

2050  
**Avenir énergétique**

**Un approvisionnement résilient:  
mettre le système global à jour pour  
répondre aux nouvelles réalités**

Mise à jour du 9 janvier 2025

## Un approvisionnement résilient: mettre le système global à jour pour répondre aux nouvelles réalités

- La consommation d'électricité augmente à cause de la décarbonation. L'électricité est plus efficace que les énergies fossiles: la consommation totale d'énergie diminue fortement.
- La sécurité d'approvisionnement dépend fortement de la mise en œuvre de la loi pour l'électricité – y compris la gestion des défis en été et en hiver – et de la conclusion d'un accord sur l'électricité.
- Les surplus d'électricité en été ont un gros impact sur le système énergétique. Un stockage suffisant , des flexibilités et des incitations à leur utilisation ainsi que des échanges avec l'Europe sont essentiels pour le système.
- En plus du développement des énergies renouvelables conformément à la loi pour l'électricité, il est nécessaire de disposer d'une production complémentaire pilotable durant le semestre d'hiver. Le type de production dépend de la volonté sociétale et politique.
- Les coûts du réseau augmentent fortement. Des mesures appropriées, telles que le peak shaving, la gestion intelligente et des structures tarifaires flexibles, sont nécessaires pour atténuer la hausse des coûts .

- En collaboration avec l'Empa, l'AES a publié l'étude «Avenir énergétique 2050» en 2022. Elle montre différentes approches pour un approvisionnement en électricité sûr, neutre en carbone selon deux dimensions: l'acceptation envers les infrastructures énergétiques et l'intégration à l'Europe.
- Le modèle présente des solutions **optimisées selon des critères économiques** et permettant d'atteindre **la sécurité d'approvisionnement** et **la neutralité climatique** d'ici 2050.
- Les technologies qui s'imposeront effectivement dépendront de la volonté et de l'acceptation politico-sociétale.



**La mise à jour de l'AE 2050 est une évolution de l'étude et tient compte des développements réglementaires et politiques actuels:**

- loi pour l'électricité, offensive solaire, accord sur l'électricité, contre-projet à l'initiative Stop au blackout, etc.;
- calcul des coûts de réseau résultant d'un modèle de réseau simplifié.



**La mise à jour pose les questions centrales pour la sécurité d'approvisionnement de l'avenir:**

- À quoi ressemblera le système énergétique suisse d'ici 2050 en fonction de la loi pour l'électricité et de l'accord sur l'électricité?
- Comment gérons-nous les excédents en été et comment assurons-nous l'approvisionnement en hiver?
- Qu'est-ce que cela signifie pour les réseaux?

# Avenir énergétique: la mise en œuvre de la loi pour l'électricité et la conclusion d'un accord sur l'électricité sont les dimensions marquantes

2050  
Avenir énergétique

VSE  
AES

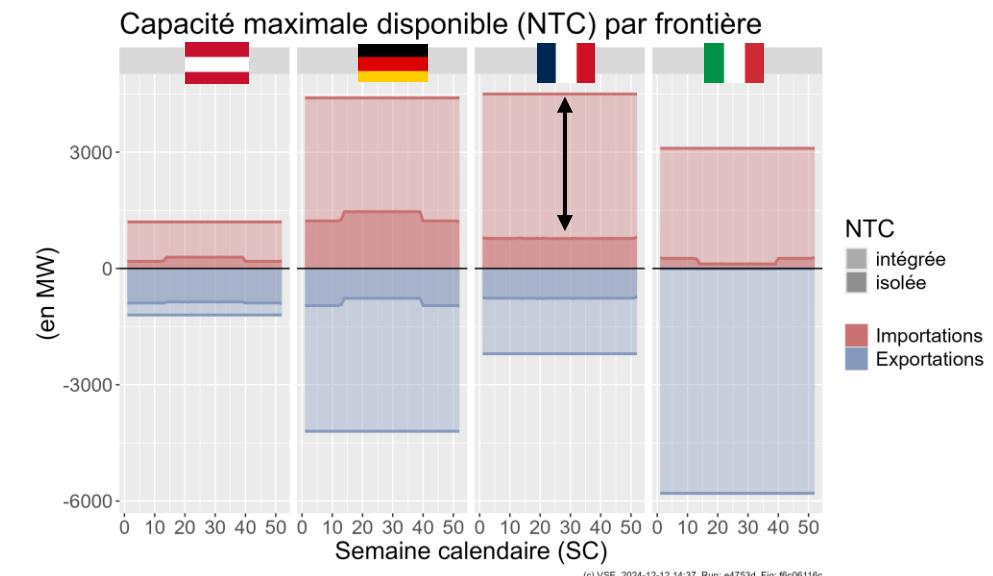
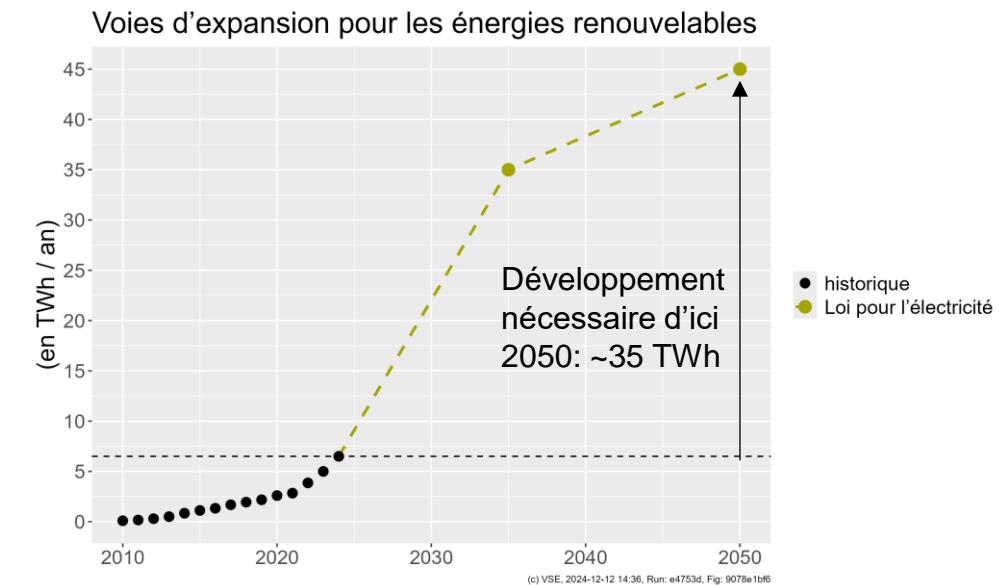
La loi pour l'électricité entrera en vigueur en 2025 et créera les conditions d'un développement national à grande échelle des énergies renouvelables au cours des 25 prochaines années:

- développement du photovoltaïque (toitures, infrastructures, surfaces au sol), de l'éolien, etc.: 45 TWh au total (~10 TWh déjà aujourd'hui)
- développement de l'hydroélectricité selon la «Table ronde» jusqu'en 2040 (16 projets dans la loi pour l'électricité): +2 TWh en hiver
- importations nettes max. 5 TWh pendant le semestre d'hiver

La conclusion d'un accord sur l'électricité est l'objectif déclaré du Conseil fédéral. L'issue est encore incertaine.

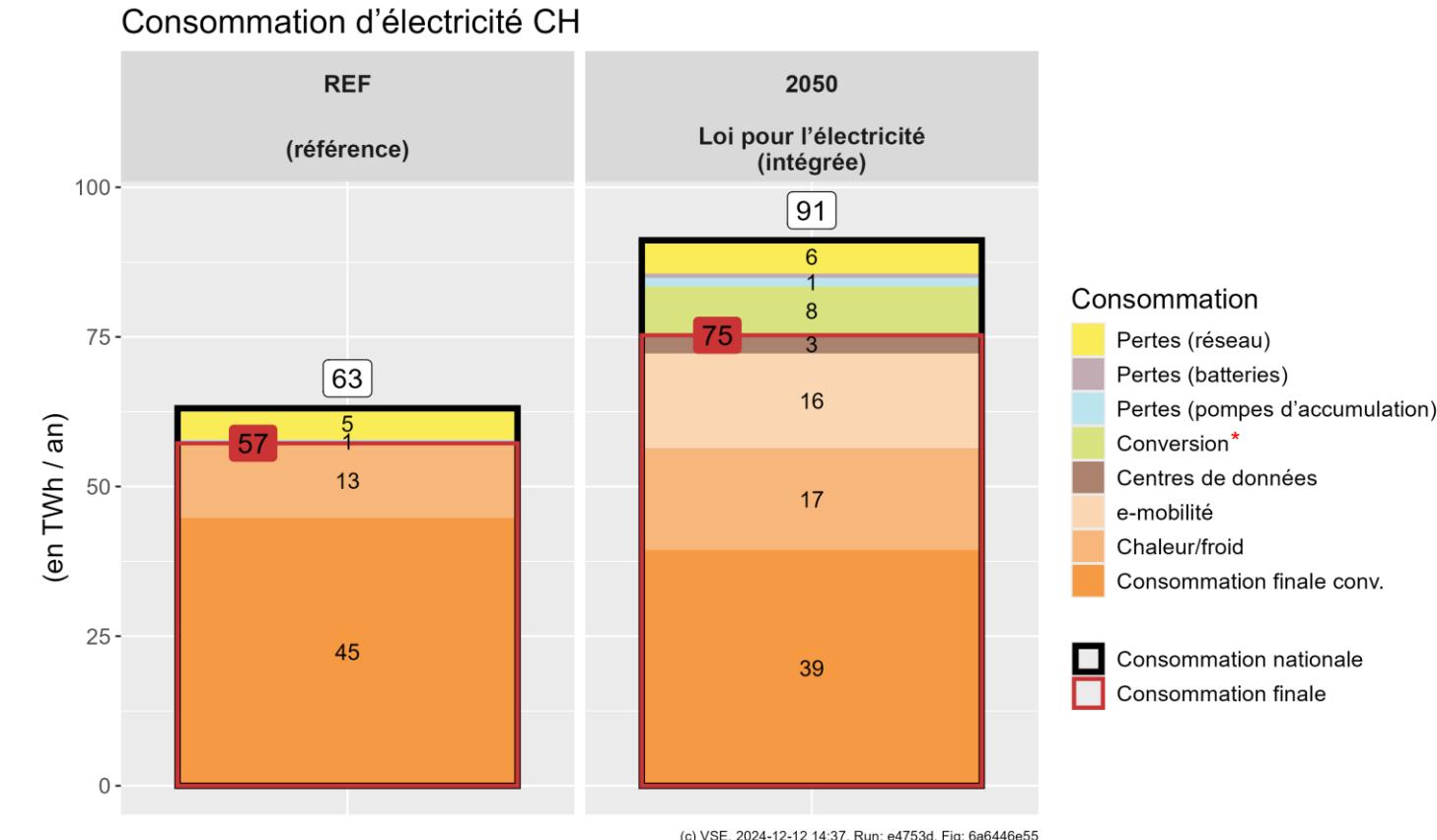
- **Scénario «loi pour l'électricité » avec accord sur l'électricité\* (intégré)**
  - Objectifs fixés par la loi pour l'électricité
  - La Suisse fait partie du marché et est prise en compte dans le market coupling (import et export correspondent à l'offre et à la demande).
- **Scénario « loi pour l'électricité» sans accord sur l'électricité (isolé)**
  - Objectifs fixés par la loi pour l'électricité
  - La Suisse est exclue du marché et les capacités frontalières seront, dans certains cas, probablement fortement limitées de manière unilatérale (voir Frontier Economics 2021).

