

L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DE LA SUISSE JUSQU'EN 2050

Synthèses des résultats et des bases

13 décembre 2022

2050
Avenir énergétique

Collaborateurs et collaboratrices du projet

Environ 70 collaborateurs et collaboratrices de la branche ont participé à l'étude «Avenir énergétique 2050» de l'AES, notamment:

Comité de pilotage

Niklaus Zepf, Axpo, swisselectric, président du comité de pilotage

Andrea Papina, AET, ESI

Beat Gassmann, IBK, DSV

Jörg Wild, Energie 360°, Sans appartenance

Markus Balmer, IWB, Swissspower

Michael Frank, AES

Michel Hirtzlin, SID, Multidis

Robert Schürch, WWZ, Entreprises régionales

Direction de projet/sous-projet

Thomas Marti, EVU Partners AG, directeur de projet

Martin Rüdüsüli, Empa

Matthias Sulzer, Empa

André Hügli, Alpiq, swisselectric

Karl Resch, EKZ, RegioGrid

Bernhard Mayerhofer, AEW

Frank Pleuler, Energy Partner GmbH

Kristin Brockhaus, AES

Stefan Roth, FHNW

Claudius Kobel, Alpiq

Andreas Ebner, BKW

Thomas Ingold, e-netz AG

Sous-projet 1: Modélisation

Martin Rüdüsüli, Empa, co-directeur de sous-projet

Matthias Sulzer, Empa, co-directeur de sous-projet

Christian Opitz, HSG

Elliot Romano, Empa / UNIGE

Julien Marquant, Urban Sympheny

Kristina Orehoung, Empa

Mashaël Yazdanie, Empa

Michael Schürle, HSG

Natasa Vulic, Empa

Philipp Heer, Empa

Robin Mutschler, Empa

Sven Eggimann, Empa

Youssef Sherif, Empa / Urban Sympheny

Urs Elber, Empa

Sous-projet 2: Intégration UE

André Hügli, Alpiq, swisselectric, directeur de sous-projet

Claudio Maag, EKZ, RegioGrid

Daniel Schmid, SAK, RegioGrid

Lorenz Rentsch, Axpo, swisselectric

Sous-projet 3: Électrification de la Suisse

Karl Resch, EKZ, RegioGrid, directeur de sous-projet

Jan Baumann, Primeo Energie, RegioGrid

Michael Gratwohl, AES

Ralf Rienäcker, Axpo, swisselectric

Sous-projet 4: Mobilité

Bernhard Mayerhofer, AEW, RegioGrid, directeur de sous-projet

Adrian Koch, SAK, RegioGrid

Daniel Laager, Primeo Energie, RegioGrid

Gaspard Lhermitte, Alpiq, swisselectric

Rico Grünenfelder, auparavant à Repower, Sans appartenance

Partenaire scientifique du projet



Empa

Materials Science and Technology

Sous-projet 5: Flexibilité à court terme

Frank Pleuler, Energy Partner AG, directeur de sous-projet

Corinne Häberling, Energie 360°, Sans appartenance

Evangelos Boutaniotis, CKW, swisselectric

Martin Gassner, Alpiq, swisselectric

Samuel Pfaffen, Eniwa, Swissspower

Susanne Weidmann, AES

Sous-projet 6: Couplage des secteurs

Kristin Brockhaus, AES, directrice de sous-projet

Stefan Roth, FHNW, directeur de sous-projet par intérim

Philipp Ditzel, sgsw

Rafael Mesey, CKW, swisselectric

Stefan Linder, Alpiq, swisselectric

Sven Erni, SIG, Multidis

Sous-projet 7: Stockage saisonnier

Claudius Kobel, Alpiq, swisselectric

Mathias Lorenz, Alpiq, swisselectric

Patric Lumberas, SAK, Regiogrid

Rainer Kyburz, CKW, swisselectric

Romina Schürch, AES

Sous-projet 8: Réseau de distribution (étude à suivre en été 2023)

Thomas Ingold, e-netz AG, directeur de sous-projet

Andreas Ebner, BKW AG, Regiogrid, auparavant directeur de sous-projet

Aleksandar Maksimovic, CKW, swisselectric

Deniz Incesu, Groupe E, Regiogrid

Dirk Schmidt, EBL, DSV

Emmanuel Heer, e-netz AG

Florent Perruchoud, SIL, Multidis

Gerhard Bräuer, Repower, Sans appartenance

Julien Maret, Romande Energie, Regiogrid

Olivier Stössel, AES

Patrick Widmer, SAK, Regiogrid

Roland Notter, Axpo, swisselectric

Tobias Betschart, Primeo Energie, Regiogrid

Tyler Bacciarini, Primeo Energie, Regiogrid

Communication

Claudia Egli, AES

Julien Duc, AES

Simon Vögtli, AES

Marion Bertrand, AES

Soutien au projet

Ellen van Vliet, AES

Remerciements

Outre les personnes directement impliquées dans le projet susmentionnées, plusieurs personnes externes ont participé à cette étude. Nous tenons à les remercier tout particulièrement de leurs précieuses contributions:

Daniel Farinotti (ETH/WSL) et Matthias Huss (WSL) pour la mise à disposition des données nécessaires à l'évaluation des répercussions du changement climatique sur l'hydroélectricité suisse

Alina Walch (EPFL) pour la mise à disposition des données sur le potentiel du photovoltaïque en toiture

Annellen Kahl (WSL/SUNWELL) pour la mise à disposition des données sur le photovoltaïque alpin

Vanessa Burg (WSL) pour la mise à disposition des données sur le potentiel régional de la biomasse

Jonathan Chambers (Université de Genève) pour la mise à disposition des données sur le potentiel régional de la chaleur à distance.

Autre partenaire du projet



L'APPROVISIONNEMENT ÉNERGÉTIQUE DE LA SUISSE JUSQU'EN 2050

Table des matières

Collaborateurs et collaboratrices du projet.....	2
Remerciements.....	3
1. Résumé	6
1.1 «Avenir énergétique 2050» – Scénarios pour l’avenir énergétique et climatique de la Suisse.....	6
1.2 Principaux résultats pour l’année 2050	7
1.3 Modélisations et analyses effectuées	9
2. Avenir énergétique 2050 – Étude de la branche sur l’approvisionnement énergétique à long terme de la Suisse	11
2.1 Étude de la branche	11
2.2 Public cible.....	11
2.3 Approche adoptée.....	12
2.4 Scénarios.....	15
2.5 Bases	16
2.6 Simulation de la sécurité d’approvisionnement	33
2.7 Sources et critique des sources.....	34
3. Résultats.....	35
3.1 Une forte augmentation de la production nécessitée par la hausse de la demande et le besoin de remplacement	36
3.2 Baisse de la consommation totale d’énergie, hausse de la part de l’électricité	37
3.3 Scénario «offensif-intégrée»: principaux résultats.....	38
3.4 Scénario «défensif-isolée»: principaux résultats	42
3.5 Comparaison croisée des quatre scénarios	44
3.6 Production de chaleur	47
3.7 Bilans de l’hydrogène, du méthane et du bois.....	48
3.8 Dépendance aux importations	50
3.9 Réalisation des objectifs climatiques d’ici à 2050 («zéro émission nette»).....	51
3.10 Coûts du système	53
3.11 Sensibilité	56
4. Conclusions	65
4.1 Nous n’atteindrons pas les objectifs énergétiques et climatiques sans une accélération massive du développement et une augmentation substantielle de l’efficacité, une transformation et une extension ciblées des réseaux et un échange étroit d’énergie avec l’Europe.....	65
4.2 Les besoins en électricité de la Suisse sont appelés à augmenter	65
4.3 L’acceptation élevée de nouvelles infrastructures énergétiques et une étroite coopération énergétique avec l’Union européenne créent les meilleures conditions pour assurer la sécurité de l’approvisionnement et atteindre les objectifs énergétiques et climatiques au moindre coût.....	66

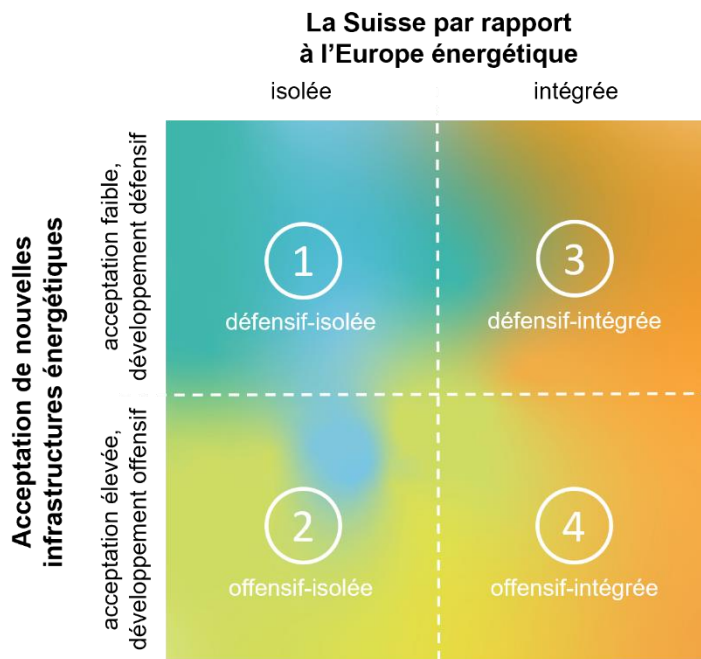
4.4	Un système énergétique transformé est plus avantageux que le statu quo car plus efficace.	66
4.5	La transformation du système énergétique réduit 4 à 6 fois la dépendance aux importations d'énergie de la Suisse.	66
4.6	La Suisse reste importatrice d'électricité.	67
4.7	La neutralité climatique n'est possible qu'avec une électrification complète.	67
4.8	L'hydroélectricité reste le pilier du système énergétique suisse.	68
4.9	Le photovoltaïque alpin et l'éolien apportent des avantages importants pour l'approvisionnement électrique hivernal.	68
4.10	L'hydrogène peut devenir un élément essentiel de l'approvisionnement énergétique de la Suisse. ...	68
4.11	La sécurité d'approvisionnement nécessite des centrales de secours et des dispositifs de stockage.	69
4.12	La transformation du système énergétique implique une restructuration et une extension du réseau électrique.	69
5.	Annexe	70
5.1	Principes généraux	70
5.2	Bases des besoins en énergie de la Suisse	72
5.3	Bases de la production d'énergie et de l'import/export en Suisse	79
5.4	Bases des besoins et de la production d'électricité en Europe	97
5.5	Résultats détaillés	104
5.6	Table des abréviations	125
5.7	Bibliographie	127
	Liste des tableaux	131
	Liste des figures	132
	Citation	135

1. Résumé

1.1 «Avenir énergétique 2050» – Scénarios pour l'avenir énergétique et climatique de la Suisse

L'étude «Avenir énergétique 2050» examine les options possibles pour la transformation du système énergétique suisse et leurs répercussions, notamment en ce qui concerne la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse. La modélisation du système énergétique a été élaborée par la branche énergétique en collaboration avec l'Empa, sur mandat de l'AES, et analyse le système énergétique global de la Suisse jusqu'en 2050.

