énergie nucléaire (1,6 GW), et les coûts de revient sont au moins trois fois plus élevés. Même si notre pays devait renoncer à résorber entièrement le déficit hivernal, le rapport de coût flagrant ne change pas.

### 3.5 Autres facteurs de coûts

Avec une production en ruban et une forte proportion d'énergie hivernale, les coûts d'investissement et les prix de revient ne sont pas les seuls arguments en faveur de l'énergie nucléaire ; les particularités systémiques du photovoltaïque jouent également un rôle. Ce dernier produit principalement en été et souvent à des heures où les prix de l'électricité sont bas ou négatifs ; il produit peu par temps couvert et pas du tout la nuit. Sa production varie énormément, en raison de forts gradients de puissance et il faut temporairement en été de plus en plus réduire, voire interrompre l'injection de sa production dans le réseau.

C'est pourquoi le stockage saisonnier et journalier devient toujours plus nécessaire, le réseau et la régulation du réseau doivent être renforcés. Tout cela entraîne des coûts d'investissement et d'exploitation supplémentaires élevés. Le réglage du réseau devient également plus coûteux : depuis 2022, le prix de l'énergie de réglage secondaire a augmenté et a atteint en 2024 près de 1'000 €/MWh (soit 1 €/kWh) <sup>15</sup>. Le prix a de nouveau baissé, mais devrait rester élevé. L'intégration au réseau du photovoltaïque et de l'éolien est

beaucoup plus difficile que celle de l'énergie nucléaire ; de plus, leurs coûts sont ajoutés aux coûts du réseau, donc socialisés. La production des nouvelles centrales nucléaires peut en outre être pilotée et beaucoup mieux adaptée aux besoins variables que celle des centrales existantes.

L'énergie nucléaire nécessite une extension du système beaucoup moins importante que l'énergie photovoltaïque et pèse moins sur l'exploitation du réseau. La comparaison des coûts entre l'énergie nucléaire et l'énergie photovoltaïque est donc encore plus favorable à l'énergie nucléaire, si l'on considère l'ensemble des coûts, que le simple bilan annuel. Le slogan « le soleil ne coûte rien » n'est donc d'aucune aide.

#### 4. Le problème des excédents

Jusqu'à présent, l'énergie nucléaire et l'énergie hydraulique au fil de l'eau couvrent en grande partie la charge de base, complétée par les NER ; le reste de la charge est produit par les centrales à accumulation, qui sont également le pilier central pour le négoce d'électricité. Les excédents temporaires, c'est-à-dire une puissance de production des centrales nucléaires et au fil de l'eau supérieure à la charge de consommation, peuvent généralement être écoulés sur le marché de l'électricité avec une marge de couverture positive.

Cela change de plus en plus. Avec le développement des énergies renouvelables, concrètement surtout par le photovoltaïque, pour couvrir la consommation croissante et remplacer l'énergie nucléaire, les pics de puissance et les excédents de production, peu ou pas vendables, seront de plus en plus fréquents. Les exportations seront alors difficiles, car toute l'Europe encourage le développement du photovoltaïque et de l'éolien. Le *redispatching* est déjà un problème aujourd'hui qui sera renforcé par les NER. Par ailleurs, le réseau de transport et les stations frontalières avec le réseau interconnecté européen atteignent de plus en plus leurs limites.

Les excédents temporaires et les congestions du réseau sont la conséquence de la puissance de production totale de toutes les centrales qui alimentent le réseau, et pas seulement d'une puissance photovoltaïque trop élevée. « De janvier à juin 2024, la Suisse a déjà connu 165 heures de prix négatifs sur le marché *spot*. C'est plus du double du record de l'année 2023 »<sup>16</sup>.

La problématique des excédents de la belle saison s'aggrave de plus en plus surtout avec le développement prépondérant du PV. L'effet pervers des prix négatifs de l'électricité est qu'il est alors possible de gagner de l'argent en gaspillant de l'électricité, par exemple, en chauffant des aiguillages de train en été.