\*La modélisation ne tient pas compte de l'impact des services-système et des flux d'électricité non planifiés.



# La consommation d'électricité augmente massivement, la consommation totale d'énergie diminue grâce à l'électrification et à une plus grande efficacité

- La consommation d'électricité du pays augmente d'environ 50 % pour atteindre env. 91 TWh en 2050 par rapport à aujourd'hui (REF).
  - électrification de la mobilité
  - électrification du chauffage/refroidissement
  - numérisation (centres de données)
  - conversion de l'énergie (électrolyse, CCS, pompes à chaleur à grande échelle pour le chauffage à distance)
- Sans mesures d'efficacité futures, la consommation serait supérieure d'environ 10 TWh.
- La consommation totale d'énergie diminue considérablement, car l'électricité est plus efficace que les énergies fossiles.



Nous partons du principe que la consommation par habitant diminuera moins que ne le prévoit la loi pour l'électricité. Nous prévoyons les mêmes gains d'efficacité que la PE 2050+ de la Confédération, mais avec une croissance du PIB plus élevée et des estimations de consommation plus récentes pour les centres de données.

\* Conversion = électrolyse, CCS, grandes pompes à chaleur



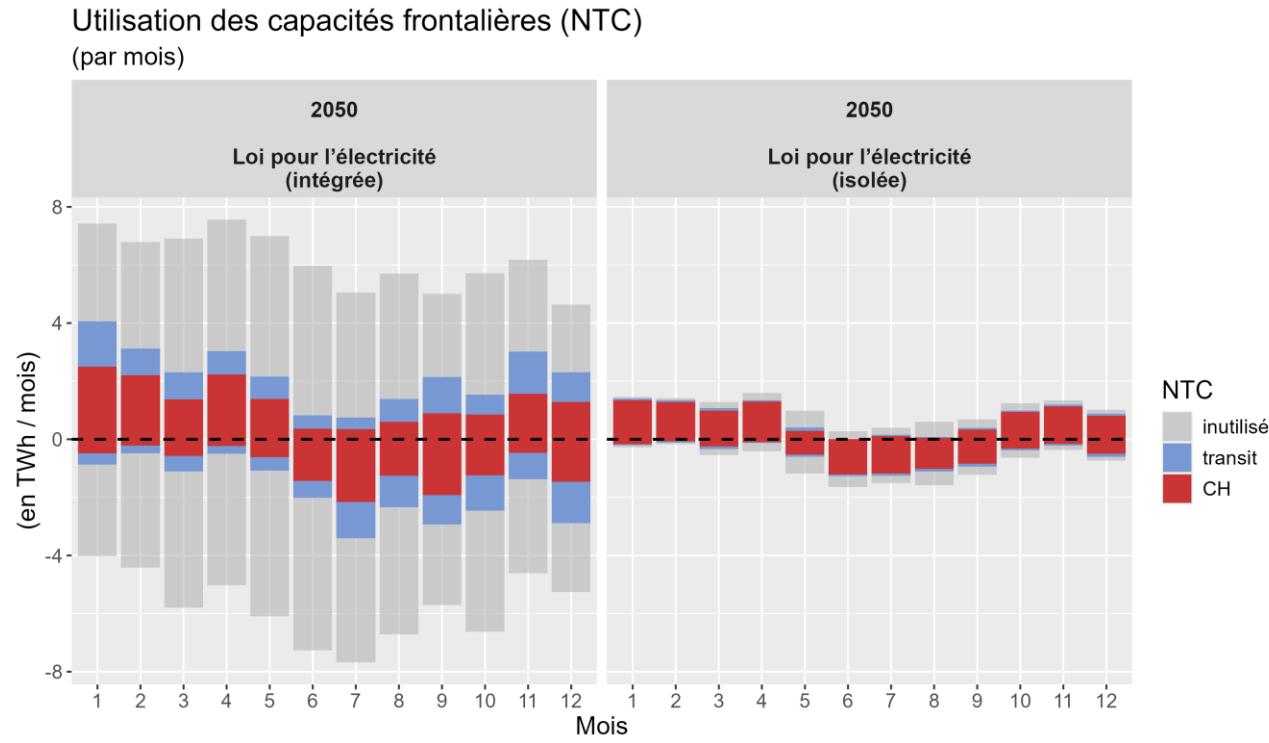
Digressions consommation énergétique, mobilité / chauffage, efficacité

## Sans accord sur l'électricité:

- la capacité transfrontalière (NTC) disponible pour le commerce est fortement réduite et presque entièrement utilisée, ce qui peut nuire à la sécurité d'approvisionnement. Il n'y a pas de réserve tampon! (risque en cas de pénurie, p. ex. lors d'hivers froids);
- le besoin d'une réserve d'électricité coûteuse reste actuel et élevé;
- la Suisse ne peut plus jouer son rôle de pays de transit.

## Avec accord sur l'électricité:

- la Suisse dispose de beaucoup plus de capacités d'importation et d'exportation, ce qui rend l'approvisionnement globalement plus résilient (le besoin de réserves d'électricité diminue);
- En général: un accord sur l'électricité réduit les coûts totaux du système (Suisse + pays voisins) → tout le monde est gagnant!

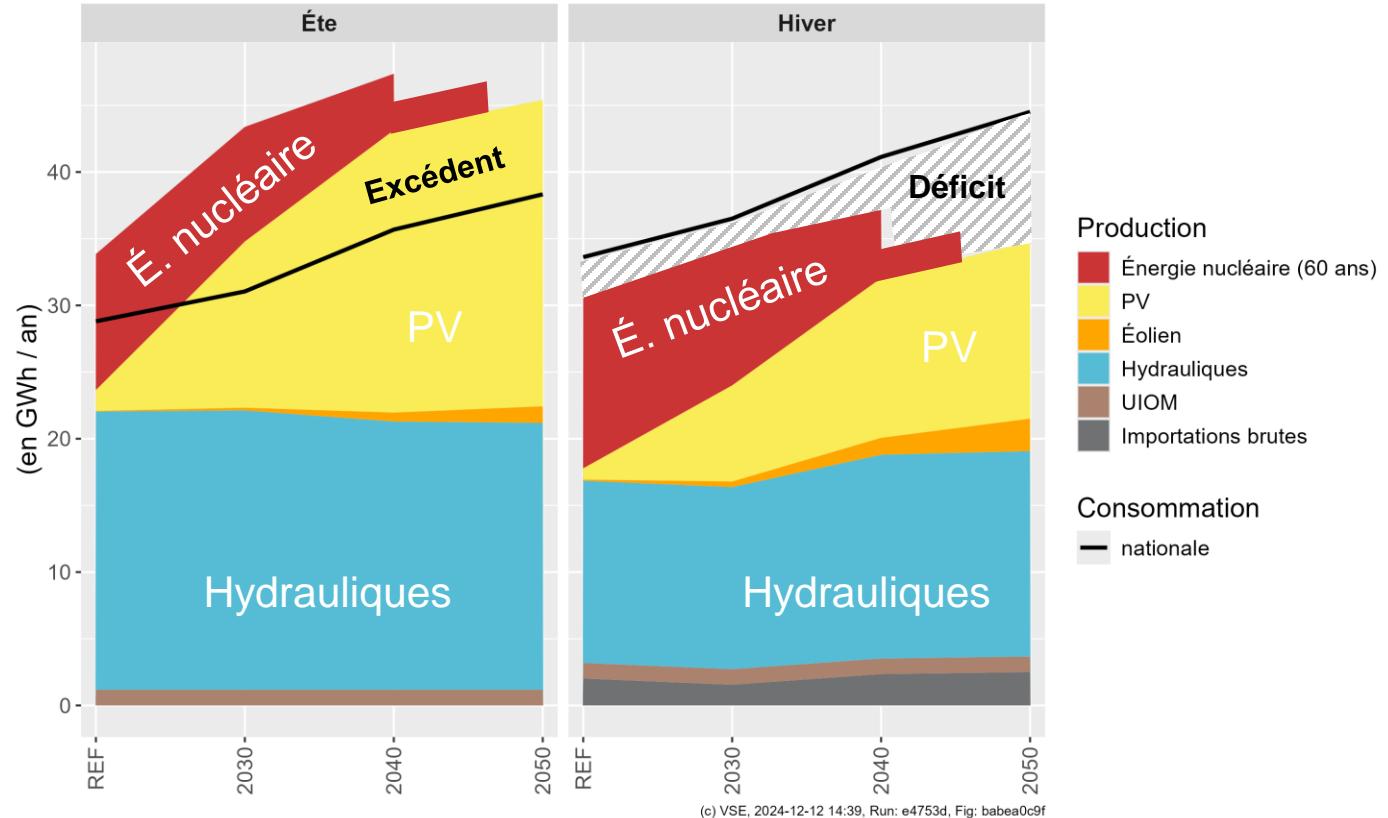


(c) VSE, 2024-12-12 14:39, Run: e4753d, Fig: c1e6b4933

→ Capacités frontalières (NTC) «intégrées» selon le réseau de référence «TYNDP2024» avec données dont disposent les gestionnaires de réseau de transport (p. ex. Swissgrid) pour 2030. Supposition: les NTC restent constants jusqu'en 2050. Capacités frontalières (NTC) «isolées» conformément à l'étude «Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz-EU» (Analyse de la coopération en matière d'électricité entre la Suisse et l'UE), Frontier Economics 2021