L'étude montre comment le système énergétique suisse peut évoluer à l'aide de quatre scénarios réalistes s'appuyant sur deux dimensions générales. D'une part, l'acceptation de nouvelles infrastructures énergétiques (développement «offensif» contre «défensif») a une incidence sur la transformation du système. D'autre part, l'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'énergie, concrètement la conclusion d'accords avec l'Union européenne, est également un facteur d'influence (Suisse «intégrée» contre «isolée»).



1.2 Principaux résultats pour l'année 2050

Nous n'atteindrons pas les objectifs énergétiques et climatiques sans une accélération massive du développement et une augmentation substantielle de l'efficacité, une transformation et une extension ciblées des réseaux et un échange étroit d'énergie avec l'Europe. Les conditions pour atteindre les objectifs dans les scénarios correspondants sont meilleures ou moins bonnes selon les accentuations des deux dimensions générales (la Suisse par rapport à l'Europe énergétique / l'acceptation de nouvelles infrastructures énergétiques). Le rythme actuel de développement du photovoltaïque (PV) et de l'éolien en particulier ne sera pas suffisant pour atteindre, d'ici à 2050, les objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse, qui devra continuer à s'appuyer en partie sur les énergies fossiles. Dans le cas du seul photovoltaïque, le rythme actuel de développement des deux dernières années dans les scénarios «offensif» est tout juste suffisant pour atteindre le développement nécessaire d'ici à 2040, tandis que dans les scénarios «défensif», il manquera jusqu'à 7 GW, soit 20%. Concernant l'énergie éolienne, qui ne connaît à l'heure actuelle pratiquement pas de développement, il manquera environ 1,2 GW en 2050 dans les scénarios «offensif» au rythme actuel.

Les besoins en électricité de la Suisse sont appelés à augmenter. Les besoins en électricité de base de la Suisse diminueront légèrement d'ici à 2050 grâce à l'amélioration des technologies et aux mesures d'efficacité. Le remplacement des agents énergétiques fossiles dans les transports et les applications de chaleur entraînera néanmoins une forte augmentation des besoins d'électricité, qui passeront de 62 TWh actuellement à 80 à 90 TWh en 2050, soit une hausse de 25 à 40% selon les scénarios. L'augmentation des besoins en électricité et la désaffectation successive des centrales nucléaires suisses d'ici à 2044 créeront un déficit de production de 37 TWh, qui devra être comblé par la construction de nouvelles installations.

L'acceptation élevée de nouvelles infrastructures énergétiques et une étroite coopération énergétique avec l'Union européenne créent les meilleures conditions pour assurer la sécurité de l'approvisionnement et atteindre les objectifs énergétiques et climatiques au moindre coût. Le scénario «offensif-intégrée» présente les coûts systémiques annuels les plus bas, avec environ 24 milliards de CHF, ainsi qu'une dépendance aux importations d'électricité en hiver relativement faible, à hauteur d'environ 7 TWh (19% des besoins hivernaux). Par contre, dans le scénario «défensif-isolée», les coûts s'élèvent à environ 28 milliards de CHF et la dépendance aux importations d'électricité est d'environ 9 TWh (22% des besoins du semestre hivernal). Dans l'ensemble, le scénario «offensif-intégrée» offre l'approvisionnement énergétique le plus fiable pour la Suisse.

Un système énergétique transformé est plus avantageux que le statu quo car plus efficace. Cela est particulièrement vrai pour les scénarios «offensif». Selon les scénarios, le remplacement des importations actuelles de combustibles fossiles par l'électricité entraîne une réduction des coûts annuels du système de 1 à 5 milliards de CHF. L'efficacité s'en trouve considérablement augmentée, les applications électriques étant plus efficaces que les processus de combustion. L'extension et la transformation du réseau électrique ne sont pas encore prises en compte.

La transformation du système énergétique réduit 4 à 6 fois la dépendance énergétique globale de la Suisse. Aujourd'hui, la dépendance aux importations est de 79% sur un total de 259 TWh d'énergie primaire. En 2050, cette part d'importation sera réduite à 30 à 42% d'un total de 115 à 132 TWh d'énergie primaire selon le scénario, ce qui réduit la dépendance absolue aux importations d'un facteur de 4 à 6. Cela

est rendu possible par l'électrification, qui entraîne une plus grande efficacité des systèmes, l'augmentation de l'efficacité du côté de la demande¹ et le développement de la production d'énergie indigène.

La Suisse reste importatrice d'électricité. En hiver, elle devra continuer à importer de l'électricité. La dépendance aux importations en hiver passe de 3 TWh aujourd'hui à 7 TWh dans le scénario «offensif-intégrée» et à 9 TWh dans le scénario «défensif-isolée». Le problème des importations s'aggravera entre-temps vers 2040, car il n'y aura pas encore d'infrastructure pour l'hydrogène, le nucléaire suisse sera déjà en grande partie hors service et les besoins en électricité augmenteront en raison de l'électrification croissante.

La neutralité climatique n'est possible qu'avec une électrification complète. Dans les quatre scénarios, la neutralité climatique implique le remplacement des carburants et combustibles fossiles par l'électricité, en particulier dans les domaines des transports et de la chaleur. Cela permet de réduire les gaz à effet de serre sur le territoire national dans tous les scénarios, en passant de 35 millions de tonnes d'équivalent CO₂ actuellement à 2,6 à 3,3 millions de tonnes. La réalisation de l'objectif de zéro émission nette nécessite des mesures supplémentaires impliquant le recours aux technologies à émissions négatives, telles que le captage du CO₂ dans les usines d'incinération des ordures ménagères ou directement dans l'air (*direct air capture*). Les coûts supplémentaires de ces mesures représentent 3 à 3,5 milliards de CHF par an et sont pris en compte dans les coûts du système.

L'hydroélectricité reste le pilier du système énergétique suisse. Elle dominera la production d'électricité dans tous les scénarios, avec environ 35 TWh. Dans les scénarios «offensif», il est possible d'ajouter environ 2 TWh produits avec l'eau accumulée, ce qui renforce la sécurité hivernale du système énergétique.

Le photovoltaïque alpin et l'éolien apportent des avantages significatifs pour l'approvisionnement électrique hivernal. En 2050, la production des installations photovoltaïques alpines au sol s'élève à environ 2 TWh dans les scénarios «offensif», et la production éolienne à environ 3 TWh. Comme ces installations permettent de réduire les importations d'électricité, elles apportent une contribution substantielle à l'approvisionnement en électricité en hiver.

L'hydrogène peut devenir un élément essentiel de l'approvisionnement énergétique de la Suisse. L'importation d'hydrogène vert via l'infrastructure d'hydrogène européenne en cours de développement peut devenir un pilier de l'approvisionnement énergétique en hiver, aux côtés de l'hydroélectricité et du photovoltaïque. Dans le scénario «offensif-intégrée», les centrales à gaz fonctionnant à l'hydrogène fournissent environ 13 TWh d'électricité sur l'ensemble de l'année, dont 9 TWh en hiver, couvrant ainsi environ 20% des besoins hivernaux. L'ajout de nouvelles centrales nucléaires comme les petits réacteurs modulaires (*small modular reactors*, SMR) n'est pas rentable avec une dorsale européenne de l'hydrogène, car les centrales à gaz à hydrogène peuvent répondre à la demande de manière plus flexible et plus économique.

La sécurité d'approvisionnement nécessite des centrales de secours et des dispositifs de stockage. Le futur système énergétique sera en grande partie alimenté par une production basée sur les énergies renouvelables dépendantes des conditions météorologiques, comme le photovoltaïque et l'éolien. Pour maintenir la sécurité d'approvisionnement dans ces conditions, il est nécessaire de disposer de centrales de

¹ Processus industriels, rénovation des bâtiments, éclairage, appareils, etc.

secours et de stocker l'énergie. Les coûts de ces opérations s'élèvent à environ 1 milliard de CHF par an et sont intégrés dans les coûts du système.

La transformation du système énergétique implique une restructuration et une extension du réseau électrique. Le photovoltaïque se développe massivement, avec une production de 18 TWh dans le scénario «offensif-intégrée» à 28 TWh dans le scénario «défensif-isolée», principalement de manière décentralisée sur les toits. Avec l'électrification des transports et des applications de chaleur, cela nécessite une extension et une transformation du réseau, surtout aux niveaux de réseau inférieurs. Le développement du photovoltaïque alpin requiert également la construction de lignes d'alimentation correspondantes. Cette extension du réseau n'est pas encore prise en compte dans la présente étude et fera l'objet d'une étude plus approfondie de l'AES en 2023.

1.3 Modélisations et analyses effectuées

La méthodologie adoptée pour l'étude consiste à répondre à la demande au coût systémique le plus bas possible. À cet effet, le modèle calcule les capacités et les flux d'énergie du système énergétique d'aujourd'hui et des années 2030, 2040 et 2050 au moyen d'une approche déterministe sur une base horaire. Le modèle prend en compte tous les consommateurs d'énergie tels que les ménages, le commerce, les services, l'industrie et la mobilité, ainsi que tous les agents énergétiques pertinents tels que l'électricité, la chaleur (chauffage et refroidissement) et les gaz. L'infrastructure électrique des pays voisins de la Suisse et du reste de l'Europe a été prise en compte dans le modèle, avec les installations pouvant être commandées et les capacités de réseau transfrontalières. Ce modèle de système énergétique global permet d'établir des prévisions fondées concernant le développement technique, les coûts du système et les émissions de CO₂.

