



Octobre 2021

Perspectives énergétiques 2050+

Digression : Électricité hivernale

Approvisionnement en électricité de la Suisse au semestre d'hiver



Source: © iStock-IGphotography

Date: 13.10.2021

Lieu: Berne

Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Mandataires:

Prognos AG
INFRAS AG
TEP Energy GmbH
Ecoplan AG

Auteurs:

Prognos AG

Sven Kreidelmeyer (chef de projet)
Andreas Kemmler (chef de projet)
Hans Dambeck
Hanno Falkenberg
Florian Ess (anciennement Prognos)
Christoph Thormeyer (anciennement Prognos)

Responsable de domaine de l'OFEN: Michael Kost, OFEN, michael.kost@bfe.admin.ch

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Office fédéral de l'énergie OFEN

Pulverstrasse 13, CH-3063 Ittigen; Adresse postale: Office fédéral de l'énergie OFEN, CH-3003 Berne
Tél. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.ofen.admin.ch

Table des matières

Personnes de contact	II
Glossaire	V
Liste des illustrations	VII
Résumé	- 1 -
1 Introduction	- 3 -
2 Statu quo: approvisionnement en électricité de la Suisse en hiver	- 5 -
3 Évolution de la structure de la production électrique	- 8 -
3.1 Évolution de la structure de la production en Suisse	- 8 -
3.2 Évolution de la structure de production au semestre d'hiver (année civile)	- 10 -
3.3 Évolution de la production électrique provenant de centrales non réglables	- 14 -
3.4 Structure de la production à l'étranger	- 16 -
4 Production électrique hivernale et flexibilité dans le futur système électrique	- 19 -
4.1 Force hydraulique	- 19 -
4.2 Installations CCF	- 20 -
4.3 Consommateur flexibles	- 21 -
4.4 Résumé: flexibilité à court et long termes dans le système électrique de la Suisse	- 22 -
4.5 Pays étrangers	- 24 -
5 Analyse détaillée du semestre d'hiver	- 28 -
5.1 Vue d'ensemble	- 28 -
5.2 Analyse de semaines d'hiver prises comme exemples	- 32 -
5.3 Fonction des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage	- 38 -
5.4 Fonction de la flexibilité de la consommation électrique	- 43 -

5.5	Fonction des interactions avec les pays étrangers	- 44 -
5.6	Comparaison des scénarios	- 55 -
6	Autres options de production d'électricité éolienne et de flexibilité	- 61 -
Annexe		- 64 -
Liste des sources		- 74 -

Glossaire

STEP: station d'épuration des eaux usées

Quantités d'énergie renouvelable non admises à l'injection: ajustement à la baisse de l'injection d'électricité renouvelable

Droits de prélèvement: d'une manière générale, le propriétaire d'un bien déterminé a la possibilité de le prélever. Dans le cas que nous décrivons en l'occurrence, des entreprises suisses s'assurent, au moyen de droits de prélèvement titrisés, de la fourniture de quantités d'électricité provenant de centrales nucléaires étrangères.

Consommation brute d'électricité: consommation nationale d'électricité accrue de la consommation d'électricité pour les pompes d'accumulation

Production brute: production d'électricité totale (y compris l'énergie renouvelable non admise à l'injection)

REGRT-E: Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (en anglais : ENTSO-E)

Centrales fossiles: dans les PE2050+, les centrales fossiles comprennent aussi la part fossile de la production électrique provenant des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM).

Production couplée / non couplée: lorsque de la chaleur et de l'électricité sont produites simultanément, par exemple dans des installations de couplage chaleur-force (CCF), on parle de production couplée. La production non couplée ne génère que de l'électricité.

H₂: hydrogène

Année hydrologique: période comprise entre le 1^{er} octobre et le 30 septembre de l'année suivante

Année civile: commence au 1^{er} janvier et se termine au 31 décembre.

CN: centrale nucléaire

UIOM: usine d'incinération des ordures ménagères

Consommation nationale: total de la consommation d'électricité des secteurs de consommation finale, de la consommation du secteur de la transformation (y compris pour l'électrolyse destinée à la production d'hydrogène, pour les pompes à chaleur de grande puissance alimentant les réseaux de chaleur à distance et pour le CSC (captage et stockage du carbone) ainsi que des pertes de transport et de distribution (sans compter la consommation des pompes d'accumulation).

Obligations de fourniture: obligation d'un fournisseur de mettre à disposition une quantité contractuellement garantie, par exemple d'électricité, à un moment déterminé.

PNEC: Plan National Énergie Climat (instrument de planification de l'UE)

Production nette: production totale d'électricité après déduction de la consommation des pompes d'accumulation. La somme de la production nette et des importations nettes (importations moins exportations) équivaut à la consommation nationale.

Semestre d'été: période comprise entre le 1^{er} avril et le 30 septembre

PJ: pétajoule

CPT: centrale de pompage-turbinage

TWh: térawattheure

PDDR: Plan décennal de développement du réseau (plan à 10 ans des gestionnaires de réseau de transport européens pour le réseau électrique européen) (en anglais : TYNDP)

CA: centrale à accumulation

Centrales hydroélectriques: centrales électriques à accumulation, au fil de l'eau et de pompage-turbinage

Semestre d'hiver: en principe, la période comprise entre le 1^{er} octobre et le 31 mars de l'année suivante. Dans le cadre des PE 2050+, le semestre d'hiver comprend les mois de janvier à mars et d'octobre à décembre d'une année civile.

CCF: couplage chaleur-force

Liste des illustrations

Figure 1:	Statu quo: approvisionnement de la Suisse au semestre d'hiver (année hydrologique) de 1990/1991 à 2019/2020	- 7 -
Figure 2:	Production électrique par technologies	- 9 -
Figure 3:	Production électrique par technologies	- 10 -
Figure 4:	Bilan hivernal	- 11 -
Figure 5:	Structure de la production électrique au semestre d'hiver (comparaison de scénarios)	- 13 -
Figure 6:	Production électrique mensuelle provenant de centrales non réglables	- 15 -
Figure 7:	Part de la production électrique hivernale respective des installations non réglables	- 16 -
Figure 8:	Capacités transfrontalières du réseau	- 17 -
Figure 9:	Production électrique à l'étranger	- 18 -
Figure 10:	Puissance installée des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage	- 20 -
Figure 11:	Puissance installée des installations combinant la production de chaleur et d'électricité	- 21 -
Figure 12:	Flexibilité de la production et de la consommation électrique	- 23 -
Figure 13:	Puissance installée dans les pays voisins	- 25 -
Figure 14:	Suisse, 2025, 2035 et 2050, perspective hebdomadaire	- 29 -
Figure 15:	Suisse, 2035: centrales nucléaires jusqu'à 50 et 60 ans; 2045: perspective hebdomadaire	- 31 -
Figure 16:	Moyennes hebdomadaires des prix de gros de l'électricité	- 32 -
Figure 17:	Suisse, 2025, 2035, 2050, semaine de février	- 34 -
Figure 18:	Suisse, 2035, 2045, semaine de février	- 35 -
Figure 19:	Suisse, semaine de février 2050	- 36 -

Figure 20:	Suisse, semaine d'août 2050	- 38 -
Figure 21:	Production électrique des centrales à accumulation suisses	- 39 -
Figure 22:	Niveaux de remplissage des centrales à accumulation suisses	- 40 -
Figure 23:	Production et consommation des centrales de pompage-turbinage suisses	- 41 -
Figure 24:	Production et consommation des centrales de pompage-turbinage suisses	- 41 -
Figure 25:	Évolution des parts estivale et hivernale de la production hydroélectrique	- 42 -
Figure 26:	Structure de la consommation électrique liée à la production d'hydrogène	- 43 -
Figure 27:	Production des années 2025, 2035 et 2050 en Suisse, en Allemagne, en France, et en Italie	- 45 -
Figure 28:	Production de 2035 en Suisse, en Allemagne, en France et en Italie	- 47 -
Figure 29:	Production de 2050 en Suisse, en Allemagne, en France et en Italie	- 48 -
Figure 30:	Flux commerciaux nets par semestre (2035)	- 50 -
Figure 31:	Flux commerciaux nets par semestre (2050)	- 52 -
Figure 32:	Prix à l'importation et à l'exportation	- 53 -
Figure 33:	Suisse et pays voisins en 2050	- 57 -
Figure 34:	Suisse et pays voisins en 2050	- 59 -
Figure 35:	Suisse, semaine de janvier en 2050	- 64 -
Figure 36:	Suisse, semaine de mars en 2050	- 65 -
Figure 37:	Suisse, semaine de décembre en 2050	- 66 -
Figure 38:	Allemagne, semaine d'hiver en 2050	- 67 -
Figure 39:	France, semaine d'hiver en 2050	- 68 -
Figure 40:	Italie, semaine d'hiver en 2050	- 69 -

Résumé

Selon le scénario ZÉRO des Perspectives énergétiques 2050+ (variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050»), la future production d'électricité de la Suisse proviendra surtout des centrales hydroélectriques et des nouvelles énergies renouvelables dès lors que les centrales nucléaires auront été mises hors service. En raison de la forte proportion du photovoltaïque dans la production électrique prévue, une large part de celle-ci survient au semestre d'été dans toutes les variantes du scénario ZÉRO. Le corollaire est une faible part de la production électrique au semestre d'hiver. Comme simultanément la consommation électrique augmentera durant la période couverte par les scénarios, les importations d'électricité au semestre d'hiver d'ici à 2050 seront plus importantes qu'aujourd'hui.

Si l'on table sur une durée de vie de 50 ans pour les centrales nucléaires, les importations hivernales atteindront leur maximum d'environ 16 TWh durant l'année civile 2034. Cette quantité se répartit sur quelque 3800 heures d'importation nette en hiver. Si on prolongeait la durée de vie des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans, les importations à l'hiver 2035 seraient d'environ 6 TWh répartis sur quelque 2900 heures d'importation nette. Avec la variante d'une durée de vie des centrales nucléaires de 60 ans, les importations hivernales atteindraient leur maximum d'environ 12 TWh répartis sur quelque 3500 heures d'importation nette en 2045. Indépendamment de la longévité des centrales nucléaires, les importations au semestre d'hiver reculeront d'ici à 2050 pour atteindre près de 9 TWh répartis sur 3200 heures.

Selon les scénarios des Perspectives énergétique 2050+, même si les parts de la production électrique hivernale diminueront par rapport à leur niveau actuel et que les importations d'électricité croîtront après la sortie du nucléaire, les besoins en électricité pourront être couverts en tout temps également au semestre d'hiver. Une condition préalable à cette couverture des besoins est que des restrictions techniques ou politiques ne viennent pas s'appliquer aux importations d'électricité (tel est le présupposé des modélisations). Par ailleurs, on présume que les autres pays européens transformeront aussi leur système énergétique en vue d'atteindre les objectifs climatiques.

Grâce à ses centrales hydroélectriques (et ses installations de couplage chaleur-force), la Suisse dispose d'une grande flexibilité de production, tant à court terme qu'à long terme et, partiellement, s'agissant de compenser les fluctuations saisonnières. Les centrales hydroélectriques reportent leur production aux périodes de faible production électrique renouvelable et d'importants besoins en électricité. En hiver, il s'agit surtout de périodes durant lesquelles la production électrique éolienne (à l'étranger) est faible. En été par contre, l'équilibre jour-nuit revêt une grande importance. Les centrales à accumulation sont en mesure de repousser leur production pendant des heures, voire des mois. Les centrales de pompage-turbinage sont capables tant de production flexible que de consommation flexible durant les périodes de forte production électrique renouvelable. En outre, il existe des possibilités étendues de flexibiliser la consommation électrique, en particulier s'il s'agit de nouveaux consommateurs d'électricité tels que les véhicules

électriques et les pompes à chaleur. Cette flexibilité de la consommation électrique permet de différer celle-ci de plusieurs heures ou jours et de l'adapter à la production électrique renouvelable. Au semestre d'hiver, elle sert surtout à réduire les pointes de charge en période de basse température et à mieux intégrer les énergies renouvelables. De plus, la part hivernale de la production électrique photovoltaïque ira croissante.

Outre la flexibilité de la production et de la consommation sur le territoire national, les interactions avec l'étranger complètent l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Notre pays ne dispose que faibles parts hivernales dans la production électrique, tandis que des pays étrangers y prennent une part nettement plus importante notamment grâce aux quantités, élevées à l'avenir, d'énergie éolienne. Par ailleurs, la Suisse présente un excédent de puissance (en particulier grâce à ses centrales à accumulation et ses centrales de pompage-turbinage). Par contre, à l'étranger, il est nécessaire de développer les centrales électriques d'appoint en vue de flexibiliser l'apport de puissance. Mais ces infrastructures ne sont utilisées à plein régime que pendant un nombre d'heures limité. Elles représentent donc un important potentiel supplémentaire de production. Ainsi, à l'avenir, les importations d'électricité de la Suisse au semestre d'hiver feront surtout appel à l'énergie éolienne. Dans certains cas, des centrales électriques flexibles seront aussi sollicitées à l'étranger. À moyen terme, les importations d'énergie nucléaire demeureront. À long terme toutefois, les scénarios des Perspectives énergétiques ne leur confèrent presque plus aucun rôle, puisque l'énergie nucléaire est vouée à fortement régresser à l'étranger. Simultanément, les centrales hydroélectriques suisses s'adapteront à la situation de l'approvisionnement à l'étranger. À l'avenir, les centrales hydroélectriques produiront surtout lorsque la production éolienne sera faible à l'étranger, d'une part, et durant la nuit au semestre d'été, d'autre part. Dans ce cadre, les centrales hydroélectriques mettront aussi la flexibilité de leurs capacités de production à la disposition de l'étranger. Une condition préalable à des interactions optimales entre notre pays et l'étranger est que les échanges d'électricité entre la Suisse et les autres pays européens soient assurés.

1 Introduction

Actuellement, l’approvisionnement de la Suisse en électricité repose surtout sur la production hydraulique et la production nucléaire. En raison des conditions hydrologiques de la Suisse, la production hydroélectrique s’y concentre sur le semestre d’été. S’agissant des énergies renouvelables, les importants potentiels du photovoltaïque en Suisse se caractérisent également par une forte proportion de production estivale. En conséquence, une fois les centrales nucléaires suisses mises hors service, la disparition de la production électrique correspondante durant les mois d’hiver ne pourra se compenser que dans une faible mesure par la production indigène. Simultanément, en raison de l’électrification, les besoins en électricité pour les pompes à chaleur et les véhicules électriques augmentent. En ce qui concerne les pompes à chaleur, leur consommation d’électricité coïncide surtout avec les périodes froides des mois d’hiver. Simultanément toutefois, l’électricité consommée par les chauffages électriques directs est économisée grâce à leur substitution par les pompes à chaleur et aux gains d’efficacité.

La question se pose donc de savoir comment concevoir le futur approvisionnement en électricité de la Suisse au semestre d’hiver. Les commentaires que voici examinent cette question dans le contexte des scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ (PE 2050+). À cet effet, les résultats des modélisations disponibles sont évalués et traités systématiquement. Les modélisations des Perspectives énergétiques 2050+ parviennent à la conclusion que les besoins en électricité peuvent être couverts en tout temps, même au semestre d’hiver, dans tous les scénarios et selon toutes les variantes.

Le scénario ZÉRO base (variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050») représente le scénario central des Perspectives énergétiques 2050+. Il est donc au cœur de nos considérations. Notre analyse contient toutefois aussi, en principe, les autres scénarios et variantes des PE 2050+. Une description des différents scénarios et variantes se trouve au point 1.2.1 du rapport succinct Perspectives énergétiques 2050+ (Prognos et al. 2020).

Les analyses sont structurées comme suit:

- Le chapitre 2 décrit le statu quo de l’approvisionnement en électricité de la Suisse, qui se caractérise d’ores et déjà par un solde importateur structurel d’électricité au semestre d’hiver.
- Le chapitre 3 présente l’évolution future de la structure de la production électrique, notamment sous l’angle de l’approvisionnement en électricité au semestre d’hiver.
- Le chapitre 4 décrit les principales options de production électrique hivernale et de flexibilité qui revêtiront à l’avenir de l’importance pour le système électrique de la Suisse.
- Le chapitre 5 comprend un traitement détaillé des résultats horaires de la modélisation de l’approvisionnement en électricité de la Suisse et des pays voisins. Cette analyse porte aussi bien sur le système électrique dans son ensemble que sur différentes technologies comme la force hydraulique et sa contribution à l’approvisionnement hivernal en électricité. Une comparaison avec d’autres scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ complète ce chapitre.

- Le chapitre 6 présente enfin des options d’approvisionnement hivernal en électricité et des options de flexibilité qui n’ont pas été prises en compte dans les Perspectives énergétiques 2050+.

2 Statu quo: approvisionnement en électricité de la Suisse en hiver

Durant les semestres d'hiver des trente dernières années, la Suisse a été généralement importatrice nette d'énergie électrique, comme le montre l'évaluation de la Statistique suisse de l'électricité (OFEN 2020) entre 1990 et 2020 (figure 1). S'agissant du passé, le semestre d'hiver¹ correspond à la période comprise entre le 1^{er} octobre de l'année précédant l'année de référence et le 31 mars de l'année de référence.

Un solde importateur net apparaît clairement pour 23 des 30 derniers semestres d'hiver, le volume variant entre environ 1 TWh et 10 TWh. On observe une augmentation sensible de ce solde au cours des 17 dernières années par rapport aux 13 années qui ont précédé. Tous les semestres d'hiver compris entre 2003/2004 et 2018/2019 présentent un solde importateur, la moyenne des soldes importateurs semestriels étant de 4,4 TWh durant cette période. Durant les 13 semestres d'hiver précédents, entre 1990/1991 et 2002/2003, seuls 3 semestres d'hiver ont débouché sur des soldes importateurs supérieurs à 1 TWh. De leur alternance irrégulière avec des soldes semestriels exportateurs compris entre 2 et 3 TWh résulte en moyenne un léger solde exportateur pour cette période.

En règle générale, au cours du passé récent, la Suisse était donc déjà importatrice nette d'électricité au semestre d'hiver. La cause principale de ces importations structurelles nettes d'énergie électrique au semestre d'hiver réside dans la forte part de la production hydroélectrique en Suisse: en raison des conditions hydrologiques, cette production survient en majeure partie au semestre d'été. En effet, la production hydroélectrique au fil de l'eau, fortement déterminée par les débits des rivières, se concentre sur le semestre d'été (cf. point 3.3.). De plus, la part hivernale de la consommation électrique était constamment un peu supérieure à celle du semestre d'été. L'écoulement des eaux survient principalement au semestre d'été, notamment parce que les basses températures hivernales fixent une partie des précipitations sous forme de neige. Grâce à la capacité de leurs réservoirs d'eau, les centrales à accumulation peuvent différer une partie de leur production au semestre d'hiver. Mais leur capacité de stockage, actuellement d'environ 9 TWh, limite les possibilités de compenser les fluctuations saisonnières (OFEN 2020). En ce qui concerne les centrales au fil de l'eau, elles ne disposent pas d'un réservoir ou la capacité de leur réservoir est si faible qu'elles ne peuvent pas contribuer significativement à compenser les variations saisonnières. Quant aux centrales de pompage-turbinage, leur capacité de stockage est limitée, de sorte qu'elle est exploitée principalement à un rythme journalier ou hebdomadaire.

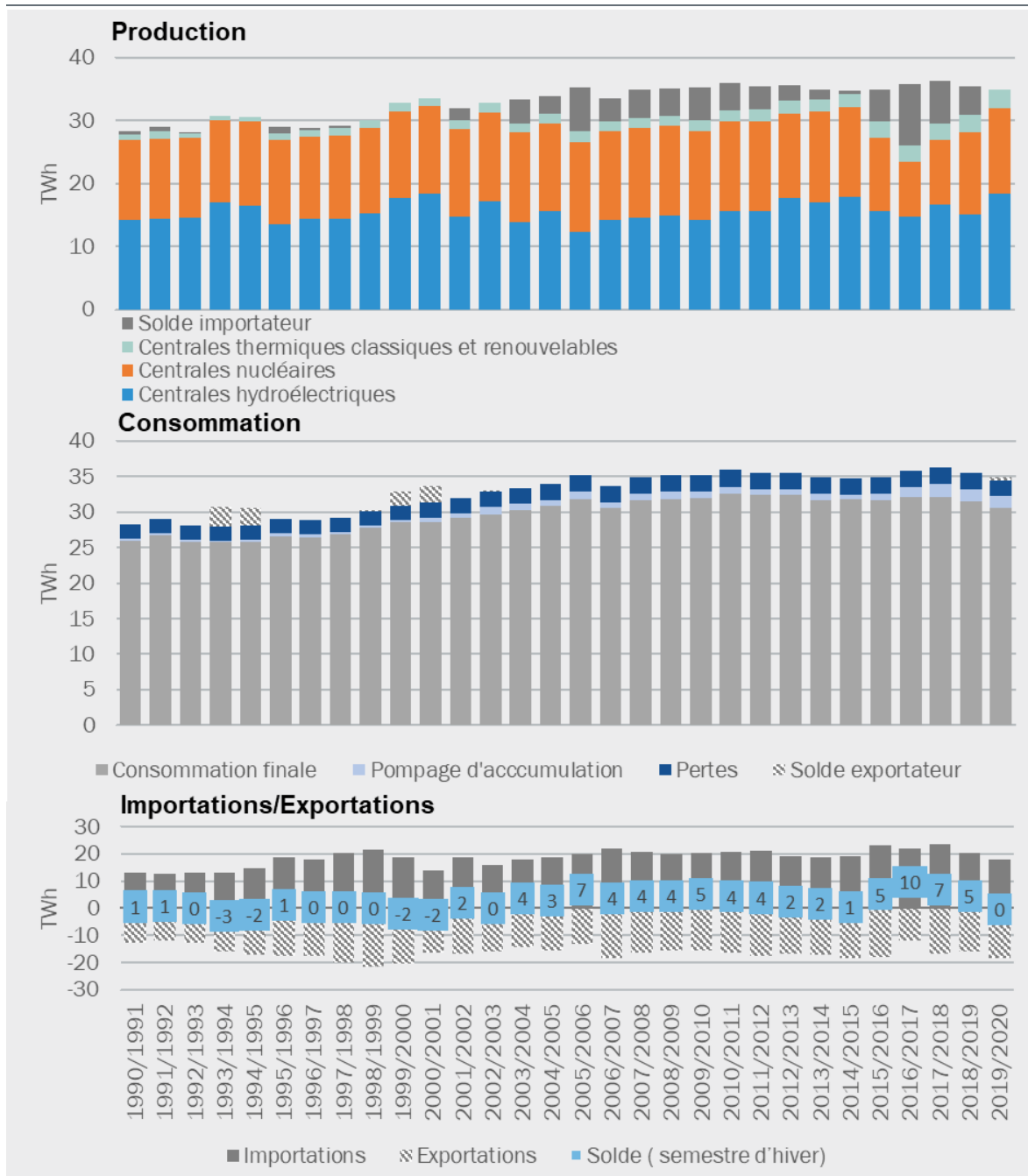
La dépendance accrue des importations d'électricité au semestre d'hiver durant les années passées s'explique surtout par le fait que l'augmentation de la consommation d'énergie électrique n'a pas été compensée par un supplément provenant des centrales nucléaires, des centrales hydroélectriques, des centrales thermiques classiques et de la production renouvelable. L'augmentation de la consommation, de quelque 4 TWh (moyenne des semestres d'hiver entre 2005 et 2019 par rapport à la période de 1991 à 2004), a été compensée surtout par les importations,

¹ Dans les prochains chapitre 2 à 6, le semestre d'hiver se réfère à l'année civile, soit les mois de janvier à mars et d'octobre à décembre de l'année de référence.

qui ont été supérieures à la moyenne lorsque, par exemple, les centrales nucléaires ne produisaient pas comme d'ordinaire en raison de travaux de révision (2016-2018). Le solde importateur maximum enregistré par le passé pendant un semestre d'hiver, d'environ 10 TWh, est survenu durant l'année hydrologique 2016/2017, dont le semestre d'hiver a été marqué par une production d'électricité nucléaire particulièrement faible.

Figure 1: Statu quo: approvisionnement de la Suisse au semestre d'hiver (année hydrologique) de 1990/1991 à 2019/2020

Approvisionnement de la Suisse au semestre d'hiver entre 1990/1991 et 2019/2020, en TWh



Source: représentation propre sur la base du bilan électrique de la Suisse (valeurs mensuelles), Office fédéral de l'énergie (OFEN), 26.11.2020

3 Évolution de la structure de la production électrique

3.1 Évolution de la structure de la production en Suisse

i

Hypothèses de base

Dans le présent chapitre et les chapitres suivants, nous nous référons à l'année civile lorsque nous parlons du semestre d'hiver. Le semestre d'hiver de l'année civile couvre les mois de janvier à mars et d'octobre à décembre de l'année de référence. Il s'agit là d'une différence par rapport aux valeurs des années hydrologiques présentées au chapitre 2 et qui chevauchent deux années civiles. Mais comme les modélisations considérées dans les Perspectives énergétiques 2050+ reposent sur une année météorologique uniforme pour représenter la situation de la production sur le marché de l'électricité, ce changement n'importe guère en ce qui concerne les commentaires de la situation des importations en hiver.

Les Perspectives énergétiques 2050+ distinguent deux variantes de 50 et 60 ans s'agissant de la durée de vie des centrales nucléaires. La durée de vie moyenne admise concerne toutes les centrales nucléaires suisses hormis celle de Mühleberg, qui a été mise hors service à la fin de 2019². La durée de vie des autres centrales n'a pas fait l'objet de variantes. En ce qui concerne les centrales nucléaires étrangères, une durée de vie uniforme de 50 ans a été supposée dans toutes les variantes.

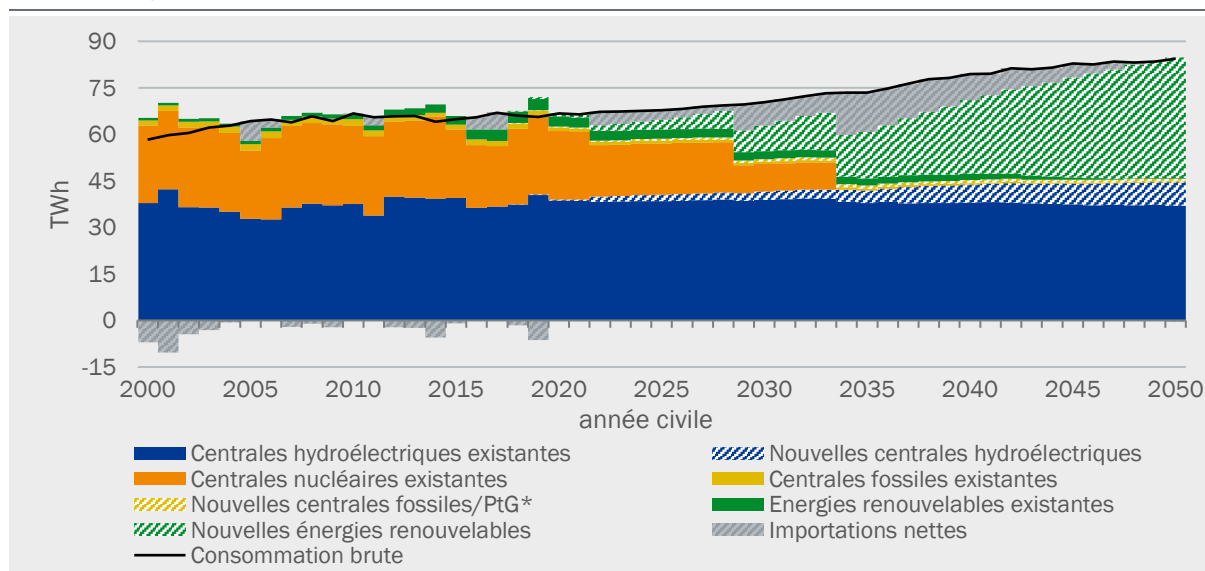
Dans le scénario ZÉRO base (variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050»), la production électrique de la Suisse repose à long terme presque complètement sur la production hydroélectrique et sur les énergies renouvelables (y compris le couplage de la production de chaleur et d'électricité dans les installations CCF alimentées à la biomasse). En 2050, la part des nouvelles énergies renouvelables dans la production nationale de la Suisse atteindra environ 46%, ce qui représente une production électrique de 39 TWh. L'apport des centrales hydroélectriques à la production nationale en 2050 sera d'environ 53%, soit 45 TWh. Le reste, environ 1%, proviendra des usines d'incinérations des ordures ménagères.

En tablant sur une durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans, le solde importateur d'énergie électrique en 2034, la première année sans centrale nucléaire, sera temporairement d'environ 16 TWh pour l'ensemble de l'année civile. Dans la variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», ce solde importateur sera éliminé à l'horizon 2050 par des mesures d'efficacité et grâce au développement des énergies renouvelables et des centrales hydroélectriques dans notre pays, de sorte que le solde annuel des importations et des exportations sera équilibré en Suisse dès 2050 (cf. figure 2).

² Par contre, la centrale nucléaire de Beznau 1 fonctionne 54 ans dans la variante «50 ans. Une durée de vie moyenne de 50 ans pour l'ensemble des centrales nucléaires résulte de la durée de vie plus brève de la centrale de Mühleberg.

Figure 2: Production électrique par technologies

Évolution de la production électrique annuelle par technologies selon le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans, en TWh



* couplées et non couplées; en 2050, les centrales fossiles correspondent exclusivement à la part non renouvelable de l'incinération des ordures ménagères.