# Le futur système énergétique présente des défis en été et en hiver

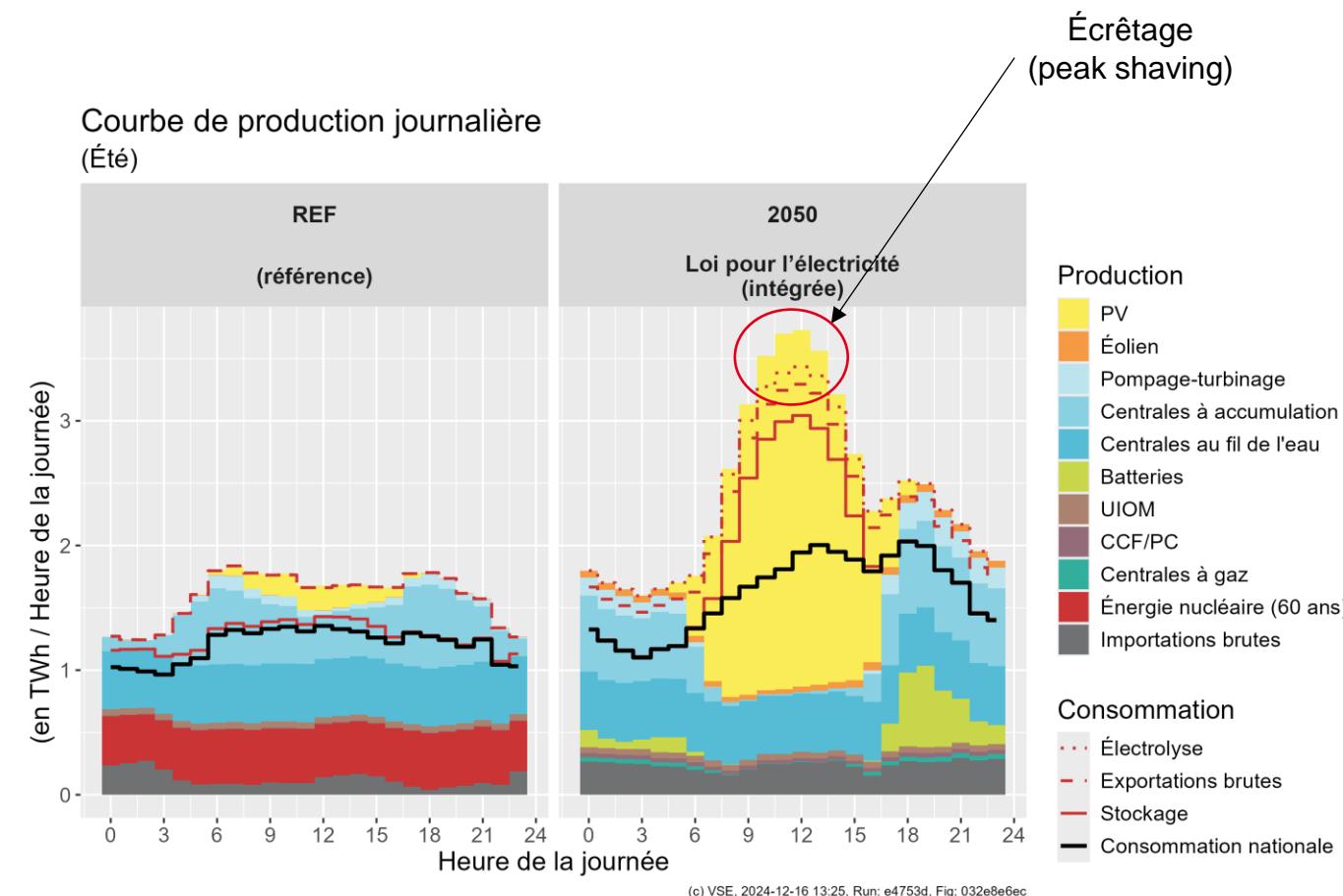
- Il y a des excédents massifs en été. Nous devons trouver des moyens d'en tirer parti dans l'intérêt du système dans son ensemble.
- Si les excédents ne peuvent pas être utilisés, l'injection doit être limitée (car l'extension maximale du réseau n'est pas judicieuse d'un point de vue économique)
- À partir de 2044, il y aura un vide à combler en hiver.
  - consommation d'électricité en hausse
  - sortie du nucléaire
  - des situations météorologiques particulières peuvent accentuer cette situation
- Pour combler le déficit, il faut – en plus du développement des énergies renouvelables conformément à la loi pour l'électricité – une production complémentaire.



Représentation schématique des objectifs de développement «loi pour l'électricité»

# Accent mis sur des solutions permettant d'utiliser judicieusement les excédents d'électricité en été dans l'intérêt du système global

- En été, d'importants excédents sont générés et doivent être utilisés à bon escient.
- Le stockage, l'utilisation des flexibilités (y. c. l'optimisation de la consommation propre) et les exportations gagnent en importance.
  - L'électricité est stockée au moyen de batteries / installation de pompage-turbinage et utilisée pour couvrir la consommation du soir.
  - Dans la mesure du possible, les excédents sont exportés ou utilisés pour la production nationale d'hydrogène.
- La condition préalable à une utilisation optimale d'installations de stockage / de flexibilités est la présence de mécanismes d'incitation et de signaux de prix.
- Une partie du surplus d'électricité est écrêté:
  - pour décharger les réseaux de distribution directement chez le prosommateur (peak shaving selon la loi pour l'électricité = max. 3 % de la production/an = env. 1 TWh/an)
  - de nouveaux modèles pour l'écrêtage chez le prosommateur et/ou d'autres utilisations de la flexibilité (env. 1 à 1,5 TWh) sont nécessaires



Le graphique représente la somme de l'ensemble du semestre

# La volatilité et la saisonnalité croissantes exigent plus de flexibilités et une nouvelle façon de les gérer

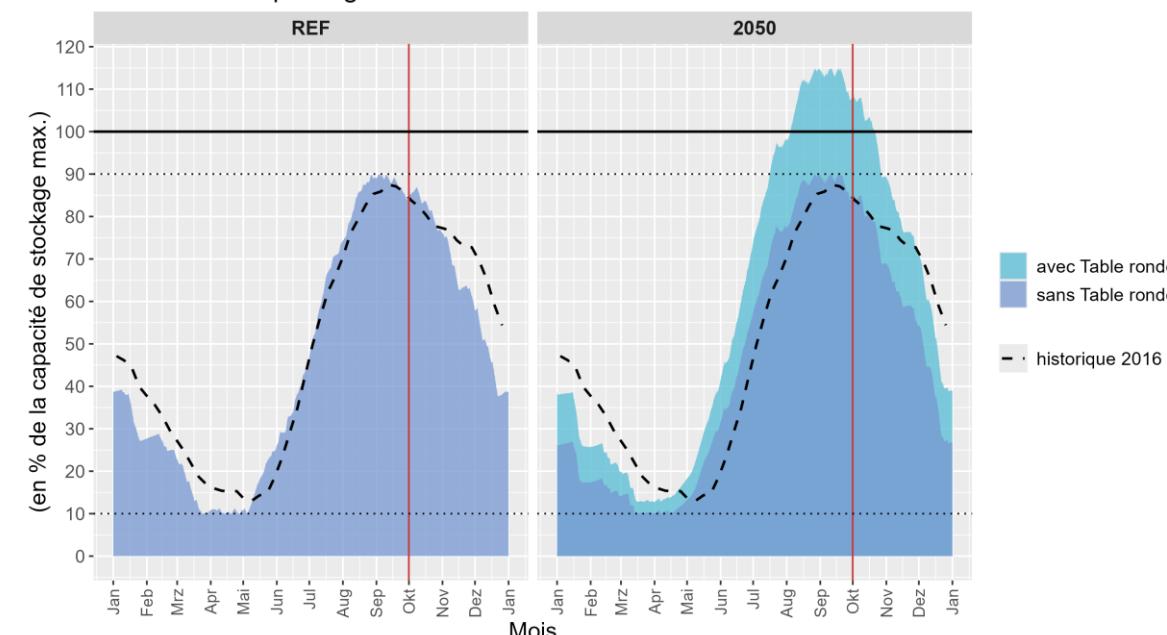
- Il faut beaucoup plus de flexibilités et de possibilités de stockage supplémentaires. Les différents types de stockage et de flexibilité doivent être coordonnés de manière optimale, en été comme en hiver.
- À l'avenir, le stockage sera nécessaire sur tous les marchés: Au niveau du réseau de transport (marché de l'énergie de réglage), du réseau de distribution, ainsi que, du côté de l'énergie, sur le marché de l'électricité et sur d'éventuels marchés de la flexibilité (transfert de la production → consommation )
- Stockage à court terme:** les capacités de stockage à court terme doivent presque être triplées pour atteindre environ 11,5 GW
- Stockage saisonnier:** le potentiel des capacités de stockage supplémentaire est limité. Il est d'autant plus important de l'utiliser. La quantité doit être augmentée de 2 TWh pour atteindre environ 11 000 GWh / 8,5 GW (NR 1)
  - extension 16 projets «table ronde» apportent plus d'électricité en hiver
  - l'énergie hydraulique stockée peut absorber plus d'eau en été, ce qui permet de disposer de plus d'énergie en hiver; → contribue à la sécurité d'approvisionnement, en particulier au printemps
- Les installations PV** peuvent rapidement être déconnectées et connectées, offrant ainsi une flexibilité à court terme précieuse.
- Hydrogène:** l'H<sub>2</sub> peut être produit lorsque les prix sont bas pendant une longue période (surtout pour la production des centrales au fil de l'eau – environ 2 TWh en été). Il reste à voir si la production et l'infrastructure H<sub>2</sub> seront rentables.

Actuellement	Installations de pompage-turbinage (NR 1)	200 GWh* à 4 GW
En plus	Grand système de stockage par batteries (NR 5, 2,5 h) et batteries domestiques (prosommateur, 4 h)	21 GWh à 7,5 GW
Potentiel V2G/H**	Vehicle-to-Grid-/Home (4,5 millions de voitures électriques)	> 100 GWh

\*seulement en pompage-turbinage (limitation des eaux d'amont / d'aval incl.)

\*\*potentiel V2G/H non pris en compte

Niveau de remplissage bassins d'accumulation



(c) VSE, 2024-12-12 14:39, Run: e4753d, Fig: db12773b0

# Pour garantir l'approvisionnement en électricité en hiver, il faut non seulement des solutions de stockage et des flexibilités, mais aussi une production complémentaire pilotable.

Même si les objectifs de développement fixés par la loi pour l'électricité sont atteints, une production complémentaire est nécessaire en hiver, en plus des stockages et de flexibilités supplémentaires. **Le type de cette production dépend de la volonté sociétale et politique.**

## Variante production complémentaire «gaz»

- fonctionnement au gaz naturel avec des certificats CO<sub>2</sub> ou captage et stockage du carbone (CCS) dans le pays et à l'étranger, ou gaz renouvelables
- fonctionnement à l'hydrogène (importations / production nationale, p. ex. pour l'hydraulique au fil de l'eau) plutôt coûteux
- hypothèse: énergie nucléaire 60 ans

## Variante production complémentaire «plus d'éolien»

- hypothèse: le développement de l'éolien est largement accepté et peut être renforcé (le modèle recherche l'optimum entre PV et éolien) ; nucléaire 60 ans ; gaz optionnel