##### 4.1 Bilan électrique 2050 selon la loi sur l'électricité

Il s'agit ici de l'année 2050, date à laquelle les centrales nucléaires actuelles seront probablement fermées. La loi sur l'électricité exige pour 2050 une production d'électricité à partir de l'énergie hydraulique de 39,2 TWh<sup>17</sup> et de 45 TWh à partir des NER. La production en 2050 devrait donc s'élever à 84 TWh. Pour obtenir 45 TWh à partir des NER, il faudrait installer 40 GWp<sup>18</sup> de photovoltaïque, auxquels pourraient s'ajouter environ 2 GWp d'éolien, le reste étant de la biomasse. Nous en sommes encore loin. En été, la puissance disponible des centrales au fil de l'eau est d'environ 3 GW. La puissance totale installée en NER devrait donc être de 45 GW (donc sans l'énergie hydraulique de retenue, pilotable, qui peut être déconnectée). Certes, toutes les installations photovoltaïques et éoliennes pourraient ne pas produire à pleine puissance en même temps, mais il faudrait tout de même compter avec une puissance issue des NER de l'ordre de 30 GW en été.

La puissance d'injection doit être comparée à la puissance de prélèvement des consommateurs ; celle-ci s'élève aujourd'hui à 10 GW en hiver et entre 7 et 8 GW en été. Dans les *Perspectives énergétiques 2050+* on calcule qu'en 2050, en hiver, la consommation serait de l'ordre de 44 TWh avec une puissance demandée de 20 GW, et, en été, une consommation de 40 TWh et une puissance demandée de moins de 10 GW. Il en résulterait un excédent d'énergie de 7 TWh en été et une puissance photovoltaïque installée cinq fois supérieure aux besoins. Le bilan électrique ne serait équilibré que sur l'année, alors même qu'il resterait négatif en hiver, comme nous l'avons vu.

## Bilan électrique 2050 (PE 2050+ et loi sur l'électricité) <sup>19</sup>

TWh	Année	Hiver	Été
Consommation	84	44	40
Excédent (hydro + NER)	84	37	47
Excédent (+), déficit (-)	0	-7	+7 <sup>20</sup>

### 4.2 Bilan électrique en cas d'approvisionnement renouvelable suffisant (approvisionnement hivernal sûr)

Pour être correct, on ne peut parler d'un approvisionnement sûr que si l'on dispose à tout moment de suffisamment d'électricité, c'est-à-dire si le déficit hivernal de 7 TWh est également couvert. Pour cela, il faudrait en plus les 23,3 GWp de PV qui produiraient 23,3 TWh/a, dont 16,3 TWh d'électricité supplémentaire en été, ce qui n'est guère souhaitable. La puissance PV installée en 2050 serait donc d'environ 63 GWp <sup>21</sup>, dont la production annuelle attendue serait de 63 TWh et la production estivale d'environ 44 TWh.

**Bilan électrique 2050 sans dépendance des importations** (PE 2050+, loi sur l'électricité et 7 TWh d'électricité PV en plus en hiver)

TWh	Année	Hiver	Été
Consommation	84	44	40
Production (hydro + NER)	107	44	63
Excédent (+), déficit (-)	+23	0	+23

Ainsi, le bilan hivernal serait équilibré. En été, le photovoltaïque apporterait déjà, en termes de bilan, toute la quantité d'électricité nécessaire, mais au prix d'importants excédents d'énergie et de puissance et avec des défis techniques pour l'exploitation du réseau.

Si selon les hypothèses des PE 2050+ et de la loi sur l'électricité l'approvisionnement en électricité en hiver doit être sûr, autonome et entièrement renouvelable, les excédents de production vont augmenter en été pour atteindre d'ici 2050 plus de la moitié de la consommation. Les excédents de puissance deviendraient même insupportables en été ; rien que la puissance PV installée serait alors environ 8 fois plus importante que la puissance nationale nécessaire. À cela s'ajoutent les puissances d'injection des autres sources d'énergie renouvelables et de l'énergie au fil de l'eau. Ni le réseau ni la régulation du réseau ne sont conçus pour cela.

### 4.3 Excédents estivaux : que faire ?

Les centrales à accumulation, les centrales de pompage turbinage, les batteries et la flexibilité seront bientôt de moins en moins suffisantes ; de plus, la production de combustibles et de carburants synthétiques (PtX) n'existe pas encore à l'échelle industrielle. Les excédents de puissance et par là d'énergie estivaux qui se dessinent et qui ne sont guère exploitables ne causeront donc pas seulement des problèmes d'économie énergétique, mais aussi des pertes économiques importantes en raison des prix bas, voire négatifs, du marché de l'électricité.

Les propriétaires d'installations photovoltaïques, à l'exception des grandes installations, ont légalement le droit d'injecter l'électricité produite dans le réseau et d'être indemnisés pour cela, selon le prix du marché, calculé sur une base trimestrielle. Pour les installations moyennes et petites, il existe des rémunérations minimales. Pour l'injection d'électricité issue d'une production décentralisée petite et moyenne, le marché est donc *de facto* suspendu. Ce dernier (s'il trouve preneurs !) ne peut, du reste, tout au plus que contribuer de manière marginale à la maîtrise de ces surplus aléatoires de puissance et des pics de tension qui en résultent, provoqués par ces installations décentralisées de petite ou moyenne puissance.