Représentation propre

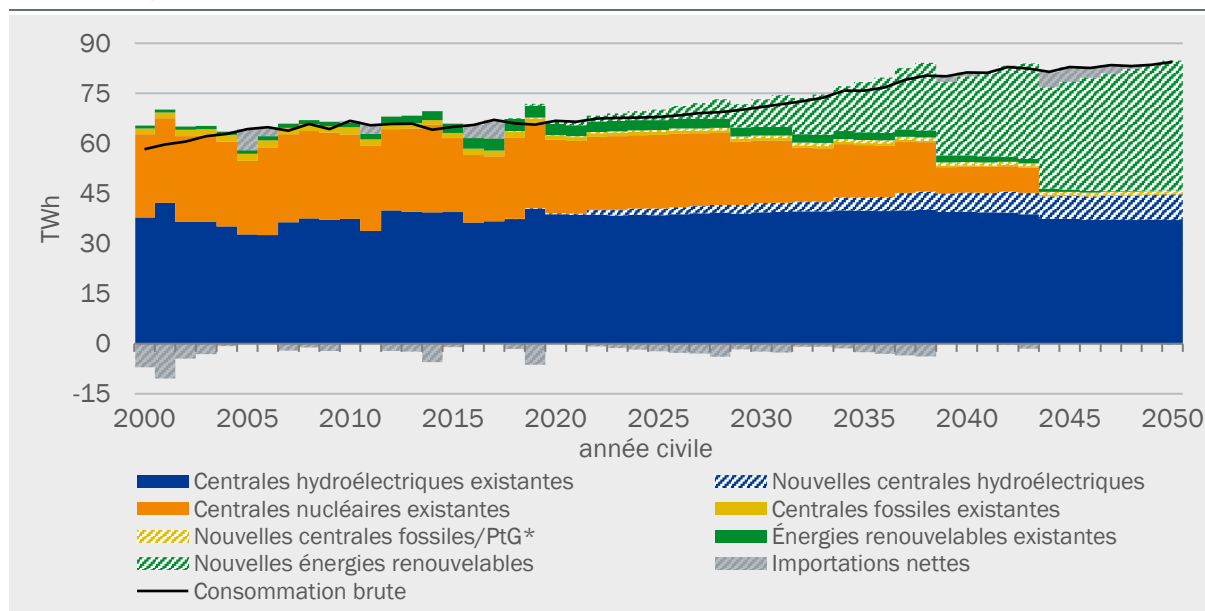
© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

En supposant une durée de vie de 60 ans pour les centrales nucléaires suisses, 2044 serait la première année sans production indigène d'électricité d'origine nucléaire. La production des centrales nucléaires limitée à 60 ans serait encore de quelque 16 TWh en 2035, puis elle régresserait ensuite à près de 8 TWh jusqu'en 2040. De ce fait, les besoins d'importation sur l'ensemble de l'année civile disparaissent presque totalement à l'horizon 2044 et l'on assiste même à un solde exportateur temporaire de quelque 4 TWh au maximum. En 2044, la première année complètement exempte d'électricité nucléaire indigène si les centrales nucléaires suisses ont une longévité de 60 ans, le solde importateur serait proche de 5 TWh.

La figure 3 illustre l'évolution de la production électrique par technologies selon le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en supposant une longévité des centrales nucléaires suisses de 60 ans.

Figure 3: Production électrique par technologies

Évolution de la production électrique annuelle par technologies selon le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 60 ans, en TWh



*couplées et non couplées; en 2050, les centrales fossiles correspondent exclusivement à la part non renouvelable de l'incinération des ordures ménagères.

Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

3.2 Évolution de la structure de production au semestre d'hiver (année civile)

En raison de la part importante que ses centrales hydroélectriques revendiquent dans la production d'électricité, la Suisse présente d'ores et déjà généralement au semestre d'hiver un solde importateur et, en été, un solde exportateur pour l'électricité. En moyenne, le solde importateur au semestre d'hiver a été de 4 TWh bien comptés durant la période de 2005 à 2019 (cf. chapitre 2).

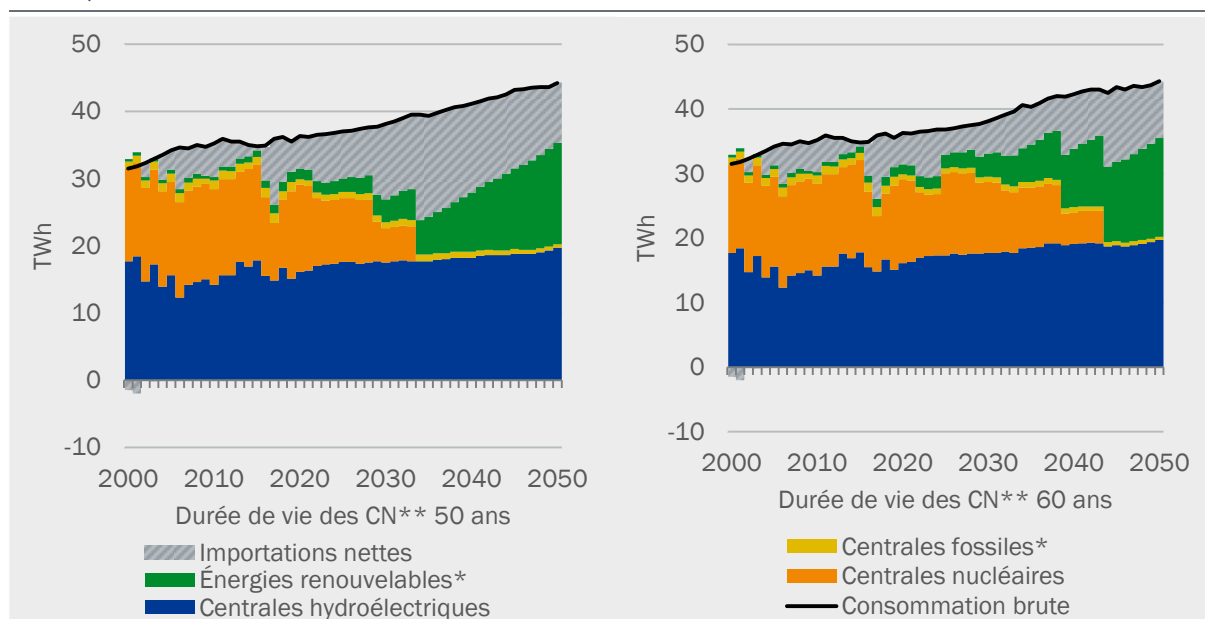
Cette situation s'accroît par la mise hors service des centrales nucléaires existantes (après 50 ans d'exploitation) et en raison des besoins croissants en électricité. La réduction de la production hivernale actuelle des centrales nucléaires est d'environ 14 TWh par rapport à 2019, l'hiver de l'année civile 2034 étant le premier dépourvu de production nucléaire d'électricité. Selon le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», le développement des énergies renouvelables et des centrales hydroélectriques ne permet pas de compenser totalement cette baisse de la production indigène au semestre d'hiver. La production électrique indigène supplémentaire en hiver sera d'un peu moins de 6 TWh d'ici à 2034. Simultanément, les besoins en électricité augmenteront d'un peu plus de 3 TWh au semestre d'hiver, notamment en raison de l'électrification du chauffage et du secteur des transports. En 2034, le semestre d'hiver débouche sur un solde importateur d'environ 16 TWh (à ne pas confondre avec le solde importateur enregistré sur l'ensemble de l'année civile, d'environ 14 TWh en 2034).

En comparaison, l'EICom recommande, dans son document de référence intitulé «Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée» (2020), d'accroître la production électrique hivernale de 5 à 10 TWh. L'augmentation de la production électrique en hiver prévue par le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050» se situe à la limite inférieure de cette fourchette. Cependant, l'EICom table implicitement sur des besoins en électricité constants qui correspondent à un solde importateur maximum au semestre d'hiver avoisinant 12 TWh. Par contre, dans le scénario ZÉRO base, les besoins en électricité vont croissant, de sorte que le solde importateur au semestre d'hiver de 2034 y est plus important que dans l'analyse de l'EICom.

Si la durée de vie des centrales nucléaires est prolongée jusqu'à 60 ans, l'énergie nucléaire influencera plus longtemps les besoins d'importation au semestre d'hiver. Durant la période 2034-2043, le solde importateur maximal est d'environ 9 TWh au semestre d'hiver. Il diminue donc de 6 TWh par rapport à la variante où la durée de vie des centrales nucléaires est de 50 ans. La figure 4 présente une comparaison de l'évolution de la production électrique et de la consommation totale d'électricité (pompes d'accumulation comprises) au semestre d'hiver dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», selon que les centrales nucléaires sont exploitées durant 50 ou 60 ans.

Figure 4: Bilan hivernal

Évolution de la production électrique au semestre d'hiver dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durées de vie des centrales nucléaires de 50 et de 60 ans, en TWh



* couplées et non couplées | ** Centrales nucléaires

Après 2035, le solde importateur au semestre d'hiver baisse dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en raison du développement supplémentaire des énergies renouvelables, des centrales hydroélectriques et des gains d'efficacité dans les secteurs de la demande énergétique (cf. figure 5). À cet égard, il faut considérer que le développement des installations photovoltaïques couvrira au fil du temps une part croissante des besoins en hiver (sa contribution à long terme (horizon 2050) sera d'environ 31% (cf. point 3.3). Néanmoins, tant dans la variante où les centrales nucléaires sont exploitées pendant 50 ans que dans celle où leur longévité est de 60 ans, un solde importateur d'environ 9 TWh restera au semestre d'hiver de 2050, car les besoins en électricité continueront d'augmenter pendant la période considérée. Au semestre d'été, la Suisse sera exportatrice nette durant toute la période étudiée (d'aujourd'hui à 2050). À long terme, le solde exportateur du semestre d'été augmentera, notamment grâce au développement des installations photovoltaïques, à quelque 9 TWh.

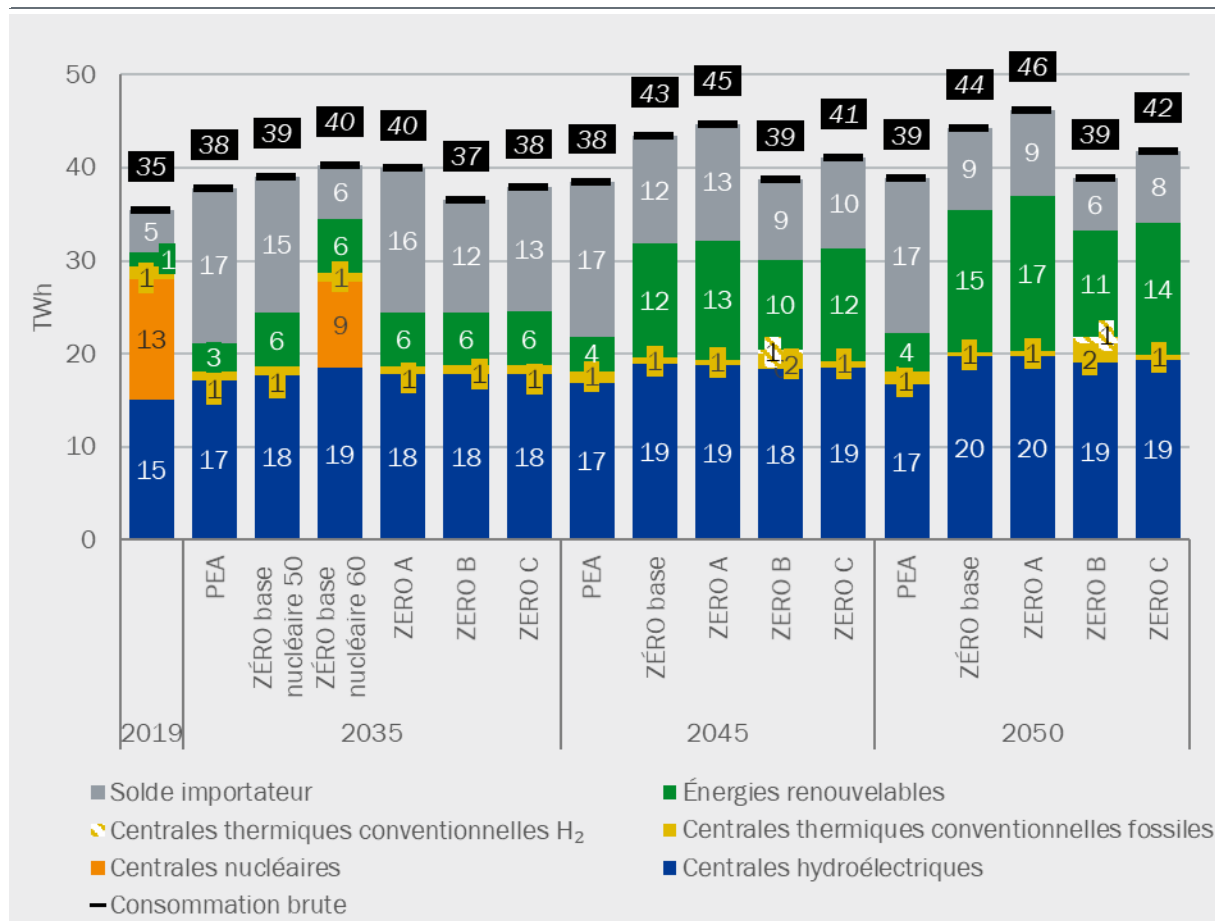
Dans toutes les variantes du scénario ZÉRO (variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050»), un solde importateur positif demeure au semestre d'hiver. Mais en raison des mesures d'efficacité et du développement plus important des énergies renouvelables et des centrales hydroélectriques, le solde importateur y est nettement inférieur à celui du scénario «Poursuite de la politique actuelle» (PPA).

La comparaison des variantes du scénarios ZÉRO (pour une longévité des centrales nucléaires de 50 ans) fait apparaître une amplitude du bilan des importations au semestre d'hiver de l'ordre de 3 TWh en 2035. Le solde importateur le plus élevé résulte, dans le scénario ZÉRO A, des besoins plus importants en électricité (16 TWh), alors que le solde importateur le plus bas au semestre d'hiver, avec 12 TWh, est observé dans le scénario ZÉRO B en raison des moindres besoins en électricité qui le caractérisent. En 2050, l'amplitude est d'environ 3,5 TWh. De nouveau, le solde importateur le plus élevé apparaît dans le scénario ZÉRO A (9 TWh, soit environ 0,5 TWh de plus que dans le scénario ZÉRO base), alors que le solde importateur du scénario ZÉRO B est d'environ 6 TWh. Les moindres besoins d'importation dans le scénario ZÉRO B s'expliquent essentiellement par les besoins moins élevés d'électricité et par le développement supplémentaire d'installations CCF et de turbines à gaz alimentées à l'hydrogène. Dans ce contexte, les installations CCF pilotées par la demande en chaleur fournissent une contribution à la production électrique hivernale d'environ 1,5 TWh. L'apport des turbines à gaz dans la production d'électricité en hiver est faible (environ 0,6 TWh), car ces installations ne seront exploitées qu'à des heures spécifiques dictées par le marché, compte tenu des coûts de combustible élevés en Suisse. Mais ces installations constituent une garantie de puissance supplémentaire.

La figure 5 met en regard la structure de production électrique au semestre d'hiver des variantes du scénario ZÉRO (variante stratégique «bilan annuel équilibré 2050») et du scénario PPA. Elle représente aussi, pour 2035, les variantes «50 ans» et «60 ans» de durée de vie des centrales nucléaires pour le scénario de base, toutes les autres variantes supposant une longévité de 50 ans pour ces centrales. En 2045 et en 2050, il n'y plus de différence sous l'angle de la durée d'exploitation des centrales nucléaires.

Figure 5: Structure de la production électrique au semestre d'hiver (comparaison de scénarios)

Évolution de la structure de la production électrique au semestre d'hiver: comparaison des variantes du scénario ZÉRO, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», et du scénario PPA, la durée de vie des centrales nucléaires étant supposées de 50 ans, en TWh



*contiennent dans la variante B, outre les UIOM, également des installations CCF à biomasse

Dans les variantes comportant des différences de longévité des centrales nucléaires, on relève une consommation brute différente de la demande d'électricité, puisque la consommation brute augmente en raison de la consommation croissante des centrales de pompage-turbinage. Celles-ci sont davantage sollicitées dans la variante «60 ans» de durée de vie des centrales nucléaires, puisque les périodes d'électricité à faible coût sont plus fréquentes. De ce fait, tant la consommation brute que la production hydroélectrique sont plus importantes dans la variante «60 ans» que dans la variante «50 ans» d'exploitation des centrales nucléaires.

3.3 Évolution de la production électrique provenant de centrales non réglables

En raison du développement des énergies renouvelables, la situation de l’approvisionnement en Suisse est de plus en plus influencée par la production électrique provenant de centrales non réglables. Le fort développement du photovoltaïque, en particulier, joue un rôle déterminant dans la structuration de l’offre d’électricité jusqu’en 2050. Cette remarque s’applique aussi bien à la structure de l’offre quotidienne qu’à la structure de l’offre saisonnière.

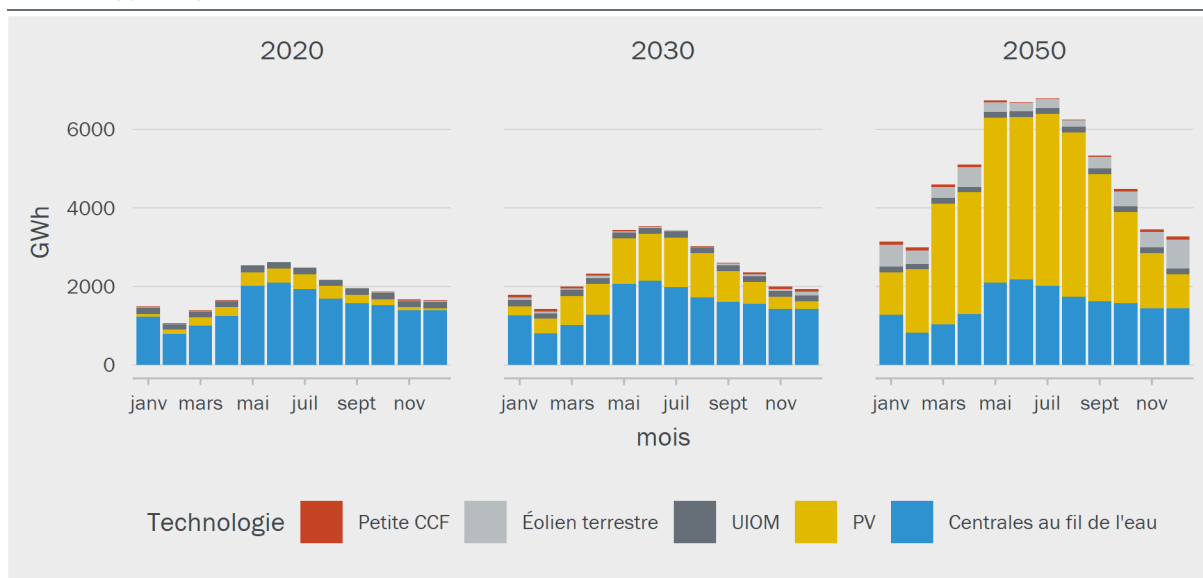
En 2020, la structure de l’offre non réglable se caractérise en majeure partie par la production électrique issue des centrales au fil de l’eau (cf. figure 6). Au fil du temps, jusqu’en 2050, on remarque notamment le développement du photovoltaïque, associé à une forte concentration de la production sur les mois d’été. En 2050, la production électrique photovoltaïque atteint quelque 34 TWh (sans prendre en compte l’ajustement de l’injection; à comparer avec environ 2 TWh en 2019). Cela correspond à environ 37.5 GW de puissance installée en 2050, les hypothèses concernant la production d’électricité à partir d’installations photovoltaïques dans les perspectives énergétiques ayant été choisies de manière relativement conservatrice. Avec des hypothèses moins conservatrices, la production mentionnée ci-dessus pourrait également être atteinte avec un développement de capacité moins important.

S’agissant des centrales hydroélectriques au fil de l’eau (y compris la petite hydraulique), on observe une légère augmentation de la production jusqu’en 2050 de quelque 1 TWh³ par rapport à 2019. En ce qui concerne la production électrique basée sur l’énergie éolienne, elle augmente pour s’établir à plus de 4 TWh en 2050. Contrairement au photovoltaïque et aux centrales hydroélectriques au fil de l’eau, les éoliennes concentrent leur production au semestre d’hiver. Les autres agents énergétiques et autres technologies comme les installations CCF pilotées par la demande en chaleur et les usines d’incinération des ordures ménagères (UIOM) sont de moindre importance. Les petites installations CCF présentent, si leur exploitation est pilotée par la demande en chaleur, une partie prépondérante de leur production au semestre d’hiver.

³ Ce développement s’inspire d’une étude de l’OFEN (2019) sur le potentiel de l’utilisation de la force hydraulique alors que les objectifs fixés par la LEné pour 2035 et les objectifs de développement prévus pour 2050 par le message du Conseil fédéral relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 (OFEN 2013) sont atteints.

Figure 6: Production électrique mensuelle provenant de centrales non réglables

Représentation pour le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie de 50 ans supposée pour les centrales nucléaires.



2020: valeurs modélisées

Présentation propre

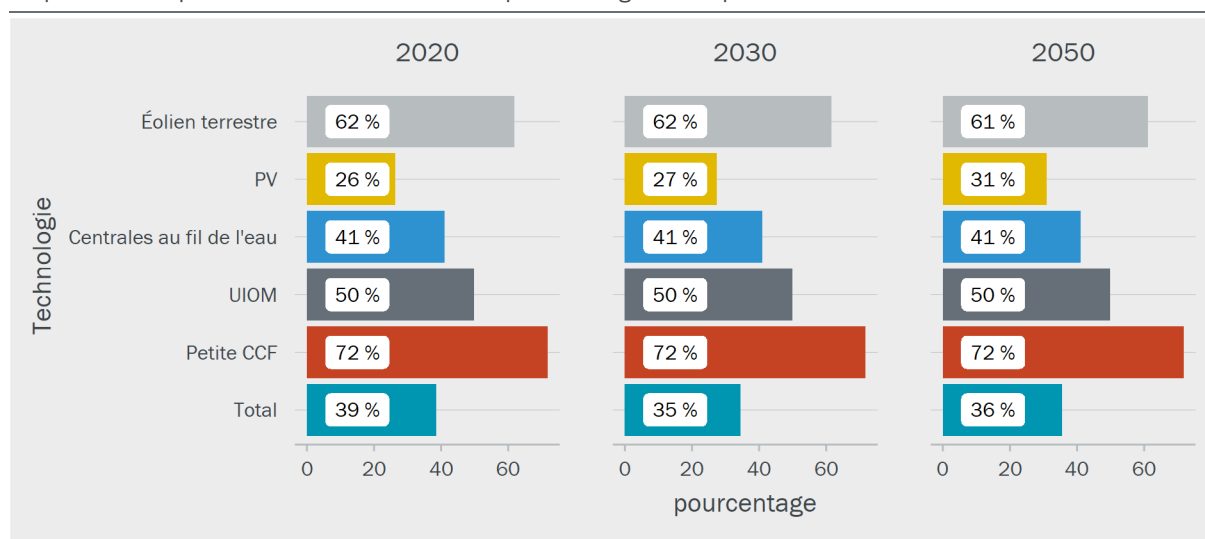
© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Globalement, la part des centrales non réglables dans la production électrique au semestre d'hiver était de 40% en 2020 (cf. figure 7). Cette proportion découle de manière déterminante de la part hivernale des centrales hydroélectriques au fil de l'eau, qui représentaient en 2020 la part prépondérante de la production électrique non réglable. La part hivernale des centrales hydroélectriques au fil de l'eau était proche de 41% en 2020 et celle du photovoltaïque, d'environ 26%. La part hivernale d'autres technologies est supérieure, mais elles ne jouaient en 2020 qu'un rôle secondaire dans la production électrique (p. ex. petites installations CCF: 72%, UIOM: 50%, éoliennes: 62%).

Avec le temps, la part hivernale globale de la production électrique non réglable diminue pour atteindre 37%. Cette baisse est essentiellement due à l'augmentation de la part du photovoltaïque dans l'ensemble de la production électrique non réglable. La contribution attendue des façades photovoltaïques est limitée (env. 10%). En outre, on a pris en compte l'enneigement des panneaux durant l'hiver. Compte tenu de la possibilité d'optimiser l'orientation des panneaux pour maximiser la production d'électricité (en particulier l'inclinaison), le scénario ZÉRO prévoit pour le photovoltaïque une part de production électrique hivernale plus importante (31% en 2050).⁴ De ce fait, la production électrique photovoltaïque revendique une part constamment croissante de la production électrique hivernale. Le développement de la force éolienne s'oppose également à la tendance baissière de la production électrique hivernale, puisque sa part hivernale est de 61%. Au cours de la période étudiée, la contribution des centrales hydroélectriques au fil de l'eau à la production hivernale reste voisine des 41%.

Figure 7: Part de la production électrique hivernale respective des installations non réglables

Représentation pour toutes les centrales électriques non réglables et pour tous les scénarios



Représentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

3.4 Structure de la production à l'étranger

Le système électrique de la Suisse est fortement interconnecté avec le système électrique européen. En témoignent les capacités transfrontalières du réseau, c'est-à-dire les capacités nettes de transfert («net transfer capacities», NTCs), actuellement d'environ 10 GW (exportation) et 7 GW (importation), ainsi que les importants flux d'importation et d'exportation d'électricité de la

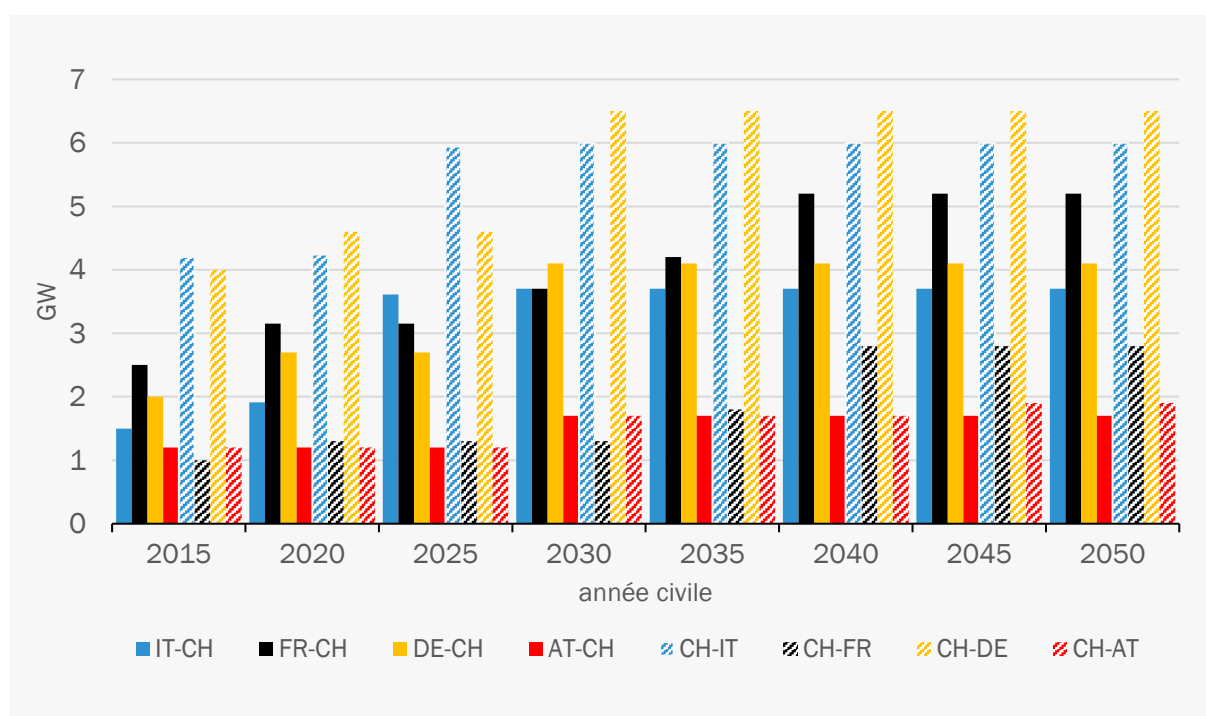
⁴ Basler & Hofmann (2021) ont analysé, sur mandat de l'OFEN, plusieurs scénarios en vue d'accroître la production électrique hivernale d'origine photovoltaïque. Selon cette étude, la contribution du photovoltaïque à la production d'électricité en hiver est comprise entre 27% et 35%. La courbe évolutive adoptée dans la présente approche est reprise du scénario 3 de Basler & Hofmann («Anreize Winterstrom» (incitations à la production électrique hivernale)). Nous n'avons pas procédé à des calculs propres du potentiel de production électrique en hiver.

Suisse. En raison de sa position centrale, la Suisse assume une importante fonction de plaque tournante dans le système électrique européen.

La figure 8 présente l'évolution des capacités transfrontalières du réseau dans le scénario ZÉRO. Le développement des NTCs reposera jusqu'en 2040 sur le Plan décennal de développement du réseau ou PDDR (2018) du REGRT-E. Dans ce cadre, aucune restriction réglementaire des capacités d'importation (par exemple en raison de l'absence d'un accord sur l'électricité) n'a été prise en compte. À partir de 2040, on n'a plus supposé de développement du réseau. En outre, on n'a pas supposé de différences saisonnières pour les NTCs, celles-ci étant maintenues constantes au fil des années civiles.

Figure 8: Capacités transfrontalières du réseau

Évolution des capacités nettes de transfert («net transfer capacities», NTCs) dans tous les scénarios ZÉRO, en GW



Représentation propre sur la base du PDDR (2018) et de certaines hypothèses propres © Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

S'agissant des pays étrangers européens, on a admis l'hypothèse d'une décarbonisation du système énergétique et de la production d'électricité correspondant aux suppositions du scénario ZÉRO base pour la Suisse (cf. annexe). Selon le scénario ZÉRO, la consommation d'électricité des pays voisins de la Suisse augmente d'environ 50% à l'horizon 2050 (par rapport à 2019) en raison de la consommation supplémentaire des véhicules électriques, des pompes à chaleur dans les bâtiments, de l'électrification du secteur industriel et de la fabrication d'agents énergétiques basés sur l'électricité.

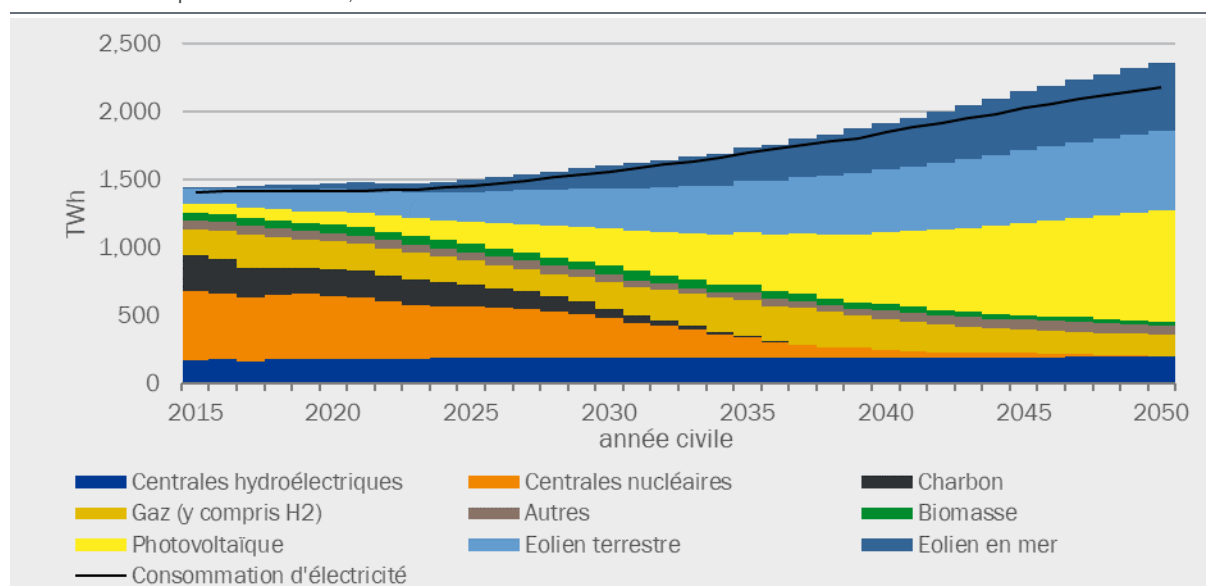
Simultanément, dans les pays étrangers européens, on assiste à une croissance importante de la production électrique renouvelable jusqu'à la décarbonisation complète de la production électrique en 2050. Dans ces pays, à la différence de la Suisse, la production d'électricité renouvelable repose davantage sur les éoliennes: à long terme, la part de l'énergie éolienne (en mer et sur terre) dans la production électrique de l'ensemble des pays voisins y approche les 50%. Quant à la contribution du photovoltaïque dans les pays voisins de la Suisse, elle atteindra quelque 40% de la production électrique en 2050.