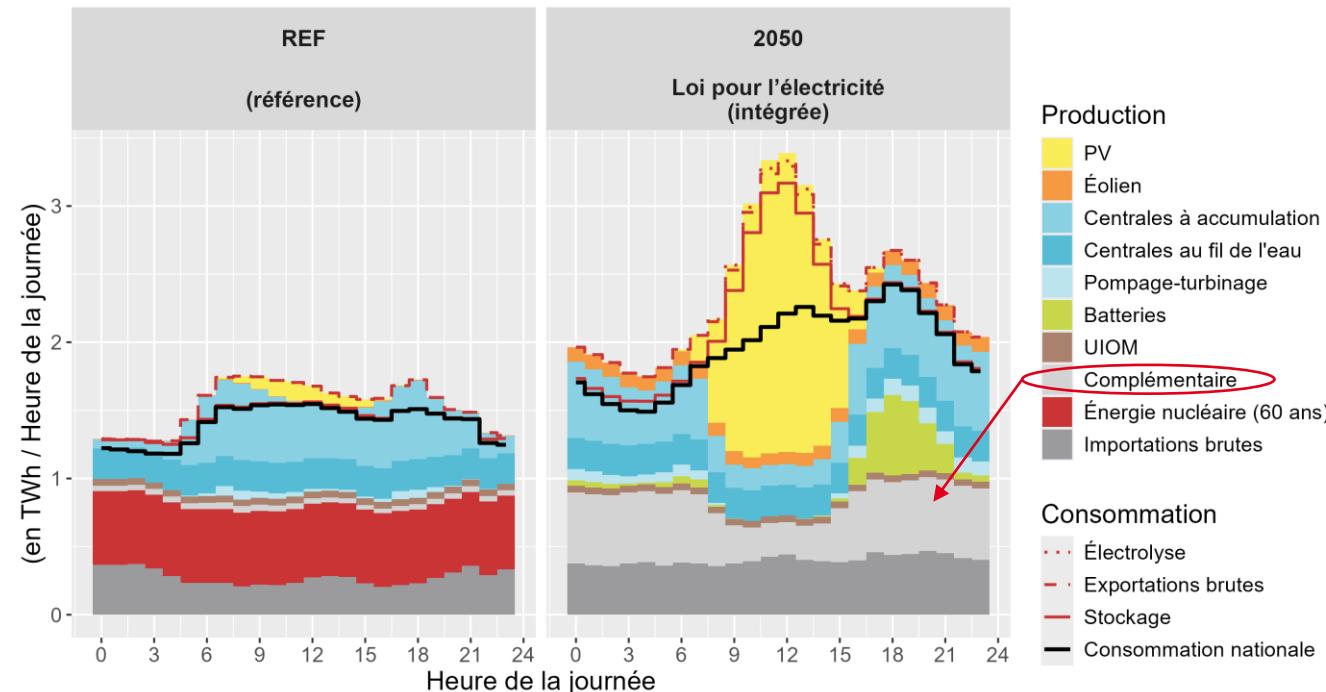
## Variante production complémentaire «LTO»

- hypothèse: exploitation à long terme (LTO = 80 ans) d'au moins une centrale nucléaire; gaz optionnel
- hypothèse: le contre-projet autorise les nouvelles constructions, mais aucune centrale nucléaire ne sera construite au moins jusqu'en 2050, c'est pourquoi elle n'est pas modélisée.

## Variante production complémentaire «plus d'importations»

- hypothèse: les importations dépassant les limites de la loi pour l'électricité (max. 5 TWh net), c'est-à-dire max. 10 TWh; nucléaire 60 ans ; gaz optionnel;
- conditions: accord sur l'électricité, capacités suffisantes dans les pays voisins

Courbe de production journalière  
(Hiver)

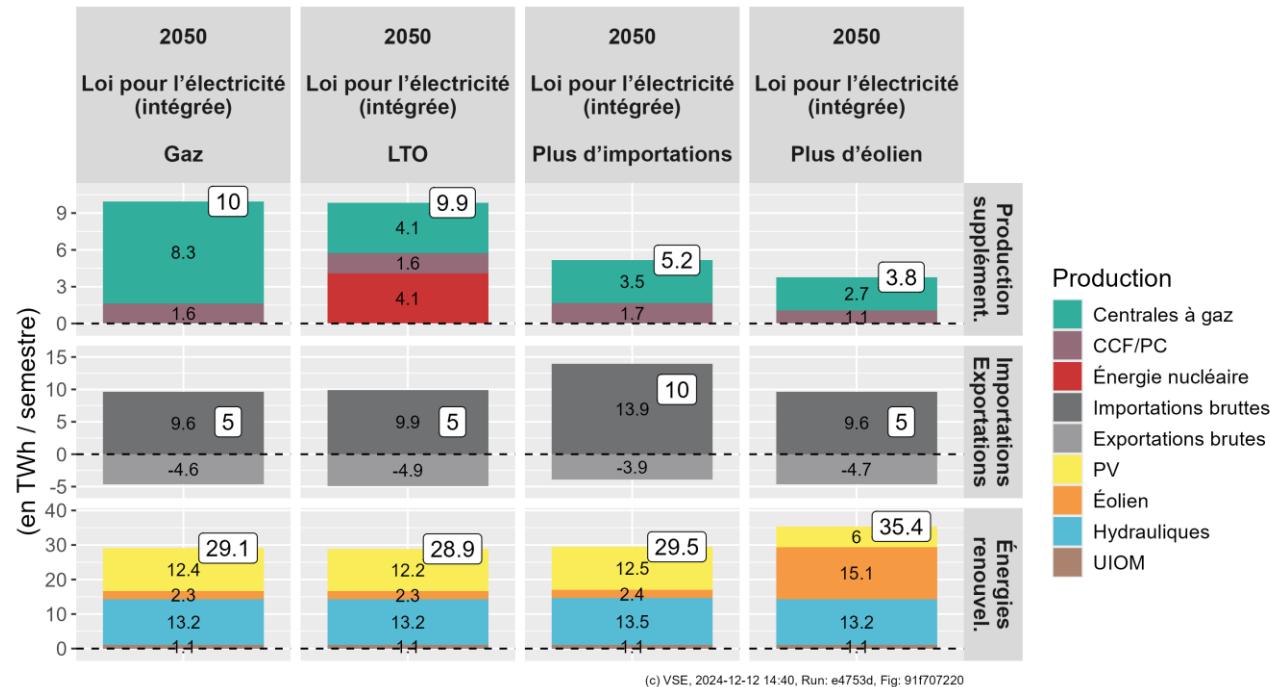


(c) VSE, 2024-12-16 13:25, Run: e4753d, Fig: 3c09b4248

# Plus d'éolien rend le système plus équilibré, moins coûteux et réduit le besoin d'une production hivernale piloteable

- Meilleure variante «plus d'éolien»: un mélange optimal entre PV et éolien améliore l'approvisionnement en hiver, réduit les excédents en été et rend l'approvisionnement global plus équilibré:
  - Le PV et l'éolien se complètent parfaitement: un mélange optimal réduirait les défis en été et en hiver.
  - Avec plus d'éolien (~15 TWh) et moins de PV (~6 TWh) en hiver, le besoin de production complémentaire peut être massivement réduit.
- Plus d'importations au-delà de ce que prévoit la loi pour l'électricité (max. 10 TWh nets au lieu de 5) réduisent les besoins de production complémentaire de moitié.
  - sous réserve d'un accord sur l'électricité; disponibilité des importations pas toujours assurée / dépendante des pays voisins
- Les centrales à gaz sont flexibles et apparaissent dans toutes les variantes en tant que complément.
- Si plus d'éolien et d'importations ne sont pas acceptés, il ne reste que les variantes «gaz» et «LTO» (besoin de production complémentaire à peu près équivalent)

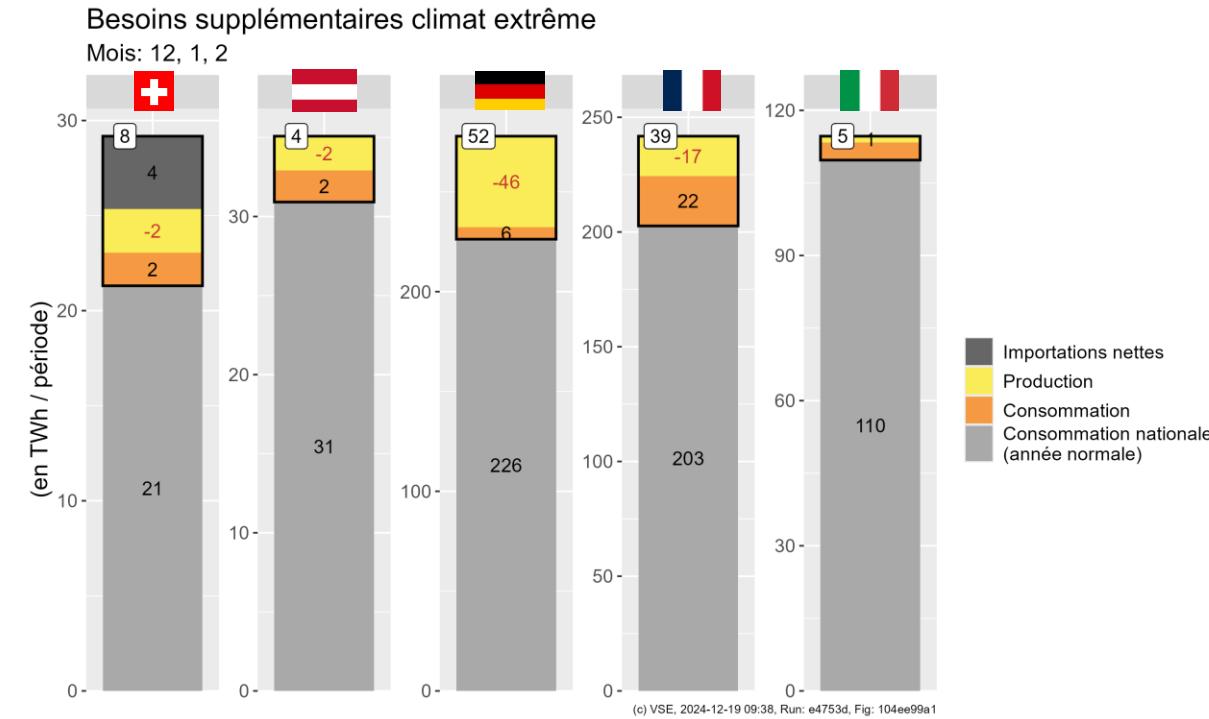
Énergies renouvelables, solde d'importation + production supplémentaire (Hiver)



Digression sur l'éolien

# Dans les situations météorologiques extrêmes en hiver, les défis s'accentuent

- L'hiver 2005/06 a été très froid, sec et peu venteux dans toute l'Europe (de déc. à févr.), seul l'ensoleillement a été normal.
- Dans un tel hiver, en 2050, la consommation d'électricité en CH et dans les pays voisins augmenterait considérablement par rapport à l'année climatique de référence 2016 (CH: +2 TWh (+8 %) de déc. à févr.). En même temps, la production d'électricité serait légèrement réduite.
- Il en résulterait un déficit net d'électricité hivernale nettement plus important qu'avec le climat de référence 2016 (CH: +2 TWh de déc. à févr.).
- Dans d'autres pays, la situation est similaire, voire plus dramatique (surtout dans les pays à dominance éolienne), ce qui rend les importations en provenance de ces pays quasiment impossibles (CH: -4 TWh de déc. à févr.).
- Cette demande accrue (+6 TWh de déc. à févr.) devrait être produite par une production complémentaire supplémentaire dans le pays (p. ex., des centrales à gaz).