L'étude «Avenir énergétique 2050» examine également les répercussions sur les réseaux électriques. Les résultats ne sont pas encore inclus dans ce rapport et seront publiés dans une étude séparée en 2023.

Les technologies candidates possibles ont été spécifiées dans le modèle en définissant des niveaux d'efficacité, des limites de capacité, des fonctions de coût, etc. en fonction du scénario choisi. De plus, des bases communes pour les prix des matières premières, les prix des émissions, les taux d'intérêt, la croissance démographique, la conception des bâtiments, etc. ont été intégrées dans le modèle. Ces bases ont été harmonisées avec la littérature scientifique actuelle.

L'énergie nucléaire a été traitée suivant la législation actuelle. La durée de vie des centrales nucléaires existantes a été uniformément fixée à 60 ans. L'évolution dans les autres pays européens a été modélisée conformément aux indications du «*Ten Year Network Development Plan*» (TYNDP) du REGRT-E dans sa version de 2020, en tenant partiellement compte des connaissances actuelles (version 2022).

Les principales caractéristiques distinctives entre les scénarios sont les suivantes:

- La consommation de base d'électricité est plus élevée dans les scénarios «défensif» que dans les scénarios «offensif».
- Les possibilités d'importation d'électricité et d'hydrogène en Suisse sont meilleures dans les scénarios «intégrée» que dans les scénarios «isolée».

- L'évolution de la mobilité prend en compte une électrification massive dans tous les scénarios, avec un rôle un peu plus important de l'hydrogène pour les véhicules utilitaires dans les scénarios «intégrée».
- La flexibilité à court terme dans le domaine de l'électricité, par exemple à l'aide des batteries et du report de charge par la «*demand side management*» (DSM, gestion de la demande), peut être davantage exploitée dans les scénarios «offensif».
- L'énergie hydraulique peut être légèrement développée dans les scénarios «offensif». L'éolien et les installations photovoltaïques alpines au sol ne peuvent être développés que dans ces scénarios.

L'influence de certains facteurs, tels que le changement de la consommation de base, la disponibilité de l'hydrogène renouvelable en grandes quantités et l'autorisation des SMR, la dernière génération de centrales nucléaires, a été analysée dans le cadre de sensibilités.

2. Avenir énergétique 2050 – Étude de la branche sur l’approvisionnement énergétique à long terme de la Suisse

2.1 Étude de la branche

La Stratégie énergétique de la Suisse et l’objectif «Zéro émission nette en 2050» sont largement acceptés par le monde politique et le grand public. (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021). S’appuyant sur ce constat, la présente étude a pour but de faire des propositions sur le futur système énergétique de la Suisse en tenant pleinement compte des hypothèses des objectifs énergétiques et climatiques propres au pays. Concrètement, la Suisse devra disposer d’un système fiable, économique et basé sur quasiment 100% d’énergies renouvelables.

Diverses institutions gouvernementales, politiques et universitaires ont déjà réalisé des études sur le futur système énergétique de la Suisse (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021) (Panos, Kober, Ramachandran, & Hirschberg, 2021) (Boulouchos, Neu, & et al., 2022). Ces études donnent une bonne vue d’ensemble des défis, mais n’approfondissent que certains aspects partiels ou présentent des lacunes quant à la manière dont les objectifs fixés peuvent être atteints et, en particulier, sur les incidences qu’ils auront sur la branche énergétique. Parallèlement, l’environnement économique est en constante mutation, comme le montre la crise énergétique actuelle. De nouvelles technologies, telles que le photovoltaïque alpin ou les nouvelles possibilités de stockage de l’électricité, sont de plus en plus mises en avant. Les effets sur les réseaux de distribution sont notamment sous-estimés et encore trop peu considérés dans les analyses. La présente étude de la branche comble ces lacunes. Dans un premier temps, le système énergétique est modélisé à l’aide de bilans agrégés du réseau électrique, mais sans tenir compte des flux d’énergie dans le réseau électrique. Dans un second temps, les effets détaillés sur les réseaux électriques de tous les niveaux de réseau sont analysés et devraient être présentés vers mi-2023.

L’étude «Avenir énergétique 2050» examine les options possibles pour le développement du système énergétique suisse et leurs conséquences. L’AES a apporté une contribution experte et techniquement équilibrée au débat sur la politique énergétique. La présente étude de la branche sur la stratégie énergétique et climatique vise à servir de base d’information et de décision pour la politique et la société.

2.2 Public cible

L’étude de la branche fournit des bases claires et compréhensibles pour la politique et les autorités. Elle offre des informations et des connaissances basées sur des faits reconnus et des hypothèses d’avenir plausibles et impartiales, et sensibilise le public aux aspects importants de l’approvisionnement énergétique. Dans le même temps, elle contribue au débat sur la manière dont la Suisse peut atteindre ses objectifs énergétiques et climatiques d’ici à 2050.

L’étude offre aux membres de l’AES un cadre d’orientation pour ce qui a trait aux questions stratégiques. Les membres de l’AES, largement impliqués dans son élaboration, ont contribué à la réalisation d’une étude pratique et compréhensible.

2.3 Approche adoptée

La modélisation d'«Avenir énergétique 2050» pour l'année 2050 est basée sur le logiciel d'optimisation «*ehub*», développé par l'Urban Energy System Lab de l'Empa². *ehub* utilise la programmation linéaire en nombres entiers mixtes (MILP) pour trouver des solutions minimales en termes de coûts et de CO₂ dans le système énergétique. La MILP résout des équations linéaires dans lesquelles les variables peuvent être limitées à une valeur entière et permet ainsi de résoudre des problèmes bien plus complexes que les algorithmes d'optimisation linéaire traditionnels. La MILP permet notamment de prendre en compte les conditions limites des technologies, telles que la puissance minimale par unité ou les conditions «must run», afin d'établir un lien élevé avec la réalité du système électrique étudié. La MILP correspond à l'état actuel de la technique en matière de modélisation avancée des systèmes énergétiques (Agence pour l'Énergie Nucléaire, 2022).

Le modèle repose sur une demande donnée d'électricité, de chaleur et de combustibles/carburants, déterminée heure par heure, et couverte de la manière la plus rentable possible avec les technologies disponibles. L'utilisation des technologies et les agents énergétiques fossiles sont limités selon les scénarios en fonction des conditions-cadre, afin d'atteindre l'objectif de zéro émission nette en 2050. L'étude recherche des solutions avec des coûts système minimaux, c'est-à-dire que la grandeur d'optimisation du modèle est le coût global du système. Pour plus de détails sur les restrictions, voir le chapitre 2.5 et l'annexe. Seules les années de référence «REF» (situation actuelle), 2030, 2040 et 2050 sont calculées, aucun calcul spécifique n'étant effectué pour les années intermédiaires.

Le modèle ne calcule pas seulement les coûts de la production d'électricité, mais optimise également l'ensemble du système énergétique, à savoir l'intégralité des besoins en chaleur de la Suisse pour les bâtiments et l'industrie, ainsi que la demande de la mobilité. Toutes les conversions d'énergie pertinentes sont prises en compte. La condition principale est la réalisation des objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse d'ici à 2050. Les grandeurs d'optimisation et les moyens de conversion sont schématisés de manière simplifiée à la Figure 1.

² Plus d'informations sur www.empa.ch/web/s313

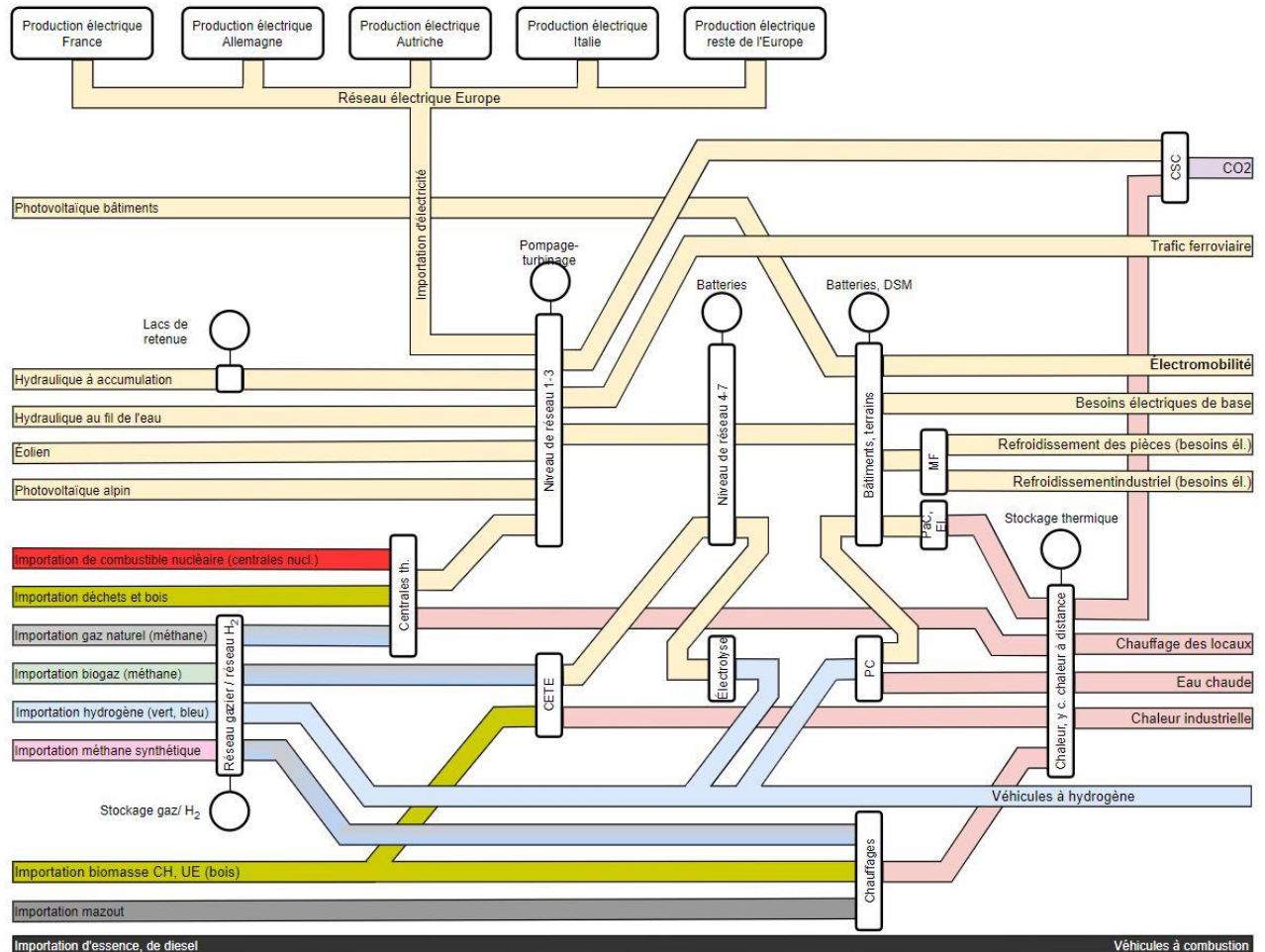


Figure 1 Représentation simplifiée du modèle de système utilisé. Centrales th.: centrales nucléaires, à gaz à cycle combiné, à gaz; H₂: hydrogène; CETE: centrales à énergie totale équipées; PC: piles à combustible; PàC: pompes à chaleur; El.: chauffage électrique; MF: machines frigorifiques; DSM: Demand-Side-Management (automatisation pour le report de charge)