La production électrique des centrales à charbon baisse jusqu'à zéro au milieu des années 2030. De plus, on anticipe un net recul de la production d'électricité nucléaire dans les pays voisins de la Suisse en y supposant une durée de vie uniforme de 50 ans pour les centrales nucléaires. En outre, on assiste à une réduction sensible de la production électrique des centrales à gaz, dont les heures d'exploitation à pleine charge diminuent. Cependant, dans les pays voisins de la Suisse, le développement de centrales d'appoint (surtout des turbines à gaz) est nécessaire pour garantir suffisamment de puissance en vue de couvrir les charges de pointe (inflexibles) de ces pays (cf. chapitre 4). D'ici à 2050, ces centrales seront alimentées par des agents énergétiques neutres en termes de gaz à effet de serre, en particulier de l'hydrogène.

La figure 9 illustre l'évolution de la production électrique et de la consommation électrique dans les pays voisins de la Suisse selon le scénario ZÉRO base. Les hypothèses qui sous-tendent ces développements sont présentées en détail dans l'annexe à partir de la page 70.

Figure 9: Production électrique à l'étranger

Évolution de la production électrique des pays voisins de la Suisse selon le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh



Remarque: production électrique photovoltaïque sous déduction des quantités d'électricité non admises à l'injection

4 Production électrique hivernale et flexibilité dans le futur système électrique

Les parts croissantes d'énergie renouvelable entraînent une proportion accrue de production électrique caractérisée par un profil d'injection fluctuant. Simultanément, le système électrique de la Suisse présentera à l'avenir une faible part de production hivernale parce que la production issue des centrales hydroélectriques et du photovoltaïque y est prépondérante. C'est pourquoi il sera très important dans le futur que les besoins en électricité soient couverts au semestre d'hiver. Il doit être possible de couvrir la consommation électrique en tout temps. Cette exigence s'applique à l'ensemble de la période considérée et, en particulier, aux pointes de charge survenant notamment durant les périodes de basse température au semestre d'hiver. Dans ce contexte, la flexibilité à court terme, horaire et quotidienne, de la production et de la consommation d'électricité, la flexibilité permettant d'assurer des compensations saisonnières ainsi que les interactions avec l'étranger constituent des éléments essentiels pour le futur système électrique de la Suisse.

Nous décrivons ci-après en détail les principales options de mise à disposition de la flexibilité et de production d'électricité en hiver.

4.1 Force hydraulique

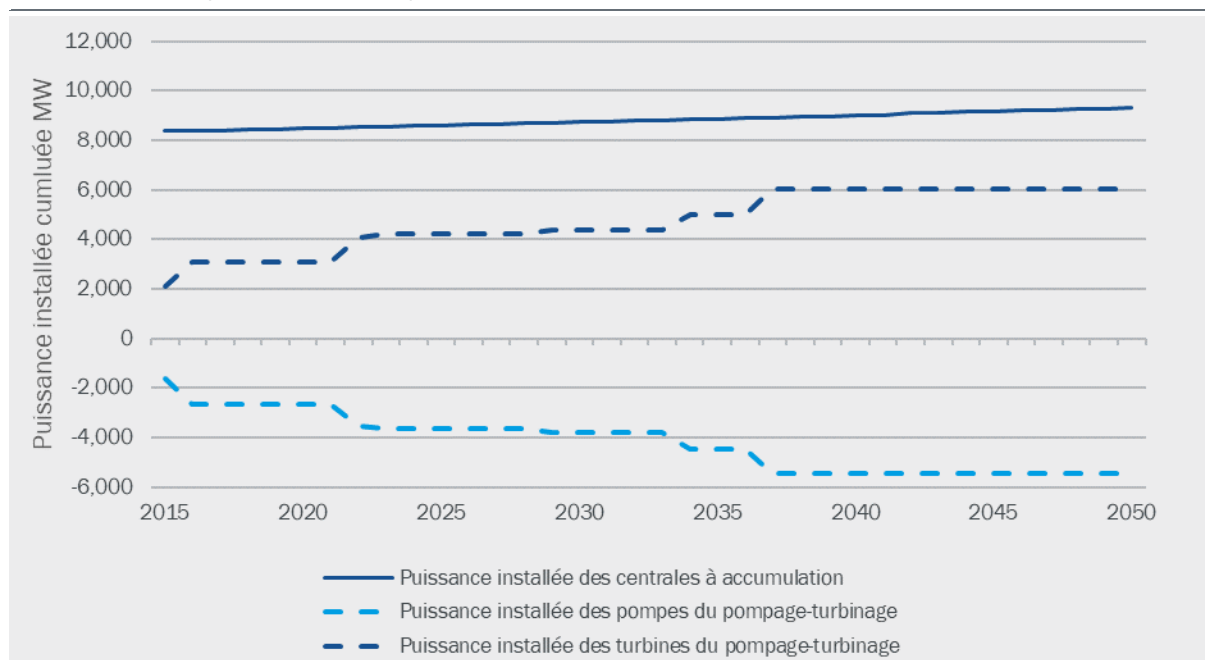
La Suisse se caractérise d'ores et déjà par une forte proportion de capacités de production flexibles grâce à ses centrales à accumulation et ses centrales de pompage-turbinage. En ce qui concerne les centrales à accumulation suisses, le scénario ZÉRO table sur un développement supplémentaire (cf. OFEN 2019). Entre 2019 et 2050, la puissance installée des centrales à accumulation augmente d'un peu plus de 10% pour atteindre 9 GW bien comptés (cf. figure 10). Grâce au développement des centrales à accumulation, le volume de stockage actuellement disponible augmente lui aussi légèrement pour atteindre quelque 9 TWh à l'horizon 2050 (cf. OFEN 2020). S'agissant du développement des centrales à accumulation, on a repris le ratio observé dans le parc de centrales actuel entre le volume de stockage et la puissance installée.

L'augmentation de la puissance installée des centrales à accumulation et leurs capacités supplémentaires de stockage constituent un gain de flexibilité du côté de la production. Dans la mesure de leurs capacités de stockage (utilisables), les centrales à accumulation peuvent fournir de la flexibilité tant à court terme (d'heure en heure) qu'en fonction des saisons. Selon les perspectives, l'exploitation des centrales à accumulation sera davantage marquée par la structure de production des énergies renouvelables et par les interactions avec la consommation flexible d'électricité.

Quant aux centrales de pompage-turbinage, le développement de leur puissance installée est plus important: en 2040, les puissances installées des pompes et des turbines seront près de deux fois celles de 2019. Le développement de la puissance des turbines, portée à 6 GW, est proche de 190% par rapport à la puissance de quelque 2 GW enregistrée en 2015 (cf. figure 10). Le développement des centrales de pompage-turbinage accroît la flexibilité de la production et de la consommation électrique sur des périodes allant de l'heure à plusieurs jours (selon la capacité de stockage des lacs supérieurs et inférieurs).

Figure 10: Puissance installée des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage

Présentation de la puissance installée pour toutes les variantes du scénario ZÉRO



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

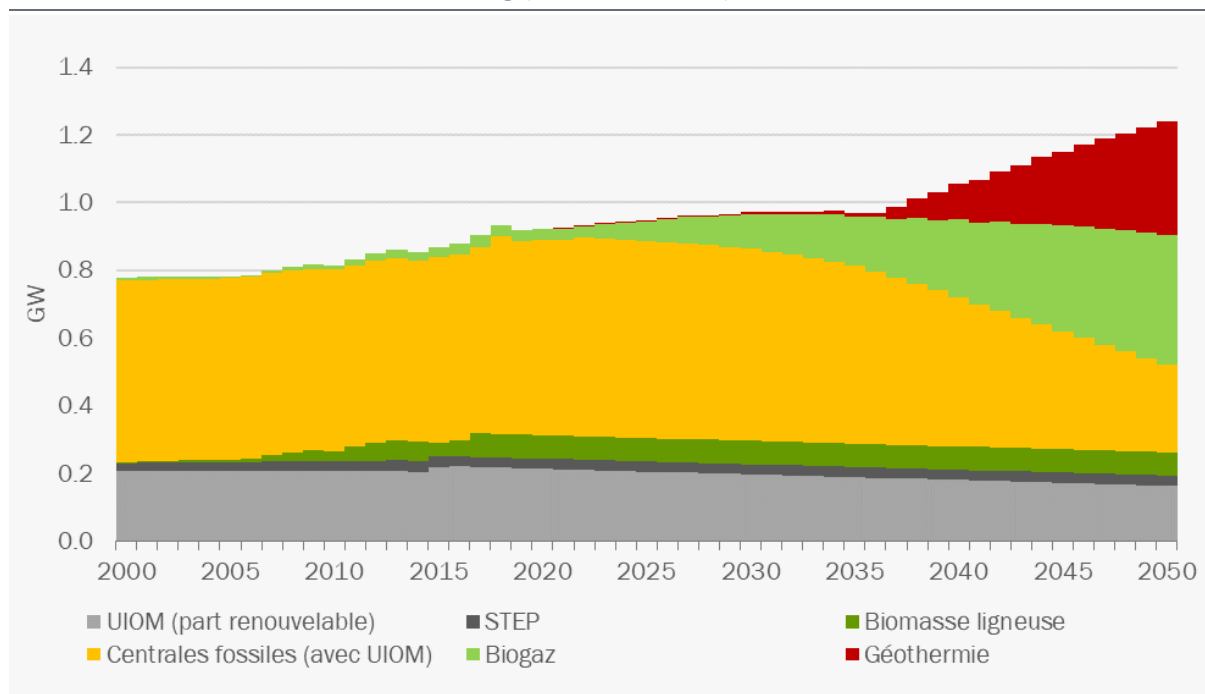
4.2 Installations CCF

Outre les centrales hydroélectriques, les centrales thermiques couplant la production de chaleur et d'électricité peuvent elles aussi mettre de la puissance indigène flexible à disposition. En mode d'exploitation «électricité», l'affectation de ces centrales est axée sur les prix du courant: elles devraient donc être utilisées surtout lorsque l'injection d'électricité renouvelable est faible. Lorsque la centrale est exploitée en mode «chaleur», une large part de la production électrique survient au semestre d'hiver en raison des besoins de chaleur élevés durant les mois d'hiver.

La figure 11 présente l'évolution de la puissance installée des installations de cogénération chaleur-force. Dans la modélisation, une partie des installations (en particulier les installations à biogaz) sont considérées comme exploitées en mode «électricité». Le développement d'installations CCF alimentées à la biomasse est surtout restreint par les potentiels limités de biomasse solide et de biogaz. Cf. commentaires de Prognos et al. 2021b sur le thème de la production électrique issue des installations CCF dans le cadre des Perspectives énergétiques 2050 («Stromerzeugung aus WKK-Anlagen»). Simultanément, les potentiels de production électrique issue de la géothermie profonde, qui est exploitée dans le scénario ZÉRO à concurrence d'environ 2 TWh, sont en principe importants en Suisse. Globalement, dans le scénario ZÉRO base, la puissance électrique aujourd'hui légèrement inférieure à 1 GW augmente d'environ 0,4 GW jusqu'en 2050.

Figure 11: Puissance installée des installations combinant la production de chaleur et d'électricité

Développement de la puissance installée des installations couplant la production de chaleur et la production d'électricité dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en GW



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Comparativement au scénario ZÉRO base, le scénario ZÉRO B prévoit, par un recours à l'hydrogène, un développement supplémentaire des installations CCF exploitées en mode «chaleur» et des turbines à gaz exploitées en mode «électricité». À partir de 2030, des turbines à gaz d'une puissance individuelle de 250 MW seront construites pour atteindre une puissance totale de 2,5 GW en 2040. En outre, les installations CCF exploitées en mode «chaleur» mettront à disposition une puissance électrique supplémentaire d'environ 0,7 GW d'ici à 2050.

4.3 Consommateur flexibles

Outre la flexibilité de la production d'électricité, la flexibilité de la consommation électrique joue un rôle déterminant s'agissant d'intégrer de grandes quantités d'énergies renouvelables et d'assurer le futur approvisionnement en électricité. Une large part de la production électrique renouvelable peut être intégrée si la consommation électrique est différée aux heures où la production d'électricité renouvelable est élevée. Par rapport à ce qui prévaut aujourd'hui sur le marché de l'électricité, la future consommation électrique s'adaptera davantage à la structure de la production d'électricité.

Le futur système électrique présente une série d'options de flexibilité du côté de la demande, notamment parmi les nouveaux consommateurs d'électricité tels que les véhicules électriques, les pompes à chaleur et les accumulateurs. Les flexibilités de la consommation sont en mesure d'équilibrer la production et la consommation, notamment à court terme, c'est-à-dire pour des périodes allant de l'heure à plusieurs jours. En outre, certains domaines d'application (p. ex. la production flexible d'hydrogène) sont aussi à même de fournir une flexibilité saisonnière.

Compte tenu des longues périodes de stationnement des véhicules électriques et de la capacité de leurs batteries, la consommation électrique pourra être différée de plusieurs jours à l'avenir. Un tel ajournement de la consommation électrique ne restreint en rien les cycles de conduite des véhicules. Les pompes à chaleur peuvent différer de quelques heures leur consommation électrique grâce à la capacité de stockage thermique des bâtiments et des accumulateurs tampons. Ce point est particulièrement important au semestre d'hiver, puisque les pompes à chaleur génèrent surtout un supplément de consommation aux heures de pointes (lorsque les températures sont basses). En outre, la production indigène d'hydrogène est flexible. Par ailleurs, les accumulateurs domestiques décentralisés des bâtiments contribuent à lisser le profil de production des installations photovoltaïques. Un potentiel de flexibilité supplémentaire peut être identifié dans certaines autres applications (p. ex. climatisation, chaleur de processus et grandes pompes à chaleur), mais les présentes analyses ne le prennent pas en compte (cf. chapitre 6).

Outre le gain de flexibilité à la consommation inhérent au développement des centrales de pompage-turbinage, on attend d'ici à 2050 une croissance sensible de la puissance grâce à la flexibilité du chargement des véhicules électriques (env. 16 GW), des pompes à chaleur (env. 9 GW) et des électrolyseurs produisant de l'hydrogène (plus de 1 GW). Les accumulateurs domestiques contribuent à hauteur de quelque 9 GW à l'absorption des pointes d'injection d'électricité photovoltaïque. Les batteries des véhicules électriques disposent d'une capacité de stockage d'environ 230 GWh en 2050 (pour comparaison: selon la statistique de l'électricité, la consommation journalière du troisième mercredi de janvier 2019 était d'environ 208 GWh). Grâce aux accumulateurs tampons et à la capacité de stockage thermique des bâtiments, les pompes à chaleur peuvent fournir une flexibilité d'environ 26 GWh. Ces chiffres ne contiennent que les parts flexibles supposées. On a adopté l'hypothèse que d'ici 2050, 50% du chargement des batteries de véhicules électriques pourraient s'effectuer de manière flexible, alors que seuls 17% des processus de chargement ne seraient flexibles en 2030. De plus, on a admis qu'environ 50% des pompes à chaleur sont réglables de manière flexible. Dans ce contexte, il faut considérer que du point de vue purement technique, les véhicules électriques et les pompes à chaleur recèlent des parts de flexibilité nettement plus élevées (cf. figure 12).

4.4 Résumé: flexibilité à court et long termes dans le système électrique de la Suisse

Du côté de la production électrique, la baisse de la puissance assurée par les centrales nucléaires sera plus que compensée par le développement des centrales à accumulation, des centrales de pompage-turbinage et des installations CCF alimentées au biogaz. En 2050, une puissance de production flexible d'environ 25 GW fera face à une charge de pointe inflexible (c'est-à-dire une charge de consommation non ajournable) d'environ 11 GW. Dans le scénario ZÉRO B, des installations CCF d'une puissance d'environ 1 GW et des turbines à gaz d'une puissance d'environ 2,5 GW seront construites de surcroît. Les capacités actuelles et futures des lacs d'accumulation des centrales de pompage-turbinage permettront d'assurer partiellement l'équilibre saisonnier du système électrique de la Suisse. En outre, les capacités de stockage des centrales de pompage-turbinage permettront de fournir de la flexibilité pendant des périodes de plusieurs jours à plusieurs semaines.

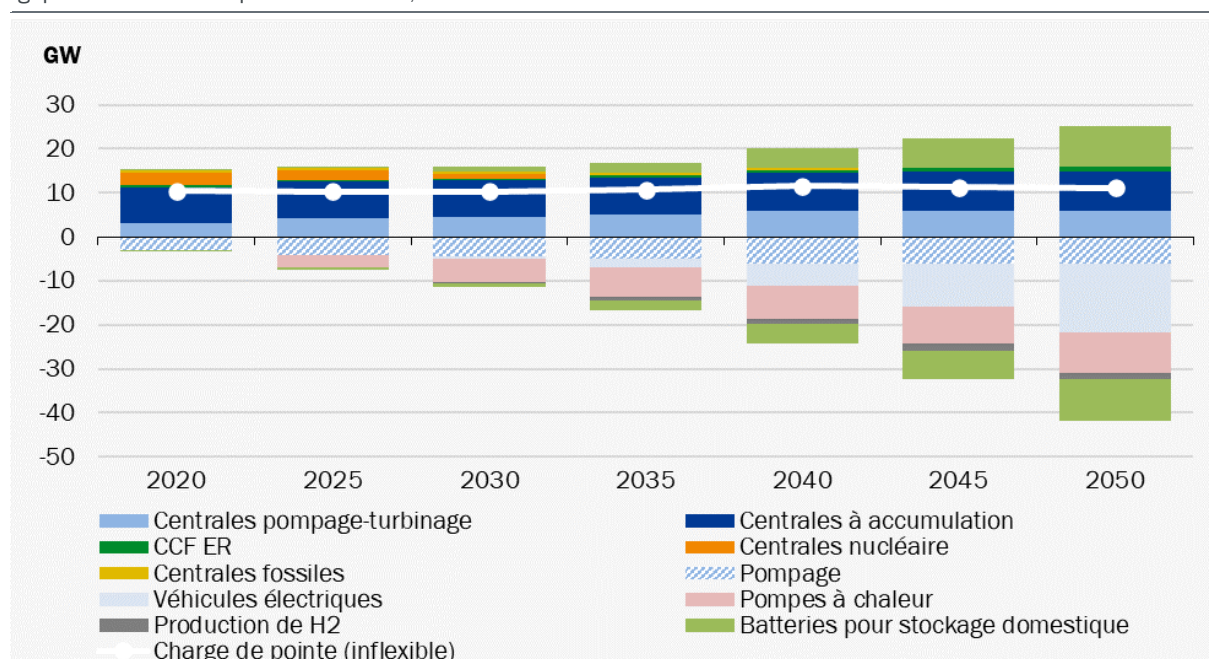
À cette flexibilité de la production s'ajoutent les options de flexibilité décrites du côté de la consommation, qui totaliseront quelque 26 GW supplémentaires à l'horizon 2050: la capacité de stockage, d'environ 250 GWh, que fournissent les batteries des véhicules électriques, les accumulateurs tampons et la capacité de stockage thermique des pompes à chaleur fournit une flexibilité supplémentaire de plusieurs heures à plusieurs jours. Au demeurant, les accumulateurs décentralisés (environ 9 GW) permettent de lisser le profil de la production photovoltaïque au fil de

la journée. Quant aux électrolyseurs producteur d'hydrogène, ils peuvent différer leur consommation électrique durant des périodes prolongées.

La figure 12 récapitule les options de flexibilité à la production et à la consommation du système électrique de la Suisse.

Figure 12: Flexibilité de la production et de la consommation électrique

Évolution de la flexibilité dans la production et la consommation d'électricité, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en GW



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

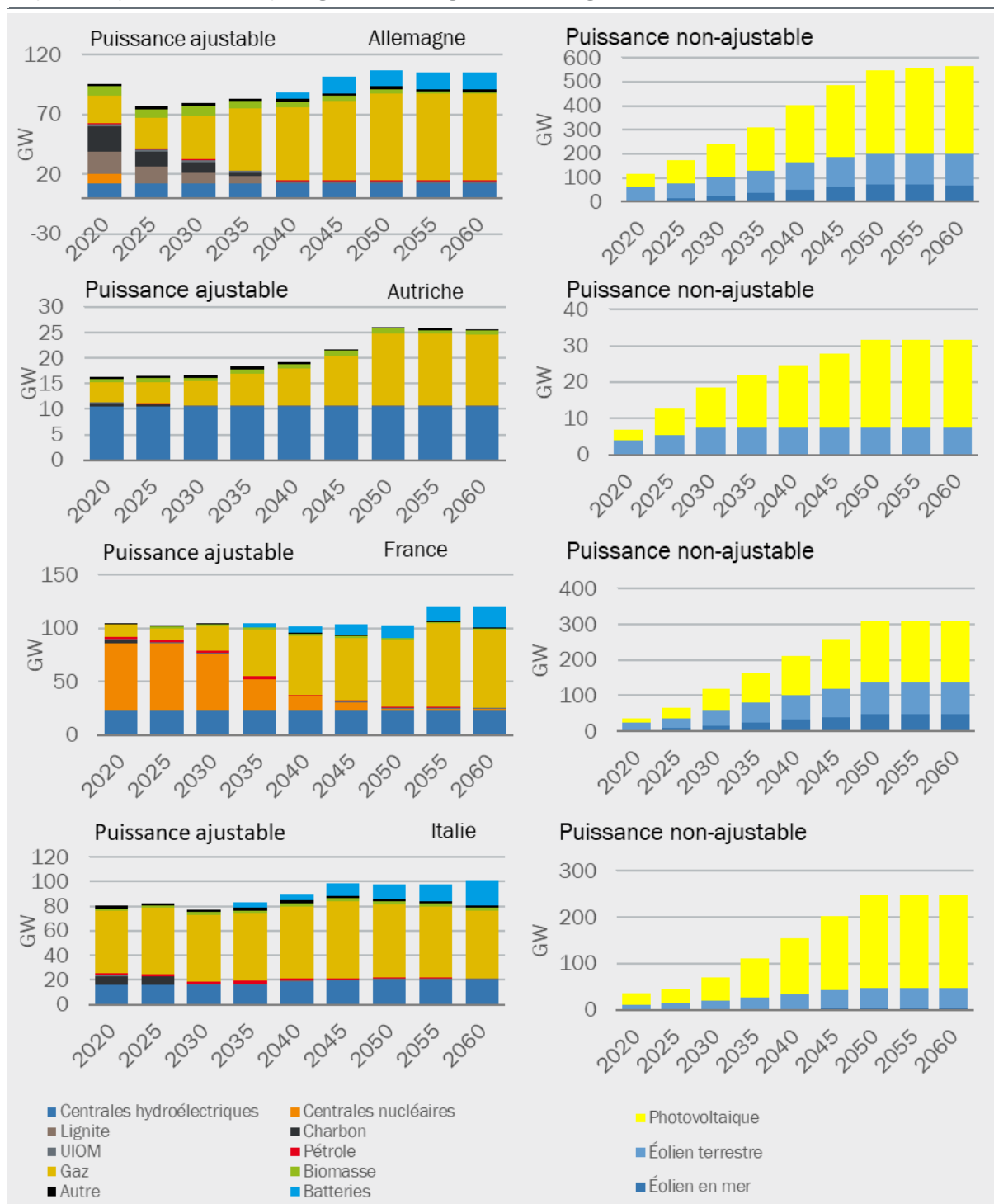
4.5 Pays étrangers

La figure 13 illustre l'évolution, sous-jacente aux scénarios ZÉRO, de la puissance réglable et non réglable dans les pays voisins de la Suisse. Le point de départ des évolutions représentées réside dans l'hypothèse que la neutralité en termes de gaz à effet de serre est visée dans l'ensemble de l'UE à l'horizon 2050. L'évolution supposée pour les pays étrangers est la même pour toutes les variantes du scénario ZÉRO. Cette remarque vaut aussi bien pour les différentes variantes de la demande que pour les variantes de longévité des centrales nucléaires et de développement des énergies renouvelables (variantes stratégiques). En ce qui concerne la durée de vie des centrales nucléaires étrangères, on a supposé uniformément une durée de 50 ans indépendamment de la longévité des centrales nucléaires suisses.

Un net développement des capacités de production électrique renouvelables basées sur le photovoltaïque et l'énergie éolienne constitue une condition préalable essentielle pour atteindre l'objectif de neutralité en matière de gaz à effet de serre fixé par l'UE. La capacité de production de ces sources d'électricité non réglables sera développée dans les pays voisins de la Suisse pour atteindre en 2050 une puissance totale de 550 GW en Allemagne, 32 GW en Autriche, 308 GW en France et 247 GW en Italie. Les plans nationaux en matière d'énergie et de climat (PNEC) établis dans l'UE représentent des documents de référence en ce qui concerne les développements prévus jusqu'en 2030 à l'étranger, certains de ces plans ayant été déjà affutés pour ajuster l'objectif de zéro émission nette. Les développements au-delà de 2030, qui répondent à des hypothèses propres, représentent un prolongement ambitieux de la voie actuelle. L'annexe offre aux pages 69 ss une présentation détaillée des hypothèses adoptées.

Figure 13: Puissance installée dans les pays voisins

Capacité de production électrique réglable et non réglable en Allemagne, en Autriche, en France et en Italie



Représentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Les pays voisins disposent d'un potentiel d'énergie éolienne réalisable nettement plus important que celui de la Suisse. En 2050, la part de l'énergie éolienne dans la capacité de production non réglable sera de 36% en Allemagne (dont 23% sur terre et 13% en mer), 24% en Autriche, 45% en France et 19% en Italie. En Suisse, dans le scénario ZÉRO base, «bilan annuel équilibré en 2050» l'énergie éolienne ne revendiquera qu'à peine 5%.

Parallèlement, dans ce scénario, les capacités réglables sont soumises à une nette transformation: durant les années 2020 et 2030, cette transformation sera marquée par la diminution des capacités de production électriques fossiles basées sur le lignite et la houille. L'abandon de la production électrique à partir de charbon survient en Allemagne en 2035, soit trois ans plus tôt que ne le prévoit la loi allemande en la matière («Kohleausstiegsgesetz», Gouvernement fédéral allemand, 2020). La dernière unité de production électrique au charbon est débranchée du réseau en France en 2022, en Italie en 2025 et en Autriche dès 2020.

L'énergie nucléaire sera supprimée en Allemagne, conformément aux dispositions légales, en 2022. En France, où l'énergie nucléaire est avec 63 GW de puissance installée une technologie de production électrique essentielle, les centrales nucléaires seront encore exploitées nettement plus longtemps. Pour les Perspectives énergétiques, conformément à la communication publique actuelle et aux programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) de 2020, on a supposé une réduction de la part de l'énergie nucléaire dans la production électrique d'environ 50% d'ici à 2035 et, pour la situation d'approvisionnement de la Suisse, une durée de vie conservatrice des centrales nucléaires de 50 ans a été fixée. Les premières mises hors service surviendront à la fin des années 2020 (réduction de 53 GW jusqu'en 2030), la majeure partie des centrales nucléaires étant déconnectées au cours des années 2030 (13 GW restant en 2040). Hormis la capacité résiduelle du réacteur à eau pressurisée actuellement encore en construction à Flamanville, toutes les centrales nucléaires françaises auront atteint le terme de leur durée d'exploitation d'ici à 2050 et elles ne seront plus exploitées dans le scénario ZÉRO. Eu égard aux importantes incertitudes entourant la construction de nouvelles centrales nucléaires, les capacités de telles centrales ne seront plus développées dans les pays voisins de la Suisse. C'est pourquoi le développement de l'énergie nucléaire, envisagé de manière assez restrictive dans les Perspectives énergétiques, reflète les incertitudes le concernant à l'avenir. Une production électrique plus importante des capacités nucléaires des pays voisins influencerait positivement les possibilités d'importation de la Suisse en hiver.

Les centrales qui reposent sur la biomasse⁵ ont des capacités assez réduites dans tous les pays voisins de la Suisse. Ces capacités présentent une légère tendance à la baisse, leur développement n'étant plus à l'ordre du jour en raison d'affectations concurrentes de la biomasse.

Les besoins en électricité augmentent aussi dans les pays voisins en raison de l'électrification croissante des besoins en énergie finale (p. ex. électromobilité, pompes à chaleur électriques) et du fait de la production en hausse d'hydrogène vert. De ce fait, fondamentalement, la charge de pointe augmente aussi. Comme pour la Suisse, on admet pour les pays étrangers que la consommation électrique sera de plus en plus flexible à l'avenir, notamment s'agissant des véhicules électriques, des pompes à chaleur et de l'électrolyse productrice d'hydrogène.

Les pays voisins développent les centrales à gaz flexibles afin de couvrir les charges de pointe (inflexibles). Les turbines à gaz, les centrales à gaz et à vapeur, également affectées à la production de chaleur en hiver, et les centrales à moteur à gaz font partie de ce programme. Ces installations, dont le nombre d'heures d'exploitation à pleine charge est limité, recèlent un important

⁵ Par biomasse, on entend la biomasse solide et le biogaz.

potentiel de production supplémentaire (p. ex. les années de faible production électrique renouvelable). Selon la situation du marché de l'électricité, ce potentiel supplémentaire peut aussi être exploité comme production flexible à l'étranger (notamment en Suisse).

Au total, en 2050, les systèmes électriques des pays voisins assurent une puissance gazière de 209 GW, dont 73 GW en Allemagne, 14 GW en Autriche, 63 GW en France et 59 GW en Italie. Pour l'heure, les gaz utilisés sont encore le gaz naturel et le biométhane, mais l'hydrogène neutre en termes de gaz à effet de serre joue un rôle croissant. De plus, tous les pays visés disposent de centrales hydroélectriques flexibles susceptibles de concourir à la couverture de la puissance requise. Mais à l'exception de l'Autriche, la part des centrales hydroélectriques flexibles dans la capacité globale est nettement plus faible qu'en Suisse.

Dans le système électrique européen, les accumulateurs contribuent également à la flexibilité et à la couverture des besoins. Les accumulateurs centralisés servent à couvrir les charges à court terme et peuvent fournir de l'énergie de réglage tant positive que négative. Les accumulateurs décentralisés combinés aux installations photovoltaïques lissent le profil d'affectation de ces dernières au fil de la journée et prolongent l'utilisation de l'électricité photovoltaïque jusqu'aux heures tardives. Les pays étrangers exploitent eux aussi cette combinaison du photovoltaïque et des accumulateurs décentralisés.