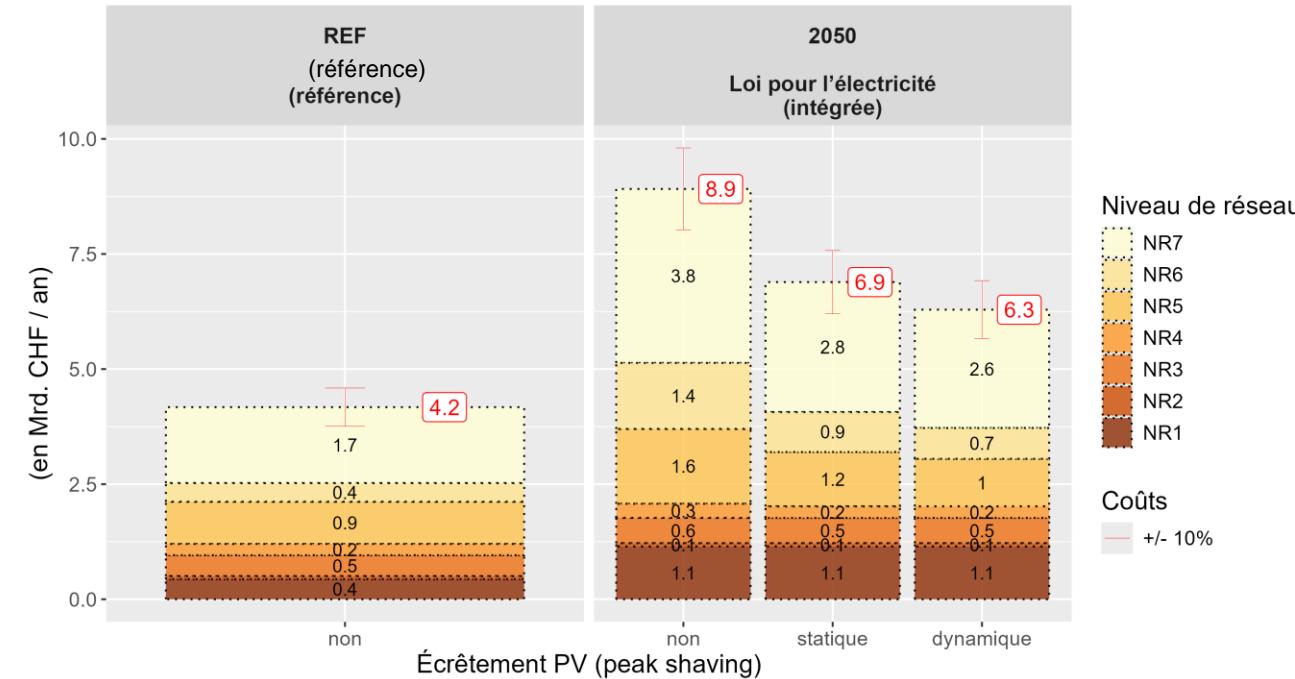
# Les coûts du réseau augmentent fortement – des mesures appropriées peuvent atténuer substantiellement la hausse des coûts

2050  
Avenir énergétique

VSE  
AES

- Les principaux moteurs de l'extension et de la transformation des réseaux, et donc de l'augmentation des coûts du réseau, sont le développement du photovoltaïque, ainsi que l'électrification de la mobilité et du chauffage. Les réseaux de distribution (niveaux inférieurs du réseau) sont particulièrement concernés.
- Rénover le réseau existant et l'enfouir contribuent également à l'augmentation des coûts.
- Les coûts du réseau augmentent. Il est impératif de prendre des mesures pour freiner la hausse des coûts.
- Mesures visant à atténuer la hausse des coûts: peak shaving (écrêttement), orientation du PV vers l'hiver, gestion intelligente du réseau, optimisation de la consommation propre, stockage, tarification dynamique, maîtrise de la demande, mesures techniques de maintien de la tension (régulation Q(U), transformateurs réglables de réseau local rONT).

Coûts de réseau annualisés (NR 1-7)  
(sans SDL NR 1, redevances, impôts, etc.,)



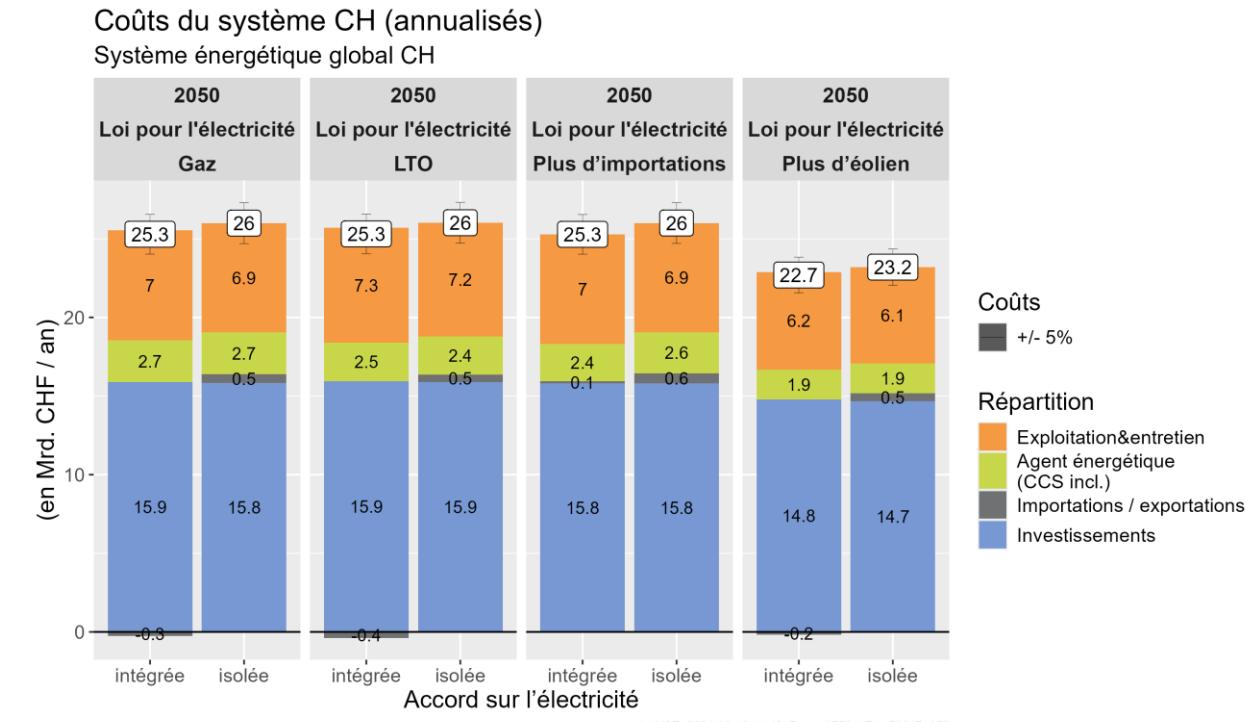
(c) VSE, 2024-11-29 15:46, Run: e4753d, Fig: c0f45b4a5

La loi pour l'électricité autorise le peak shaving statique et dynamique jusqu'à 3 % de la production annuelle (= ~1 TWh).

- Statique = écrêttement fixe à partir d'une certaine puissance
- Dynamique = écrêttement intelligent en fonction de la charge du réseau

# Coût total du système: l'accord sur l'électricité rend le système global plus sûr et moins cher dans toutes ses variantes

- Avec un accord sur l'électricité, les coûts sont légèrement moins élevés dans toutes les variantes que sans accord.
  - Sans accord sur l'électricité, des coûts supplémentaires liés à la stabilité du réseau de transport (SDL, énergie de réglage, flux non planifiés) s'ajoutent.
  - L'accord sur l'électricité est très important pour la sécurité d'approvisionnement.
  - Coûts actuels: ~30 milliards/an (cf. Statistique globale de l'énergie)
- La variante «plus d'éolien» génère les coûts de système les plus bas.
- Les variantes «gaz», «LTO» et «plus d'importations» ne diffèrent guère en termes de coûts.
  - Toutefois, des questions subsistent quant à la sécurité d'approvisionnement, en particulier dans la variante «plus d'importations» (disponibilité des importations, dépendance).
  - La volonté sociétale et politique ainsi que les différentes dépendances – et non les coûts – sont déterminantes pour le choix des variantes.

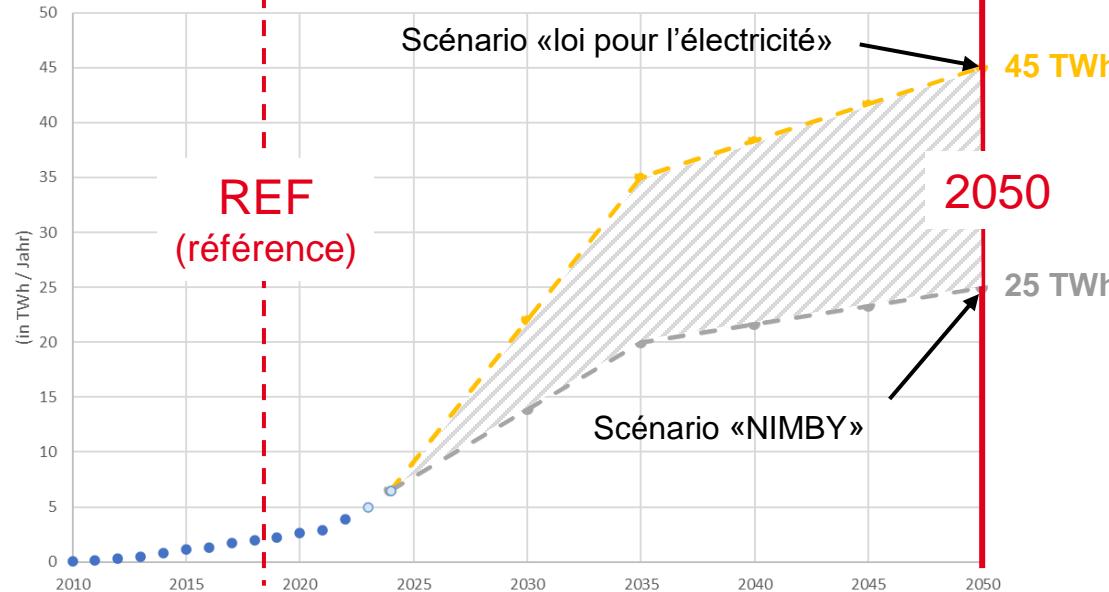


Le coût total du système énergétique est calculé: il comprend les coûts annualisés du capital ainsi que des coûts fixes et variables d'exploitation et de maintenance (y compris les coûts des combustibles et carburants ainsi que le prix d'émission du CO<sub>2</sub>). Les coûts du système incluent également les coûts du réseau. Cependant, les coûts qui ne sont pas directement liés au système énergétique, tel que les investissements dans les véhicules électriques, les infrastructures de recharge, les adaptations des processus dans l'industrie et la rénovation des bâtiments, ne sont pas pris en compte.