Les coûts du système à réduire se composent des coûts de capital annualisés ainsi que des frais d'exploitation et de maintenance fixes et variables (y compris les coûts des combustibles et carburants ainsi que le prix d'émission du CO₂). Les composantes des coûts sont décrites dans le Tableau 1. Les coûts de développement des réseaux électriques ne sont pas inclus dans les coûts du système. De même, les coûts qui ne sont pas directement liés au système énergétique, tels que les investissements dans les véhicules électriques, les infrastructures de recharge, les adaptations des processus dans l'industrie et la rénovation des bâtiments, ne sont pas pris en compte.

Pour calculer les coûts du système suisse, les coûts nécessaires pour couvrir les besoins en énergie à l'étranger (c'est-à-dire les exportations d'énergie suisse) sont déterminés sur une base horaire. Pour les investissements annualisés, un taux d'intérêt uniforme (coût moyen pondéré du capital, CMPC) de 5% est appliqué. Ce taux correspond approximativement au CMPC actuel pour les installations de production, qui a

été fixé par les autorités à 4,98% pour l'énergie hydraulique depuis quelques années³ (Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, 2021) (Commission fédérale de l'électricité ElCom, 2021).

Tableau 1 Composantes des coûts du système modélisé.

Composante de coût	Description
Dépenses en capital (annualisées) (CAPEX)	Les investissements sont repris de la littérature de référence en tant que coûts « <i>overnight</i> » (en CHF/MW). Les coûts « <i>overnight</i> » sont les coûts d'un projet de construction pour lequel aucun intérêt n'a été généré pendant celle-ci, comme si le projet avait été achevé «en une nuit». Pour déterminer les CAPEX (dépenses en capital), celles-ci sont annualisées (CHF/MW/an) avec un taux d'intérêt (CMPC) de 5% et la période d'amortissement correspondante (en années).
Coûts fixes d'exploitation et d'entretien (FOM)	Les coûts fixes d'exploitation et d'entretien (FOM, <i>fixed operation & maintenance</i>) sont des coûts qui sont générés chaque année indépendamment de la quantité d'énergie produite. Il s'agit par exemple des frais de personnel, des primes d'assurance, des loyers, des taxes, des révisions annuelles, etc. (en CHF/kW/an).
Coûts variables d'exploitation et d'entretien (VOM)	Les coûts variables d'exploitation et d'entretien (VOM, <i>Variable operation & maintenance</i>) sont des coûts qui sont générés chaque année en fonction de la quantité d'énergie produite, en plus des coûts de combustible et carburant indiqués séparément. Il s'agit par exemple des coûts de l'eau de refroidissement, des lubrifiants, etc. (en CHF/kW/an). Les impôts et les taxes, c'est-à-dire également les redevances hydrauliques, n'ont pas été pris en compte dans ce calcul des coûts systémiques macroéconomiques. Les coûts liés à l'utilisation indigène des réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur sont pris en compte dans les technologies respectives en tant que coûts d'exploitation variables.
Coûts de combustible et carburant (<i>fuel costs</i>)	Les coûts des combustibles et carburants pour le gaz naturel, le pétrole, le charbon et l'uranium pour les années REF, 2030, 2040 et 2050 sont les prix de l'énergie sur le marché mondial issus du «TYNDP 2022» (REGRT-G, 2022). Pour la Suisse, les frais de transport jusqu'à la frontière suisse sont pris en compte en plus des prix de l'énergie sur le marché mondial, au sens des prix au passage de la frontière (Prognos AG, Infrass AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Les prix du bois et des déchets sont également directement issus des PE 2050+ (Prognos AG, Infrass AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Pour l'hydrogène et le gaz naturel synthétique, voir les bases au chapitre 2.5.7.
Prix du CO₂	Les prix du CO ₂ utilisés correspondent au prix des EUA du SEQUE-UE, également selon les spécifications du TYNDP 2022.

Le modèle opère une optimisation selon des critères simples et clairs, ce qui permet de vérifier facilement la vraisemblance des résultats. La méthode utilisée, qui suppose que toutes les données (prix, demande, coûts technologiques spécifiques) sont déjà connues aujourd'hui («*perfect foresight*») et correspondent à des

³ Le CMPC de 4,98% s'applique uniquement à l'hydroélectricité, un taux de 4,53% s'applique à la biomasse et un taux de 5,44% à la géothermie.

conditions standard, constitue une limite. Les prix attendus sur les marchés de l'énergie ont été déterminés en collaboration avec l'Institut für Operations Research und Computational Finance de l'Université de Saint-Gall (ior/cf-HSG), partenaire du projet. Pour les prix sur les marchés européens de l'électricité, on a utilisé un modèle spécifique qui les détermine sur une base horaire et en tenant compte des restrictions d'exploitation. Cette méthode déterministe ne tient pas compte des variations à court terme dues aux anomalies météorologiques ou aux fluctuations de la demande.

Un modèle stochastique de l'ensemble du système énergétique n'aurait pas été techniquement réalisable dans le cadre du projet. Nous ne connaissons aucun exemple de modélisation stochastique d'un système énergétique aussi complexe avec un niveau de détail comparable. La MILP a pour avantage de permettre d'optimiser un large éventail de technologies et leurs combinaisons, en tenant compte des investissements, des coûts et des contraintes techniques, ainsi que des décisions politiques, des restrictions réglementaires ou autres. Grâce aux progrès méthodologiques, les modèles MILP sont l'outil le plus approprié pour ces tâches. Les calculs effectués dans cette étude sont basés sur des modèles MILP de l'Empa validés.

2.4 Scénarios

Que se passe-t-il si la Suisse ne peut, à l'intérieur du pays, augmenter que faiblement la production à partir d'énergies renouvelables? Si, par exemple, elle ne peut miser que sur l'hydraulique existante et que, dans le même temps, elle n'est pas étroitement intégrée dans le marché européen de l'électricité? Que signifie cela pour le paysage énergétique suisse dans les 20 à 30 prochaines années? C'est à de telles questions que l'AES veut donner une réponse dans l'étude «Avenir énergétique 2050». Afin d'analyser les répercussions des différentes options, «Avenir énergétique 2050» identifie quatre domaines (blocs) dans les solutions (Figure 2) s'appuyant sur deux dimensions plus générales. L'une concerne la Suisse par rapport à l'Europe énergétique, l'autre s'attache à l'acceptation de nouvelles infrastructures énergétiques et technologies dans le pays.

La première dimension décrit la Suisse par rapport à l'Europe énergétique. Les deux accentuations sont «intégrée» et «isolée».

- Accentuation «intégrée»: la Suisse est totalement intégrée dans l'Europe énergétique. Elle est intégrée dans le marché énergétique mondial et, en particulier, dans le marché électrique européen, et peut échanger en grande quantité de l'électricité avec ses voisins. L'échange de nouveaux agents énergétiques, comme l'hydrogène, est également possible à grande échelle.
- Accentuation «isolée»: la Suisse n'est guère intégrée dans l'Europe de l'énergie et doit en grande partie s'approvisionner elle-même en électricité, en particulier dans les situations de pénurie à l'échelle européenne. En raison de l'absence d'accord avec l'UE en matière de politique énergétique, les capacités d'importation et d'exportation sont très limitées. L'échange de nouveaux agents énergétiques, comme l'hydrogène, n'est également possible que dans une mesure réduite.

La seconde dimension est l'acceptation nationale de nouvelles infrastructures énergétiques et technologies. Les deux accentuations sont «offensif» et «défensif».

- Accentuation «offensif»: l'acceptation nationale de nouvelles infrastructures énergétiques est élevée. Le développement de la production d'électricité dans le pays est poussé en avant au moyen de toutes les technologies disponibles. De même, des possibilités pour économiser l'énergie, pour

améliorer l'efficacité énergétique et pour piloter la consommation et la production sont mises en œuvre.

- Accentuation «défensif»: le développement de la production d'électricité dans le pays est limité aux technologies actuellement largement acceptées. Aucune mesure de grande ampleur ne peut être prise du côté de la demande.

La combinaison des deux dimensions avec deux accentuations chacune spécifie l'espace de solutions avec quatre blocs, qui sont illustrés et décrits par quatre scénarios représentatifs (Figure 2).