Ainsi, les pays étrangers se caractérisent par une structure de la production électrique nettement plus marquée par l'énergie éolienne que celle de la Suisse. Il en résulte au semestre d'hiver, en raison de la forte proportion de l'énergie éolienne dans la production hivernale, des potentiels d'importation à partir des pays étrangers européens. Par ailleurs, ces mêmes pays procèdent au développement de centrales à gaz flexibles qui, vu leur fonction de centrales d'appoint, sont peu sollicitées et disposent par conséquent d'un fort potentiel de production supplémentaire. Au demeurant, grâce à l'étroite intégration technique du réseau suisse dans un marché de l'électricité de plus de 2500 TWh à long terme (dans les pays voisins de la Suisse), respectivement de plus de 300 GW de puissance réglable, la seule taille du marché entourant la Suisse donne à notre pays de nombreuses possibilités d'importation.

5 Analyse détaillée du semestre d'hiver

5.1 Vue d'ensemble

Nous présentons ci-après, sur la base des résultats de la modélisation, la production électrique de la Suisse pour certaines années de référence. Ce faisant, nous nous intéressons particulièrement au semestre d'hiver et à la couverture des besoins en électricité durant cette période. Au point 5.1, nous détaillons le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durées de vie des centrales nucléaires de 50 et 60 ans. Puis, au point 5.2, nous considérons des semaines d'hiver à titre d'exemples. La fonction des centrales de pompage-turbinage est analysée au point 5.3, tandis que la fonction de la flexibilité de la consommation électrique fait l'objet du point 5.4. Le point 5.5 porte sur l'importance des interactions avec les pays étrangers. Enfin, au point 5.6, nous procédons à une comparaison avec les scénarios ZÉRO A et ZÉRO B.

La figure 14 présente la production électrique hebdomadaire, les besoins hebdomadaires en électricité par domaines d'affectation et, toujours sous l'angle hebdomadaire, les relations import-export de la Suisse avec ses partenaires électriques voisins sur l'année civile et dans la variante «50 ans» de durée de vie pour les centrales nucléaires. Les années de référence suivantes sont représentées:

- 2025: les centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt sont encore en activité.
- 2035: la sortie du nucléaire est réalisée et le solde importateur annuel total atteint environ 14 TWh.
- 2050: le bilan annuel équilibré est atteint, la production du semestre d'été étant prépondérante en raison du développement du photovoltaïque.

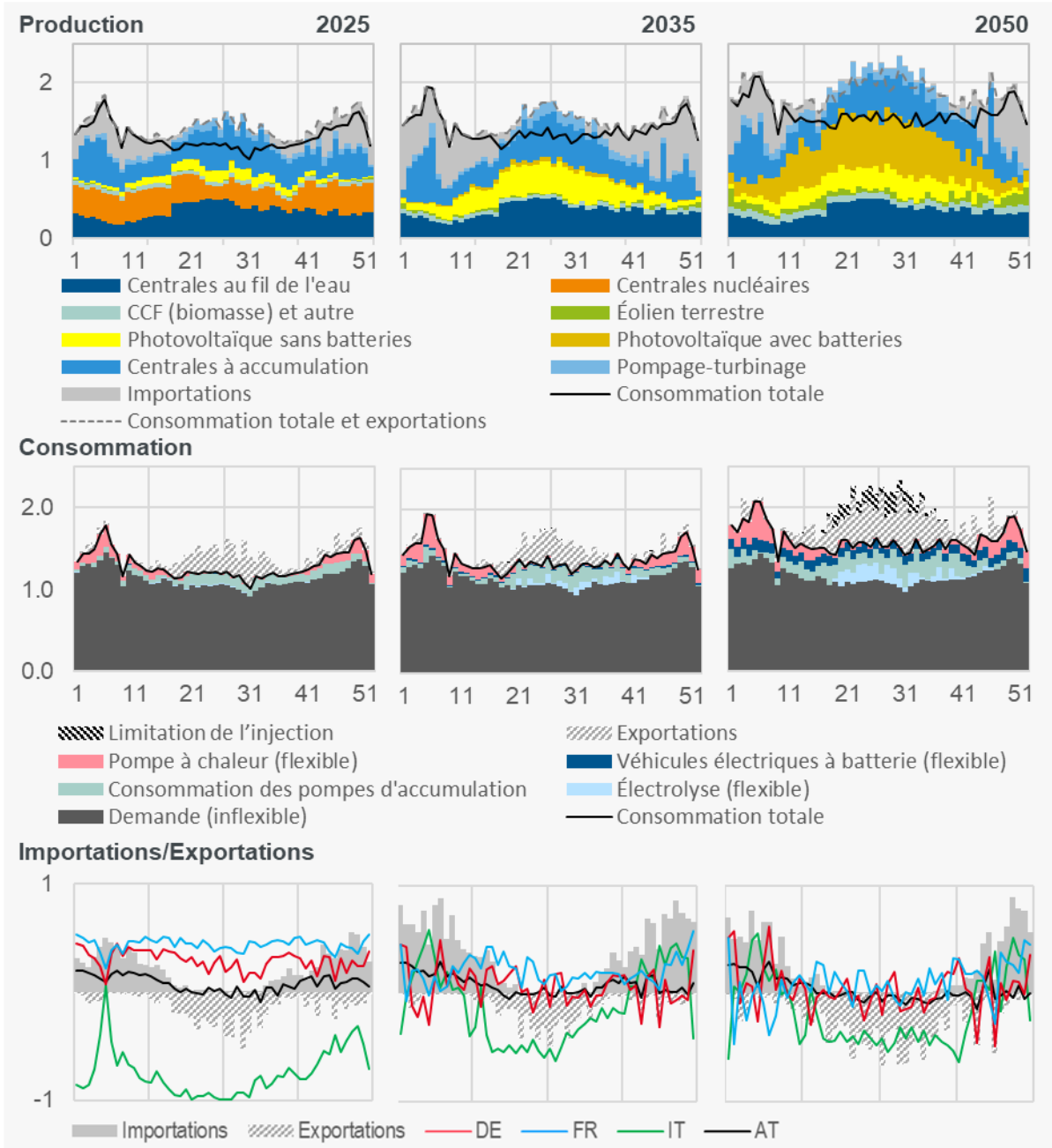
En 2025, la production électrique de la Suisse se caractérise encore largement par les centrales nucléaires et les centrales hydroélectriques, la production éolienne et photovoltaïque étant encore limitée. On distingue alors un phénomène typique déjà observable aujourd'hui: les importations d'électricité prédominent au semestre d'hiver, alors que les exportations de courant l'emportent au semestre d'été. La consommation électrique des pompes à chaleur et, surtout, de l'électromobilité est encore relativement modeste. À l'exception de certaines semaines, on assiste à un flux d'électricité du Nord vers le Sud, c'est-à-dire de l'Allemagne et de la France vers l'Italie en passant par la Suisse. Cette structure caractéristique des relations d'importation et d'exportation prévaut généralement d'ores et déjà en raison des prix élevés de l'électricité en Italie.

En 2035, en supposant l'abandon des centrales nucléaires après 50 ans d'exploitation, le système électrique de la Suisse se caractérise par une part déjà nettement plus importante d'énergie photovoltaïque et par des besoins en électricité accrus des pompes à chaleur. Les contributions des véhicules électriques (flexibles) sont encore faibles. C'est pourquoi le poids de la consommation électrique hivernale tend à s'accroître. Il est aussi frappant de constater le changement qui survient dans le profil de production des centrales à accumulation, dont la production électrique hebdomadaire est davantage influencée par la production électrique issue des nouvelles énergies renouvelables. Par exemple, les centrales à accumulation sont davantage sollicitées certaines semaines en début et en fin d'année (cf. point 5.3). Les structures d'importation et

d'exportation présentent une variabilité beaucoup plus prononcée qu'en 2025. En général, les importations au semestre d'hiver proviennent de France (dont la part d'énergie nucléaire est alors encore importante) et d'Italie, pour une part aussi d'Allemagne. Durant l'été, le sens des flux d'électricité va clairement du Nord au Sud. Pendant la période estivale, la Suisse est normalement une exportatrice nette.

Figure 14: Suisse, 2025, 2035 et 2050, perspective hebdomadaire

Production, consommation et solde importateur hebdomadaires, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans, en TWh



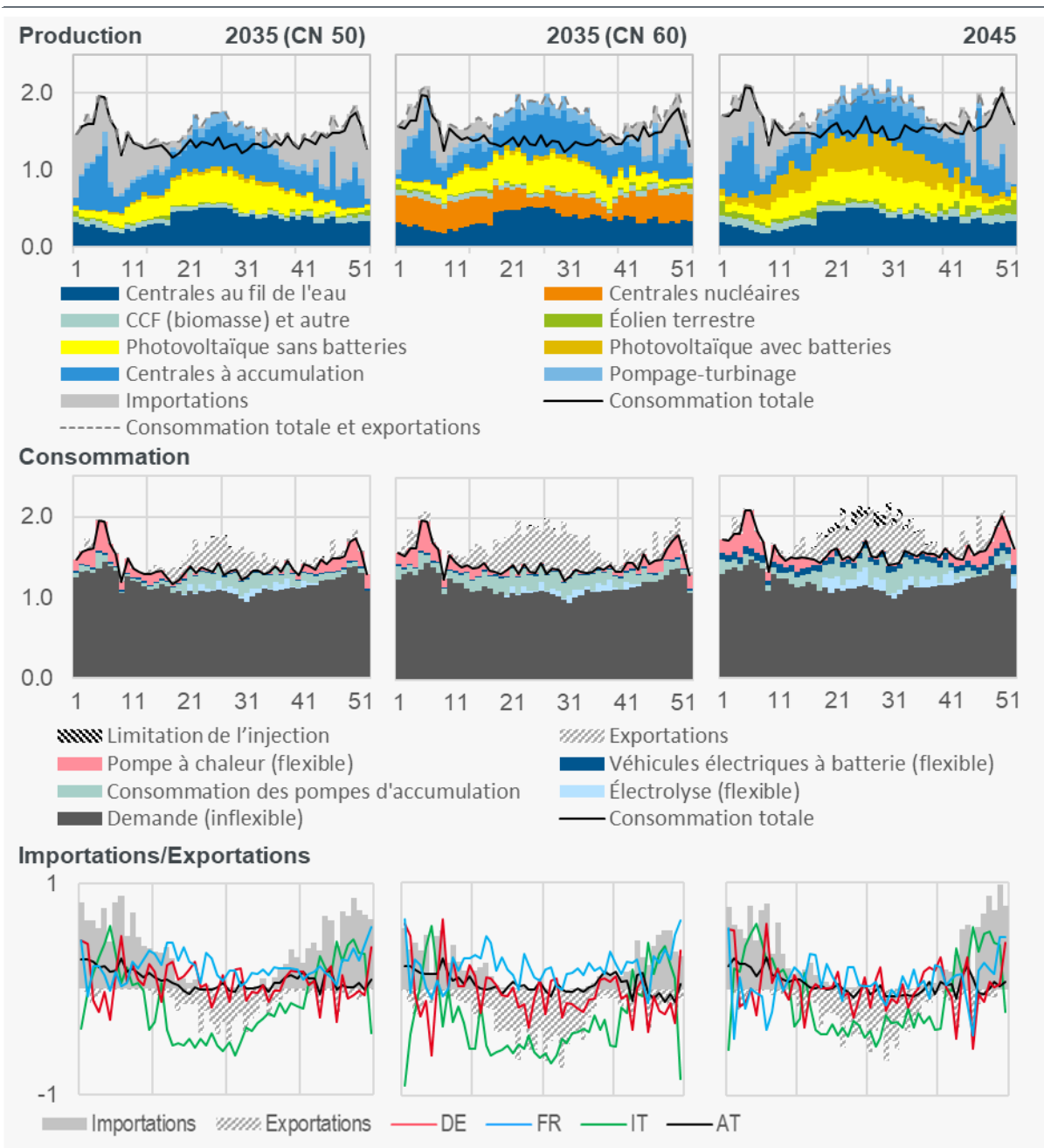
En 2050, les tendances observées jusqu'en 2035 se renforcent. Outre les pompes à chaleur, les véhicules électriques flexibles sont toujours plus nombreux dans le système. Les exportations de l'été sont en hausse grâce à la forte proportion de production électrique photovoltaïque. Les structures d'importation et d'exportation sont encore plus marquées par la production d'électricité renouvelable en raison de la baisse de la production nucléaire en France et de la réduction des autres formes de production conventionnelles. De janvier à mars, les importations en provenance d'Allemagne et d'Italie ont surtout de l'importance, tandis que celles provenant de France dominent en fin d'année. Il apparaît en outre que la consommation d'électricité destinée à l'électrolyse productrice d'hydrogène survient surtout durant les périodes de forte production électrique photovoltaïque. Tel est aussi le cas de la consommation et de la production électrique des centrales de pompage-turbinage.

En 2050, on dénombre environ 4050 heures d'importation nette, dont près de 3200 surviennent en hiver. Le nombre d'heures d'importation est donc d'un ordre comparable avec celui de 2019 (4090 heures d'importation nette, dont près de 2860 au semestre d'hiver). En 2035, selon le scénario ZÉRO base et en supposant une durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans, on prévoit quelque 5500 heures d'importation nette, dont 3800 en hiver.

La figure 15 compare la situation de production et d'importation selon le scénario ZÉRO base dans une perspective hebdomadaire, en distinguant les variantes «50 ans» et «60 ans» d'exploitation des centrales nucléaires pour 2035. La production nucléaire supplémentaire de la variante «60 ans» d'exploitation permet de réduire les importations hivernales par rapport à la variante «50 ans» d'exploitation. Elle induit aussi de plus fortes exportations en été. Outre une plus forte production nucléaire, cet excédent d'exportation s'explique aussi par l'accroissement de la production des centrales de pompage-turbinage. La figure 15 illustre en outre la situation en 2045, où la production nucléaire a disparu même dans la variante «60 ans» d'exploitation des centrales nucléaires. Les importations sont nettes en hiver. Cependant, grâce à la production accrue d'électricité renouvelable, leur niveau est sensiblement inférieur à celui de 2035 avec une durée de vie des centrales nucléaires limitée à 50 ans.

Figure 15: Suisse, 2035: centrales nucléaires jusqu'à 50 et 60 ans; 2045: perspective hebdomadaire

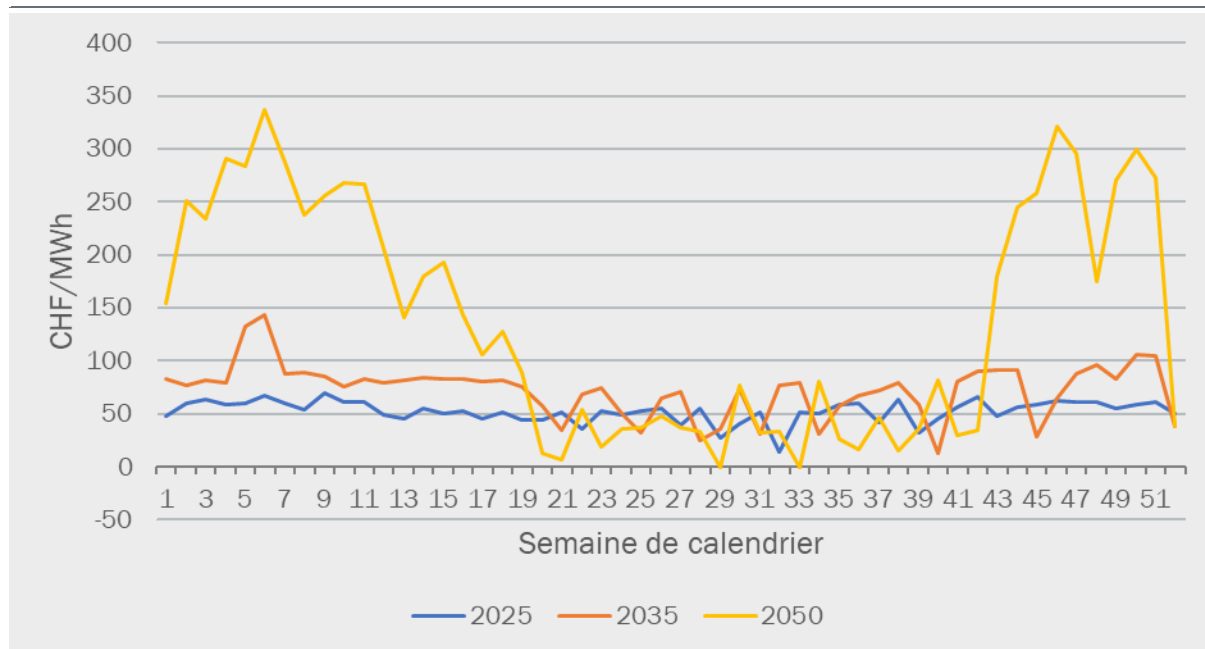
Production, consommation et solde importateur hebdomadaires en TWh. Scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 et 60 ans en 2035; les deux variantes de longévité des centrales nucléaires sont identiques en 2045.



En 2050, la structure des prix de gros de l'électricité présente avant tout une augmentation marquée des prix de l'électricité en hiver. Durant cette période, il arrive que les prix soient nettement supérieurs à 100 CHF / MWh. Il faut en chercher la raison dans les centrales à gaz étrangères, qui fixent les prix et doivent être alimentées en 2050 en hydrogène neutre en termes climatiques ou en biogaz, resp. en biométhane. Il s'agit là d'agents énergétiques très coûteux. En 2035, l'augmentation des prix en hiver est aussi perceptible par rapport à 2025. Ce niveau supérieur de prix est dû à la hausse des prix du CO₂ pour les centrales à gaz étrangères. On se référera au point 5.5 pour comparer les prix à l'exportation et à l'importation. Durant les semaines d'été, le niveau des prix de l'électricité est plus bas en 2050 qu'en 2025 grâce à l'injection de quantités accrues de courant photovoltaïque moins coûteux.

Figure 16: Moyennes hebdomadaires des prix de gros de l'électricité

Représentation pour le scénario ZÉRO base, exploitation des centrales nucléaires limitée à 50 ans



Présentation propre

© Prognosis SA 2020

5.2 Analyse de semaines d'hiver prises comme exemples

La figure 17 montre la production d'électricité, les besoins en électricité par domaines d'affectation et les quantités importées ou exportées entre la Suisse et ses partenaires électriques voisins au niveau horaire au cours d'une semaine d'hiver de début février choisie à titre d'exemple, la durée de vie des centrales nucléaires étant limitée à 50 ans. Comme dans la figure précédente, la situation des années 2025, 2035 et 2050 est de nouveau illustrée. Cette approche permet de se concentrer davantage sur certains jours et heures. En raison du recours à une année météoro-

logique spécifique pour modéliser les composantes du système électrique sensibles aux conditions météorologiques⁶, la semaine représentée se caractérise par des températures très basses et une faible production d'électricité renouvelable en début de période.

S'agissant de la production hydroélectrique, un profil journalier clair apparaît en 2025, avec des pointes de production aux heures creuses (caractérisées par une consommation électrique relativement élevée et une production électrique renouvelable faible). La Suisse importe surtout aux heures nocturnes, les pays étrangers disposant alors encore d'importantes parts de production électrique conventionnelle (notamment l'énergie nucléaire, le charbon et le gaz naturel).

Les pointes de consommation de la semaine présentée augmentent nettement jusqu'en 2035, notamment en raison de la consommation croissante des pompes à chaleur. On distingue aussi déjà la possibilité de décaler cette consommation vers des périodes à plus forte production d'électricité renouvelable, notamment au début de la semaine présentée. En l'occurrence, la consommation des centrales de pompage-turbinage joue aussi un rôle durant cette période et se décale aussi vers ces périodes. En raison de la basse production domestique et des prix élevés de l'électricité, les centrales hydroélectriques produisent de manière relativement constante (les réservoirs étant encore assez bien remplis à concurrence de 25-30%, cf. point 5.3). Une partie des besoins domestiques peut être ainsi couverte, mais la Suisse est une importatrice nette d'électricité pendant toute la période présentée.

Si les pointes de consommation augmentent jusqu'en 2050, la flexibilité de la consommation électrique s'accroît aussi. On l'observe surtout dans le transfert de la consommation électrique des véhicules électriques vers les périodes de forte production électrique renouvelable au début de la période représentée. Tout comme en 2035, la production d'électricité provenant des centrales hydroélectriques est constamment élevée. Mais contrairement à 2035, le bilan import-export est plus ou moins équilibré vers la fin de la semaine (lorsque la production renouvelable est plus faible à l'étranger, cf. point 5.5). Cet équilibre est rendu possible par le gain de flexibilité du côté de la consommation, les suppléments de production électrique d'origine éolienne et photovoltaïque et la flexibilité de la force hydraulique, qui est d'ores et déjà largement acquise.

La figure 18 compare les deux variantes «50 ans» et «60 ans» d'exploitation des centrales nucléaires d'une semaine d'hiver de 2035 prise pour exemple. L'excédent de production nucléaire de la variante «60 ans» permet un net supplément de production électrique. De ce fait, les importations nécessaires dans la variante «60 ans» sont faibles par rapport à celles de la variante «50 ans». Cette figure présente en outre la situation en 2045, après l'abandon de la production électrique nucléaire également dans la variante «60 ans».

La figure 19 montre encore une fois le même exemple de semaine, mais seulement pour 2050. Cette présentation fait apparaître encore plus clairement qu'une large part des importations provient de France et d'Italie au début de la période. En l'occurrence, en raison de son rattachement à l'Europe occidentale et à l'Europe méridionale, la Suisse profite des conditions de vent différentes dans ces régions (cf. point 5.5). Dans ce contexte, il faut noter que cette situation dépend principalement des conditions de production électrique renouvelable en Europe et qu'elle pourrait être très différente une autre semaine (cf. figure 38 à figure 40 dans l'annexe). Par exemple,

⁶ Dans les scénarios des Perspectives énergétiques, on a utilisé pour la structure horaire de la consommation, de la production électrique renouvelable et de la production hydroélectrique, sur toute la période d'observation, les conditions météorologiques et hydrologiques de l'année météorologique 2012. En raison des conditions météorologiques qui prévalaient en Europe centrale, l'année météorologique 2012 se caractérise par un mois de février particulièrement froid.

pendant une semaine de janvier, la Suisse importe généralement de l'électricité d'Allemagne (figure 35).

Figure 17: Suisse, 2025, 2035, 2050, semaine de février

Production, consommation et solde importateur, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans, en GWh

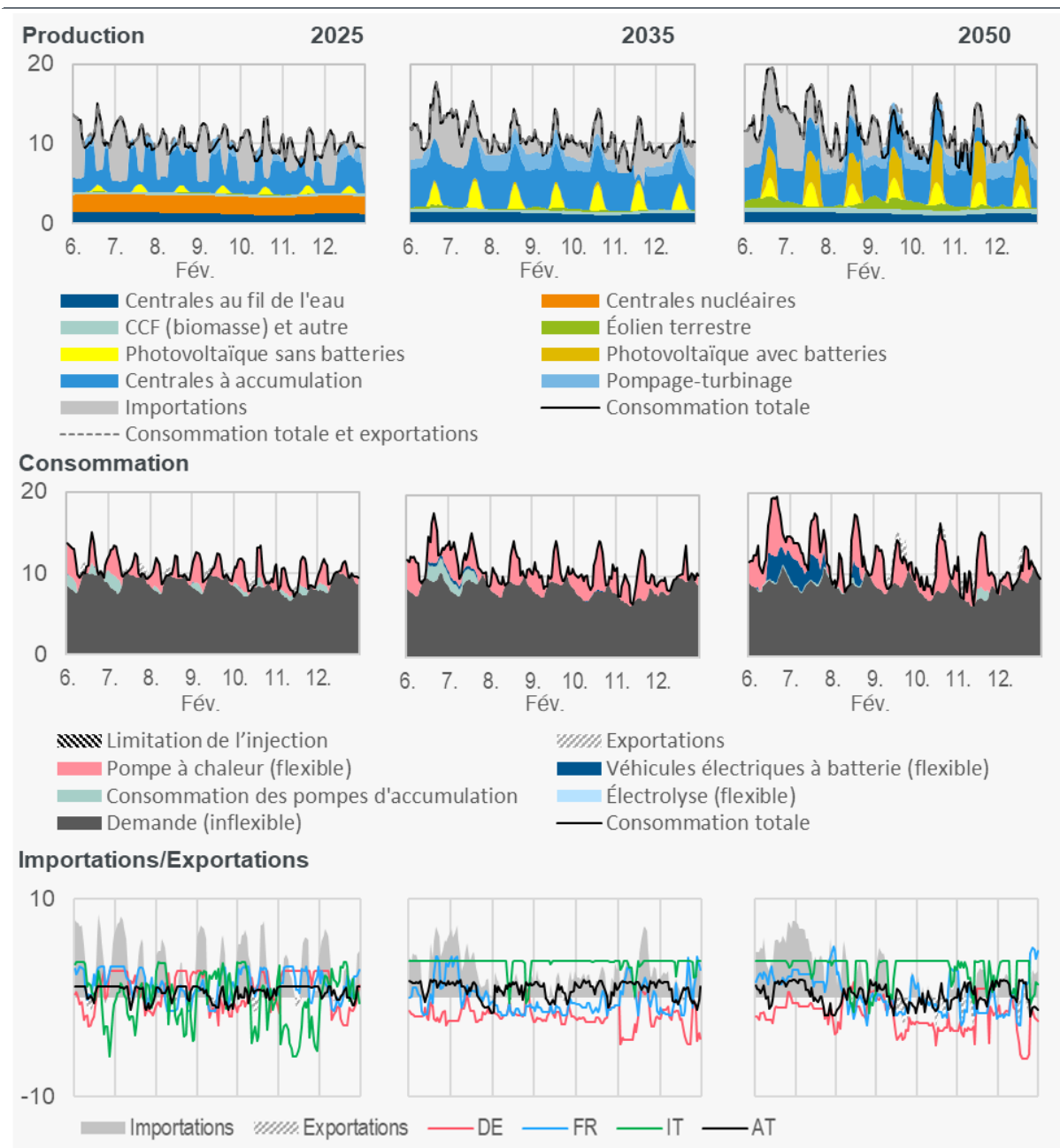


Figure 18: Suisse, 2035, 2045, semaine de février

Production, consommation et solde importateur en GWh/h. Scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 et 60 ans en 2035; les deux variantes de longévité des centrales nucléaires sont identiques en 2045.

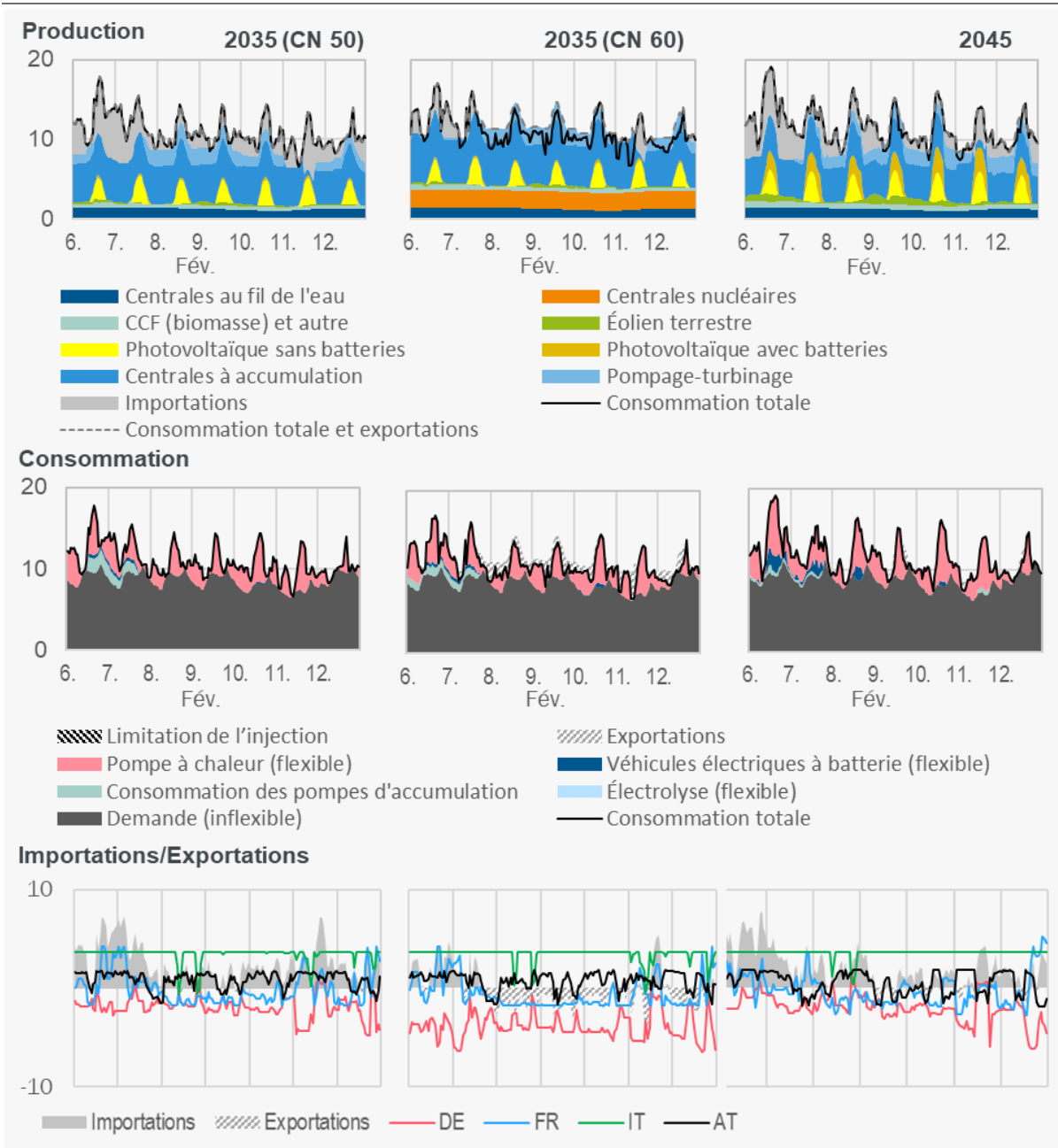
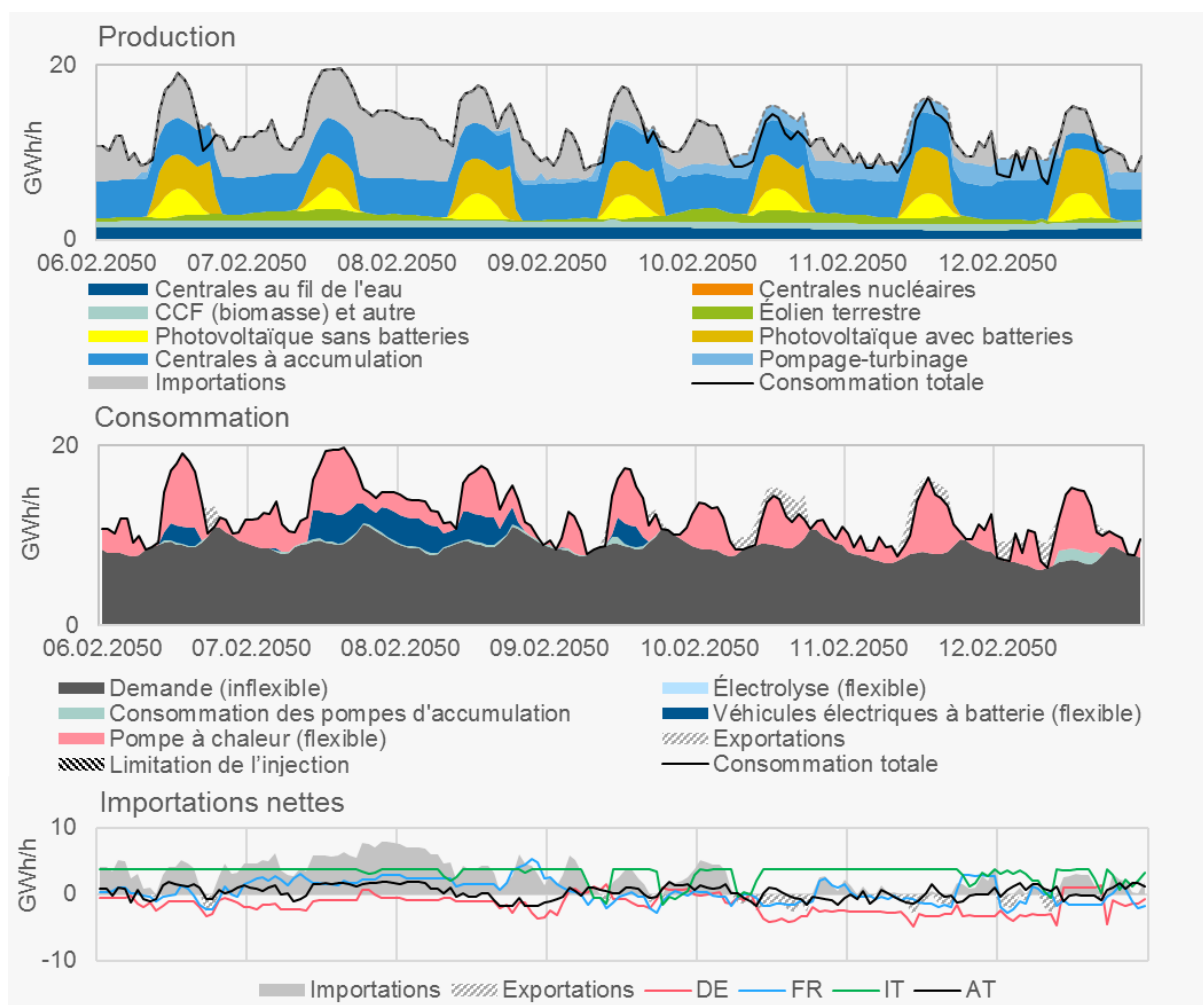


Figure 19: Suisse, semaine de février 2050

Production, consommation et solde importateur. Scénario ZÉRO base, variante ER, «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 et de 60 ans.