Pour les endiguer, les principaux protagonistes du PV proposent un délestage, en déconnectant temporairement ces installations PV, ce qu'on appelle justement le réglage par délestage, autorisé par la loi. La perte d'énergie qui en résultera serait modeste, paraît-il, et l'impact économique direct limité. C'est pourquoi les entreprises d'électricité parlent déjà de pouvoir limiter par défaut la puissance d'injection à 70%.

La loi sur l'électricité autorise les gestionnaires de réseau de distribution à réguler par délestage une partie de l'injection en fonction des besoins du réseau. Cela devra être organisé et indemnisé, ce qui n'est pas suffisamment décrété dans la loi sur l'électricité. Il est toutefois très discutable que l'on recommande aux propriétaires de maisons d'installer autant de panneaux photovoltaïques que possible, mais de ne pas les utiliser pleinement. De plus, ce réglage entrerait en conflit avec l'objectif légal de production des NER de 45 TWh par an. Celui-ci nécessiterait un développement du photovoltaïque qui conduirait inévitablement à des excédents temporaires massifs. Afin de respecter l'absurde objectif de production de 45 TWh, malgré les coupures pour le réglage, il faudrait alors installer encore plus de PV, ce qui aggraverait encore le problème des excédents. Cela montre une fois de plus à quel point cette politique énergétique est peu réfléchie.

#### 4.4 Que faut-il réguler ?

Fin 2023, 6,4 GWp de photovoltaïque étaient raccordés au réseau en Suisse, et fin 2024, ce chiffre devrait avoisiner les 8 GWp. Avec les 3 GW au fil de l'eau, le PV peut déjà couvrir brièvement les besoins en puissance durant certaines heures les jours d'été. Actuellement, l'injection de puissance des NER peut encore être intégrée dans le réseau, mais cela va changer de plus en plus avec le développement du PV.

Dans un avenir pas trop lointain, le photovoltaïque suisse disposera d'une puissance telle qu'il sera aussi concerné par la régulation par délestage. Car c'est en premier lieu lui qui génèrera de plus en plus de surplus d'électricité et de prix négatifs.

Les promoteurs des énergies renouvelables reprochent à l'énergie nucléaire de produire également de l'électricité en été et ces excédents estivaux, augmentant ainsi le nombre d'heures où les prix de l'électricité sont négatifs. La question qui se pose est donc de savoir quels producteurs d'électricité en cas d'excédents non exploitables doivent être déconnectés du réseau en premier. Mais il serait plus important d'éviter autant que possible les excédents !

Cela n'aurait aucun sens d'arrêter les centrales au fil de l'eau et de laisser l'eau s'écouler inutilement à travers les barrages. Tant que des centrales nucléaires sont encore raccordées au réseau, ce sont elles qui, en raison de l'esprit actuel de la politique énergétique et bien qu'elles stabilisent le réseau, seraient les premières à être coupées du réseau. Il serait toutefois plus judicieux de ne pas arrêter la production qui contribue le plus à la sécurité de l'exploitation du réseau.

#### 4.5 Stocker au lieu de réguler ? De la flexibilité ?

Les objectifs légaux rigides de production pour les NER et l'hydroélectricité ne tiennent compte ni du stockage, ni du réglage, ni de la flexibilité. Le stockage saisonnier peut réduire le surplus annuel ; le stockage à court terme par pompage et par batteries préserve l'hydroélectricité d'accumulation ; la flexibilité aide le réseau. Il devient ainsi moins nécessaire de recourir au photovoltaïque, qui surcharge le système.

**- Le stockage saisonnier.** L'hydroélectricité d'accumulation est l'élément décisif de notre approvisionnement en électricité. Elle ne fournit pas seulement de l'électricité aux consommateurs, mais apporte également une grande puissance de réglage positive, sa puissance de réglage négative est limitée. Elle produit également la plus grande partie de la réserve d'électricité hivernale, elle est donc déjà fortement sollicitée. Aujourd'hui, environ 8 TWh d'énergie d'accumulation sont disponibles ; après l'ajout de 2 TWh pouvant être appelés en toute sécurité, comme l'exige la loi, grâce aux 16 projets d'extension prévus par la loi sur l'électricité, la capacité d'eau d'accumulation utilisable pourra être portée à environ 10 TWh. L'hydroélectricité d'accumulation ne pourra pas résoudre à elle seule les problèmes d'énergie et de surplus de puissance en été, et elle ne suffira pas non plus à l'avenir pour transférer suffisamment d'électricité estivale vers l'hiver.