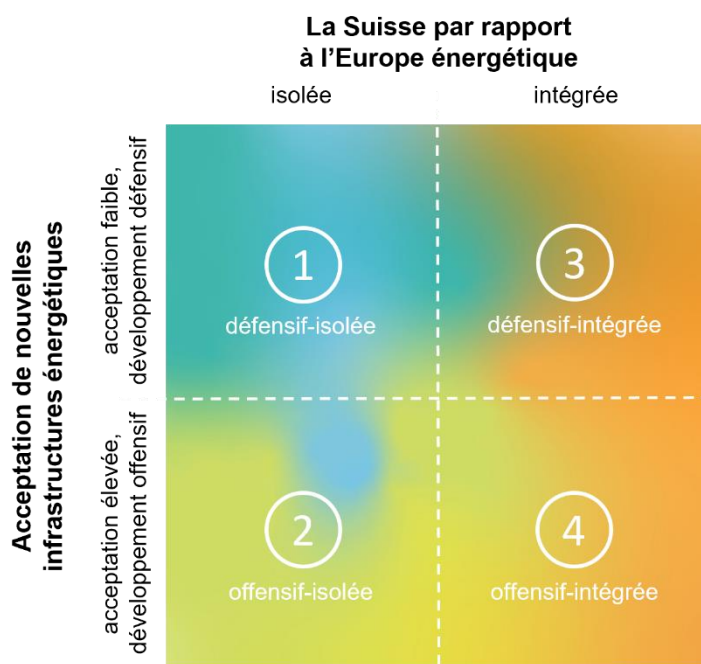


Figure 2 Espace de solutions divisé en quatre blocs et les scénarios représentatifs correspondants dans l'étude «Avenir énergétique 2050»

Nous avons délibérément renoncé à un scénario «poursuite de la politique énergétique actuelle» (PPA), car celui-ci ne peut être utilisé que comme référence et non comme vision réaliste de l'avenir. Premièrement, il ne serait pas possible de remplacer immédiatement les centrales nucléaires qui doivent être fermées au fil du temps, et deuxièmement, un scénario PPA ne remplit pas les objectifs climatiques et énergétiques de la Suisse.

2.5 Bases

2.5.1 Principes généraux

Les principaux paramètres de la modélisation économique sont les prix mondiaux de l'énergie et du CO₂ (REGRT-G, 2022). On suppose que ces prix ne sont pas influencés par le système énergétique suisse. Pour la Suisse, les frais de transport jusqu'à la frontière suisse sont pris en compte en plus des prix de l'énergie sur le marché mondial (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Les coûts du transport

intérieur, par conduites et par voie terrestre, ont été ajoutés aux prix de l'énergie ou aux coûts technologiques respectifs. Pour plus de détails, voir le chapitre 5.1.1 en annexe. Tous les prix sont basés sur la situation actuelle. Les prix n'ont pas été ajustés en fonction de l'inflation.

Pour l'année 2050, les prix suivants s'appliquent (Tableau 2), y compris le prix du CO₂, en Suisse⁴:

Tableau 2 Prix de l'énergie primaire et des émissions utilisés pour 2050 (prix nominaux)

Gaz naturel	57 CHF/MWh
Pétrole	80 CHF/MWh
Émissions de CO ₂	168 CHF/t

Les bases du développement économique global de la Suisse en termes de performances économiques et de population influencent principalement la consommation intérieure de base et sont décrites au chapitre 2.5.3. Les bases de la croissance du PIB ont été établies pour les scénarios «isolée» selon les «Perspectives énergétiques 2050+» et fixées pour les scénarios «intégrée» selon le scénario PIB-A du SECO (Secrétariat d'Etat à l'économie SECO, 2022).

2.5.2 Bases de la production nationale d'électricité

L'étude se base sur une durée de vie de 60 ans pour les centrales nucléaires actuellement exploitées en Suisse, valable pour tous les scénarios. La législation actuelle ne limite pas la durée de vie des centrales nucléaires, mais stipule qu'elles peuvent être exploitées tant qu'elles sont sûres (Inspection fédérale de la sécurité nucléaire IFSN, 2012). On prévoit donc pour les centrales nucléaires actuellement en exploitation les années de mise hors service suivantes (Tableau 3):

Tableau 3 Années de mise hors service des centrales nucléaires suisses

Beznau I	2030
Beznau II	2030
Gösgen	2039
Leibstadt	2044

La construction de nouvelles centrales nucléaires a été exclue dans les quatre scénarios, car elle n'est actuellement pas possible en vertu de la loi sur l'énergie nucléaire (Loi fédérale sur l'énergie nucléaire, 2003). La construction éventuelle de petit réacteur modulaire (Small Modular Reactors, SMR) de dernière génération a été prise en compte dans une analyse de sensibilité après 2040.

⁴ Les prévisions d'évolution des prix sont présentées en annexe.

Le développement des éoliennes est appliqué de manière différenciée selon les scénarios. Dans les scénarios «défensif», seule une augmentation minimale est possible, car les possibilités actuelles d'opposition restent en place pour empêcher leur construction. En revanche, dans les scénarios «offensif», il est possible d'ajouter des éoliennes dans une fourchette de 1,6 à 3,0 GW jusqu'en 2050. L'augmentation réelle est calculée par optimisation dans le modèle.

Le photovoltaïque (PV) peut être développé massivement dans tous les scénarios. On distingue ici les installations en toiture et les installations alpines au sol.

- Les installations en toiture peuvent être développées dans tous les scénarios. Pour les scénarios «offensif», nous prévoyons une augmentation maximale de 43 GW (215 millions de m²) d'ici à 2050. Cette augmentation maximale correspond à une occupation de 85% des surfaces de toitures considérées aujourd'hui comme appropriées (toitsolaire.ch).
- Les installations alpines au sol sont autorisées uniquement dans les scénarios «offensif» et non dans les scénarios «défensif». Une augmentation maximale de 5 GWc est possible d'ici à 2050, ce qui correspond à environ quatre installations de la taille de celle prévue à Grengiols (1,2 GWc) ou à environ 280 installations de la taille du projet «Gondo Solar» (18 MWc).

Les centrales à gaz à cycle combiné (CCC), les usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et les centrales à énergie totale équipées (CETE) sont possibles dans tous les scénarios. Il convient de noter que les CCC et les CETE peuvent être alimentées par du gaz naturel, du biogaz ou de l'hydrogène.

Des coûts spécifiques ont été appliqués pour tous les types d'installations. Ceux-ci sont dérivés de la méthode décrite dans le Tableau 1 et synthétisés à la Figure 3, dans laquelle ils sont présentés sous forme de coûts de production standardisés (LCOE⁵) avec des heures de pleine charge typiques. Pour les technologies de couplage chaleur-force (CCF), un bonus chaleur de 120 CHF/MWh (pour les piles à combustible décentralisées) et de 80 CHF/MWh (pour toutes les installations centralisées) est ajouté aux coûts de production d'électricité. Ce bonus correspond approximativement aux coûts de production de chaleur des futures pompes à chaleur. Le montant du bonus chaleur est donc directement proportionnel à la chaleur produite: il peut être élevé pour les technologies à faible rendement électrique (par exemple géothermie, UIOM, etc.) (Prognos AG & TEP Energy GmbH, 2021) et peut théoriquement conduire à des coûts de production d'électricité négatifs. Les coûts de production d'électricité négatifs n'apparaissent que dans le calcul statique des coûts technologiques moyens avec des heures de pleine charge typiques. Les prix de revient de l'hydrogène importé et de l'hydrogène produit en Suisse figurent en annexe au chapitre 5.3.6.4.

⁵ Coûts totaux moyens actualisés de l'électricité ou de l'énergie

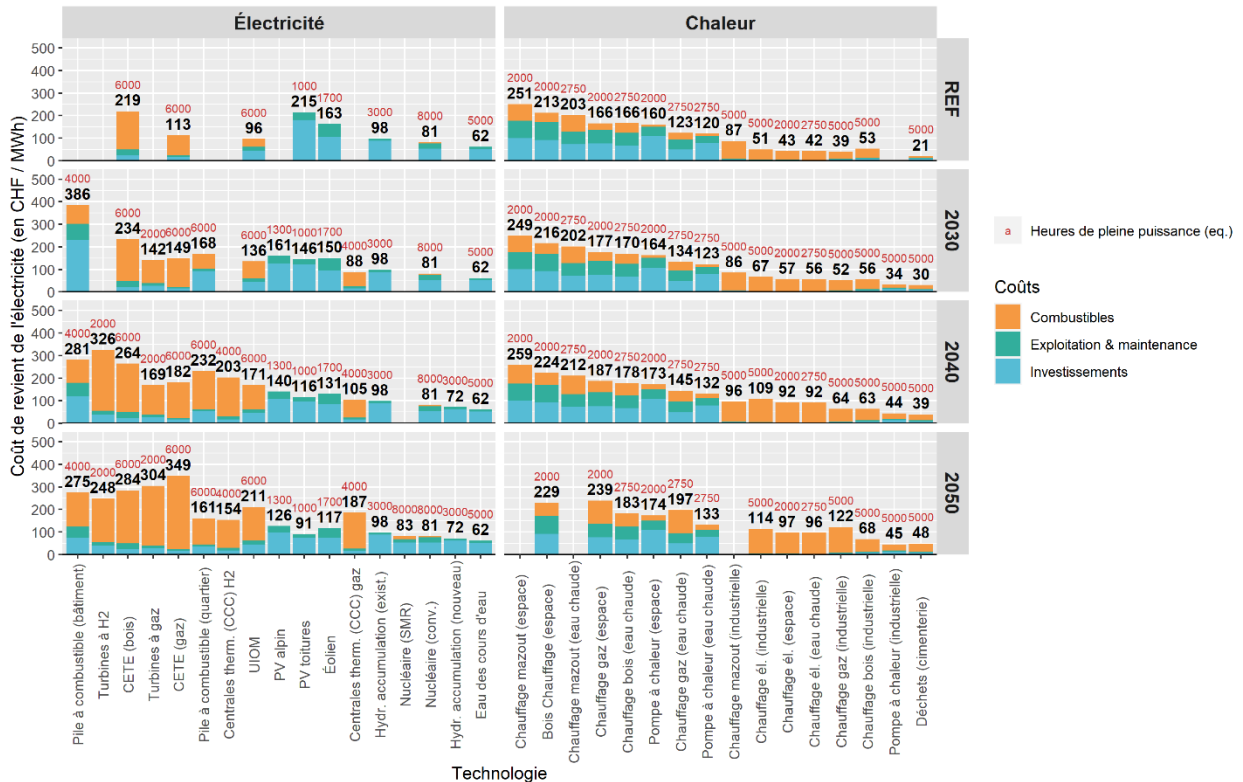


Figure 3 Prix de revient des technologies de production d'électricité et de chaleur utilisées. Les prix de revient obtenus sont basés sur des heures de pleine charge typiques équivalentes (texte en rouge) afin d'assurer la comparabilité. Les coûts technologiques sont présentés sous forme de valeurs moyennes pour chaque catégorie agrégée. Bases des besoins indigènes en électricité

Les prévisions des besoins du modèle sont basées sur la consommation d'électricité de base, qui couvre les secteurs de consommation actuels, à savoir les ménages, l'industrie, le commerce, les services, les transports (rail, trolleybus existants, remontées mécaniques, etc.) et l'agriculture. Le refroidissement des locaux a été modélisé séparément et est également inclus dans les besoins en électricité de base. Les besoins en électricité pour le chauffage (chauffage des locaux, eau chaude et chaleur industrielle) et les transports (route uniquement) ont été modélisés à part.