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

La future fonction du système électrique de la Suisse au semestre d'hiver ne montre qu'un extrait de la dialectique entre la production renouvelable et la production flexible sur le territoire national et les relations import-export. En raison des fortes parts du photovoltaïque dans la future production électrique, la structure de production horaire du semestre d'été se distingue nettement de celle du semestre d'hiver. La figure 20 présente donc un exemple de semaine du semestre d'été qui caractérise bien la situation de la production en cette période.

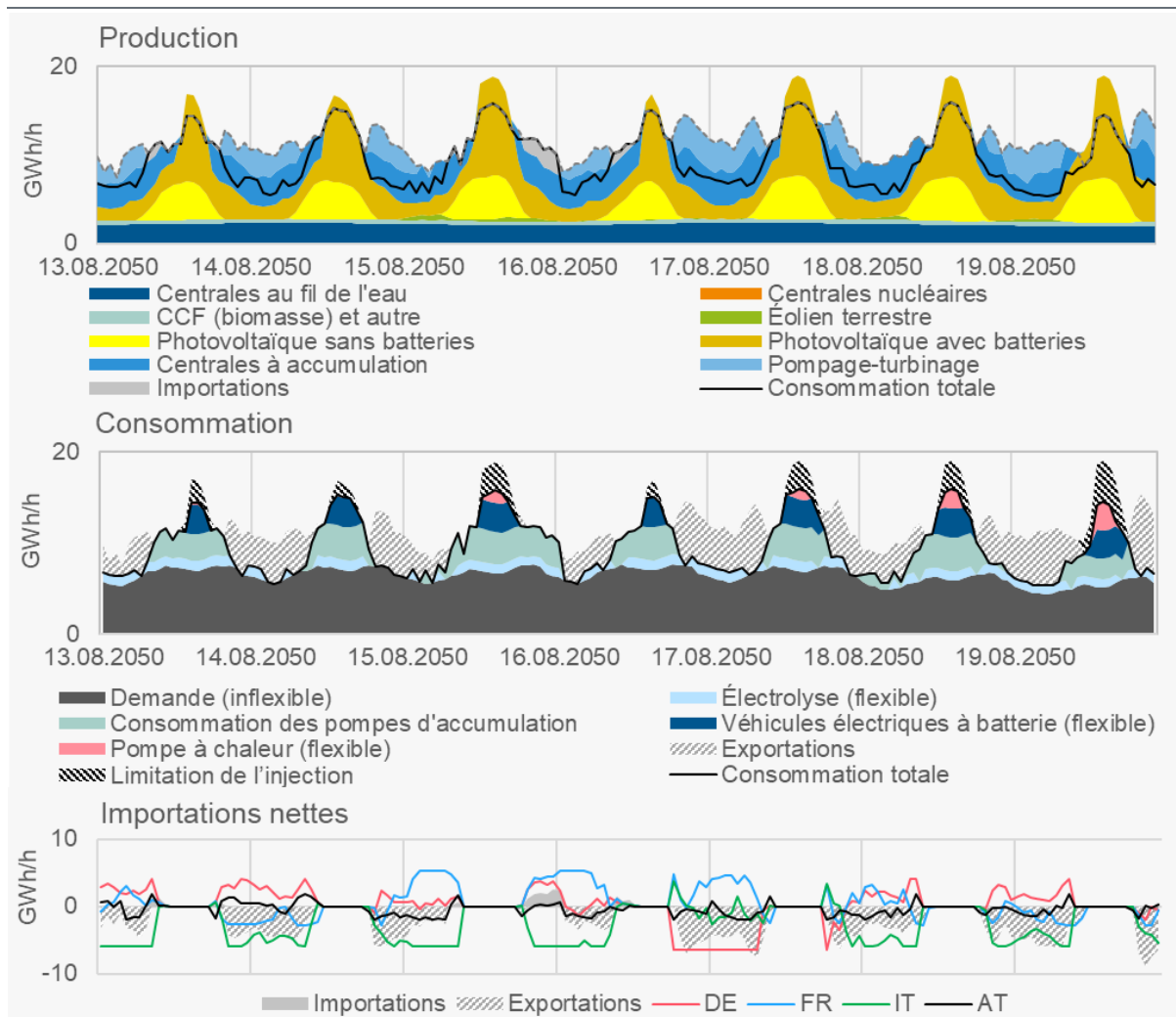
La semaine représentée fait apparaître de fortes pointes de production photovoltaïque. La production des centrales de pompage-turbinage s'adapte à cette structure de production et coïncide surtout avec les heures creuses de la journée et les heures nocturnes (en raison des prix élevés

de l'électricité durant ces créneaux). Durant ces périodes, la Suisse est exportatrice d'énergie électrique. Dans ce contexte, une part importante de la production photovoltaïque est stockée durant la journée dans les centrales de pompage-turbinage pour être de nouveau produite durant la nuit. Les consommateurs flexibles comme les véhicules électriques, les pompes à chaleur à eau chaude et les électrolyseurs reportent leurs besoins sur les périodes de forte production renouvelable et de bas prix de l'électricité que représentent les périodes de forte production photovoltaïque. Ainsi, une large part de la production photovoltaïque peut être intégrée. Mais les pointes de production aux heures de midi, comprises entre 4 et 5 GW environ, doivent être exclues de l'injection.

Ainsi, pendant la période estivale, la Suisse est-elle en mesure de couvrir sans faille les besoins nationaux tout en ménageant pendant la nuit une flexibilité importante (et relativement bon marché) pour l'étranger. Cette prestation, déployée surtout durant les périodes de faible production éolienne à l'étranger, permet aux pays étrangers d'économiser l'utilisation de centrales à gaz d'appoint relativement onéreuses (cf. figure 20).

Figure 20: Suisse, semaine d'août 2050

Production, consommation et solde importateur ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 et de 60 ans.



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

5.3 Fonction des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage

La présente section étudie de manière détaillée la fonction des centrales à accumulation et des centrales de pompage-turbinage de la Suisse dans le futur système électrique.

En 2050, il apparaît que la production électrique des centrales à accumulation est nettement plus importante en début et en fin d'année que le reste de l'année. En raison des températures basses et de la production électrique renouvelable relativement faible, c'est-à-dire des prix élevés de l'électricité, les premières semaines de l'année (de la mi-janvier à la mi-février) de même que certaines semaines de novembre et de décembre constituent des périodes intéressantes pour

recourir aux centrales à accumulation. En outre, le niveau de remplissage des réservoirs est encore assez important en début et en fin d'année civile. Durant ces périodes, la pointe de production électrique est d'environ 0,8 TWh par semaine (cf. figure 21). Au premier trimestre, le niveau des lacs d'accumulation baisse d'environ 50% à environ 10%.

Les centrales à accumulation contribuent donc à couvrir la consommation électrique en hiver lorsque l'injection de courant photovoltaïque est faible. Dès que les niveaux de remplissage des réservoirs s'approchent de leur minimum, l'exploitation de ces centrales devient plus restrictive: leur production se limite alors aux périodes où les prix de l'électricité sont élevés, c'est-à-dire surtout à la fin du semestre d'hiver. Les réservoirs ne se remplissent de nouveau que durant le semestre d'été (cf. figure 21). S'agissant des grandes centrales à accumulation d'altitude, dont le régime d'écoulement est alpin, ce remplissage est surtout lié à la fonte des neiges, qui permet une nouvelle accumulation d'importantes quantités d'eau. Parallèlement, au début du semestre d'été, la production photovoltaïque augmente et la demande de chauffage diminue. Pendant l'été, une partie de l'eau de ruissellement sert à produire, tandis que le reste remplit de nouveau les réservoirs en prévision du semestre d'hiver. Au semestre d'été, la production électrique des centrales à accumulation est surtout nocturne, lorsque la production photovoltaïque fait défaut (cf. point 5.2).

Figure 21: Production électrique des centrales à accumulation suisses

Représentation pour le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans

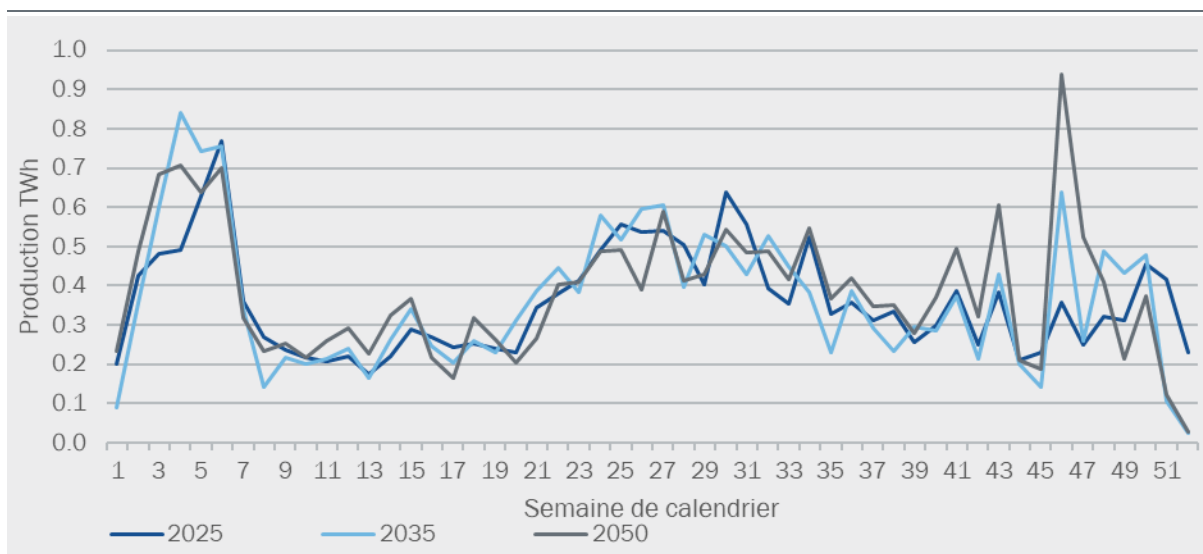
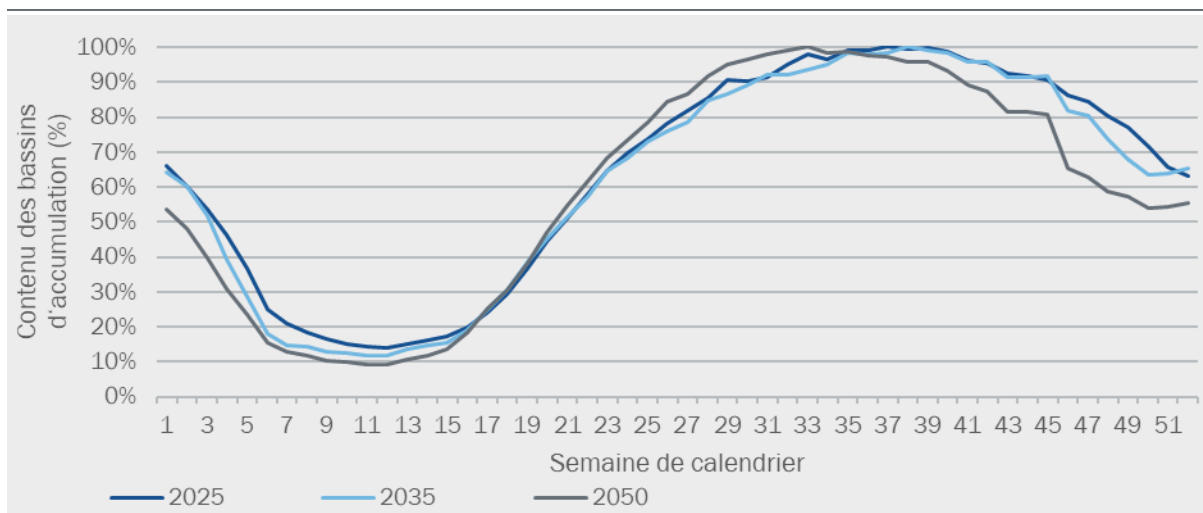


Figure 22: Niveaux de remplissage des centrales à accumulation suisses

Présentation pour le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



Présentation propre

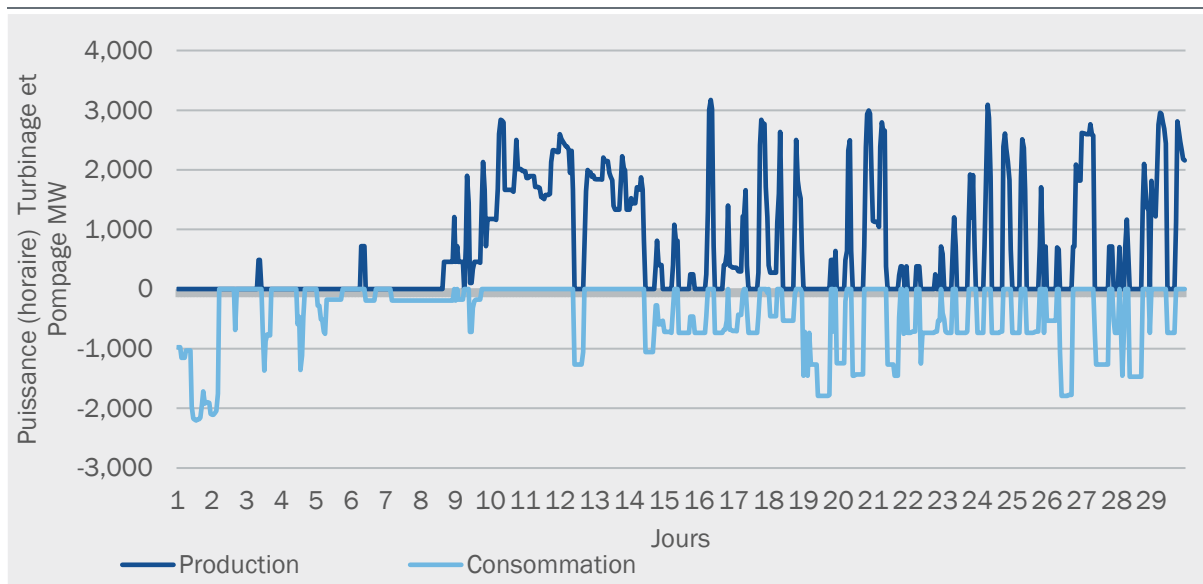
© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

L'exploitation des centrales de pompage-turbinage varie dans le scénario ZÉRO en fonction de la saison et de la répartition de la production et de la consommation d'électricité. Durant l'été en particulier, les modélisations font apparaître en 2035 et en 2050 que les pompes travaillent de jour, pendant que la production électrique photovoltaïque est élevée. Les centrales de pompage-turbinage produisent de l'électricité durant la nuit et aux heures creuses de la journée, générant ainsi notamment de la flexibilité pour assurer l'équilibre jour-nuit (cf. figure 23). En 2035, au cours d'un mois d'été moyen, la quantité d'énergie électrique provenant (en majeure partie) de la production photovoltaïque différée durant la journée vers les heures creuses et nocturnes totalise quelque 0,7 TWh. À l'horizon 2050, cette quantité différée du jour vers la nuit atteint environ 1,3 TWh par mois. À titre de comparaison, la production électrique photovoltaïque de l'ensemble du semestre d'été 2050 est de quelque 23 TWh. En d'autres termes, les centrales de pompage-turbinage peuvent intégrer un tiers environ de la production électrique d'origine photovoltaïque pour en flexibiliser sa mise à disposition. Ces opérations de pompage et de turbinage sont cause d'environ 20% de pertes de stockage.

A long terme, les stocks constitués par pompage seront globalement moins utilisés durant les semaines d'hiver, mais leur utilisation s'étalera sur de plus longues périodes (figure 23). Au semestre d'hiver, le recours aux centrales de pompage-turbinage dépendra davantage de la production éolienne (surtout dans les autres pays européens). La production et la consommation des centrales de pompage-turbinage au semestre d'hiver s'adapteront donc: selon la situation, la production ou le pompage pourront être interrompus ou au contraire maintenus sans discontinuer durant plusieurs jours. La production et le pompage des centrales ne dépendent pas que des prix de l'électricité: les limites de contenance des lacs supérieurs et inférieurs constituent des contraintes. Un volume de stockage limité par rapport à la puissance installée des turbines et des pompes permet surtout de flexibiliser les opérations entre le jour et la nuit. Quant aux centrales dotées de grands volumes de stockage relativement à leur puissance, elles fournissent de la flexibilité également au semestre d'hiver et sur des périodes prolongées.

Figure 23: Production et consommation des centrales de pompage-turbinage suisses

Présentation du mois de février 2050 dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans

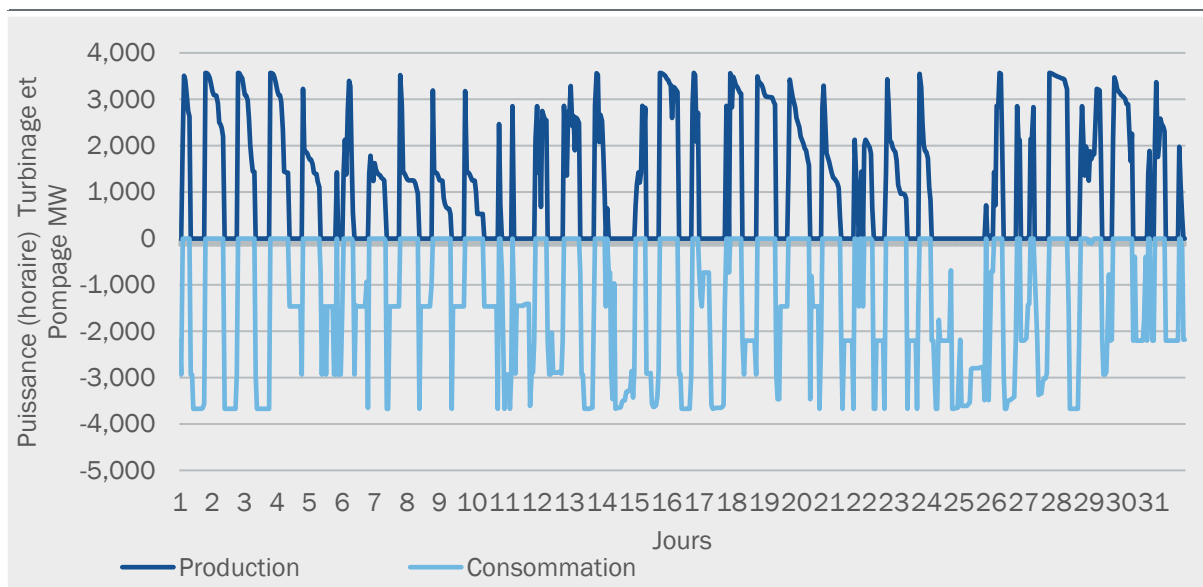


Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Figure 24: Production et consommation des centrales de pompage-turbinage suisses

Présentation du mois d'août 2050 pour le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

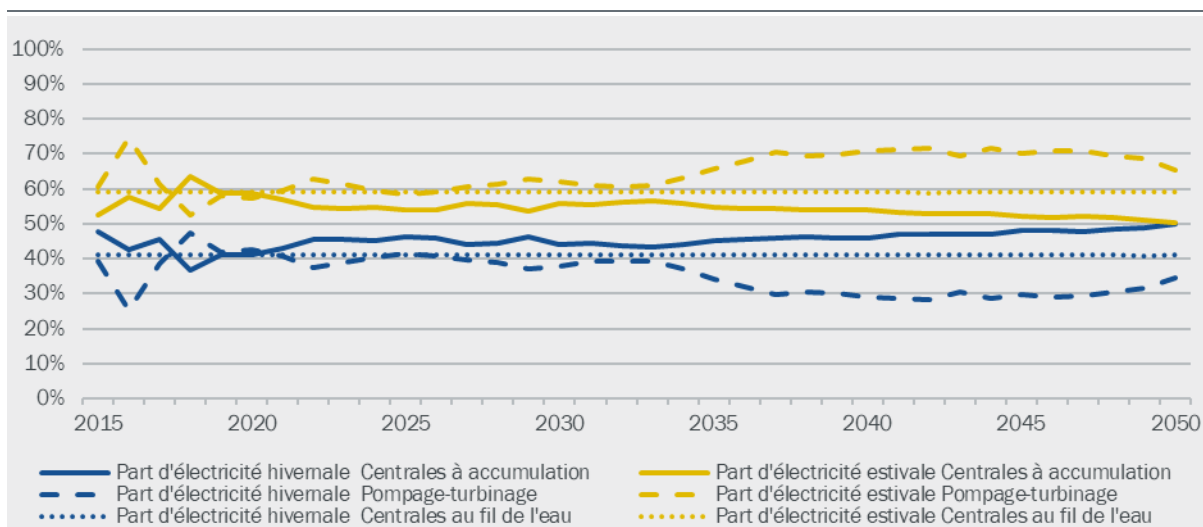
Actuellement, la production électrique des centrales à accumulation suisses se répartit à peu près pour moitié sur le semestre d'été et pour moitié sur le semestre d'hiver (selon les conditions hydrologiques et les conditions du marché de l'électricité). En 2025 et en 2035, dans le scénario

ZÉRO base, «bilan annuel équilibré en 2050», la production électrique au semestre d'été est légèrement supérieure, avec 53%, à celle du semestre d'hiver. Ensuite, en 2050, la production du semestre d'hiver dépasse de justesse celle du semestre d'été. Les perspectives permettent donc d'envisager une part de production légèrement supérieure au semestre d'hiver, ce qui signifie que les centrales à accumulation fourniraient davantage de flexibilité saisonnière. Au total, presque 2,5 TWh de plus qu'en 2020 seraient produits au semestre d'hiver 2050, la production au semestre d'été en 2050 étant toutefois de presque 0,7 TWh plus faible que celle de 2020.

S'agissant des centrales de pompage-turbinage, la part de la production estivale (60%) est constamment supérieure à la part de la production hivernale (40%) jusqu'en 2035. À partir de 2035, l'écart s'accroît pour atteindre 70% de production au semestre d'été et 30% au semestre d'hiver en 2050. Lorsqu'en 2035 la production électrique photovoltaïque augmentera nettement plus fortement, les centrales de pompage-turbinage seront davantage sollicitées pour assurer la flexibilité jour-nuit, puisque des différences de prix sensiblement plus intéressantes apparaîtront au semestre d'été pour en justifier l'exploitation. C'est pourquoi la part de production estivale des centrales de pompage-turbinage croît automatiquement en parallèle avec le développement des installations photovoltaïques (figure 25).

Figure 25: Évolution des parts estivale et hivernale de la production hydroélectrique

Part de la production d'électricité au semestre d'été et au semestre d'hiver jusqu'en 2050, en pour-cent. Présentation pour le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

5.4 Fonction de la flexibilité de la consommation électrique

Nous examinons ci-après la fonction des consommateurs flexibles dans le futur système électrique. Dans les modélisations des Perspectives énergétiques, il s'agit des véhicules électriques, des pompes à chaleur, des accumulateurs domestiques et des électrolyseurs producteurs d'hydrogène, outre les centrales de pompage-turbinage thématiques au point précédent.

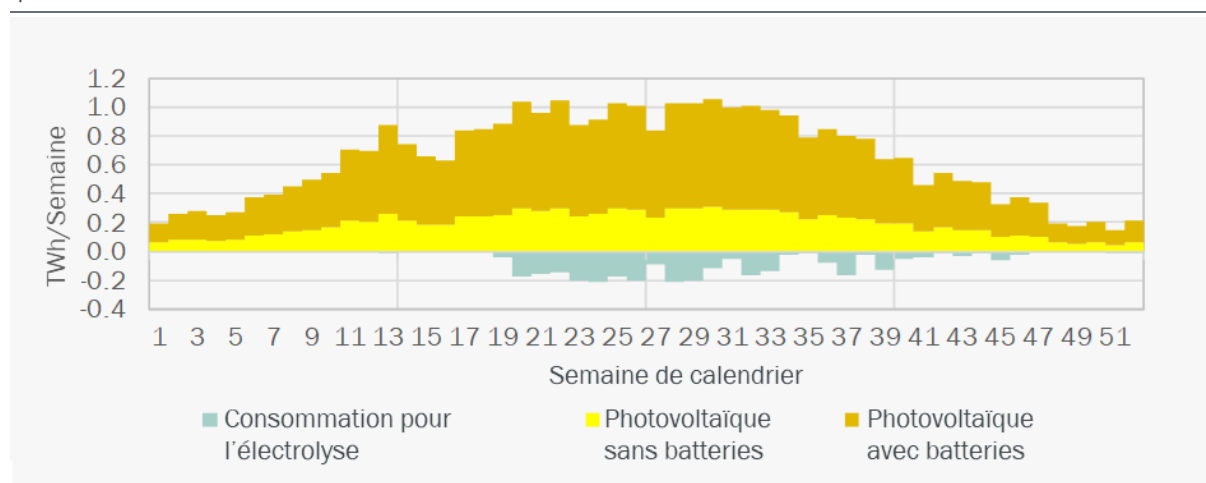
Contrairement à ce qui prévaut pour les centrales de pompage-turbinage, la fonction de la flexibilité du côté de la demande consiste dans le report des besoins en électricité de plusieurs heures à plusieurs jours (dans le cas des véhicules électriques). De tels reports permettent notamment d'atténuer sensiblement les charges de pointe au semestre d'hiver (lorsque la production renouvelable est faible) tout en intégrant plus largement la production renouvelable d'électricité en Suisse et à l'étranger. Toutefois, il n'est pas prioritaire de mettre à disposition une flexibilité saisonnière. En outre, une réinjection à partir de la batterie des véhicules électriques («vehicle-to-grid») n'a pas été retenue dans les hypothèses.

La consommation électrique des électrolyseurs producteurs d'hydrogène, susceptibles de fournir de la flexibilité saisonnière au-delà du système électrique, constitue une exception, car elle peut survenir durant les mois d'été, lorsque la production d'électricité est importante en Suisse, alors que l'hydrogène peut être utilisé toute l'année, donc également durant les mois d'hiver. Pendant l'hiver, les besoins nationaux en hydrogène sont principalement couverts par des importations, via des réseaux gaziers réaffectés. Ainsi la charge du système électrique est-elle réduite au semestre d'hiver et une production électrique renouvelable supplémentaire peut être intégrée au semestre d'été. En 2050, la consommation électrique des électrolyseurs, dont la puissance totale est de quelque 1,5 GW, est d'environ 3 TWh. Il est en principe possible d'intégrer le supplément d'énergies renouvelables en Suisse et dans les autres pays européens.

La figure 26 compare la consommation hebdomadaire des électrolyseurs sur l'ensemble de l'année à la production d'électricité des installations photovoltaïques.

Figure 26: Structure de la consommation électrique liée à la production d'hydrogène

Comparaison de la consommation d'électricité destinée à la production d'hydrogène et de la production d'électricité photovoltaïque en 2050 dans le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh par semaine



5.5 Fonction des interactions avec les pays étrangers

À l'instar de ce qui prévaut d'ores et déjà, les interactions avec les autres pays européens revêtiront à l'avenir une grande importance pour le système électrique de la Suisse. Grâce à la grande flexibilité de sa production électrique et, selon les perspectives, de sa consommation électrique, la Suisse pourra s'adapter aux conditions qui prévaudront dans les pays étrangers et leur proposer de la flexibilité. Les flux commerciaux de la Suisse se caractériseront à l'avenir principalement par l'importation d'électricité durant les périodes de forte production électrique renouvelable et par l'exportation d'électricité lorsque la production renouvelable d'électricité sera faible à l'étranger. Dans ce contexte, il faut considérer que la Suisse est techniquement bien raccordée au réseau étranger et qu'elle est intégrée dans un vaste marché dont le volume de production annuel atteindra à long terme 2500 TWh (dans les pays voisins).

La figure 27 illustre les productions électriques hebdomadaires de trois pays voisins de la Suisse pour les années de référence 2025, 2035 et 2050 en les comparant à la production suisse.