# Que se passe-t-il si la loi pour l'électricité n'est pas atteinte en raison d'un manque d'acceptation?

2050  
Avenir énergétique

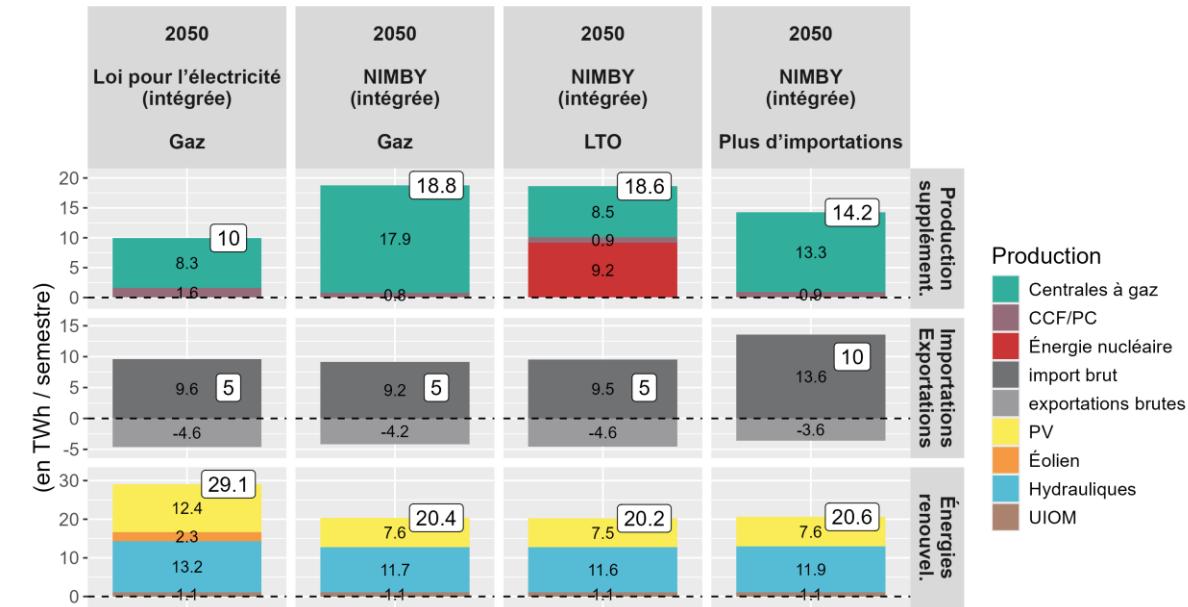
Développement PV, éolien, etc., en fonction des scénarios:



## Scénario «NIMBY»

- Les objectifs de développement fixés par la loi pour l'électricité ne seront pas atteints, c'est-à-dire seulement le développement du PV sur les toits et les infrastructures: +25 TWh\*
- Pas de développement de l'éolien ou du photovoltaïque au sol, pas de développement de l'hydroélectricité selon la «table ronde»

Énergies renouvelables, solde d'importation + production supplémentaire (Hiver)



(c) VSE, 2024-12-12 14:40; Run: e4753d, Fig: 11a02cc03

- Avec moins d'énergies renouvelables, les besoins en production complémentaire doublent.
- Cette production complémentaire pourrait ne pas être climatiquement neutre. Plus il y a de gaz, plus il est difficile et coûteux d'atteindre la neutralité climatique.
- La variante «LTO» nécessite l'exploitation à long terme de 2 centrales nucléaires



**La mise en œuvre de la loi pour l'électricité et l'accord sur l'électricité sont des dimensions déterminantes pour la résilience de l'ensemble du système.**

- **Appliquer la loi sur l'électricité de manière cohérente:** pose les bases d'un développement à grande échelle des énergies renouvelables.
  - une meilleure acceptation de la nouvelle infrastructure énergétique
  - une accélération des procédures et des processus de développement de toutes les énergies renouvelables
  - l'intérêt national et l'implantation imposée par la destination des installations de production et de l'infrastructure de réseau
  - conditions de financement appropriées pour une exploitation économique des installations (pas de réduction du WACC)
- **Conclure l'accord sur l'électricité:** la Suisse dispose ainsi de plus de capacités transfrontalières et peut optimiser son système énergétique. L'approvisionnement est ainsi plus sûr et plus stable. Sans accord, les risques d'approvisionnement et les coûts de SDL et de réserves d'électricité au sein du pays augmentent.



**Pour assurer la sécurité d'approvisionnement en hiver, il est nécessaire de développer les énergies renouvelables conformément à la loi pour l'électricité et d'avoir une production complémentaire en plus du stockage et des flexibilités. Le type de production est avant tout une question de volonté politique et sociétale.**

- > **Mettre l'accent sur la production d'électricité en hiver:** il existe plusieurs variantes pour produire plus d'électricité en hiver. C'est la volonté politique et sociétale qui détermine la forme de la production complémentaire.
- Orienter le développement des énergies renouvelables vers une production durant le semestre d'hiver: 16 projets hydroélectriques, systèmes de subventions / incitations à miser systématiquement sur la production d'électricité en hiver
  - Des efforts massifs pour faire accepter l'énergie éolienne; étendre l'offensive éolienne
  - Prolonger l'offensive solaire: garantir la faisabilité des installations photovoltaïques alpines
  - Les centrales à gaz sont nécessaires dans toutes les variantes: elles peuvent être utilisées de manière flexible et complètent de manière optimale la production volatile des énergies renouvelables, qui dépend des conditions météorologiques.  
Assurer une exploitation climatiquement neutre.
  - Évaluer un fonctionnement à long terme des centrales nucléaires: l'exploitation d'une centrale nucléaire peut contribuer à la sécurité de l'approvisionnement en hiver. En supposant qu'elles puissent être exploitées en toute sécurité pendant 80 ans, il faut s'assurer de la rentabilité d'une exploitation à long terme.



**Les surplus d'électricité en été ont un gros impact sur le système énergétique. L'accent doit être mis sur les solutions permettant de gérer ces problèmes dans l'intérêt du système global.**

**Les coûts du réseau augmentent fortement – en prenant des mesures appropriées, il est possible de les réduire.**

➤ **Gérer les flexibilités et leur donner de la valeur:** Les capacités de stockage à court terme / saisonnière, les flexibilités et les exportations permettent une utilisation en faveur du système. En outre, elles contribuent à une extension rentable du réseau. (Autoriser les signaux de prix, développer de nouveaux modèles commerciaux et proposer des offres). Si les excédents ne peuvent pas être utilisés, l'injection doit être limitée.

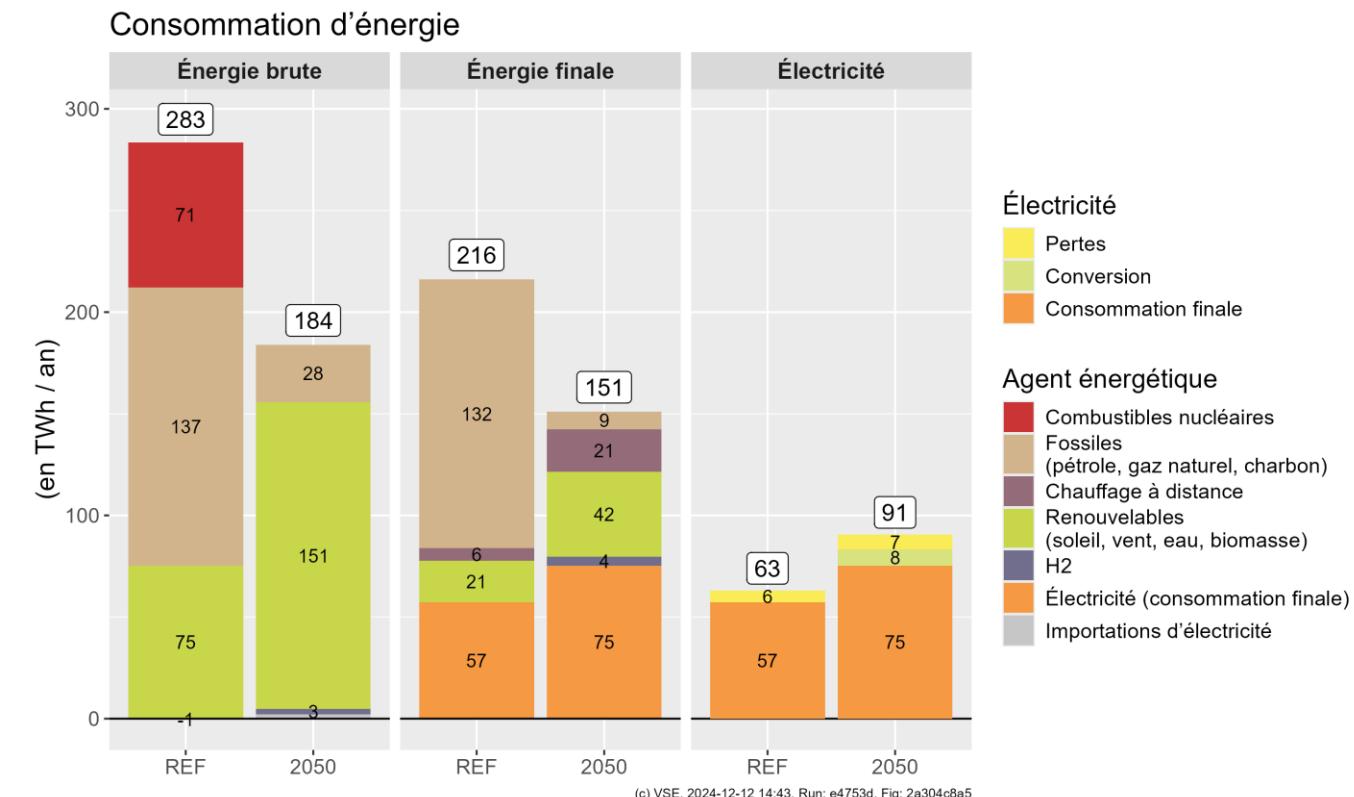
➤ **Mettre en œuvre des mesures de réduction des coûts de réseau:** la transformation du système énergétique sollicite particulièrement les réseaux de distribution. Les développer à la capacité maximale requise n'a pas de sens et coûte beaucoup trop cher. Grâce à diverses mesures, il est possible de développer le réseau de manière rentable et intelligente sans mettre en péril la sécurité et la stabilité du réseau.

- Créer des options pour un peak shaving intelligent; gérer les réseaux de manière intelligente; encourager l'optimisation de l'autoconsommation et de l'automatisation du Demand-Side-Management; développer le stockage et les batteries; introduire une tarification dynamique; mettre en œuvre des mesures techniques de maintien de la tension.

# Digressions

# Digression consommation: la consommation d'électricité augmente; la consommation totale d'énergie diminue grâce à l'électrification et à l'amélioration de l'efficacité

- Grâce aux mesures d'efficacité et de décarbonation (p. ex. électrification, rénovation des bâtiments, etc.), la consommation brute ou finale d'énergie\* en Suisse diminue considérablement.
- La consommation d'électricité augmente d'environ 50 % en raison de l'électrification.
- En remplaçant les sources d'énergie fossiles et nucléaires importées (pétrole, charbon, combustible nucléaire, etc.) par des sources d'énergie renouvelable nationale, la dépendance vis-à-vis des importations passe d'environ 75 % aujourd'hui à moins de 20 % et le taux d'autoapprovisionnement de la Suisse augmente en conséquence.