Chaque scénario comprend une évolution des besoins de base modélisée en utilisant les PE 2050+ comme base (Prognos AG, Infras AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Les prévisions des besoins tenant compte d'une croissance plus élevée de la population ont été mises à jour selon les dernières prévisions de l'OFS (Office fédéral de la statistique, 2020) dans tous les scénarios. Les variantes «isolée» et «intégrée» diffèrent en termes de croissance économique, les variantes «défensif» et «offensif» en termes de gains effectifs d'efficacité. Une description détaillée de la dérivation des besoins en électricité de base pour chaque scénario est fournie en annexe (5.2.1).

Les centres de calcul sont une catégorie de consommateurs pour laquelle on s'attend à une croissance particulièrement importante des besoins à l'avenir. La base de données actuelle sur la consommation est très incertaine, notamment en ce qui concerne l'évolution de l'efficacité. Les hypothèses ont par conséquent été établies selon le principe de la «meilleure estimation». Pour les années 2030, 2040 et 2050, les centres de calcul contribuent respectivement à une augmentation des besoins en électricité de 1,0, 2,0 et

3,0 TWh/an. Le chauffage électrique direct et le chauffage au fioul sont remplacés de manière exogène dans le modèle, c'est-à-dire dans le sens d'un apport au modèle, au cours des 20 prochaines années. Seules les applications industrielles à haute température peuvent continuer à utiliser le chauffage électrique.

Dans l'ensemble, on peut voir à la Figure 4 que les besoins de base diminuent dans tous les scénarios. Le recul de la consommation est moins prononcé dans les scénarios «défensif». Cela s'explique par des mesures d'efficacité moins strictement appliquées, comme le passage à l'éclairage LED, le remplacement d'appareils anciens et inefficaces ou l'amélioration de l'automatisation (applications de maison intelligente). Par contre, l'augmentation des besoins d'électricité est due à l'électrification du transport routier et au remplacement des chauffages fossiles par des pompes à chaleur. Ces deux catégories de consommation ne sont pas intégrées dans les besoins de base, mais sont présentées séparément. Les besoins de base ne correspondent donc qu'à une partie de la consommation nationale actuelle d'électricité, qui était de 62,5 TWh/an en 2021, ou à une partie de la consommation finale⁶ de 58,1 TWh (Office fédéral de l'énergie, 2021).⁷

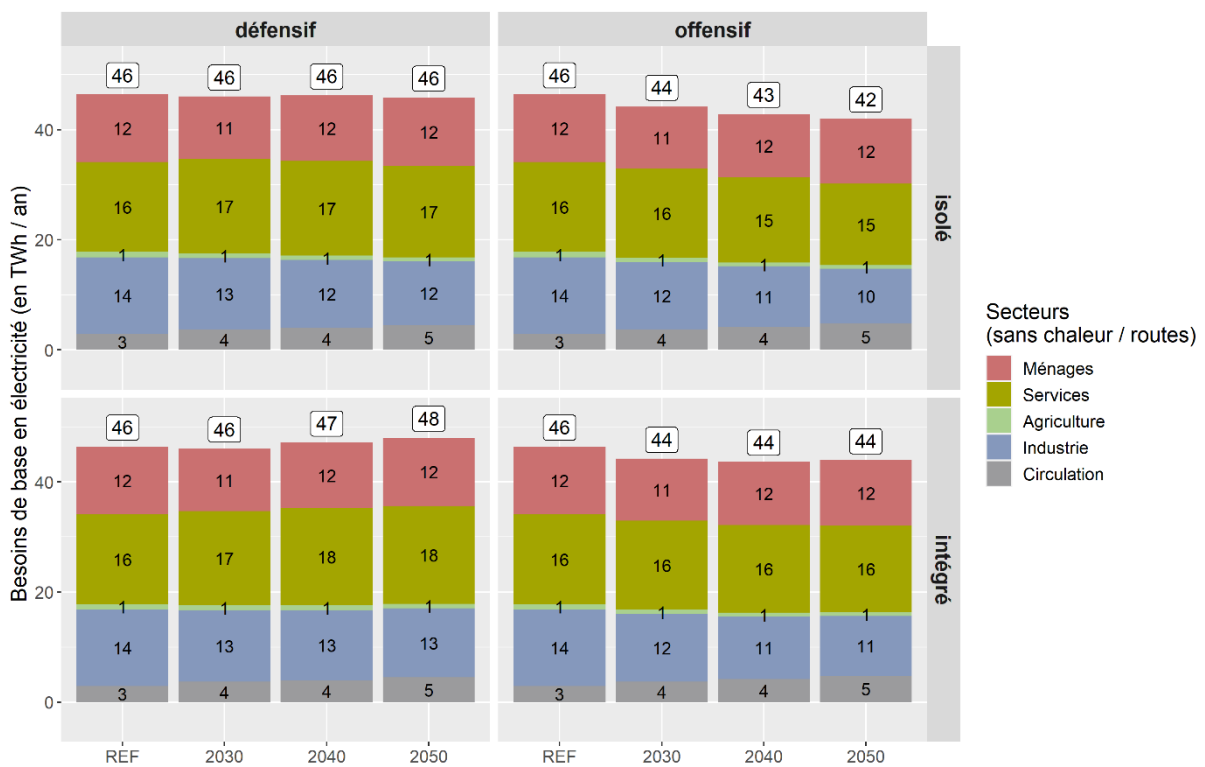


Figure 4 Besoins de base en électricité dans les quatre scénarios pour les années considérées

⁶ La consommation finale correspond à la consommation nationale sans les pertes de réseau et les pertes de stockage.

⁷ La consommation nationale de la Suisse était de 62,5 TWh en 2021, l'année de référence utilisée (REF) prend en compte une consommation représentative et cohérente avec les autres hypothèses (2016/2018), sans événements exceptionnels tels que les effets de la pandémie Covid-19.

2.5.3 Bases des besoins nationaux en gaz, chaleur et froid

Les besoins annuels actuels de chaleur en Suisse s'élèvent environ à 100 TWh et se répartissent de la manière suivante: chauffage (64 TWh), eau chaude (11 TWh) et chaleur industrielle (22 TWh). Le chauffage en particulier, qui représente environ 2/3 des besoins, est fortement concentré sur les mois d'hiver (Figure 5). La chaleur est aujourd'hui produite à 30% avec le pétrole, à 30% avec le gaz naturel et à 40% avec les pompes à chaleur, les chauffages électriques directs et à accumulation, le bois ainsi que d'autres agents énergétiques renouvelables (y compris la chaleur ambiante, le biogaz, la thermie solaire thermique, les déchets biogènes) et le chauffage à distance. Les besoins annuels actuels en froid dans les bâtiments (climatisation) s'élèvent à environ 1,8 TWh d'énergie finale, qui sont couverts à 100% par des appareils de refroidissement électriques (Prognos AG, 2021).

Le changement climatique a également une incidence sur les applications de chauffage et de refroidissement. Ces effets sont déjà pris en compte dans la base de données utilisée pour déterminer les besoins annuels de chauffage et de refroidissement basés sur les PE 2050+ et n'ont donc pas été présentés séparément. Les effets climatiques sont basés sur le scénario RCP 2.6 du GIEC pour les scénarios «offensif» et sur une moyenne de RCP 2.6 et RCP 4.5 pour les scénarios «défensif» (GIEC, 2014).

L'évolution de la demande énergétique du parc immobilier suisse a été simulée en tenant compte des nouvelles constructions, des remplacements et des démolitions, ainsi que d'un taux de rénovation naturel basé sur la durée de vie économique des éléments des bâtiments. Cette approche a été utilisée pour calculer les besoins en énergie de chauffage et de refroidissement des bâtiments résidentiels, tertiaires et commerciaux avec une définition horaire. Pour l'industrie, les besoins en énergie de chauffage sont inclus dans les besoins en chaleur industrielle et divisés en trois plages de température: applications < 200 °C, 200-400 °C et > 400 °C. Les besoins en froid sont convertis en besoins électriques des machines frigorifiques nécessaires à cet effet et intégrés dans les besoins des processus électriques.

En tant que modèle de prescriptions énergétiques des cantons, le MoPEC 2014 (Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie, 2022) exige la désinstallation des chauffages électriques directs et des chauffages électriques à accumulation dans les 15 ans suivant l'entrée en vigueur des révisions de la loi. Certains cantons prévoient un délai de mise en œuvre plus court. Le temps restant jusqu'en 2030 est court et tous les cantons n'ont pas encore appliqué le MoPEC 2014. L'abandon des chauffages électriques directs et à accumulation pour le chauffage des locaux sera donc relativement lent d'ici à 2030, passant d'environ 3 TWh/an actuellement à 2,5 TWh/an, mais s'accélérera à partir de 2030 et baissera à environ 0,5 TWh/an en 2040. D'ici à 2050, il ne restera plus qu'environ 10 000 installations, produisant chacune 10 MWh par an, et ne consommant donc plus que 0,1 TWh/an d'électricité pour cette application.