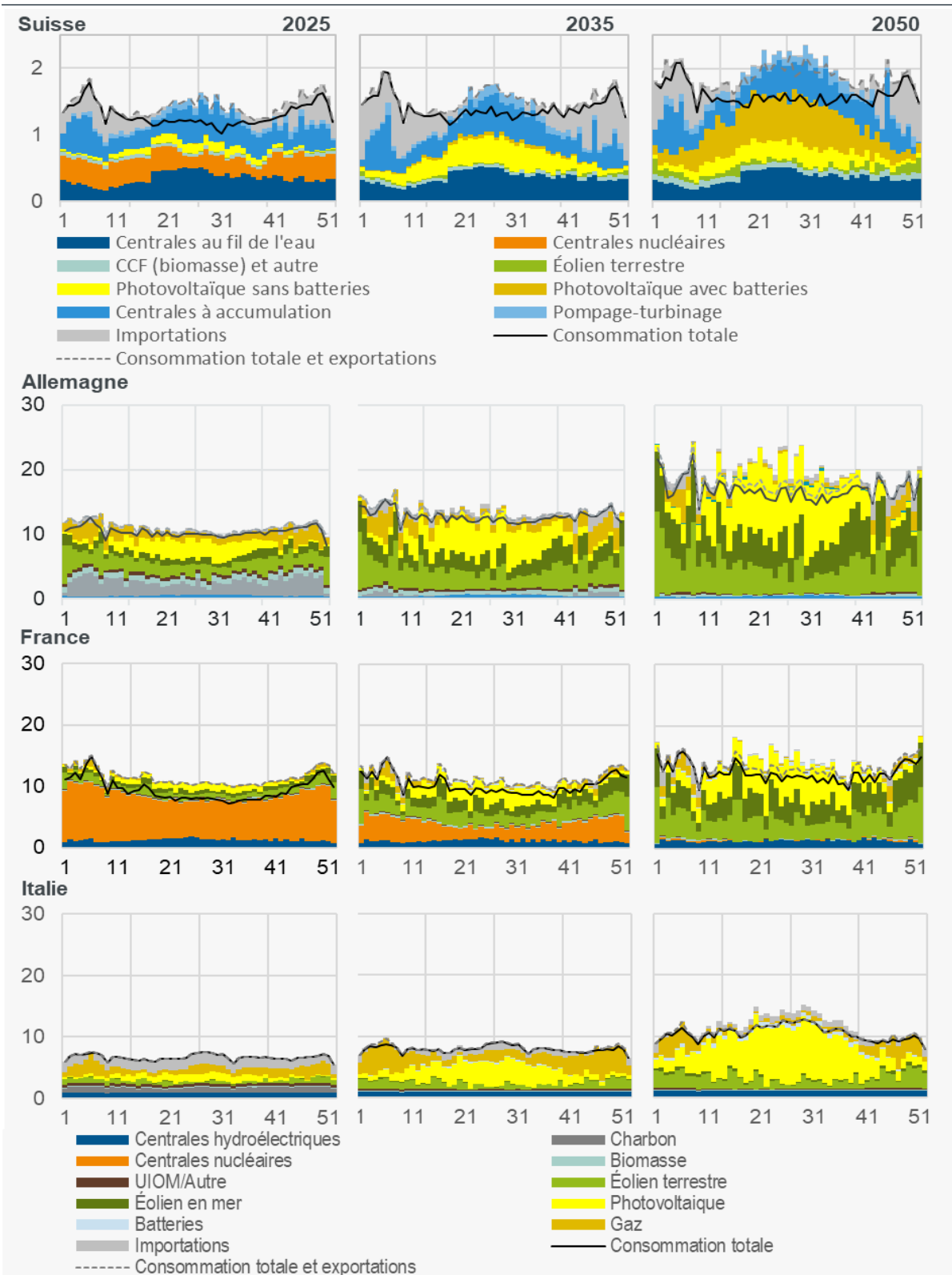
Alors que les structures de production de l'Allemagne et de la France se caractériseront à l'avenir par une combinaison d'énergie éolienne et de photovoltaïque, la production électrique de l'Italie reposera principalement sur le photovoltaïque en raison des forts potentiels de l'énergie solaire. En conséquence, dans les structures de production de l'Allemagne et de la France, l'énergie éolienne est fortement pondérée durant les mois d'hiver. Les importations d'électricité et la production électrique provenant de centrales à gaz flexibles (qui pourraient être alimentées à l'hydrogène dans le futur) couvrent les besoins en électricité de ces deux pays durant les semaines de faible vent. Le photovoltaïque revendique de fortes parts de production en Italie, où les centrales hydroélectriques flexibles ont moins de poids qu'en Suisse. C'est pourquoi les centrales à gaz flexibles, en particulier, sont plus fortement sollicitées au semestre d'hiver qu'en été pour couvrir les besoins en électricité du pays.

La figure visée montre comment les centrales hydroélectriques flexibles de la Suisse s'adaptent aux changements de la situation d'approvisionnement en 2035 et en 2050. Pendant les deux premières semaines du calendrier, l'offre d'énergie éolienne, surtout en provenance d'Allemagne, est importante (les prix de l'électricité sont en conséquence bas). C'est pourquoi la production hydroélectrique de la Suisse est alors faible. Les semaines suivantes, jusqu'en février, se caractérisent par contre par la relative faiblesse de l'offre d'électricité éolienne dans les pays voisins. De ce fait, la production hydroélectrique suisse est forte. Comme la production éolienne augmente de nouveau au cours des semaines 7 et 8, les centrales hydroélectriques suisses réduisent leur production. Cette réduction est aussi la conséquence de la baisse continue des niveaux de remplissage des réservoirs, qui pousse les centrales à opérer de manière plus restrictive. Durant les mois d'hiver, vers la fin de l'année, la production éolienne est importante, surtout en France mais aussi en Allemagne. Compte tenu des bas prix de l'électricité, les centrales à accumulation produisent donc avec une certaine modération, à l'exception d'une seule semaine en novembre qui se caractérise par une faible production d'électricité éolienne.

Au cours des mois d'été, en raison de la forte production photovoltaïque, la Suisse exporte presque continuellement de l'électricité en bilan hebdomadaire. Les exportations surviennent principalement durant les heures nocturnes (cf. point 5.2). Pendant l'été, particulièrement en Italie, les importations d'électricité (notamment issue de la production hydroélectrique de la Suisse) complètent durant la nuit la production photovoltaïque domestique.

Figure 27: Production des années 2025, 2035 et 2050 en Suisse, en Allemagne, en France, et en Italie

Totaux hebdomadaires, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



La figure 28 et la figure 29 comparent les situations de production de la Suisse et des pays voisins en se référant cette fois, à titre d'exemples, au mois de janvier (à gauche) et au mois d'octobre (à droite) des années de référence 2035 et 2050.

La production hydroélectrique flexible survient principalement durant les périodes de faible production éolienne et, partant, de prix de l'électricité élevés. Cette production provient surtout de centrales à accumulation et, si les écarts de prix sont suffisamment importants, de centrales de pompage-turbinage. En temps de faible production éolienne, la Suisse peut couvrir elle-même ses besoins en électricité. En 2050, notamment, notre pays exportera même de l'électricité lorsque la production éolienne sera faible à l'étranger.

Les importations servent, notamment en temps de forte production éolienne à l'étranger (surtout en Allemagne et en France), à couvrir les besoins domestiques en électricité. Les consommateurs flexibles reportent leur consommation sur les heures de forte production éolienne et photovoltaïque dans les pays voisins. Dans certains cas (surtout en 2035), des centrales à gaz étrangères produiront de l'électricité durant ces périodes (elles produiront aussi, dans une certaine mesure, de la chaleur pour le chauffage à distance à l'étranger). En 2035, durant les périodes visées, la contribution des centrales nucléaires en France sera encore relativement élevée.

Dans la variante «60 ans» de durée de vie pour les centrales nucléaires, les besoins d'importation de la Suisse diminuent significativement par rapport à la variante «50 ans». Mais cette différence a peu d'effet sur la représentation de l'évolution dans les pays étrangers, puisque le supplément de production électrique nucléaire de la Suisse ne joue qu'un rôle limité par rapport au niveau de production des pays voisins.

La structure temporelle des importations et de la production domestique est la même en 2035 qu'en 2050, car elle est déjà influencée en 2035 par les parts croissantes d'énergie renouvelable. Mais les quantités importées sont nettement plus basses en 2050. Il faut en chercher la raison principale dans l'augmentation de la production électrique renouvelable et dans les centrales hydroélectriques.

Figure 28: Production de 2035 en Suisse, en Allemagne, en France et en Italie

Semaines prises en exemple, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans

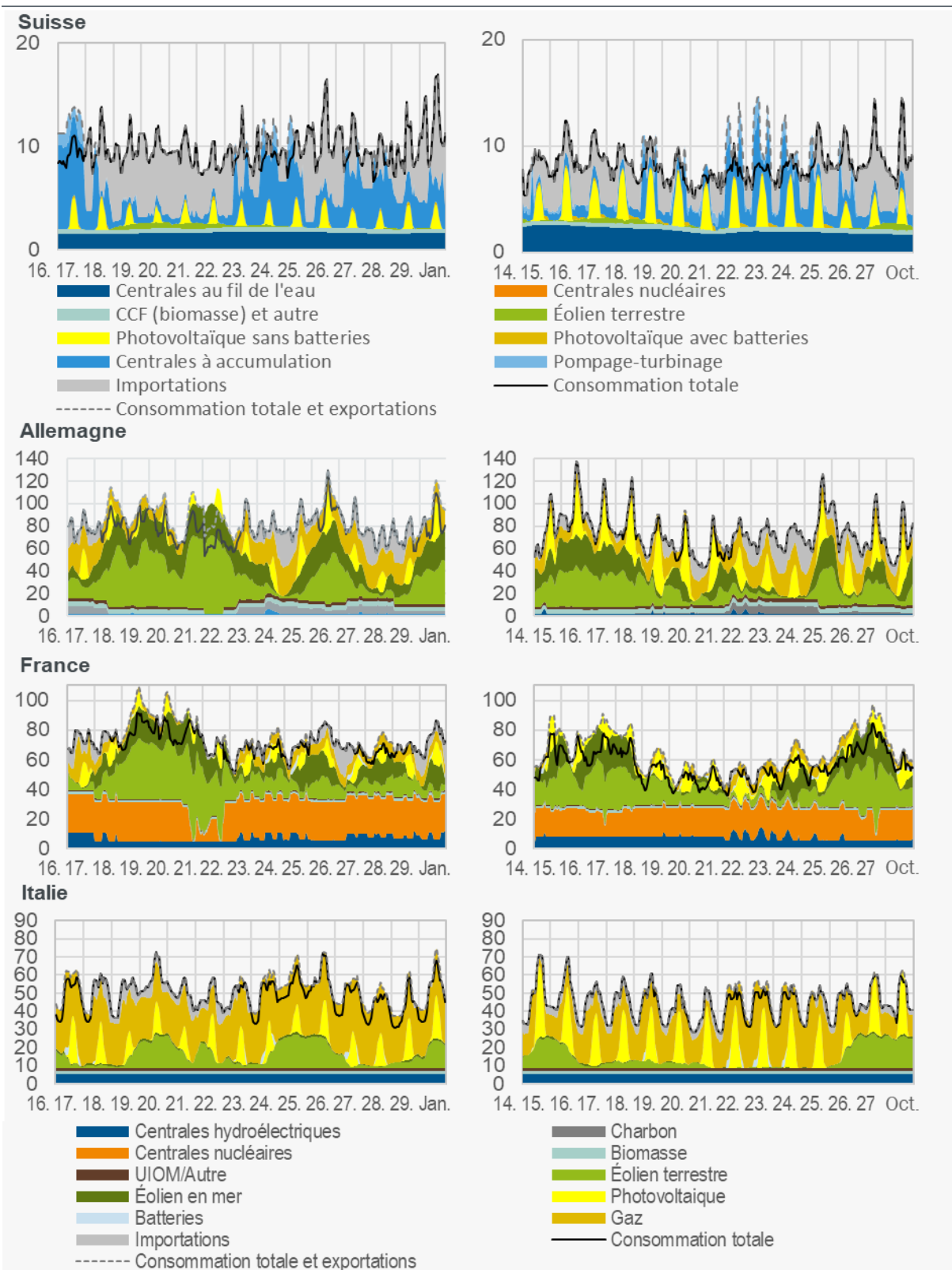
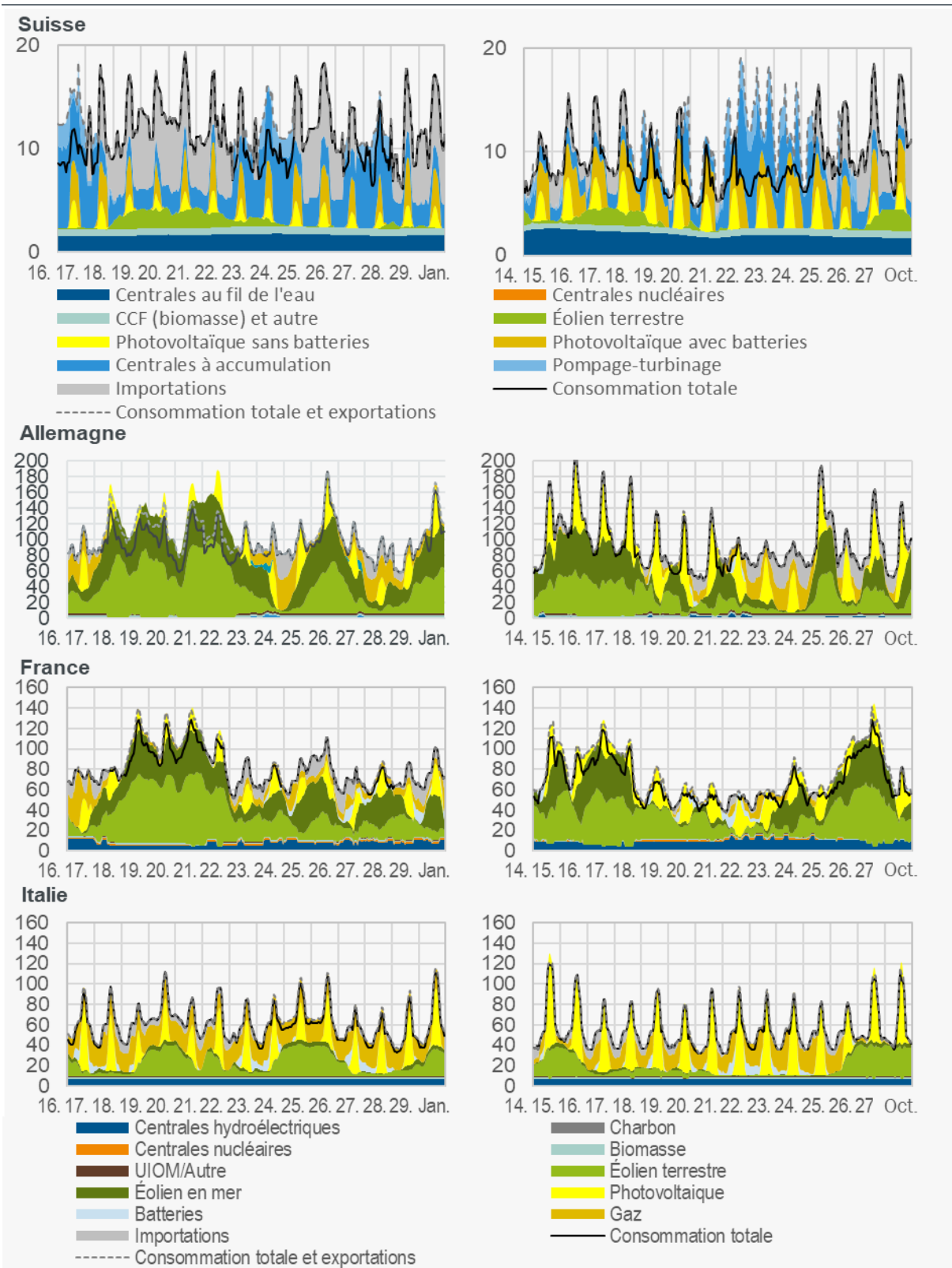


Figure 29: Production de 2050 en Suisse, en Allemagne, en France et en Italie

Semaines prises en exemple, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



La figure 30 présente les flux commerciaux au semestre d'hiver et d'été 2035 pour des pays choisis, tels qu'ils résultent de la modélisation selon le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans et de 60 ans. Cette illustration montre plus clairement que les figures précédentes les relations d'import-export qui résultent globalement et au-delà des pays voisins de la Suisse. Les différences entre l'hiver et l'été de même qu'entre les deux variantes de longévité des centrales nucléaires apparaissent aussi clairement.

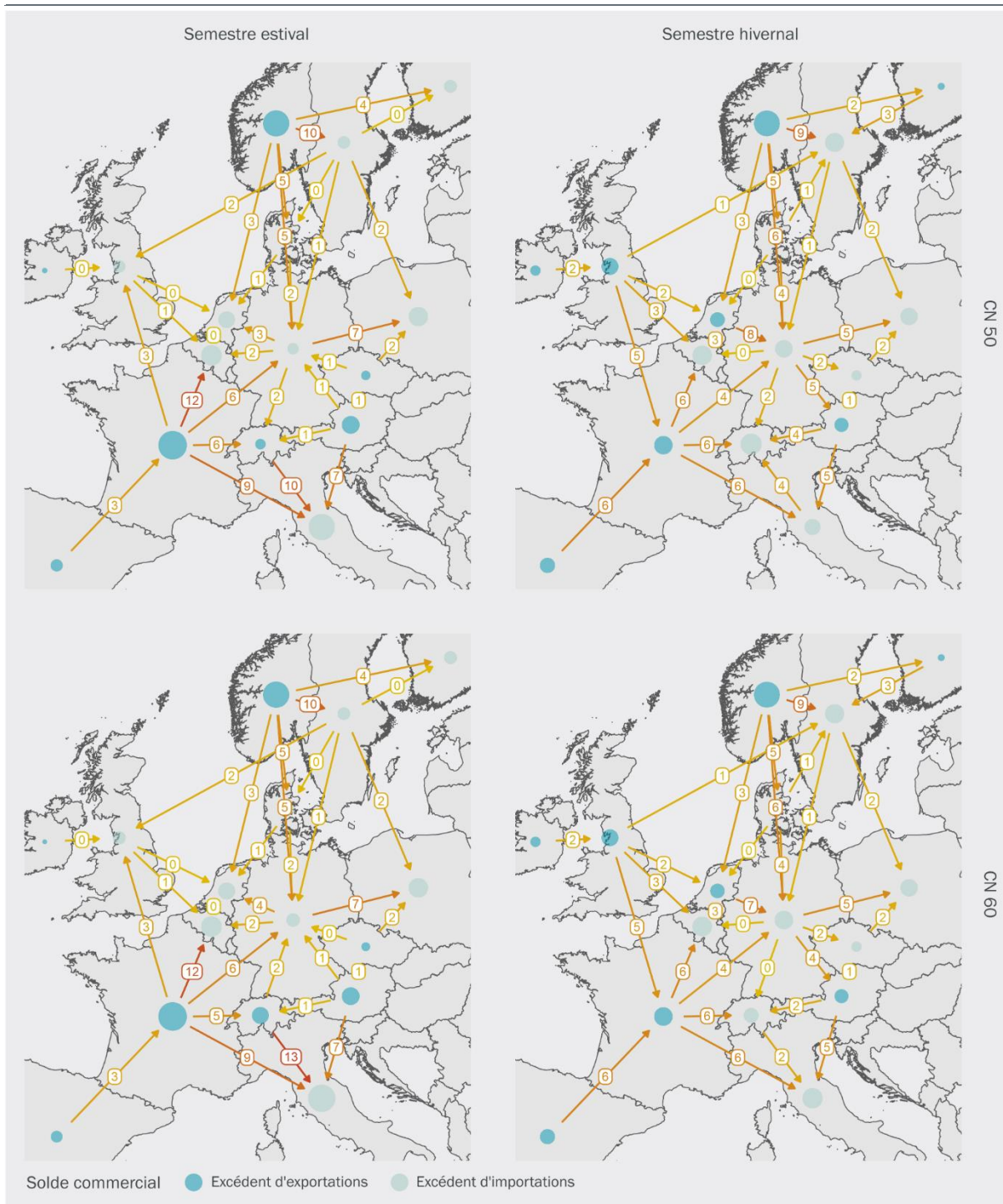
Si la Suisse présente un léger excédent exportateur au semestre d'été, elle est importatrice nette au semestre d'hiver. Les soldes importateurs du bilan du semestre d'hiver 2035, dans la variante «50 ans» de durée de vie des centrales nucléaires, se répartissent sur la France (6 TWh), l'Italie (4 TWh) et l'Allemagne (2 TWh). Par ailleurs, l'Autriche boucle sur un excédent exportateur envers la Suisse de quelque 4 TWh. Ce solde comprend les exportations indirectes venues d'Allemagne qui transitent par l'Autriche vers la Suisse. Il apparaît que la Suisse, au semestre d'hiver, importe de pays qui, comme l'Allemagne, disposent d'une importante production éolienne, mais aussi de la France, dont les centrales nucléaires revendiquent encore une part importante de la production électrique (particulièrement au semestre d'hiver).

En ce qui concerne les importations d'Italie, la Suisse bénéficie, grâce à son raccordement au Sud de l'Europe, des décalages temporels entre la production éolienne de l'Europe méridionale, d'une part, et celle de l'Europe centrale et de l'Europe septentrionale, d'autre part. Par ailleurs, l'Italie dispose de fortes capacités en centrales à gaz et, partant, d'un vaste potentiel d'exportation, en particulier durant les périodes où les niveaux de remplissage des réservoirs de centrales à accumulation suisses sont bas (à la fin du semestre d'hiver) et où ces centrales sont exploitées de manière restrictive.

Avec la variante «60 ans» d'exploitation des centrales nucléaires, les importations de l'étranger se réduisent notablement en 2035. Le changement le plus frappant concerne les échanges avec l'Italie: au lieu d'une situation d'importation avec une durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans, la Suisse devient exportatrice nette en hiver à hauteur de 2 TWh. Les importations nettes envers l'Allemagne se résorbent presque complètement, celles envers l'Autriche se réduisant à 2 TWh. Quant aux importations nettes de France, elles ne subissent pas de modification importante.

Figure 30: Flux commerciaux nets par semestre (2035)

Flux commerciaux de la Suisse et de pays européens choisis au semestre d'hiver et au semestre d'été 2035, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans (en haut) et de 60 ans (en bas), en TWh



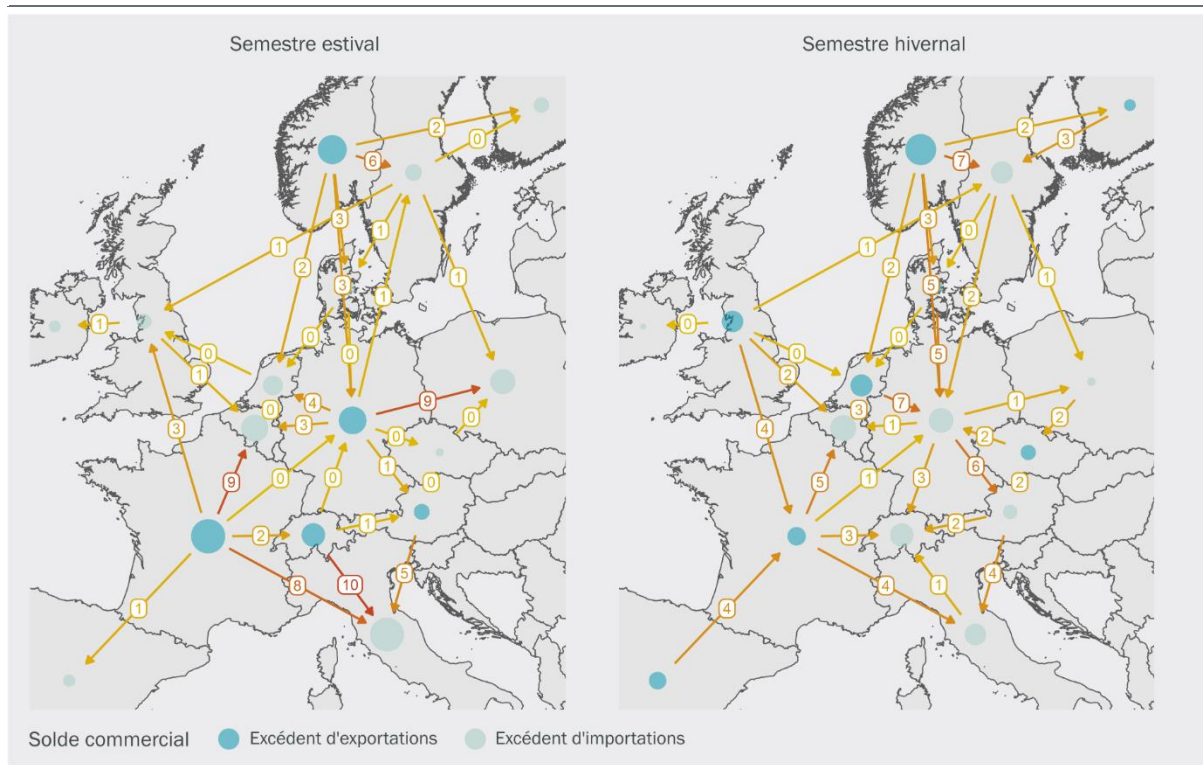
La figure 31 présente les flux commerciaux en 2050 pour des pays choisis, tels qu'ils résultent de la modélisation selon le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050».

En 2050, la Suisse dispose au bilan annuel d'un solde importateur équilibré. Le solde importateur au semestre d'hiver (environ 9 TWh) est globalement plus bas qu'en 2035. Simultanément, contrairement à ce qui prévalait encore en 2035, les pays étrangers ne disposent plus d'une production électrique conventionnelle (à l'exception de quelques faibles parts d'énergie nucléaire en France). De ce fait, les importations de la Suisse au semestre d'hiver proviennent surtout de régions qui, comme l'Allemagne et la France, disposent d'une importante capacité de production éolienne. En revanche, la contribution de l'Italie baisse, notamment parce que les centrales à gaz italiennes, alimentées à ce stade par de l'hydrogène, affichent des coûts marginaux élevés. Ces centrales servent donc surtout à couvrir les besoins domestiques. À l'étranger aussi, on observe des flux importateurs au semestre d'hiver. À cet égard, les contributions des régions dont le profil de production éolienne diffère (p. ex. l'Espagne, la Scandinavie et le Royaume-Uni) et qui disposent d'une flexibilité de production élevée (p. ex. la Scandinavie, l'Espagne) revêtent une grande importance.

Au semestre d'été, on relève surtout le solde exportateur élevé de l'Italie. Pendant les heures nocturnes du semestre d'été, les centrales à accumulation et les centrales de pompage-turbine suisses peuvent fournir de la flexibilité aux pays étrangers grâce aux conditions hydrologiques favorables et leur épargner ainsi le recours assez onéreux à des centrales à gaz d'appoint.

Figure 31: Flux commerciaux nets par semestre (2050)

Flux commerciaux de la Suisse et de pays européens choisis aux semestres d'hiver et d'été 2050, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», en TWh (les variantes de longévité des centrales nucléaires «50 ans» et «60 ans» sont identiques)



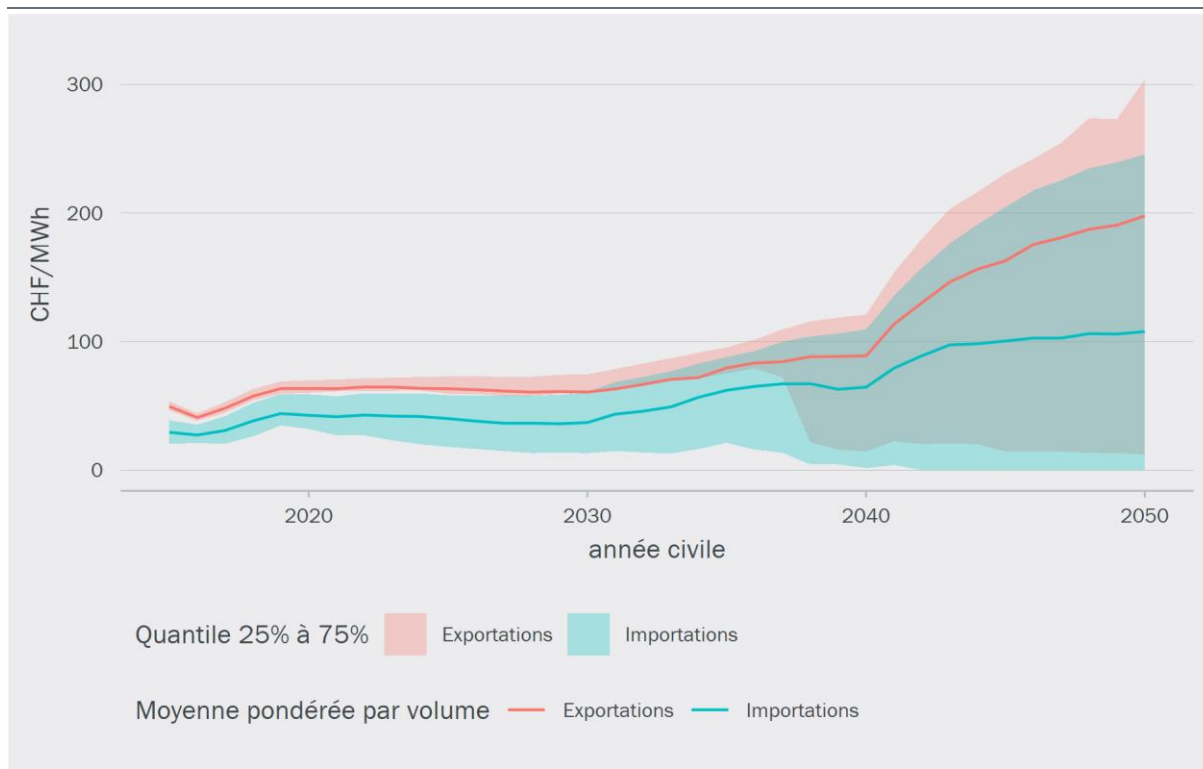
Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

La Suisse bénéficie des interactions avec les pays étrangers également du point de vue économique. La figure 32 présente les prix annuels, pondérés en fonction des volumes, auxquels l'électricité est importée et exportée. Jusqu'en 2050, les prix moyens auxquels la Suisse exporte de l'électricité sont toujours supérieurs aux prix moyens auxquels elle en importe. Cet écart s'accroît au fil du temps, les prix à l'exportation divergeant des prix à l'importation. La plage de quantiles représentée (25-75%) montre la fourchette des prix auxquels l'électricité est importée ou exportée. Il apparaît que la volatilité augmente nettement. À partir de 2040 environ, on observe de plus en plus d'importations durant des périodes où le prix de l'électricité est de 0 CHF/MWh.

Figure 32: Prix à l'importation et à l'exportation

Représentation pour le scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Fonction des centrales à gaz supplémentaires

Pour garantir la situation d’approvisionnement de la Suisse et réduire les importations d’électricité en hiver, en particulier après avoir débranché la dernière centrale nucléaire, il serait en principe possible de construire des centrales à gaz réglables sur le territoire national.