La production de combustibles et de carburants synthétiques stockables (PtX) est une autre possibilité de stockage à long terme. Elle est toutefois liée à de grandes pertes d'efficacité, elle est coûteuse et ne sera pas disponible dans un avenir prévisible dans la mesure nécessaire pour la puissance de réglage négative.

- **Les centrales de pompage-turbinage (CPT).** Elles constituent un stockage à court terme utile au système, économique et durable. La puissance de pompage/stockage actuelle est de 4 GW. Des projets supplémentaires existent, par exemple, dans le Val Poschiavo (Lago Bianco) et dans l'Oberhasli (Grimsel 3 et 4). D'autres centrales à accumulation pourraient être transformées en CPT, ce qui permettrait d'obtenir plusieurs GW de précieuse puissance de stockage et de régulation.

- **Les batteries (accumulateurs).** Elles sont également des moyens de stockage à court terme indispensables. Leur utilisation est vantée à différentes fins, notamment en association avec les installations photovoltaïques domestiques pour maximiser la consommation propre, ainsi que pour ce qui est des grands accumulateurs des entreprises de production et de distribution d'électricité et des batteries de voiture, surtout pour soutenir le réseau. Les propriétaires d'installations photovoltaïques qui souhaitent se prémunir contre un *black-out* ont besoin d'installations de taille appropriée. Les entreprises industrielles utilisent des batteries de stockage pour éviter les pics de tension coûteux.

Les batteries ont une forte empreinte écologique. Les coûts des batteries ont certes fortement baissé, mais ils restent nettement plus élevés que ceux des installations de pompage. De grands espoirs sont placés dans les batteries des automobiles <sup>22</sup>. Avec une capacité de 80 kWh et une puissance de charge/décharge de 20 kW, 12,5 millions de véhicules seraient nécessaires pour stocker 1 TWh, ou 500'000 véhicules pour une puissance de régulation de 1 GW.

Des accumulateurs hydrauliques et des batteries supplémentaires peuvent donc contribuer à résoudre les problèmes d'énergie et de surplus de puissance en été, mais ils sont loin de suffire pour résoudre le problème structurel. Il en va de même pour la flexibilité du côté de la demande, sur laquelle les responsables de la politique énergétique fondent de grands espoirs. La régulation reste donc centrale. En d'autres termes, la loi sur l'électricité implique de gros investissements dans le photovoltaïque, qui ne sont pas utiles pendant de nombreuses heures allant du printemps à l'automne – ce qui est un non-sens énergétique, économique et écologique !

## 5. Bilan électrique avec l'énergie nucléaire

À long terme, l'énergie nucléaire devrait être utilisée au moins avec la puissance actuelle de 3 GW. Elle produirait alors 24 TWh d'électricité par an, dont 13,2 TWh en hiver. En 2050, les énergies renouvelables ne devraient plus produire que 30,8 TWh en hiver. Sur ce total, selon les *Perspectives énergétiques 2050+*, l'énergie hydraulique produirait 45 TWh par an, dont 20 TWh en hiver.

Ainsi la production hivernale des NER devrait donc s'élever à 10,8 TWh. Supposons que le vent produise 2 TWh et la biomasse environ 1 TWh en hiver, comme c'est le cas actuellement. La production PV d'hiver requise serait encore de 7,8 TWh, ce qui nécessiterait une puissance PV installée de seulement 26 GWp (au lieu des 63 GWp calculés ci-dessus), avec 26 TWh de production annuelle. En ajoutant l'éolien et la biomasse, la production annuelle des NER serait alors de 32 TWh et la puissance installée des centrales au fil de l'eau et des NER serait d'environ 31 GW <sup>23</sup>. L'excédent d'énergie estivale serait inférieur de 6 TWh à celui de l'approvisionnement purement renouvelable ; les besoins de régulation ne seraient plus que de 17 TWh.

Mais ce qui est encore plus important, c'est la réduction de 34 GW de la puissance PV nécessaire. Cela se reflète également dans les besoins d'investissement. Avec un investissement de 24 milliards dans trois centrales nucléaires, 89 milliards d'investissements dans les installations photovoltaïques pourraient être évités, car ils produiraient surtout des excédents en été et compliqueraient l'exploitation du réseau <sup>24</sup>.