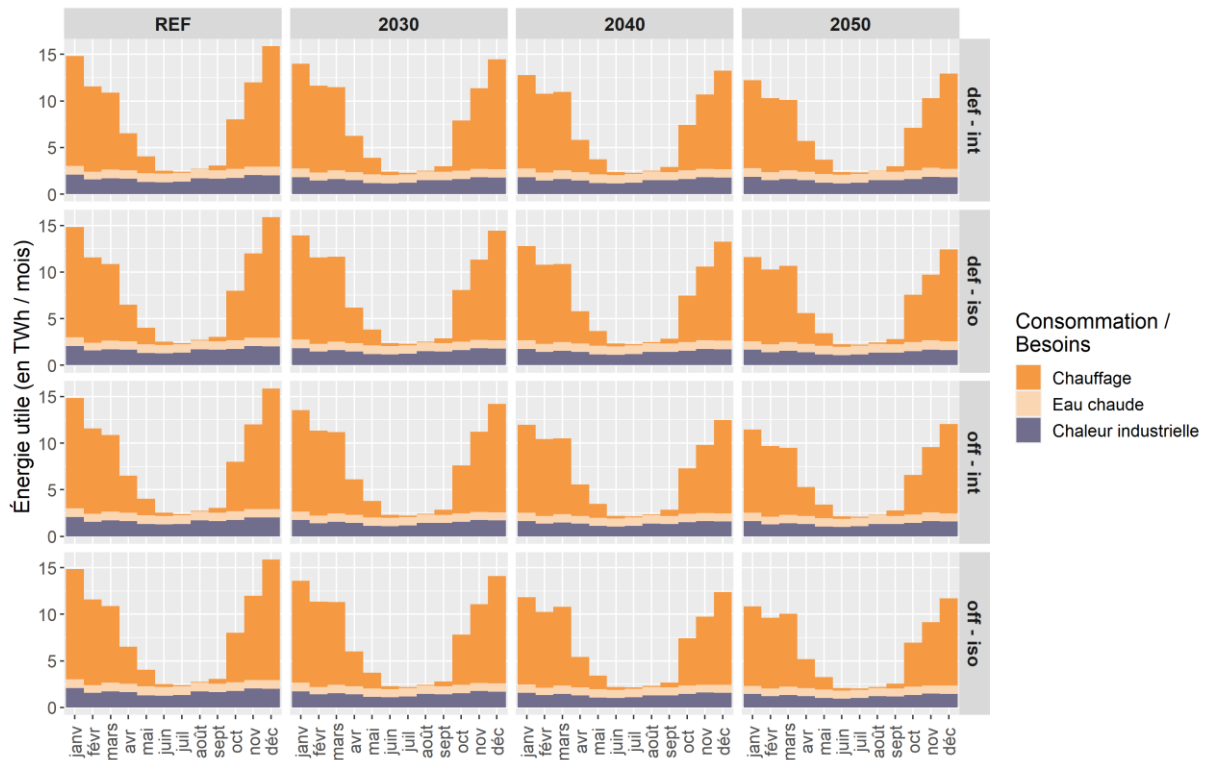


Figure 5 Besoins mensuels de chaleur en Suisse par scénario et par an

Concernant l'abandon des chauffages au fioul, les considérations sont similaires, avec une baisse plutôt faible de 25,8 TWh par an à 20 TWh d'ici à 2030. Ensuite, la plus grande partie de l'abandon est prise en compte jusqu'en 2040 avec une réduction à 11,5 TWh. On suppose que tous les chauffages au fioul seront complètement remplacés d'ici à 2050. En revanche, l'utilisation des chauffages au gaz est optimisée économiquement dans le modèle. Ce n'est qu'en 2050 qu'ils ne seront plus autorisés; avant cette date, un fonctionnement à l'énergie fossile ou une conversion au biogaz sera possible. Par contre, la conversion à l'hydrogène n'est pas prévue pour les chauffages au gaz.

2.5.4 Bases de la mobilité future

Le secteur de la mobilité connaîtra de profonds changements d'ici à 2050. Sa décarbonation conduira nécessairement à une électrification quasi totale. Dans cette étude, les catégories des voitures de tourisme, des véhicules utilitaires légers (par exemple les camionnettes), des véhicules utilitaires lourds (par exemple les camions) et des bus ont été modélisées en détail. Les motos, les chemins de fer, la navigation et les autres moyens de transport, tels que la mobilité électrique douce, ont été considérés sommairement. Le transport aérien n'a pas été pris en compte. Les scénarios de mobilité ont été élaborés en collaboration avec la société EBP⁸.

Le parc automobile prévu a été calculé sur la base de l'évolution démographique, des kilomètres parcourus et du taux de motorisation prévus en 2030, 2040 et 2050 selon les perspectives de transport (Office fédéral du développement territorial, 2022). Aucune distinction n'a été faite entre l'essence et le diesel. Ces bases

⁸ EBP Schweiz AG, www.ebp.ch

sont cohérentes avec le contexte global de cette étude. La part attendue (mix) des types de motorisation batterie-électrique (BEV pour «*Battery Electric Vehicles*») hybride rechargeable (PHEV pour «*Plug-in Hybrid Electric Vehicles*») et moteur à combustion interne (ICE pour «*Internal Combustion Engine*») a ensuite été définie. Cette étude s'appuie sur les bases du scénario «ZERO E» d'EBP, qui suppose des objectifs climatiques ambitieux en accord avec les efforts de l'UE («Pacte vert/Ajustement à l'objectif 55») (de Haan, Rosser, Clausdeinken, Ribí, & Koller, 2021) (EBP, 2022). Les voitures de tourisme fonctionnant à l'hydrogène ne jouent qu'un rôle secondaire, les carburants synthétiques ne seront pas utilisés en grande quantité. De même, les PHEV ne jouent pratiquement plus aucun rôle dans nos considérations à partir de 2040. Dans tous les scénarios, nous avons tablé sur la même évolution des voitures de tourisme, représentée dans le Tableau 4.

Tableau 4 Composition du parc suisse de voitures de tourisme par kilométrage

Motorisation	Part du kilométrage (%) des voitures de tourisme			
	REF	2030	2040	2050
ICE	98%	65%	17%	2%
BEV	1%	24%	72%	93%
PHEV	1%	10%	9%	1%
FCEV	-	< 1%	2%	4%

Pour les véhicules utilitaires lourds (VULo) et les véhicules utilitaires légers (VUL), l'étude prévoit une évolution qui conduira à l'abandon des carburants fossiles. Les mêmes technologies de motorisation seront en principe disponibles, mais les conditions générales seront différentes en raison d'exigences plus élevées en matière d'autonomie. Pour toutes les catégories de véhicules utilitaires, les BEV domineront en 2050 sur les courtes distances et les véhicules à hydrogène sur les longues distances. Là encore, les carburants synthétiques dans les moteurs à combustion ne devraient représenter qu'une part de marché marginale, car les cas d'utilisation peuvent être couverts par ces deux technologies alternatives.

La mobilité est reprise dans l'étude sous deux formes:

- Les scénarios «isolée» utilisent peu d'hydrogène dans la mobilité, car des restrictions d'importation s'appliquent à l'hydrogène. La consommation électrique de l'électromobilité s'élèvera à environ 16 TWh en 2050;
- Les scénarios «intégrée» utilisent une part plus importante d'hydrogène, en particulier pour les véhicules utilitaires. Ces scénarios nécessiteront un peu moins d'électricité en 2050, soit seulement 15,1 TWh.

Dans l'ensemble, le passage de la mobilité à des technologies neutres pour le climat augmentera les besoins en électricité et, en partie, en hydrogène de la Suisse, tout en éliminant la consommation d'énergies fossiles d'ici à presque 2050. La Figure 6 illustre les effets concrets de cette évolution.

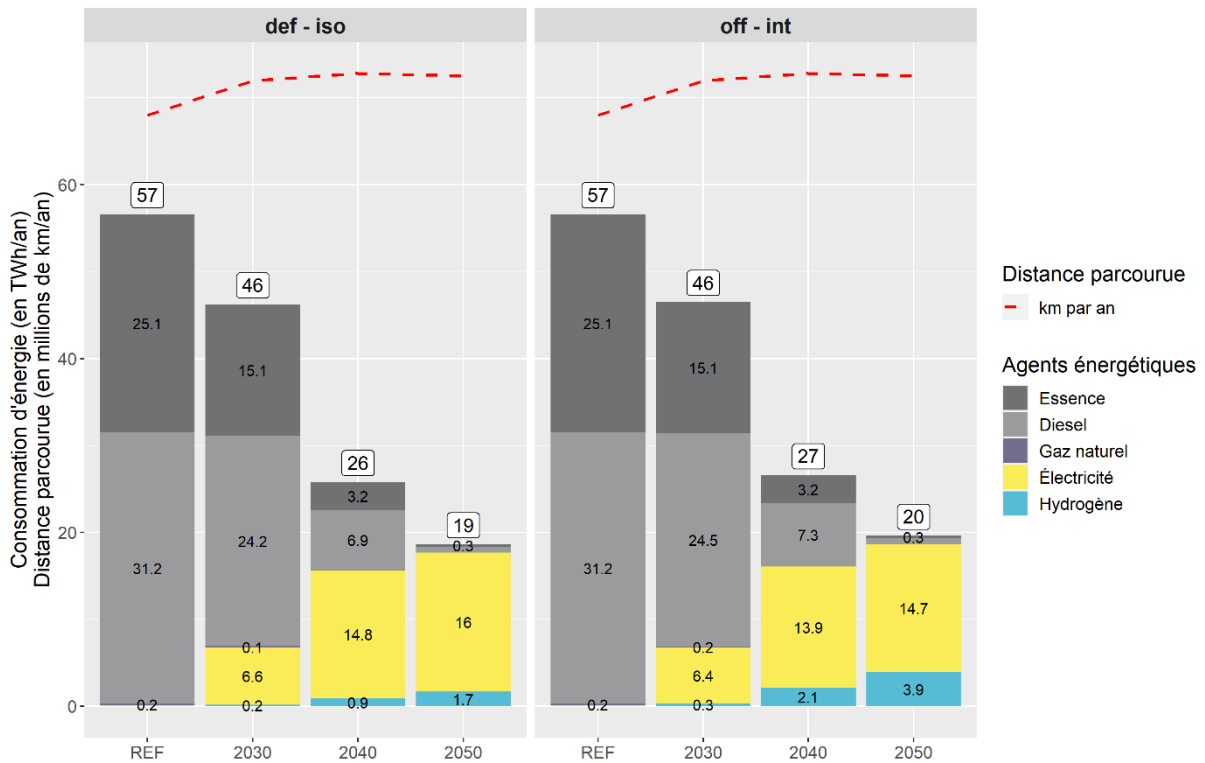


Figure 6 Consommation énergétique de la mobilité; à gauche: scénarios «isolée», à droite: scénarios «intégrée»

2.5.5 Bases de l'hydroélectricité et des technologies de stockage saisonnier

La force hydraulique est un moyen de production d'électricité essentiel pendant l'hiver. Bien que d'autres technologies puissent contribuer à la compensation saisonnière, par exemple l'hydrogène via la conversion de l'électricité en hydrogène et la réinjection correspondante, il s'avère que la force hydraulique est la technologie la plus efficace et la moins chère pour stocker l'énergie. Sur le plan technologique, la compensation saisonnière, c'est-à-dire les besoins d'électricité hivernaux, peut être réalisée avec des capacités hydroélectriques, photovoltaïques, éoliennes et d'hydrogène supplémentaires. En raison de son coût plus faible, on peut s'attendre à ce que l'hydroélectricité reste la technologie dominante de stockage d'énergie à long terme (Tableau 5).