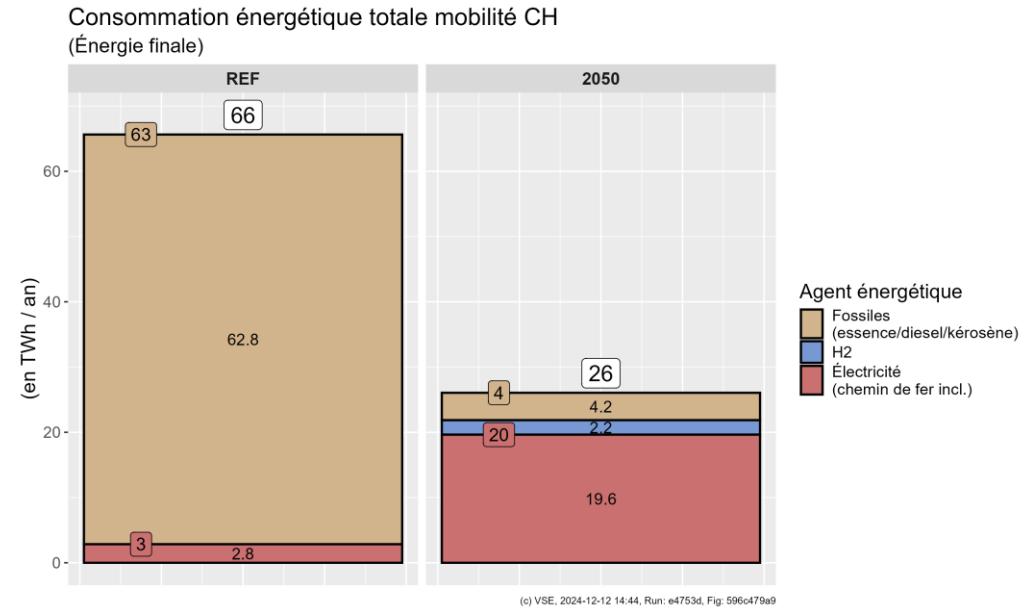
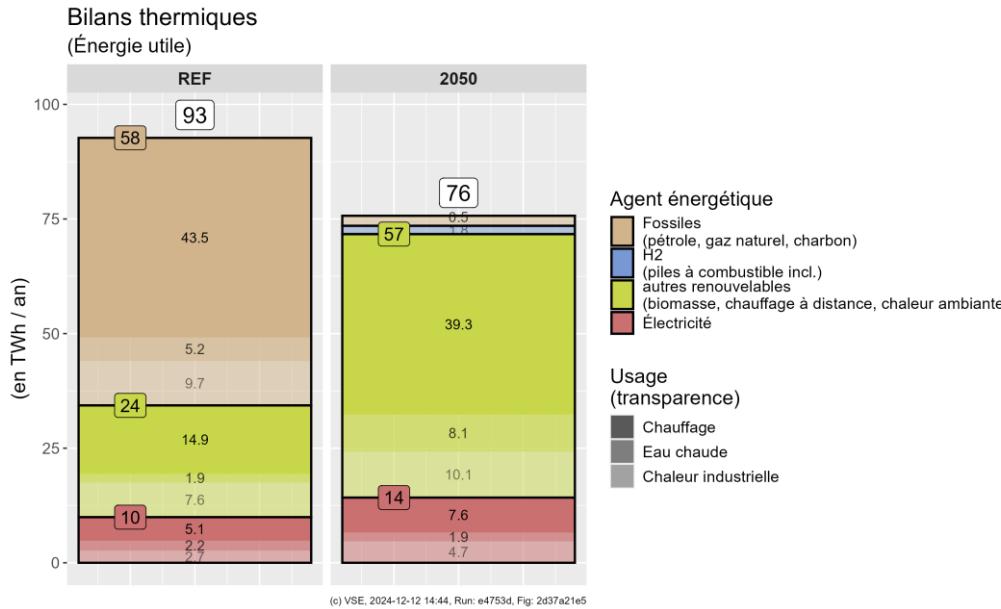


\*Consommation brute d'énergie = consommation d'énergie primaire  
Consommation d'énergie finale = énergie utilisée par les consommateurs finaux

# Digression consommation: l'électrification de la mobilité est le principal moteur de l'augmentation de la consommation d'électricité

2050  
Avenir énergétique

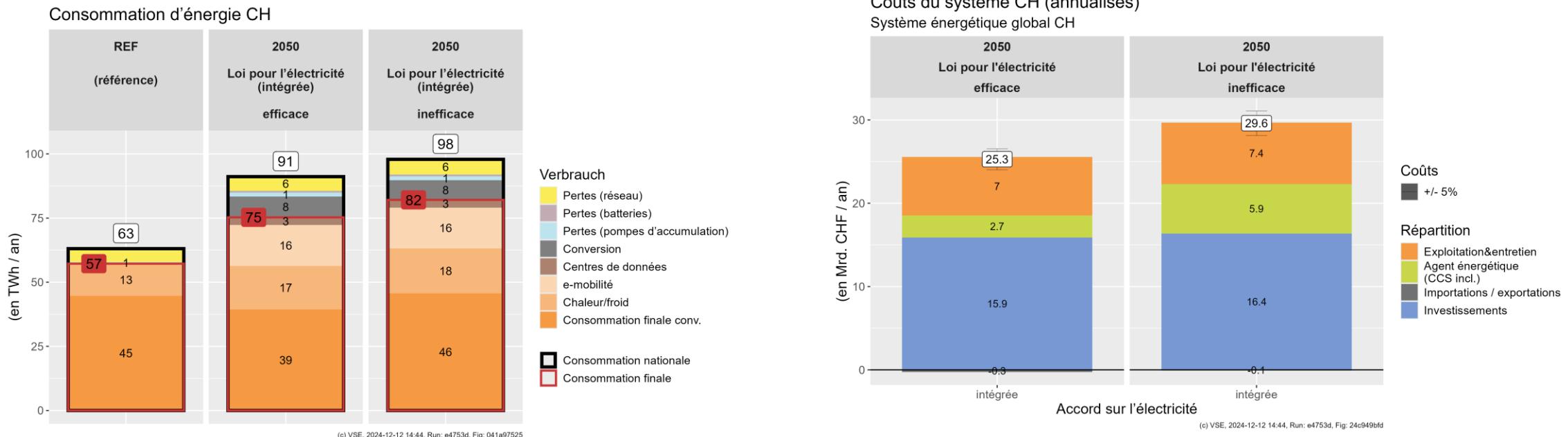
VSE  
AES



- L'électrification du chauffage n'entraîne qu'une légère augmentation de la consommation d'électricité pour chauffer les locaux et l'eau, en raison de l'efficacité des pompes à chaleur.
- L'électricité est également de plus en plus utilisée pour la chaleur industrielle (surtout lorsque les prix de l'électricité sont bas).

- Les besoins en énergie de la mobilité diminuent considérablement grâce à l'électrification; l'électricité couvrira la majeure partie des besoins en énergie
- L'hydrogène ne joue un certain rôle que dans le transport poids lourds (y compris le secteur «non routier») (le transport aérien et maritime international n'a pas été modélisé)

# Digression consommation: l'efficacité réduit les coûts de manière disproportionnée

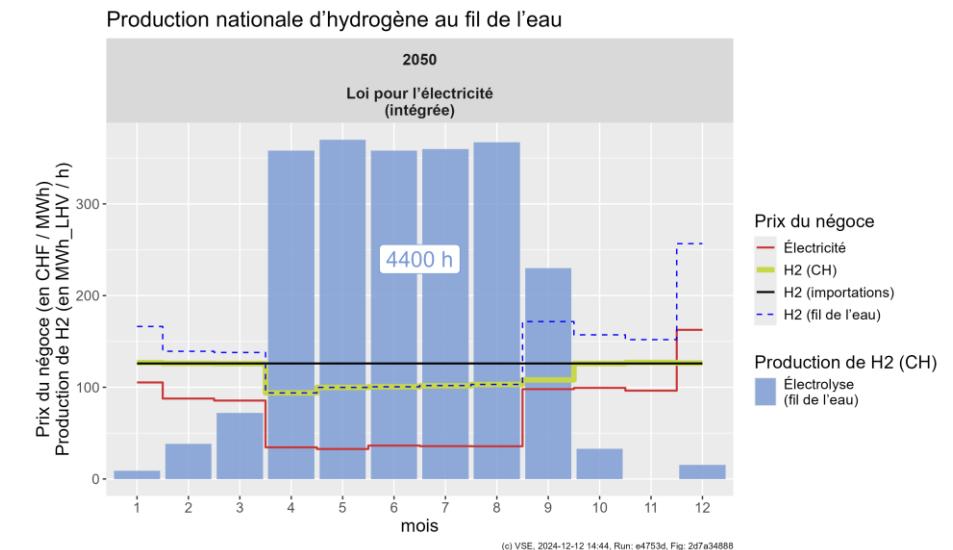
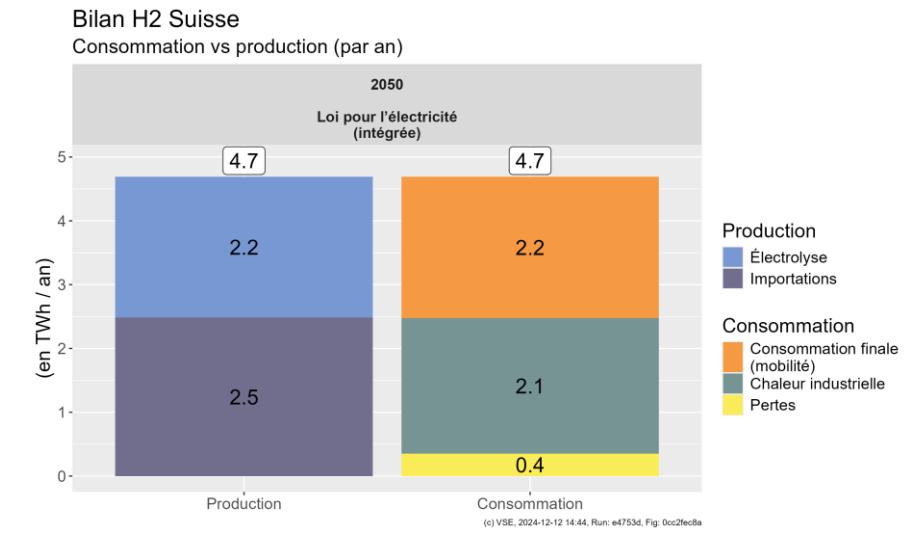


**Variante «inefficacité» → Consommation d'énergie selon la méthode «continuer comme avant» au lieu de la «Variante de base ZÉRO» (OFEN «AE 2050+»)**

- Avec une efficacité moindre, la consommation d'électricité du pays augmentera d'environ 10 TWh supplémentaires d'ici 2050 pour atteindre les 100 TWh/an (+ 8 %)
- Cette consommation d'électricité plus élevée entraîne également des coûts de système nettement plus élevés (environ +20 %).
- «NIMBY» uniquement avec des centrales à gaz et une consommation accrue sera très coûteux, car l'augmentation de la demande d'énergie ne pourra pas être entièrement satisfaite.