### Bilan électrique 2050 sans dépendance des importations (renouvelables + énergie nucléaire)

TWh	Année	Hiver	Été
Consommation	84	44	40
Production hydro <sup>25</sup>	45	20	25
Production NER	32	10,8	21,2
Production nucléaire	24	13,2	10,8
Excédent (+), déficit (-)	+17	0	+17

Il est régulièrement reproché à l'énergie nucléaire d'arriver trop tard, la réalisation d'une nouvelle centrale nucléaire nécessitant 15 à 20 ans. Rappelons que les centrales de Beznau, Mühleberg et Gösgen ont été réalisées en quatre ans et demi et huit ans, soit de l'autorisation de site (qui correspond à peu près à l'autorisation générale actuelle) à la mise en service commerciale. Si la volonté politique de sécuriser l'approvisionnement en électricité était réelle, des centrales nucléaires de remplacement pourraient être construites à temps d'ici à la mise hors service des centrales de Gösgen et de Leibstadt.

L'argument de la durée trop longue de réalisation des centrales nucléaires ne tient pas la route, comme le montre déjà le fait qu'il faudrait installer beaucoup moins de photovoltaïque. Au lieu de 63 GWp de PV, comme dans le cas d'un approvisionnement sûr entièrement renouvelable, il ne faudrait que 26 GWp, soit 37 GWp de moins. Ainsi, la surface photovoltaïque nécessaire serait inférieure de 185 km<sup>2</sup> (avec 5 m<sup>2</sup>/kWp). Avec une augmentation annuelle du PV de 2,4 TWh (soit 12 km<sup>2</sup>/an de surface de panneaux), comme cela est déjà nécessaire pour atteindre l'objectif de la loi sur l'électricité, cela représente 15 ans de moins pour réaliser un approvisionnement sûr en électricité. Les 26 GWp de PV nécessaires pourraient être installés en 11 ans seulement. Les centrales nucléaires de remplacement pourraient également être construites dans le même laps de temps si la sécurité d'approvisionnement et la protection du climat étaient des objectifs réels et non pas seulement déclamatoires.

## 6. Comparaison des variantes pour l'été 2050

Si, en 2050, les merveilleuses *Perspectives énergétiques 2050+*, la loi sur l'électricité ou même l'approvisionnement en énergie entièrement renouvelable devaient se concrétiser, le problème des excédents d'électricité d'été et de puissance se poserait dans toute son acuité. Dans la variante « loi sur l'électricité », un important déficit hivernal subsisterait, en effet la deuxième variante serait entièrement renouvelable, et la troisième utiliserait l'énergie nucléaire à long terme dans la mesure actuelle de 3 GW.

Pour rappel, les besoins énergétiques estivaux en 2050 sont de 40 TWh et les besoins en puissance moyenne de 9 GW tout au plus. C'est à ces valeurs qu'il faut comparer l'excédent d'énergie et la puissance installée. Pour toutes les variantes, le fait de s'appuyer sur le photovoltaïque entraîne des régulations élevées, voire absurdes, en raison de son profil de production.

Été 2050	Excédent d'électricité	Puissance installée	Puissance maximale à réguler
Loi sur l'électricité PE 2050+	13 TWh	Fil de l'eau, PV, vent 45 GW	37 GW
Approvisionnement hivernal uniquement REN	23 TWh	Fil de l'eau, PV, vent 68 GW	60 GW
Approvisionnement hivernal NER + nuc	17 TWh	Fil de l'eau, PV, vent, nuc 34 GW	26 GW

En été 2050, 37 GW de PV devront être régulés par délestage en cas d'extension du PV conformément à la loi sur l'électricité, et même 60 GW en cas d'approvisionnement hivernal assuré et entièrement renouvelable. Même avec l'énergie nucléaire, il resterait encore une puissance de réglage considérable de 26 GW à réaliser en été, mais l'approvisionnement en hiver serait assuré et l'extension du système induite par les NER serait nettement moins importante. Bien sûr, il faudrait clarifier toutes les possibilités d'utilisation de l'électricité excédentaire avant sa régulation par délestage, mais il ne faut pas trop en attendre sur le plan quantitatif, même pas des exportations.