Mais comme les analyses des Perspectives énergétiques l’ont révélé, des centrales à gaz en Suisse ne seraient que relativement peu utilisées à plein régime dès lors qu’elles seraient exploitées selon la pure logique des coûts marginaux. En admettant un développement de la capacité des turbines à gaz de 2,5 GW d’ici à 2040, ces centrales ne fonctionneraient en moyenne entre 2035 et 2040 que pendant 189 heures de pleine charge par an. Jusqu’en 2050 également, le nombre d’heures de pleine charge resterait à ce bas niveau. Cette brève durée de fonctionnement permet de conclure que les turbines à gaz ne seraient pas en mesure de générer des marges contributives suffisantes sur le marché de l’électricité pour couvrir leurs coûts fixes. Une exploitation rentable apparaît donc irréaliste en purs termes de marché.

Par conséquent, la construction et l’exploitation de centrales à gaz apparaît actuellement improbable en l’absence d’instruments de refinancement supplémentaire des installations. Dans le cadre des Perspectives énergétiques, aucun instrument supplémentaire n’a été supposé ou analysé. Nous examinons cependant ci-après brièvement quels potentiels de réduction des importations hivernales l’exploitation de centrales à gaz supplémentaires comporterait. À cet égard, il faut considérer que les instruments nécessaires devraient inciter à exploiter des centrales à gaz adéquates sans biaiser les résultats du marché de l’électricité. Ces centrales ne participeraient donc pas au marché de l’électricité, mais elle devraient obtenir des produits supplémentaires en dehors de celui-ci.

Un exemple permettra de montrer ci-après les effets engendrés par les capacités supplémentaires de centrales à gaz. Il ne s’agit toutefois pas d’une modélisation propre du marché de l’électricité dans le cadre des Perspectives énergétiques.

La réalisation, à titre d’exemple, d’une capacité supplémentaire de 2,5 GW basée sur le gaz d’ici à 2035 permettrait de réduire les besoins d’importation de la Suisse de 9,7 TWh en supposant 3880 heures de pleine charge.

L’exploitation de centrales à gaz dans cet ordre de grandeur exigerait une quantité de combustible de quelque 83 PJ de gaz par année.⁷ Pour autant que du gaz naturel fossile soit utilisé, sa transformation en électricité entraînerait des émissions supplémentaires d’environ 4,7 millions de tonnes de CO₂ par an.

Ces émissions de gaz à effet de serre pourraient être évitées en recourant à des agents énergétiques qui, comme l’hydrogène, sont neutres à cet égard. À cet effet, il serait nécessaire d’importer 4,4 TWh d’hydrogène au maximum par mois durant la période hivernale. À titre de comparaison: en janvier 2017, 6,6 TWh de gaz naturel ont été importés

⁷ En comptant 3880 heures de pleine charge et un rendement électrique de 42%.

en Suisse. Pour assurer les importations, il faudrait soit construire un nouveau réseau d'hydrogène, soit réaffecter des conduites de gaz naturel existantes.

Il apparaît improbable que l'hydrogène produit en Suisse couvre à lui seul la quantité totale d'énergie nécessaire, de 83 PJ par année, car cette production est limitée dans notre pays. Des analyses du potentiel technique et économique de l'hydrogène basé sur l'électricité dans de grandes centrales au fil de l'eau débouchent sur un potentiel de quelque 7 PJ / an à l'horizon 2050. D'ici à 2035, dans le scénario ZÉRO, environ 3 PJ / an d'hydrogène basé sur l'électricité seront produits en Suisse. La pyrolyse de biomasse pourrait receler des potentiels supplémentaires pour fabriquer de l'hydrogène, mais les potentiels d'utilisation de la biomasse sont limités et les Perspectives énergétiques prévoient leur exploitation dans d'autres secteurs (cf. Prognos et al. 2021a, Exkurs zum Thema Biomasse).

Par ailleurs, en raison des conditions géologiques, la Suisse ne dispose pas de possibilités de stockage saisonnier du gaz naturel, comme les cavernes de stockage, qui pourraient être réutilisées pour stocker de l'hydrogène à un coût relativement bas. Un stockage saisonnier d'hydrogène en Suisse impliquerait un surcoût important. Et de toute manière, même si la Suisse disposait d'un stockage saisonnier d'hydrogène sur son territoire, elle resterait dépendante des importations d'hydrogène.

En ce qui concerne les coûts, la réalisation des turbines à gaz totalisant 2,5 GW, dans notre exemple, impliquerait des investissements de quelque 1,9 milliard de francs, auxquels s'ajouteraient des coûts d'exploitation annuel d'environ 75 millions de francs. Les coûts de combustible nécessaires pèseraient nettement plus: pour une production électrique annuelle de l'ordre de 9,7 TWh et une alimentation au gaz naturel fossile, il faudrait prévoir des coûts de combustible de 1 milliard de francs bien comptés et plus de 540 millions de francs pour les certificats d'émission. L'alimentation des turbines à l'hydrogène coûterait dans notre exemple quelque 5,4 milliards de francs.

5.6 Comparaison des scénarios

Le scénario ZÉRO base présenté jusqu'ici se caractérise, dans sa variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», par une augmentation des besoins en électricité due à une large électrification, d'une part, et par un ample développement des énergies renouvelables visant à atteindre le bilan annuel équilibré en 2050, d'autre part. Les Perspectives énergétiques 2050+ examinent, dans d'autres variantes, diverses voies de développement technologique et, s'agissant du système électrique, des itinéraires de développement des énergies renouvelables plus ou moins ambitieux.

La présente section compare le scénario ZÉRO base au scénario ZÉRO A, qui se caractérise par une électrification encore plus complète, et au scénario ZÉRO B, où l'électrification est nettement moins poussée et que distingue un recours plus important aux gaz basés sur l'électricité. Dans ces deux scénarios, s'agissant du développement des énergies renouvelables, nous retenons la

variante «bilan annuel équilibré en 2050». Les comparaisons de scénarios se réfèrent à la variante «50 ans» de durée de vie pour les centrales nucléaires, mais ils valent aussi en principe pour les variantes supposant une longévité de 60 ans pour ces centrales. Dans les scénarios ZÉRO A et ZÉRO B, par analogie aux mécanismes présentés au point 5.1, le prolongement de l'exploitation des centrales nucléaires entraîne également surtout un changement de la situation des importations au cours d'une phase de transition comprise entre 2034 et 2044. Par contre, la durée de vie supposée des centrales nucléaires n'a pas d'effet notable sur la situation qui prévaudra en 2050.

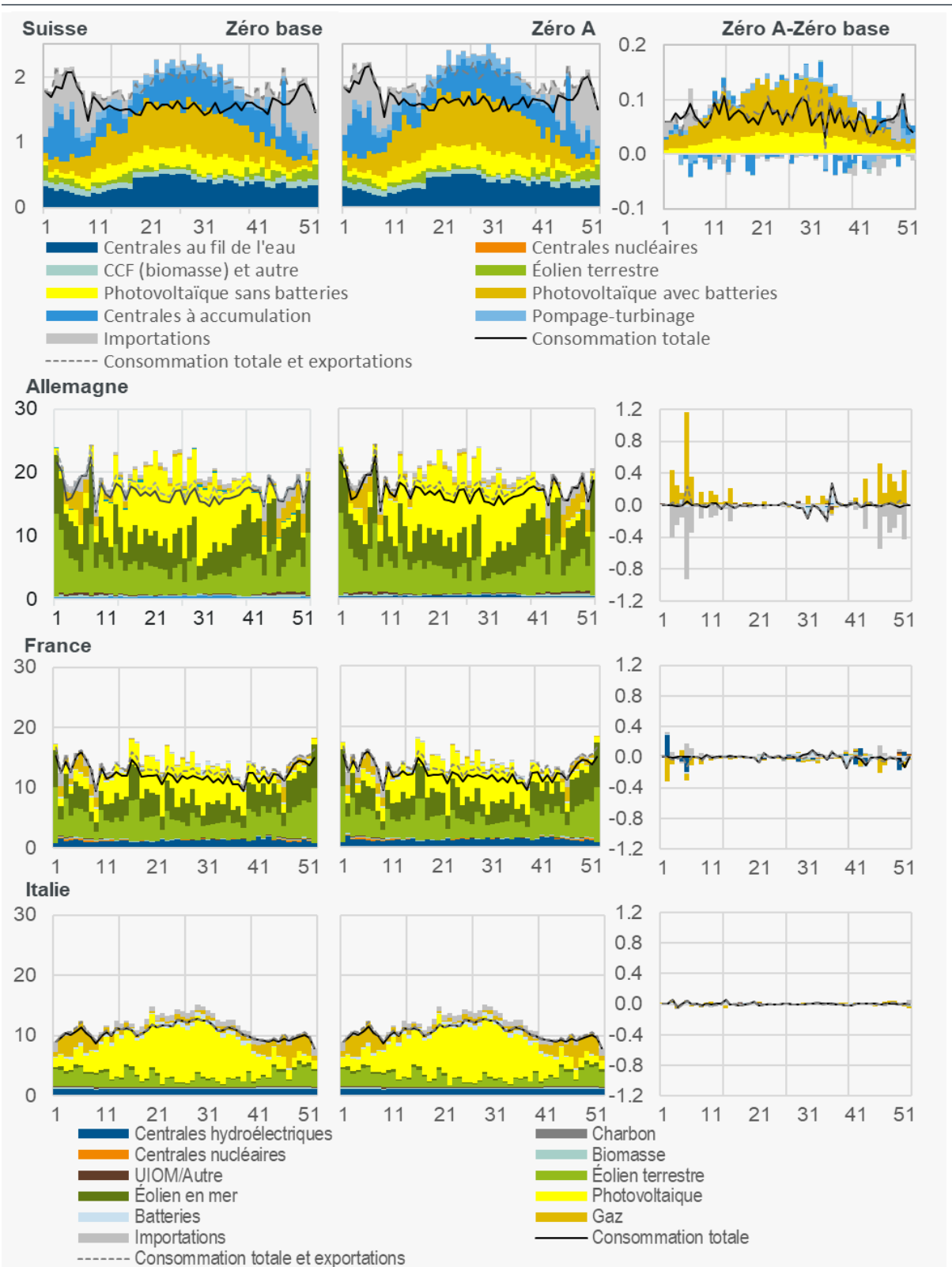
La figure 33 illustre les résultats de la comparaison du scénario ZÉRO base au scénario ZÉRO A dans la présentation de la production (et de la consommation) électrique hebdomadaire en 2050. Les besoins supplémentaires en électricité, d'environ 5 TWh, entraînent une production électrique indigène supplémentaire (conformément à l'exigence d'un bilan annuel équilibré). Cette production supplémentaire provient surtout du photovoltaïque, dont la contribution estivale est d'environ 70%. Le besoin d'importer augmente logiquement en hiver: les importations nécessaires en sus au semestre d'hiver atteignent quelque 0,5 TWh.

Les différences entre le scénario ZÉRO A et le ZÉRO base (à droite de la figure) révèlent d'une part une production photovoltaïque supérieure de 0,1 TWh par semaine au semestre d'été et, d'autre part, un besoin d'importation supplémentaire au semestre d'hiver. En raison de la plus grande part de pompes à chaleur, les besoins en électricité sont nettement plus élevés les semaines où les besoins en chaleur sont particulièrement importants (p. ex. la semaine 6, en février). Mais les besoins en électricité comprennent aussi la consommation électrique des centrales de pompage-turbinage, qui est plus importante au semestre d'été en raison de la production photovoltaïque accrue. Cette situation lisse les différences de consommation électrique au cours de l'année. La production des centrales de pompage-turbinage augmente d'environ 0,1 TWh au semestre d'été et elle baisse légèrement au semestre d'hiver.

Simultanément, les centrales à accumulation de la Suisse réagissent à la structure de production différente. La production électrique des centrales à accumulation diminue d'environ 0,2 TWh au semestre d'été et elle augmente légèrement au semestre d'hiver. Les importations plus élevées au semestre d'hiver induisent aussi des effets dans les pays étrangers voisins. Ces effets sont les plus nets en Allemagne et en France. En Allemagne, les possibilités d'importer se réduisent en raison des besoins plus importants de la Suisse en électricité. Il en résulte une baisse des importations hebdomadaires pouvant atteindre 0,8 TWh (en semaine 6). En même temps, le taux d'utilisation des centrales à gaz flexibles augmente en Allemagne au semestre d'hiver: ces centrales produisent en partie pour l'exportation (vers la Suisse), comme c'est le cas par exemple durant les semaines 3, 6 et 49. En France, les effets sont mêlés: le taux d'utilisation des centrales hydroélectriques augmente, mais les importations s'accroissent aussi pour une part, certaines importations passant en partie par la France pour gagner la Suisse.

Figure 33: Suisse et pays voisins en 2050

Totaux hebdomadaires, comparaison des scénarios: ZÉRO base / ZÉRO A, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



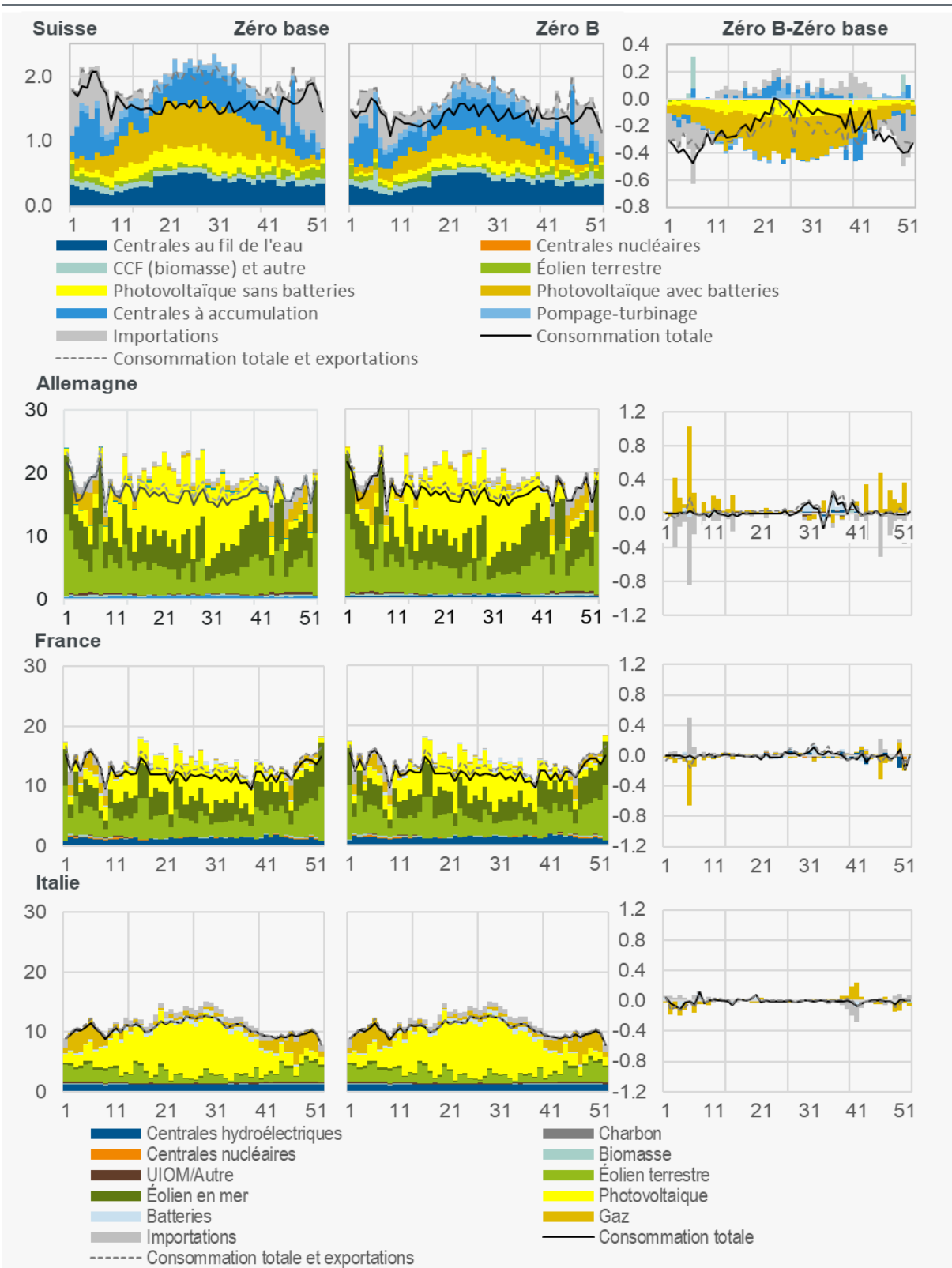
La figure 34 illustre les résultats de la comparaison avec le scénario ZÉRO B dans la présentation de la production électrique hebdomadaire en 2050. Les besoins en électricité, inférieurs d'environ 7 TWh par rapport au scénario ZÉRO base, débouchent sur un moindre besoin de production électrique indigène (compte tenu de l'exigence d'un bilan annuel équilibré en 2050). La production électrique photovoltaïque (surtout) et la production éolienne (dans une moindre mesure) baissent. Simultanément, on assiste en Suisse à un développement des centrales à gaz flexibles alimentées à l'hydrogène. Les besoins d'importation diminuent en conséquence au semestre d'hiver, d'environ 3 TWh.

Les différences entre le scénario ZÉRO B et le scénario ZÉRO base reflètent d'une part la moindre production photovoltaïque, qui peut atteindre 0,4 TWh par semaine, au semestre d'été. Elles correspondent d'autre part à des besoins d'importation plus faibles au semestre d'hiver. Par contre, les importations d'électricité au semestre d'été augmentent légèrement en raison de la part moins importante du photovoltaïque. Les besoins en électricité sont surtout nettement plus bas au semestre d'hiver.

Les centrales à accumulation de la Suisse réagissent aux changements de la structure de production et de consommation en produisant davantage d'électricité au semestre d'été (+ 0,8 TWh) et en réduisant leur production électrique au semestre d'hiver (- 0,7 TWh). Il est aussi frappant de constater la production supplémentaire certaines semaines (surtout la semaine 6) des turbines à gaz de la Suisse dans le scénario ZÉRO B. Il s'agit de périodes où les prix de l'électricité sont élevés, car la production électrique renouvelable est faible en Suisse et dans les autres pays européens alors que, simultanément, les besoins en électricité sont importants. Globalement toutefois, la production des turbines à gaz suisses se limite à quelques heures (les heures de pleine charge de ces installations avoisinent 170 heures). Exploitées conformément au marché, ces installations ne fournissent donc qu'une contribution limitée à la production électrique supplémentaire en hiver.

Figure 34: Suisse et pays voisins en 2050

Totaux hebdomadaires, comparaison des scénarios: ZÉRO base / ZÉRO B, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



Les changements structurels du système électrique de la Suisse ont aussi des effets dans les pays voisins. En France et en Italie, le taux d'utilisation des centrales à gaz baisse au semestre d'hiver parce que les besoins de la Suisse sont moindres. Dans certains cas, les effets sont mêlés en raison des changements survenus dans les profils de production de la Suisse. Par exemple, la production réduite des centrales à accumulation suisses en semaine 40 entraîne un taux d'utilisation supérieur des centrales à gaz italiennes. Il s'agit en l'occurrence d'un effet indirect du taux d'utilisation plus fort des centrales à accumulation au semestre d'été, puisque cette production ne survient plus ultérieurement au début de l'automne.

Les deux comparaisons, avec des variantes différentes de besoins en électricité et de production électrique, montrent que le système électrique de la Suisse peut réagir à l'avenir de manière flexible aux différentes conditions de la structure de production et de consommation. Dans ce contexte, la flexibilité des centrales de pompage-turbinage suisses et la flexibilité de la consommation électrique revêtent une grande importance pour couvrir les besoins en électricité au semestre d'hiver. Les interactions de la Suisse avec les pays étrangers complètent sa production électrique. Outre la flexibilité en Suisse, la flexibilité de la production électrique étrangère joue aussi un rôle: la production éolienne comporte de vastes potentiels d'importation et les centrales à gaz recèlent des potentiels de production supplémentaires.

6 Autres options de production d'électricité éolienne et de flexibilité

Outre les possibilités, supposées dans la modélisation des Perspectives énergétiques 2050+, de produire de l'électricité en hiver (également en prolongeant la durée de vie des centrales nucléaires) et de fournir de la flexibilité dans le système électrique, l'avenir réserve d'autres possibilités qui n'ont toutefois pas encore été intégrées dans la modélisation.

Parmi ces possibilités, les technologies et options de mise en œuvre suivantes sont en particulier importantes:

- Production d'électricité au semestre d'hiver:
 - Dans le scénario ZÉRO, la part du photovoltaïque dans la production électrique au semestre d'hiver augmente à long terme à plus de 30%. Cette progression de la part hivernale est notamment obtenue grâce à une plus forte inclinaison des modules. Fondamentalement, d'autres possibilités existent encore pour accroître la part hivernale de la production photovoltaïque, par exemple: augmenter la part des façades photovoltaïques et optimiser la répartition géographique du développement des installations photovoltaïques (p. ex. dans les régions présentant une importante part hivernale de la production). Ainsi, une étude de l'EPFL (2019) parvient à la conclusion que les installations photovoltaïques seraient en mesure d'accroître la production hivernale de 68% par rapport aux parts hivernales usuelles. À cet égard, mentionnons que dans les scénarios des Perspectives énergétiques, le développement du photovoltaïque se limite aux installations sur les bâtiments. Un développement complet des installations en espace ouvert permettrait d'exploiter une latitude supplémentaire en ce qui concerne l'optimisation de la part hivernale. Des équipements encore plus puissants munis d'accumulateurs décentralisés accroîtraient en particulier la flexibilité à court terme de la production électrique photovoltaïque.
 - D'autres technologies de production, comme l'énergie éolienne et la géothermie profonde, présentent une part hivernale importante et, en principe, également un potentiel technique de production en Suisse qui va au-delà des potentiels réalisés dans le scénario ZÉRO. À court terme, la marge de manœuvre est en l'occurrence limitée en raison de difficultés d'acceptation et des risques exploratoires s'agissant de la géothermie. Mais à long terme, ces technologies recèlent en principe des potentiels supplémentaires de production hivernale.
 - La production électrique de cogénération provenant d'installations CCF alimentées à la biomasse fournit déjà dans le scénario ZÉRO une contribution à la flexibilité tant sur le versant de la chaleur que sur celui de l'électricité, de même que pour la production hivernale d'électricité. Mais les potentiels de la biomasse sont limités, ce qui restreint son utilisation dans les installations CCF. Une meilleure efficacité dans les secteurs de la demande libérerait des potentiels de la biomasse qui pourraient être utilisés dans les installations CCF. Par exemple, près de 30 PJ de biomasse seront encore utilisés en 2050 dans le secteur du bâtiment. Il s'agit en l'occurrence pour environ 55% de biométhane et pour 45% de bois.

- À long terme, soit au-delà de 2050, la possibilité existe en principe que des lacs d'accumulation supplémentaires apportent une flexibilité saisonnière accrue. Mais de tels développements dépendent de l'évolution du changement climatique dans l'espace alpin et des incertitudes existent quant à l'acceptation de la société et aux restrictions écologiques de l'utilisation de tels lacs. Il en va de même du futur développement des centrales de pompage-turbinage.
- Flexibilité supplémentaire du côté de la demande:
 - À ce stade, on suppose qu'environ 50% des pompes à chaleur peuvent être exploitées à long terme de manière flexible. Dans la modélisation, les pompes à chaleur de grande puissance et les pompes à chaleur intégrées dans les réseaux de chaleur de proximité sont considérées comme non flexibles. Des potentiels de flexibilité supplémentaires sont disponibles dans ce domaine. Le recours aux accumulateurs de chaleur permettrait de différer la charge de pointe en hiver.
 - S'agissant des véhicules électriques également, on admet à ce stade qu'environ 50% des processus de recharge seront flexibles à long terme. Fondamentalement, des parts plus larges du chargement à domicile pourraient s'effectuer de manière flexible. La décharge des véhicules électriques dans le réseau («vehicle to grid») en fonction des besoins serait techniquement possible, mais elle n'a pas été retenue dans les Perspectives énergétiques. Une telle pratique comporterait, du côté de la production, des flexibilités supplémentaires pour le système électrique.
 - Similairement, la consommation d'électricité issue de la chaleur de processus dans le secteur industriel n'est pas considérée comme flexible à ce stade. Il y a pourtant lieu d'admettre en l'occurrence qu'elle recèle un supplément de flexibilité qu'il serait possible d'exploiter au semestre d'hiver pendant les périodes de charge de pointe, mais qui permettrait aussi généralement de mieux intégrer la production électrique renouvelable.
- Accumulateurs de chaleur et d'électricité:
 - Comme nous l'avons déjà évoqué, les accumulateurs de chaleur peuvent servir à réduire la charge de pointe du côté de la consommation. Cette remarque s'applique aux accumulateurs de chaleur tant centralisés que décentralisés. Du côté de la production, l'utilisation plus complète des accumulateurs de chaleur (en combinaison avec des installations CCF) permettrait d'intensifier l'exploitation basée sur l'électricité de ces installations, ce qui mettrait davantage de production flexible à disposition. La combinaison d'accumulateurs de chaleur (saisonniers) et de thermie solaire peut réduire les besoins en électricité au semestre d'hiver.
 - En principe, outre le développement d'accumulateurs décentralisés en combinaison avec des installations photovoltaïques, le développement d'accumulateurs centralisés est possible (p. ex. en regroupant les batteries recyclées des véhicules électriques). De telles installations sont capables de fournir de la flexibilité supplémentaire sur plusieurs heures ou jours du côté tant de la production que de la consommation.
- Une interconnexion plus forte avec les pays étrangers:
 - Comme nous l'avons dépeint au chapitre 5, les interactions de la Suisse avec les pays étrangers complètent son approvisionnement en électricité. Grâce à une bonne intégration dans l'Europe, la Suisse peut participer à la flexibilité des pays étrangers en leur fournissant des possibilités d'affectation supplémentaires de leur flexibilité. Les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ tablent, à l'horizon 2040, sur un développement des capacités transfrontalières du réseau inspiré du PDDR de 2018. Aucun développement du réseau ne survient ultérieurement. D'ici à 2030, un développement supplémentaire important du réseau n'est pas réaliste, mais à partir de 2030 ou de 2040, un développement supplémentaire du réseau et une intégration plus complète dans l'Europe sont fondamentalement possibles. Une telle évolution améliorerait la fourniture de flexibilité, en particulier au semestre d'hiver.

Globalement, il apparaît donc que la réalisation de l'objectif de zéro émission nette et l'augmentation de la consommation électrique qui lui est liée, avec la sortie simultanée de l'énergie nucléaire, entraînent des adaptations complètes du système électrique. Mais il existe une série d'options pour assurer la production d'électricité en hiver et de vastes options pour réaliser la flexibilité requise du côté de la production et du côté de la consommation. Le scénario ZÉRO ne considère qu'une partie de ces options.

Annexe

Nous présentons ci-après la situation correspondant à d'autres semaines choisies de 2050. Pour commencer, la situation de la Suisse est présentée pour une semaine de janvier, une semaine de mars et une semaine de décembre. Puis, la situation de la production et du commerce extérieur des grands pays voisins de la Suisse est présentée pour les semaines mises en exergue au point 5.2. Suite à ces présentations, nous exposons les hypothèses adoptées pour la modélisation de la situation à l'étranger.