# Digression H<sub>2</sub>: la production nationale d'hydrogène n'est rentable qu'en été, la connexion au réseau H<sub>2</sub> de l'UE est essentielle

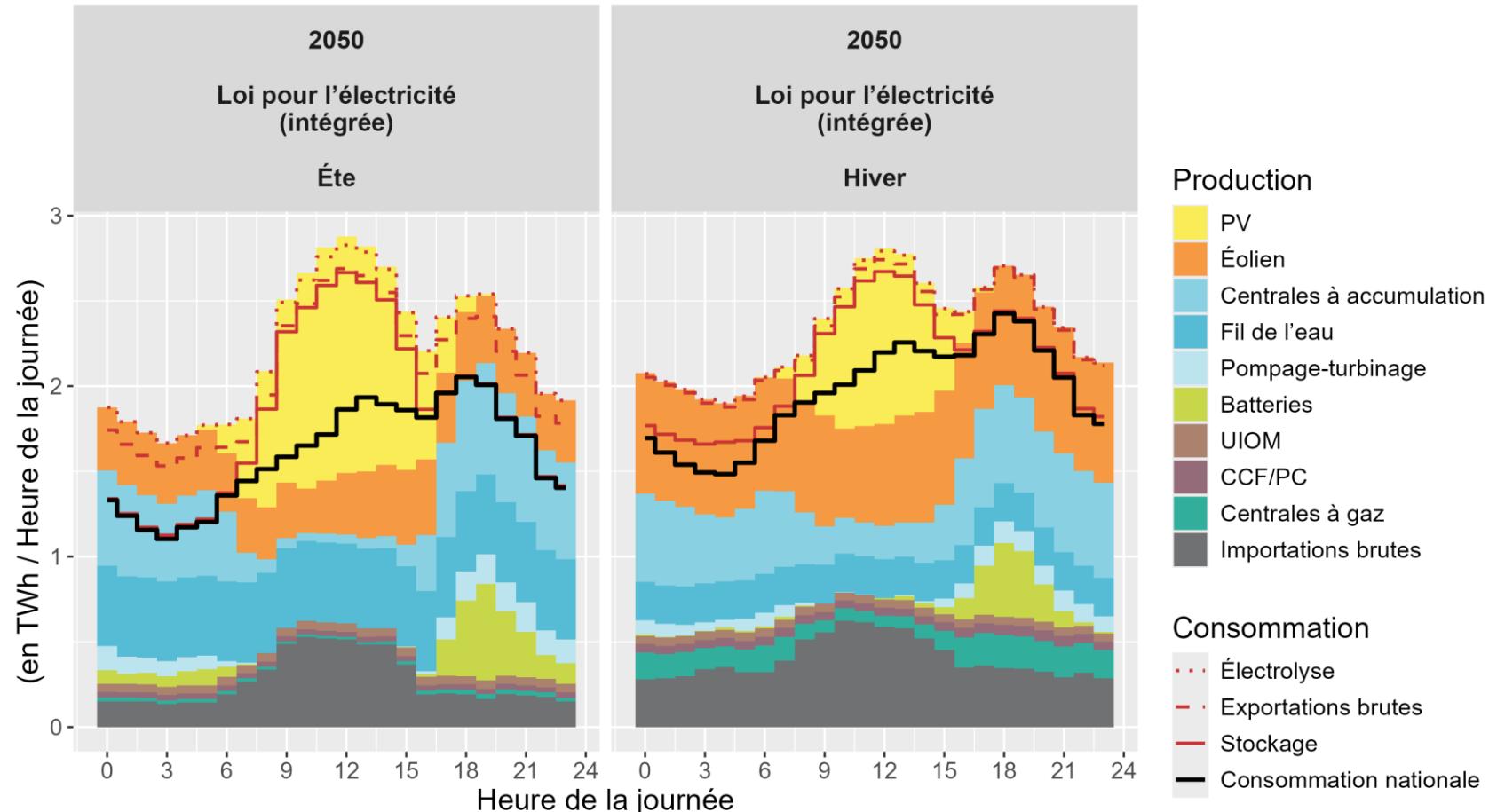
- En 2050, l'hydrogène sera principalement utilisé pour la mobilité (transport poids lourds), les piles à combustible (CCF) et la production de chaleur industrielle.
- L'hydrogène est importé en hiver et produit en Suisse en été à partir des surplus d'électricité (c'est-à-dire quand les prix d'électricité sont bas) des centrales au fil de l'eau (c'est-à-dire sans rémunération pour l'utilisation du réseau = consommation propre).
  - La rentabilité de la production nationale de H<sub>2</sub> dans les centrales au fil de l'eau est assurée avec >4000 heures de pleine charge.
- Le stockage saisonnier national de H<sub>2</sub> est (trop) coûteux. La connexion à l'infrastructure H<sub>2</sub> européenne (European Hydrogen Backbone) est donc essentielle pour les importations hivernales de H<sub>2</sub>.



# Digression sur l'éolien: l'éolien et le photovoltaïque se complètent parfaitement

- Le vent est le meilleur moyen de compenser les variations saisonnières
- En été, il y a moins d'excédents à réguler ou à exporter.
  - Il faut moins de photovoltaïque
- En hiver, le besoin de production complémentaire diminue, car ~2/3 de la production éolienne se fait en hiver.

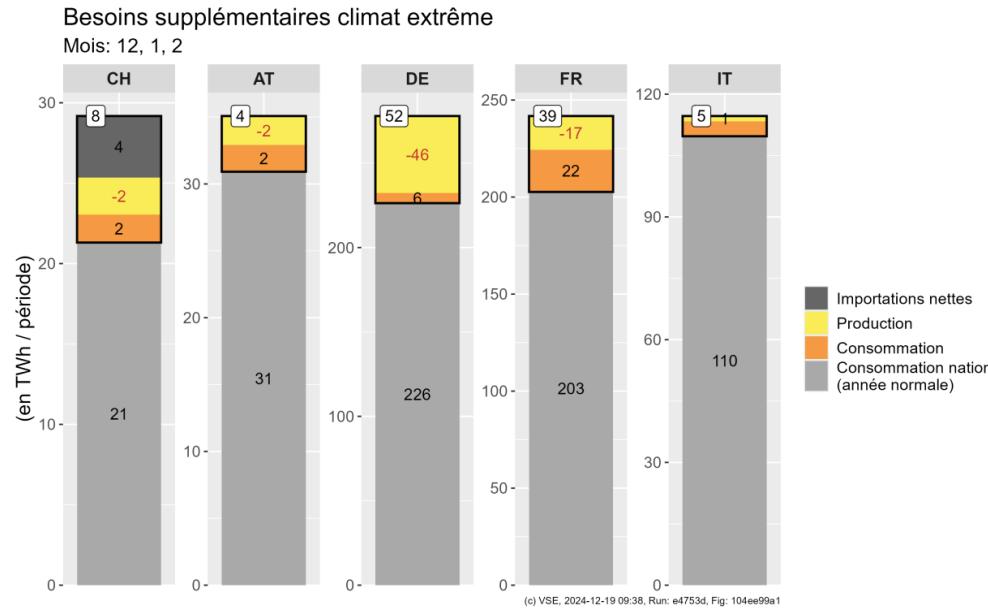
Courbe de production journalière



(c) VSE, 2024-12-16 13:25, Run: e4753d, Fig: 1d90cdf1a

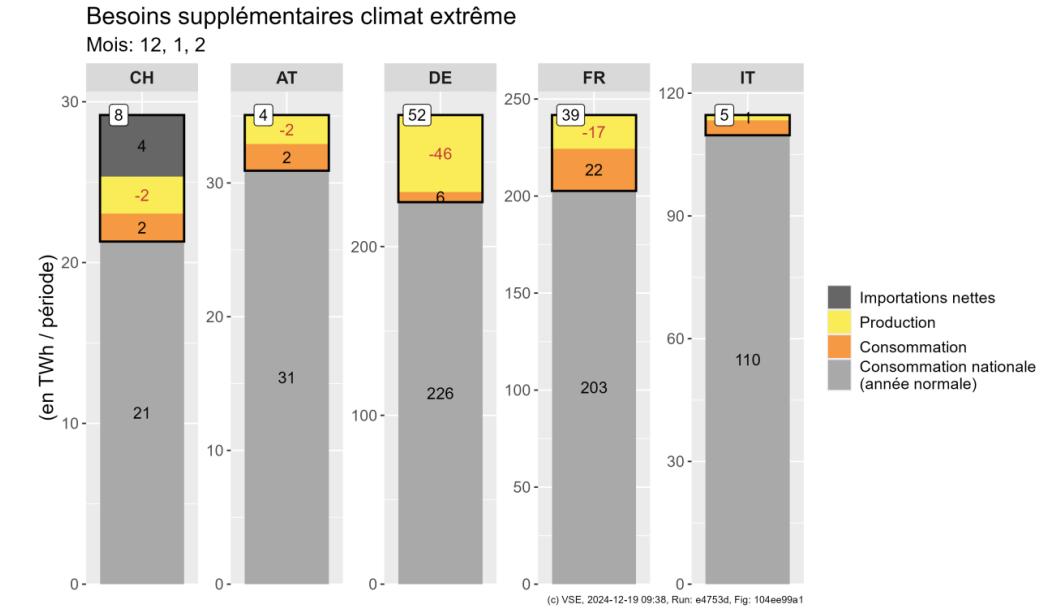
# Digression sur le vent par météo extrême: variantes avec un mix d'énergies renouvelables différent au cours d'un hiver marqué par des conditions météorologiques extrêmes

Loi pour l'électricité, variante «gaz» ou «LTO»



Production complémentaire de base	~10 TWh
Déficit supplémentaire hiver extrême (déc. à févr.)	~6 TWh
<b>Production complémentaire totale</b>	<b>~ 15 TWh</b>

Loi sur l'électricité, variante «plus d'éolien»



Production complémentaire de base	4 TWh
Déficit supplémentaire hiver extrême (déc. à févr.)	8 TWh
<b>Production complémentaire totale</b>	<b>~12 TWh</b>

**Vous trouverez tous les documents ici:**  
**avenirenergetique2050.ch**

**Pour vos questions**

- Claudia Egli, Responsable communication de l'AES  
[claudia.egli@strom.ch](mailto:claudia.egli@strom.ch) 079 617 7315
- Julien Duc, Porte-parole Suisse alémanique de l'AES  
[julien.duc@strom.ch](mailto:julien.duc@strom.ch) 079 385 5370
- Noémie Perrier, Porte-parole Suisse romande de l'AES  
[noemie.perrier@electricite.ch](mailto:noemie.perrier@electricite.ch) 079 555 61 04