Il convient également d'évoquer ici la problématique du climat. Parce que toute production d'électricité nécessite des installations techniques qui contiennent de l'énergie grise et des gaz à effet de serre, il n'existe pas d'électricité sans émissions. Comme l'ont montré les analyses de cycle de vie du PSI<sup>26</sup>, l'énergie hydraulique présente les émissions spécifiques de gaz à effet de serre les plus faibles, suivie par l'énergie nucléaire et le vent, le photovoltaïque est moins bon, mais bien meilleur que la production

d'électricité fossile. C'est pourquoi le remplacement de l'énergie nucléaire par les NER est déjà négatif pour le climat au niveau des technologies de production ; chaque kilowattheure produit par le photovoltaïque a un impact plus important sur le climat qu'un kilowattheure produit par l'énergie nucléaire. Cela s'explique par le fait que l'énergie nucléaire présente une densité énergétique bien plus élevée que les NER. À cela s'ajoute l'extension nécessaire du système ; les investissements en matériel qui y sont liées et leur impact sur l'environnement et le climat sont malheureusement occultés dans le débat politique.

## 7. Des centrales à gaz ?

Dans la *Stratégie énergétique 2050*, il était déjà question de centrales combinées à gaz, dont les émissions de CO<sub>2</sub> devraient être compensées. Entre-temps, des centrales de réserve sont prêtes à servir, par exemple, à Birr (250 MW). Dans son *Avenir énergétique 2050* de janvier 2025, l'Association des électriciens suisses (AES) identifie également un besoin élevé en électricité supplémentaire en hiver, même si les objectifs fixés par la loi sur l'électricité sont atteints. Les variantes envisagées pour y répondre sont les centrales à gaz, davantage d'éoliennes, une exploitation des centrales nucléaires pendant 80 ans, et davantage d'importations.

Des centrales à gaz seront peut-être nécessaires au vu de la situation d'approvisionnement incertaine causée par la mauvaise politique énergétique. Leurs coûts d'investissement spécifiques sont relativement faibles. Mais même si elles n'étaient prévues que comme solution de secours avec une durée de vie limitée, les centrales à gaz seraient en contradiction avec le principe du « zéro net ». Les compensations des gaz à effet de serre, émis par les centrales à gaz, par des achats de certificats, du captage et du stockage du CO<sub>2</sub> (CCS), ou l'utilisation de gaz d'origine renouvelable sont pleines de promesses, mais peu réalistes en termes de contraintes de temps ; ces compensation pourraient tout au plus servir d'alibi pour l'autorisation de construire des centrales à gaz. L'échange de droits d'émission compensatoire pourrait être acceptable pour les émissions actuelles inévitables, mais pas pour les émissions résultant de l'abandon inutile de l'énergie nucléaire. Le captage du CO<sub>2</sub> nécessite lui-même beaucoup d'énergie, mais la séquestration n'existe que pour des installations pilotes ; l'infrastructure n'existe pas encore non plus, aucun puits n'est en exploitation et leur capacité effective n'est pas connue ni répartie au niveau international. La production à grande échelle de combustibles et carburants synthétiques renouvelables (PtX) fait également défaut et il serait déraisonnable, d'un point de vue énergétique, de les utiliser pour la production d'électricité. Au lieu de produire des produits PtX pour remplacer l'électricité nucléaire, il faudrait d'abord couvrir les besoins industriels en hydrogène et permettre des applications non électrifiables comme l'aviation.

Les technologies existantes pour la décarbonation globale et l'élimination des gaz à effet de serre n'ont pas encore atteint et de très loin le niveau industriel adéquat. Les émissions annuelles de gaz à effet de serre en Suisse s'élèvent actuellement à environ 40 MtCO<sub>2</sub>équivalent ; même si nous ne devons plus en éliminer qu'une fraction, la tâche resterait énorme. C'est pourquoi il n'est pas judicieux de produire du CO<sub>2</sub> dans des centrales à gaz uniquement parce que l'énergie nucléaire, respectueuse du climat, est rejetée pour des raisons idéologiques. La proposition de recourir à des centrales à gaz n'est rien d'autre que l'aveu que la sécurité d'approvisionnement et la protection du climat sont incompatibles avec la sortie du nucléaire.

## 8. En réalité : le péché originel de l'importation

Le titre de la loi sur l'électricité annonçait un approvisionnement en électricité assuré et autonome, c'est-à-dire qui ne dépende pas de l'aide étrangère. Cette revendication n'est pas satisfaite, il faut encore plus de production hivernale que ne le prévoient les *Perspectives énergétiques 2050+* et la loi sur l'électricité ; ces dernières reposent sur l'hypothèse non explicitement formulée, mais étayée par les chiffres, que les déficits hivernaux attendus pourront encore être couverts par des importations en 2050. C'est également l'avis des politiques, car la loi sur l'électricité prévoit une valeur indicative d'importation hivernale de 5 TWh, qui ne doit pas être dépassée et qui correspond à la dépendance actuelle vis-à-vis de l'étranger.