Figure 35: Suisse, semaine de janvier en 2050

Scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans

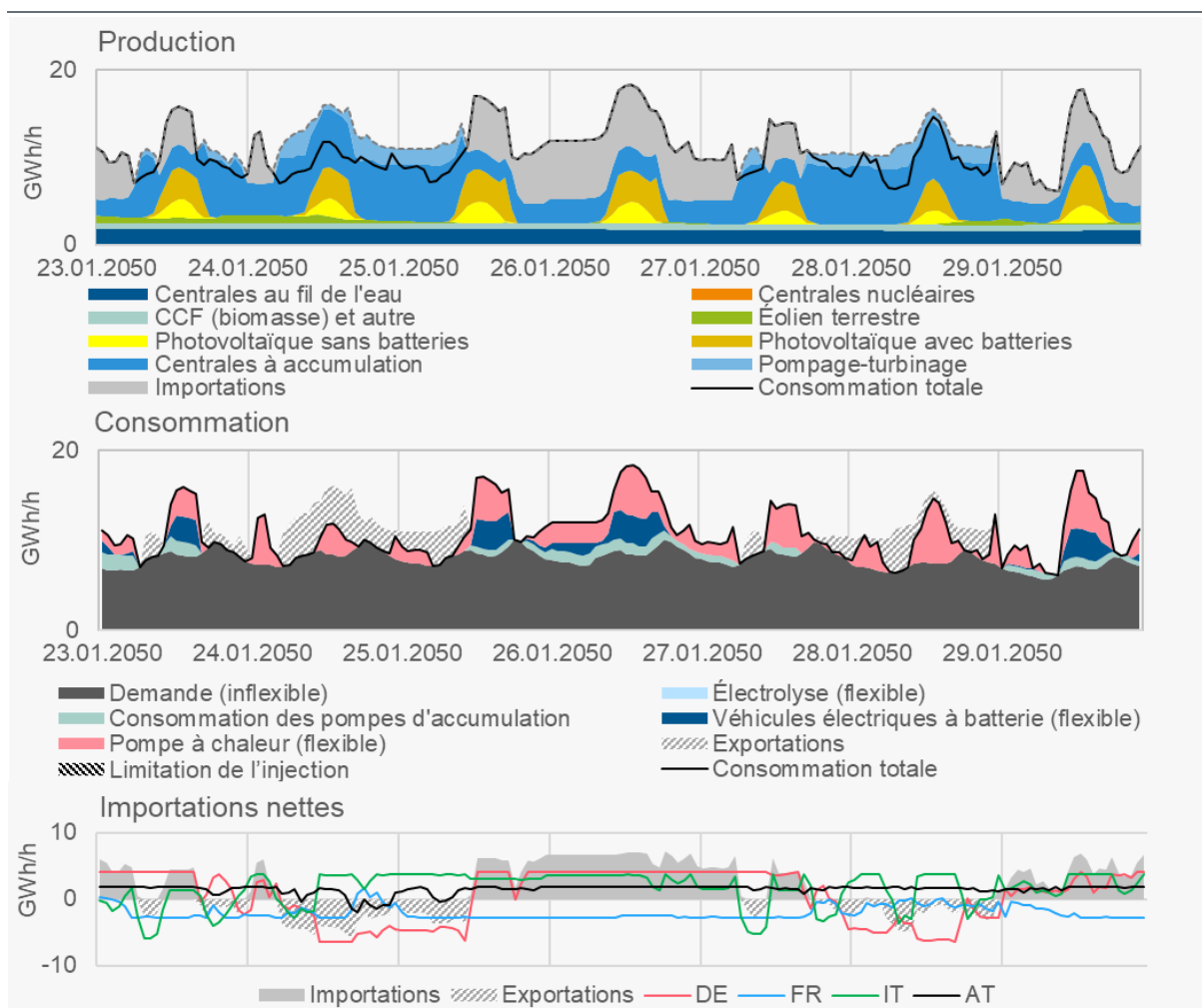
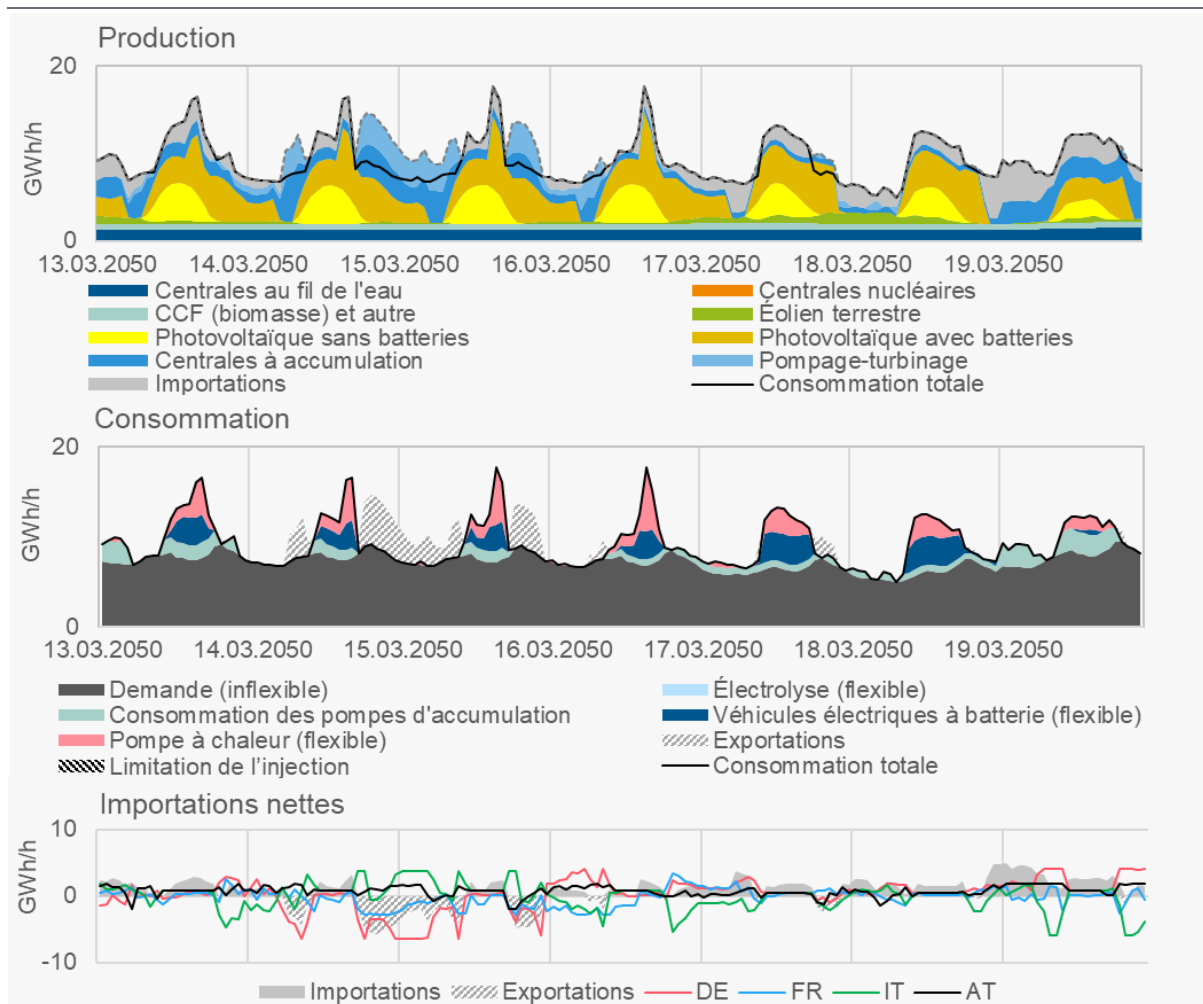


Figure 36: Suisse, semaine de mars en 2050

Scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans

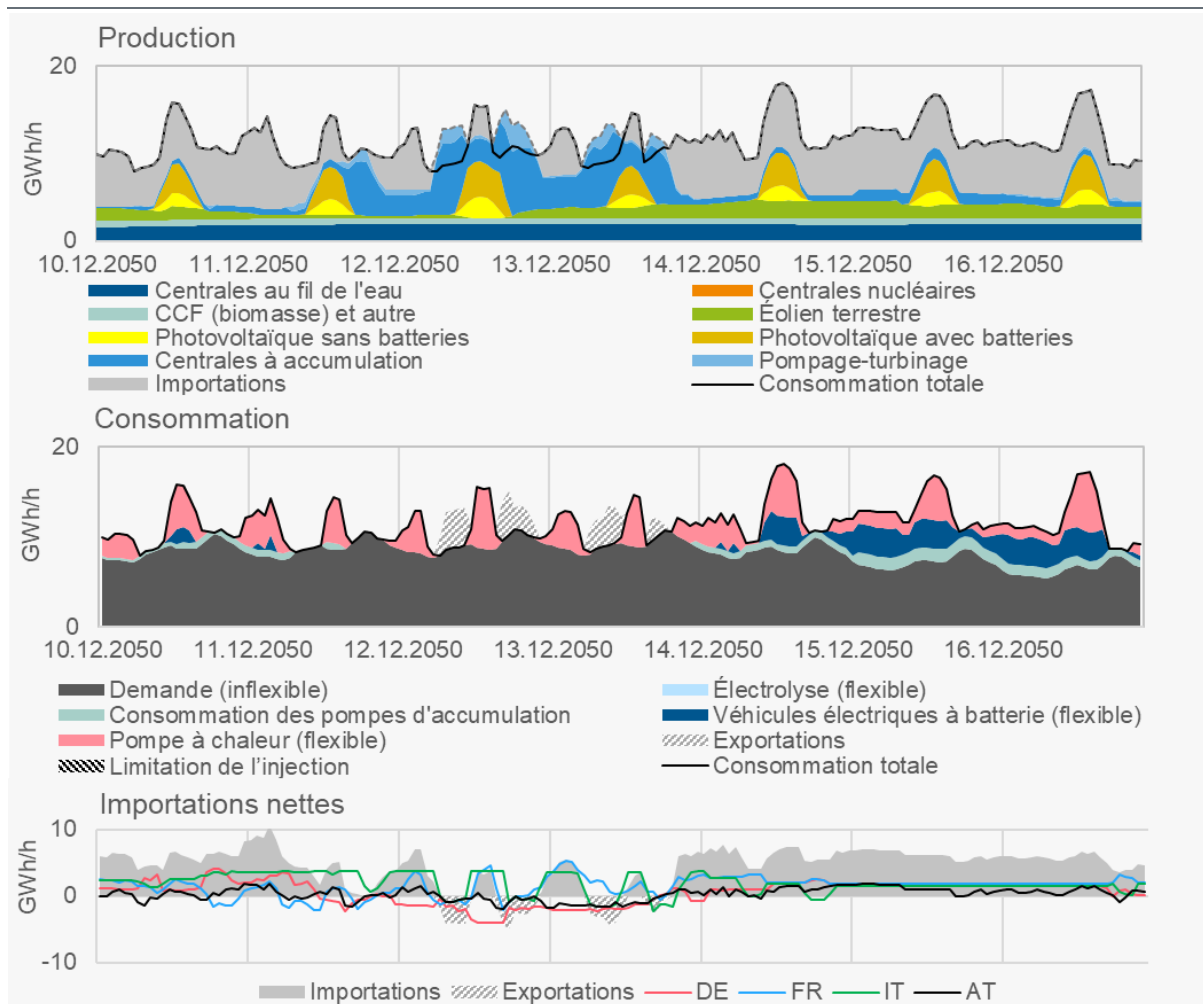


Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Figure 37: Suisse, semaine de décembre en 2050

Scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Figure 38: Allemagne, semaine d'hiver en 2050

Horaires, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans

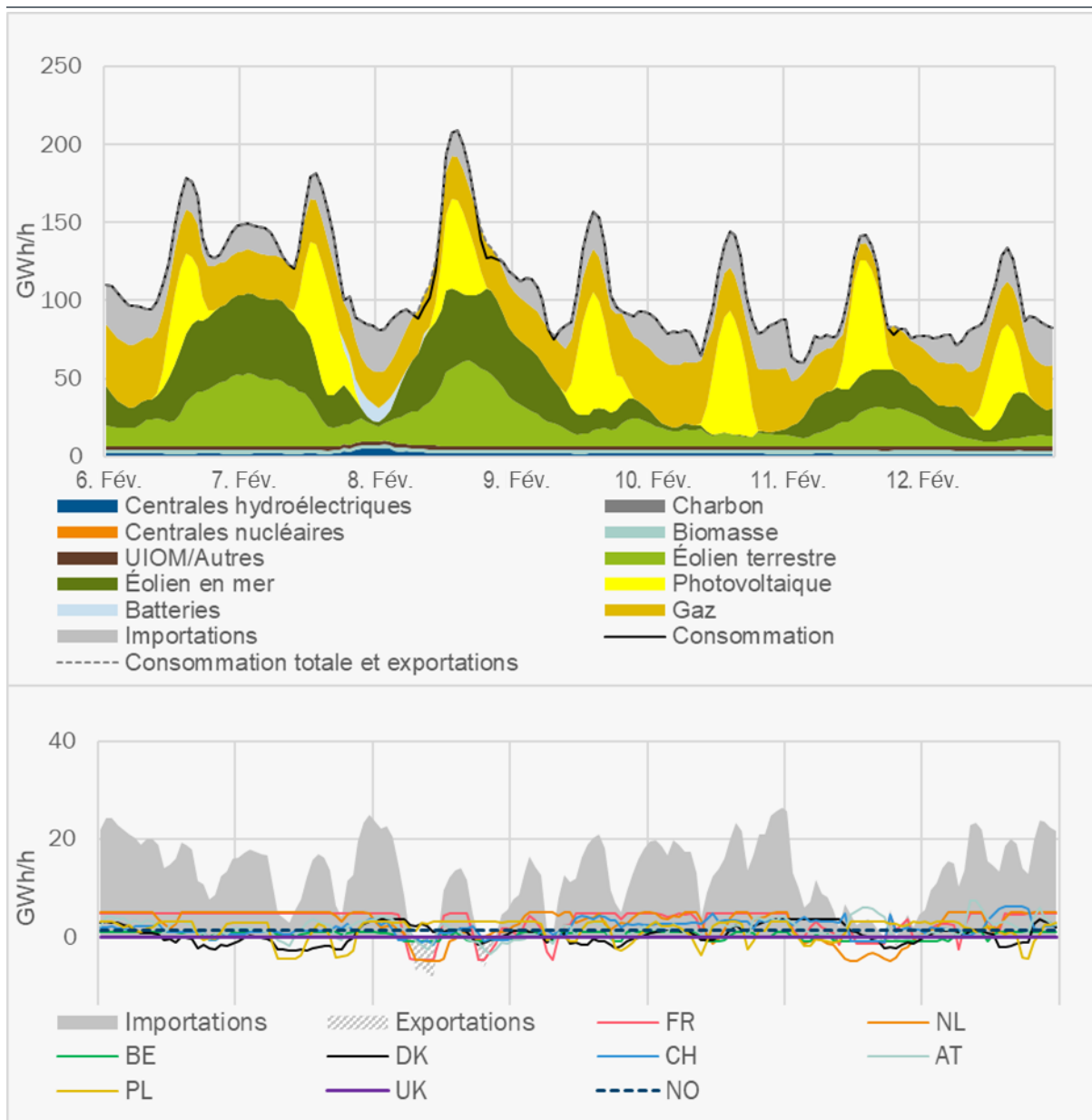
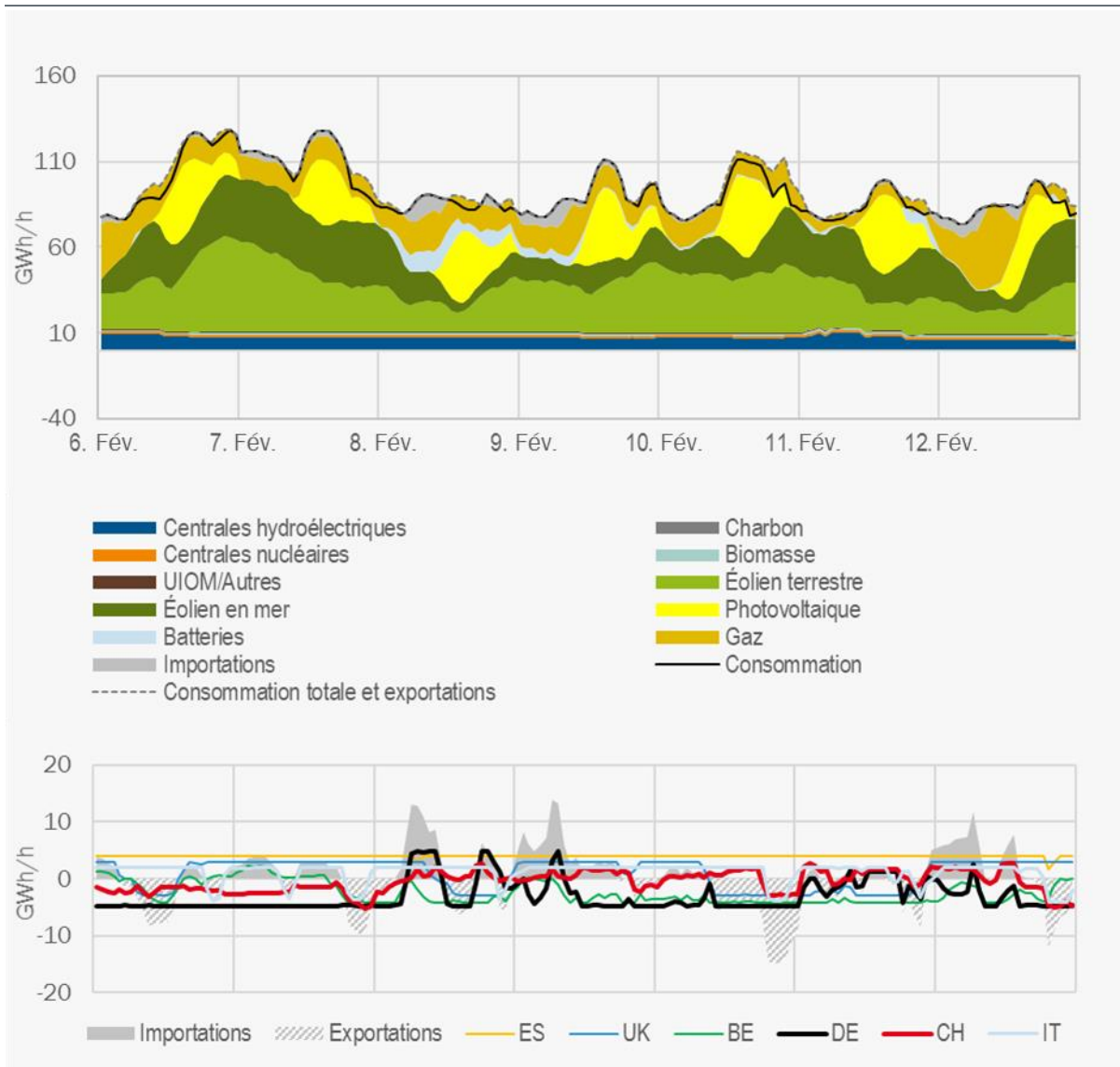


Figure 39: France, semaine d'hiver en 2050

Horaires, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans

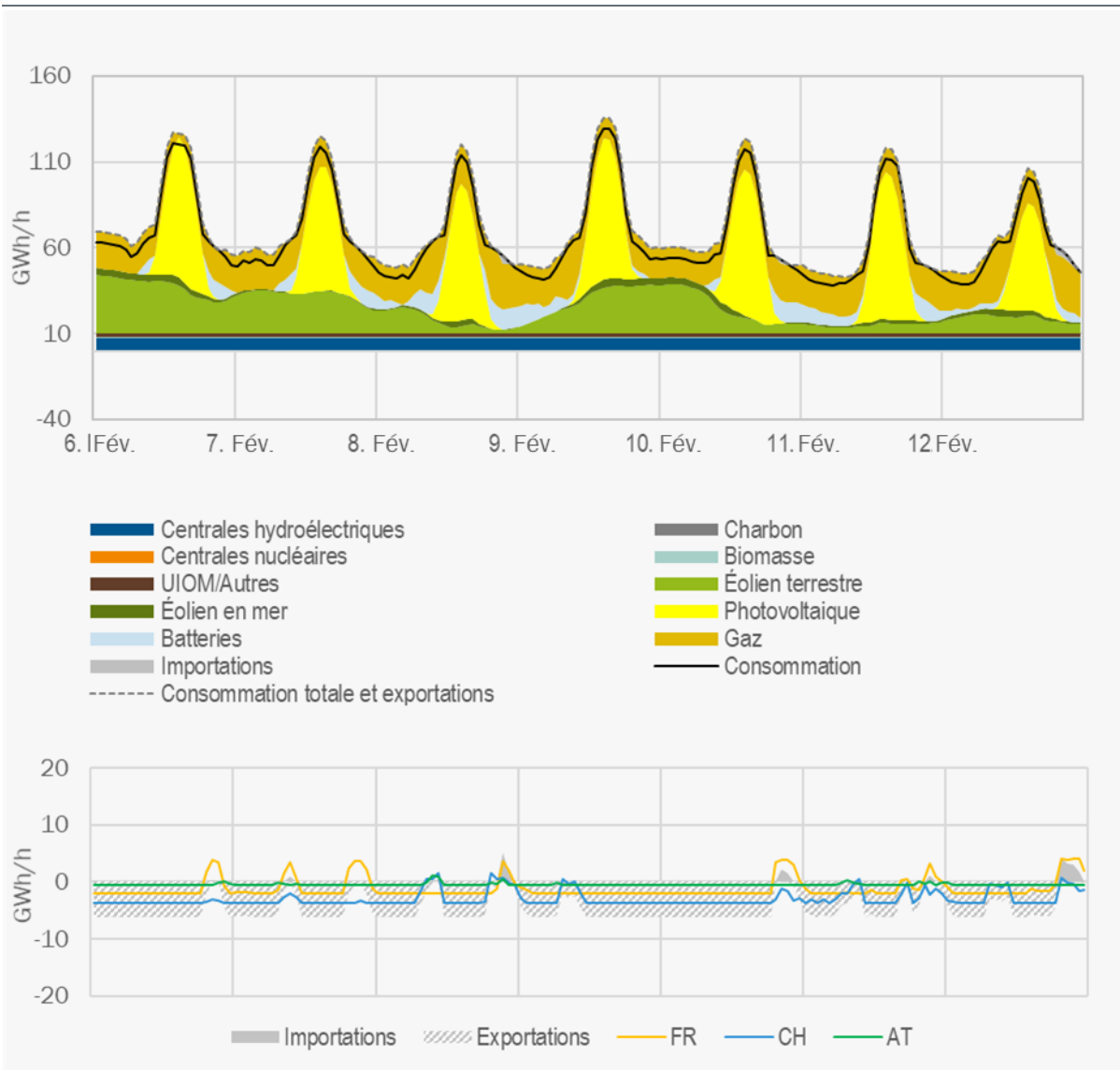


Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Figure 40: Italie, semaine d'hiver en 2050

Horaires, scénario ZÉRO base, variante stratégique «bilan annuel équilibré en 2050», durée de vie des centrales nucléaires de 50 ans



Présentation propre

© Prognos SA / TEP Energy Sàrl / INFRAS SA 2021

Modélisation de la situation à l'étranger

Dans le modèle du marché de l'électricité, l'ordre de mérite horaire repose sur les besoins en électricité, la production électrique renouvelable et les coûts marginaux des centrales électriques. L'ordre de mérite détermine l'affectation des centrales électriques. Le marché de gros actuel (marché J-1, «day-ahead market») est ainsi reproduit. Les centrales qui atteignent une puissance d'au moins 50 MW sont en général reproduites une à une (dès 20 MW pour la Suisse). 20 pays sont explicitement modélisés dans le modèle du marché de l'électricité (y compris les pays scandinaves et le Royaume-Uni). Pour tous les pays, on procède à une modélisation horaire des besoins en électricité et de la production électrique sur toute la période d'observation. Les échanges d'électricité entre les pays sont déterminés sur la base des prix horaires de l'électricité et compte tenu des capacités transfrontalières du réseau (capacité de transfert nette ou «net transfer capacity», NTC).

Les principales variables introduites dans la modélisation pour tous les pays modélisés sont les suivantes:

- Paramètres concernant les installations (p. ex. puissance installée, rendement, capacité de stockage)
- Voies de développement pour la consommation électrique et les profils de charge heure après heure
- Voies de développement pour la puissance installée des énergies renouvelables
- Profils d'injection horaires des énergies renouvelables sur la base des données météorologiques
- Hypothèses relatives aux conditions-cadres politiques et économiques (p. ex. prix de l'énergie et prix du CO₂)
- Hypothèses et paramètres relatifs à la flexibilité de la consommation et de la production électrique (p. ex. capacité de stockage, capacité de charge, part de consommateurs électriques flexibles).

Dans le scénario ZÉRO, les pays étrangers européens sont représentés de manière cohérente par rapport à la Suisse: à partir de l'objectif du zéro émission nette de gaz à effet de serre en Europe, les besoins en électricité, notamment, augmentent nettement en raison de l'électrification, ce qui requiert un développement ambitieux des énergies renouvelables. D'une manière générale, on a veillé à ne pas adopter d'hypothèses «optimistes» pour les pays étrangers européens en ce qui concerne les possibilités d'importation de la Suisse (entre autres: parts du photovoltaïque relativement élevées à l'étranger, nette baisse de la production nucléaire notamment en France).

Hormis la Suisse, aucun «bilan annuel équilibré» n'est fixé pour les pays. Les quantités importées et exportées découlent de la modélisation du marché de l'électricité. Cependant, on veille en particulier à ce que les grands pays ne soient pas engagés sur le long terme dans d'importantes importations structurelles d'électricité. En outre, dans tous les pays étrangers européens, il est possible de couvrir la charge de pointe (inflexible) par la puissance garantie ou par la flexibilité à l'intérieur du pays (à l'instar de ce qui prévaut en Suisse).

Allemagne

Généralités: développement conforme au PNEC jusqu'en 2030, mais ajusté pour être compatible avec l'objectif du zéro émission nette, puis développement ambitieux des énergies renouvelables et croissance plus forte de la consommation électrique

Énergie nucléaire: sortie du nucléaire d'ici à 2022 selon la loi allemande sur l'énergie nucléaire («Atomgesetz»)

Centrales à charbon: sortie du charbon d'ici à 2038 (avancée à 2035) selon la loi allemande sur la sortie du charbon («Kohleausstiegsgesetz»)

Centrales à gaz: part élevée de H₂ à long terme

- 23 GW en 2020
- Développement de turbines à gaz comme centrales d'appoint à concurrence de 50 GW (net) jusqu'en 2050

Énergies renouvelables: concentration sur l'énergie éolienne à court terme, importants taux de développement du photovoltaïque à long terme

- 56 GW d'énergie éolienne sur terre, 8 GW d'énergie éolienne en mer, 51 GW de photovoltaïque en 2020
- 130 GW d'énergie éolienne sur terre, 70 GW d'énergie éolienne en mer, 349 GW de photovoltaïque en 2050

Consommation électrique

- Augmentation de la consommation électrique en raison de l'électrification du secteur des transports, de l'approvisionnement en chaleur et du secteur industriel. En outre, production indigène d'hydrogène et CSC (captage et stockage du carbone) supposés. Production indigène de H₂ dépendante de la situation du marché de l'électricité (endogène dans le modèle, heures propices)

Sources:

Atomgesetz: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/ausstieg-aus-der-kernkraft-394280>

Kohleausstiegsgesetz: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/kohleausstiegsgesetz-1716678atomgesetz>

PNEC: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/de_final_necp_main_de.pdf

Hypothèses propres relatives à l'évolution à partir de 2030 dans la perspective du zéro émission nette

France

Généralités: développement conforme au PNEC jusqu'en 2030, mais ajusté pour être compatible avec l'objectif du zéro émission nette, puis développement ambitieux des énergies renouvelables et croissance plus forte de la consommation électrique

Énergie nucléaire: réduction sensible durant la période visée

- Réduction de la part de la production d'électricité nucléaire à environ 50% jusqu'en 2035 (sur la base des communications officielles/programmation pluriannuelle de l'énergie, PPE)
- Hormis Flamanville, pas de nouvelle construction de centrale nucléaire en raison des incertitudes en la matière.
- Les centrales nucléaires sont mises hors service après 50 ans d'exploitation

Centrales à charbon: sortie du charbon d'ici à 2022.

Centrales à gaz: part élevée de H₂ à long terme, moindre importance du biométhane

- 12 GW En 2020
- Développement des turbines à gaz comme centrales d'appoint à concurrence de 51 GW (net) jusqu'en 2050

Énergies renouvelables: concentration sur l'énergie éolienne à court terme, importants taux de développement du photovoltaïque à long terme

- 20 GW d'énergie éolienne sur terre, 3 GW d'énergie éolienne en mer, 12 GW de photovoltaïque en 2020
- 90 GW d'énergie éolienne sur terre, 48 GW d'énergie éolienne en mer, 170 GW de photovoltaïque en 2050

Consommation électrique

- Augmentation de la consommation électrique en raison de l'électrification du secteur des transports, de l'approvisionnement en chaleur et du secteur industriel. En outre, production indigène d'hydrogène et CSC (captage et stockage du carbone) supposés.

Sources:

Énergie nucléaire: PPE (avec réduction jusqu'en 2028 et objectif de 50% en 2035):

<https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27e%CC%81nergie.pdf> ou communication de la réduction de la part de l'énergie nucléaire: <https://www.leparisien.fr/economie/14-reacteurs-nucleaires-seront-arretes-d-ici-2035-annonce-emmanuel-macron-27-11-2018-7954812.php>

PNEC: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_final_necp_main_en.pdf

Sortie du charbon: <https://perma.cc/5XYM-8VDA>

Hypothèses propres relatives à l'évolution à partir de 2030 dans la perspective du zéro émission nette

Italie

Généralités: développement conforme au PNEC jusqu'en 2030, mais ajusté pour être compatible avec l'objectif du zéro émission nette, puis développement ambitieux des énergies renouvelables et croissance plus forte de la consommation électrique

Centrales à charbon: sortie du charbon d'ici à 2025.

Centrales à gaz: part élevée de H₂ à long terme, moindre importance du biométhane

- 51 GW en 2020
- Développement des turbines à gaz comme centrales d'appoint à concurrence de 8 GW (net) d'ici à 2050

Énergies renouvelables: concentration sur le photovoltaïque

- 11 GW d'énergie éolienne sur terre, 0 GW d'énergie éolienne en mer, 25 GW de photovoltaïque en 2020
- 43 GW d'énergie éolienne sur terre, 4 GW d'énergie éolienne en mer, 200 GW de photovoltaïque en 2050

Consommation électrique

- Augmentation de la consommation électrique en raison de l'électrification du secteur des transports, de l'approvisionnement en chaleur et du secteur industriel. En outre, production indigène d'hydrogène et CSC (captage et stockage du carbone) supposés.

Sources:

Sortie du charbon: PNEC

PNEC: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_it.pdf

Hypothèses propres relatives à l'évolution à partir de 2030 dans la perspective du zéro émission nette

Autriche

Généralités: développement conforme au PNEC jusqu'en 2030, puis développement ambitieux des énergies renouvelables et croissance plus forte de la consommation électrique

Centrales à charbon: sortie du charbon réalisée en 2020

Centrales à gaz: part élevée de H₂ à long terme

- 4 GW en 2020
- Développement de turbines à gaz comme centrales d'appoint à concurrence de 10 GW (net) d'ici à 2050

Énergies renouvelables: claire concentration sur le photovoltaïque à long terme

- 4 GW d'énergie éolienne sur terre, 0 GW d'énergie éolienne en mer, 3 GW de photovoltaïque en 2020
- 8 GW d'énergie éolienne sur terre, 0 GW d'énergie éolienne en mer, 24 GW de photovoltaïque en 2050

Consommation électrique

- Augmentation de la consommation électrique en raison de l'électrification du secteur des transports, de l'approvisionnement en chaleur et du secteur industriel. En outre, production indigène d'hydrogène et CSC (captage et stockage du carbone) supposés.

Sources:

Sortie du charbon: <https://www.zeit.de/wissen/umwelt/2020-04/kohleausstieg-oesterreich-kohlekraftwerk-abgeschalten-fossile-energie>

PNEC: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/at_final_necp_main_de.pdf

Autres

Valeurs de la capacité de transfert nette («net transfer capacity», NTC) pour les importations et les exportations selon le-PDDR 2018

Liste des sources

- Basler & Hofmann 2021 Studie Winterstrom Schweiz – Was kann die heimische Photovoltaik beitragen? Basler & Hofmann SA, sur mandat de l’OFEN, 2021
- Conseil fédéral 2013 Message relatif au premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050, septembre 2013; <https://www.fedlex.admin.ch/eli/fga/2013/1476/fr>
- Gouvernement fédéral allemand 2020 Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz), loi du Gouvernement fédéral de l’Allemagne (en vigueur depuis le 14.8.2020)
- OFEN 2019 Potentiel hydroélectrique de la Suisse. Évaluation du potentiel de développement de la force hydraulique dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, Office fédéral de l’énergie, 2019
- OFEN 2020 Statistique suisse de l’électricité 2019, Office fédéral de l’énergie, 2020
- EICom 2020 Document de référence. Conditions-cadres pour assurer une production hivernale appropriée. Évaluation de l’EICom, Commission fédérale de l’électricité (EICom), 2020
- REGRT-E 2018 Plan décennal de développement du réseau (PDDR), REGRT-E, 2018
- EPFL 2019 A. Kahl, J. Dujardin, M. Lehning, The bright side of PV production in snow-covered mountains, Proceedings of the National Academy of Science (PNAS), 2019
- UE 2020 Plans nationaux en matière d’énergie et de climat (PNEC), Commission européenne, 2020
- Ministère de la Transition écologique 2020 Programmations pluriannuelles de l’énergie, Ministère français de la Transition écologique, 2020
- Prognos et al. 2020 Perspectives énergétiques 2050+. Rapport succinct, Prognos SA, TEP Energy Sàrl, INFRAS SA et Ecoplan, sur mandat de l’Office fédéral de l’énergie (OFEN)
- Prognos et al. 2021a Energieperspektiven 2050+- Exkurs zum Thema «Biomasse». Prognos SA, TEP Energy Sàrl et INFRAS SA, sur mandat de l’Office fédéral de l’énergie (OFEN)
- Prognos et al. 2021b Energieperspektiven 2050+ - Exkurs zum Thema «Stromerzeugung aus WKK-Anlagen». Prognos SA, TEP Energy Sàrl et INFRAS SA, sur mandat de l’Office fédéral de l’énergie (OFEN)