Le principe de l'espoir, qui caractérise la politique énergétique au moins depuis la décision de sortir du nucléaire en 2011, continuera donc à s'appliquer de manière implicite : en cas d'urgence on importera. Or, les importations ne sont pas du tout garanties, comme on a pu le constater en 2022 ; c'est pourquoi la réserve hivernale légale a été introduite. En outre, dans toute l'Europe, l'approvisionnement électrique, déterminé de façon croissante par le vent et le PV, devient de plus en plus problématique lors des périodes de grisaille anticyclonique, comme l'ont montré les derniers mois de 2024. Les pays antinucléaires seront alors heureux de disposer du parc nucléaire français.

Il est malheureusement probable que ni les visions officielles de la loi sur l'électricité ni l'alternative avec le remplacement de l'énergie nucléaire ne seront réalisées suffisamment et à temps. Il faut donc s'attendre à ce qu'en hiver, la dépendance vis-à-vis des importations d'électricité reste importante.

## **9. Des moyens financiers uniquement pour les renouvelables ?**

Pour revenir à l'argument évoqué au début concernant les coûts des nouvelles centrales nucléaires, et sur l'opinion qu'il vaudrait mieux concentrer les moyens sur les renouvelables, l'évolution à ce jour montre clairement que seule une combinaison de l'efficacité, des énergies renouvelables et de l'énergie nucléaire permettrait d'atteindre le but. Pour que le tournant énergétique soit une réussite, les moyens financiers doivent être mis au service d'une politique énergétique fondée sur l'efficacité énergétique et sur une production d'électricité issue d'énergies renouvelables et d'énergie nucléaire, tout en prenant en compte l'adaptation nécessaire du système électrique (réseau, stockage et régulation du réseau).

En Suisse, il existe en soi suffisamment de capitaux prêts à être investis. La décision d'investir dans un projet dépend de sa rentabilité. Dans le cas contraire, il doit être subventionné pour être réalisé. Si les protagonistes des énergies renouvelables peuvent craindre une concurrence financière, c'est bien celle d'obtenir des subventions limitées. Une telle crainte n'est pas infondée, au vu des taux de subvention élevés apparemment nécessaires (jusqu'à 60% du montant de l'investissement pour le photovoltaïque).

## **10. Conclusion : énergies renouvelables et énergie nucléaire**

L'élément central de l'approvisionnement énergétique futur est l'approvisionnement en électricité considéré ici. S'il ne reposait que sur des sources renouvelables, celui-ci ne serait ni assuré, ni respectueux du climat et de l'environnement. Le risque d'approvisionnement serait grand, par exemple, en cas de période de grisaille anticyclonique en hiver. Une hausse temporaire et massive des prix de l'électricité est encore un moindre mal, mais les pannes de courant entraîneraient des dommages économiques importants. Les politiques devraient enfin en prendre conscience et le faire savoir clairement à la population.

Les explications ci-dessus ont permis d'éclairer quantitativement, à la lumière des lois scientifiques et économiques, les principaux chantiers à mener dans l'objectif d'un approvisionnement en électricité entièrement renouvelable. Pour cela, des réflexions et des calculs à l'échelle de l'année et de ses deux semestres estival et hivernal suffisent. Il n'est pas nécessaire de recourir à des modèles complexes à résolution fine, de quart d'heure en quart d'heure, pour démontrer que le « tournant énergétique » amorcé ne permet pas d'atteindre l'objectif visé. Même la loi sur l'électricité adoptée le 9 juin 2024, la *Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables*, n'apporte pas la sécurité d'approvisionnement promise. Au contraire, il en résultera toujours une forte dépendance vis-à-vis des importations en hiver et, en été, il faudra gérer des excédents d'énergie non exploitables et coûteux et des excédents de puissance difficilement maîtrisables. Et si le déficit hivernal, qui subsisterait malgré la loi sur l'électricité, devait être couvert par le photovoltaïque, les coûts de la production d'électricité et de l'extension du système augmenteraient de manière prohibitive.

Du point de vue de la technique et de l'économie énergétiques, il n'y a rien de plus faux que de vouloir remplacer l'énergie en ruban par du photovoltaïque fluctuant et non adapté aux besoins. De plus, l'électricité produite par les centrales nucléaires est déjà moins chère que l'électricité photovoltaïque dans le bilan annuel. C'est encore plus vrai pour l'électricité hivernale. De plus, le PV génère des excédents estivaux économiquement négatifs bien plus importants que l'énergie nucléaire.

La transition énergétique devrait avoir pour objectif la protection du climat et donc l'abandon des énergies fossiles. Du point de vue de l'énergie et de l'économie nationale, elle serait plus facilement réalisable avec le nucléaire qu'avec les seules énergies renouvelables. Une politique énergétique judicieuse ne poserait pas la question « nucléaire ou renouvelable », mais s'efforcerait de trouver un mix optimal sur le plan économique et écologique.

La stratégie énergétique et la loi sur l'électricité vont dans la bonne direction à de nombreux égards, mais souvent avec une approche de microgestion plutôt qu'avec les forces du marché. Ce qui est faux, c'est le manque d'ouverture technologique manifesté par l'interdiction de nouvelles centrales nucléaires. C'est pourquoi le contre-projet du Conseil fédéral à l'initiative « Stop au blackout » est juste. Mais il manque encore des réglementations nécessaires pour l'extension du système électrique et la responsabilité de la sécurité d'approvisionnement doit encore être définie.

## Notes

<sup>1</sup> Valeur supérieure à la moyenne, la loi sur l'électricité exige 39,2 TWh en 2050. Source : *Swiss Energy-Charts*.

<sup>2</sup> Pour son Update Avenir énergétique (janv. 2025), l'AES a calculé un besoin plus élevé pour 2050 (91 TWh).

<sup>3</sup> L'augmentation provient presque exclusivement du PV.

<sup>4</sup> Hypothèse optimiste : 1'000 heures à pleine charge

<sup>5</sup> Pour cela, il faudrait au moins 200 km<sup>2</sup> de panneaux photovoltaïques.

<sup>6</sup> Source : *Swiss Energy-Charts*

<sup>7</sup> Cela correspond à un calcul optimiste (avec 5 m<sup>2</sup>/kWp) de 12 km<sup>2</sup> PV par an.

<sup>8</sup> Les *PE 2050+* prévoient pour 2050 4,3 TWh de vent (500 à 700 installations !) et 2,2 TWh de biomasse (actuellement 2 TWh).

<sup>9</sup> Étude d'observation du marché photovoltaïque 2023, OFEN, juin 2024

<sup>10</sup> En 2023, 6,4 GW PV ont produit 4,6 TWh d'électricité

<sup>11</sup> La transition énergétique dans la salle d'attente, 2021

<sup>12</sup> 1'600 MW, 11 milliards d'euros

<sup>13</sup> Scénario ZERO de base, 9 TWh de déficit hivernal en 2050

<sup>14</sup> Cela ne signifie pas autarcie, mais participation au marché européen de l'électricité en tant qu'acteur fort et non en tant que dépendant

<sup>15</sup> Communiqué ECom décembre 2024

<sup>16</sup> Plus souvent qu'autrement négatif : Quand l'électricité ne vaut rien, Avenir Suisse, juillet 2024

<sup>17</sup> Dans les *PE 2050+*, l'énergie hydraulique est estimée à 45 TWh pour l'année 2050, dont 20 TWh en été.

<sup>18</sup> Avec un optimisme de 5 m<sup>2</sup>/kWp de PV, 200 km<sup>2</sup> de photovoltaïque sont nécessaires

<sup>19</sup> Il faut partir des prescriptions de la loi sur l'électricité ; en l'absence de telles prescriptions, on se base sur les chiffres des *PE 2050+*.

<sup>20</sup> Selon les *PE 2050+*, env. 10 TWh

<sup>21</sup> Surface PV nécessaire 315 km<sup>2</sup>

<sup>22</sup> Les batteries des voitures de classe moyenne ont une capacité de stockage de l'ordre de 80 kWh, les *wallboxes* ont une puissance de 10 à 20 kW.

<sup>23</sup> 26 GWp de PV, 2 GWp éolien, 3 GW au fil de l'eau, biomasse (estimée) 0,3 GW

<sup>24</sup> Les services système prennent de plus en plus d'importance. Ainsi, en 2023, les centrales électriques de l'Oberhasli (KWO) ont fourni plus d'énergie réactive que d'énergie active (communication de M. D. Fischlin, CEO).

<sup>25</sup> Selon les *PE 2050+*

<sup>26</sup> Bauer C. *et al.* (2017, rév. 2019), *Potentiale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionsanlagen*, sur mandat de l'OFEN