Tableau 5 Technologies de stockage prises en compte et leurs coûts

Technologie de stockage	Investissement [CHF/kWh]	Exploitation et entretien [CHF/kWh/an]	Amortissement [Années]
Stockage de gaz naturel souterrain/réseau	0,039 – 0,6	< 0,0008	40 - 50
Lac de retenue / pompage- turbine	0,3 - 0,6	0,003 – 0,006	80
Chauffage à distance (saisonnier)	3	0,026	40

Technologie de stockage	Investissement [CHF/kWh]	Exploitation et entretien [CHF/kWh/an]	Amortissement [Années]
Réservoir de gaz naturel	6	0,06	40
Réservoir de H ₂	7	0,13	30
Réservoir d'eau chaude	60	0,6	40
Batterie de quartier	350 - 460	0 ⁹	25 - 30
Batterie domestique	1050 - 1380	0 ¹⁰	25 - 30

Le modèle prend en compte le développement de l'hydroélectricité en Suisse dans les scénarios «offensif», dans la limite des possibilités politiques. Nous avons utilisé les hypothèses de la «table ronde», qui prévoient une augmentation des volumes de stockage de l'ordre de 2,0 TWh, ce qui devrait conduire à une hausse équivalente de la production d'électricité hivernale (Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, 2021). Cette dernière résulte de l'augmentation de la capacité des barrages à hauteur de 1,1 TWh par an (par exemple, lac de Grimsel, lac de Gries) et de nouveaux projets de construction à hauteur de 0,9 TWh (Gorner, Oberaletsch, Trift). La mise en œuvre des mesures se fera principalement entre 2030 et 2040 et sera effective dans le modèle durant les années de référence 2040 et 2050.

L'hydroélectricité est fondamentalement affectée par le changement climatique, car les modifications des régimes météorologiques et la fonte des glaciers ont un impact sur les modèles de production. Cependant, les changements hydrologiques prévus dans le cadre de cette étude jusqu'en 2050 ont une importance relativement faible pour l'ensemble du système (Farinotti, Round, Huss, Compagno, & Zekollari, 2019) (Schaeffli, Manso, Fischer, Huss, & Farinotti, The role of glacier retreat for Swiss hydropower production, 2019). Les effets attendus sont une fin d'hiver légèrement plus précoce et un léger déplacement du débit du printemps vers l'hiver. Les effets importants de la fonte des glaciers ne sont attendus qu'après 2050, c'est-à-dire au-delà de l'horizon temporel de l'étude.

S'agissant des centrales au fil de l'eau, l'étude se base sur le maintien du statu quo dans tous les scénarios (16,5 TWh/an).

En résumé, cette étude ne prévoit que des changements mineurs concernant l'énergie hydraulique d'ici à 2050. Les modélisations se basent sur les schémas d'apport actuels des centrales hydrauliques à accumulation à haute pression d'environ 21,1 TWh par an, répartis en une part d'eau d'accumulation flexible (*dispatchable*) de 15,9 TWh et une part au fil de l'eau non flexible de 5,3 TWh (Figure 7). Une description détaillée de la dérivation et de la modélisation de l'hydroélectricité est fournie en annexe (5.3.1.1).

⁹ Inclus dans les coûts de réseau.

¹⁰ Inclus dans les coûts d'exploitation et d'entretien PV

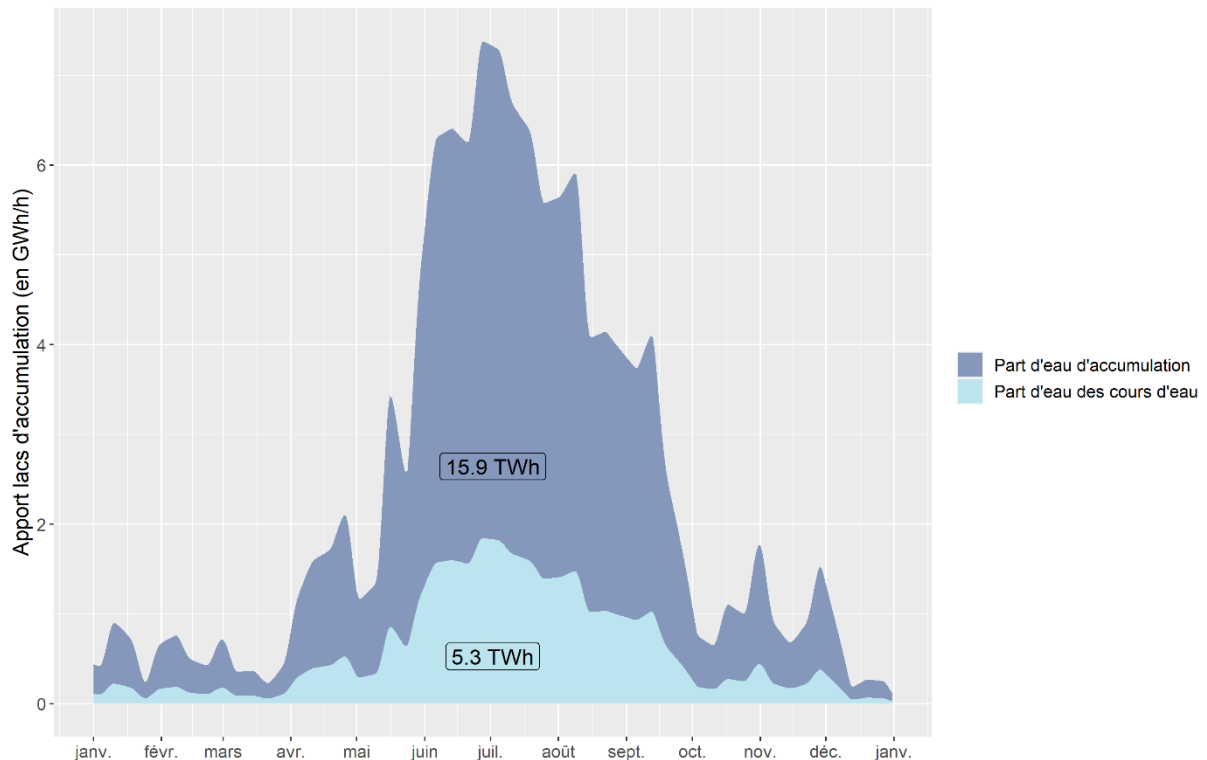


Figure 7 Profils d'injection des apports de l'énergie hydraulique

2.5.6 Bases des flux transfrontaliers

L'approvisionnement en électricité en Suisse est fortement interconnecté avec le système européen. Il existe une large interdépendance technique et commerciale, bien que l'interdépendance commerciale soit de plus en plus difficile du fait que la Suisse ne dispose pas d'un accord d'accès au marché intérieur de l'électricité de l'UE (Office fédéral de l'énergie, 2021). De plus, l'UE a introduit la «règle des 70%» (Règlement (UE) 2019/943, 2019, pp. 79-81), qui stipule que 70% des capacités de transport disponibles doivent être utilisées pour les échanges transfrontaliers d'électricité au sein du marché de l'UE. Cela pourrait réduire considérablement les capacités d'échanges transfrontaliers d'électricité vers et depuis l'UE pour la Suisse.

Dans l'étude, l'intégration dans le marché européen constitue une distinction majeure entre les scénarios «intégrée» et «isolée», qui se traduisent par des capacités d'importation et d'exportation différentes entre la Suisse et les pays limitrophes. Par conséquent, les capacités d'importation et d'exportation (*Net Transfer Capacity*, NTC) avec les pays voisins, à savoir l'Autriche, l'Allemagne, la France et l'Italie (nord)¹¹ ont été modélisées différemment selon qu'elles sont «intégrées» ou «isolées»:

- Les scénarios «intégrée» appliquent les capacités du réseau de référence du «Ten Year Network Development Plan» (TYNDP) du REGRT-E (REGRT-E, 2020). Ces capacités comprennent une

¹¹ Contrairement à ses voisins allemands, français et autrichiens, l'Italie est divisée en plusieurs zones tarifaires. La Suisse est limitrophe de la zone «NORD», à laquelle il sera fait référence dans la suite de ce document.

extension significative du réseau par rapport à aujourd'hui, qui peut être mise à disposition du marché de l'électricité;

- Les scénarios «isolée» sont issus du scénario S1 «pas de coopération» de l'étude sur la coopération entre la Suisse et l'UE dans le domaine de l'électricité de Frontier Economics (Frontier Economics Ltd, 2021). Les futures extensions du réseau sont supposées ne pas être pertinentes pour le marché car, en l'absence d'accord sur l'électricité, elles ne seront pas mises à la disposition des acteurs du marché en Suisse sous la forme de capacités frontalières supplémentaires.

Les capacités frontalières ont été modélisées séparément par pays voisin et par direction (importation/exportation). La Figure 8 illustre la grande différence des capacités d'importation entre les deux accentuations.

Les valeurs du Tableau 6 ont été utilisées pour les deux pour les années de référence. Une liste détaillée des valeurs par pays voisin figure en annexe (chapitre 5.3.2). Il apparaît clairement que, dans les scénarios «isolée», les capacités transfrontalières se maintiennent à un niveau qui permet moins d'importations et d'exportations qu'aujourd'hui.

Tableau 6 NTC pour les deux accentuations par année de référence

	REF	2030 / 2040 / 2050
Capacité d'importation «intégrée»	8259 MW	9259 MW
Capacité d'importation «isolée»	Variable sur le plan horaire selon la plateforme pour la transparence des informations du REGRT-E 4871 – 8631 MW	Variable selon les saisons et entre les périodes de pointe et les périodes creuses 2083 – 2938 MW
Capacité d'exportation «intégrée»	11 100 MW	10 800 MW
Capacité d'exportation «isolée»	Variable sur le plan horaire selon la plateforme pour la transparence des informations du REGRT-E 3100 – 11 120 MW	Variable selon les saisons et entre les périodes de pointe et les périodes creuses 2275 – 2793 MW

Dans le modèle, les capacités transfrontalières (NTC) ont été modélisées heure par heure (Figure 8).

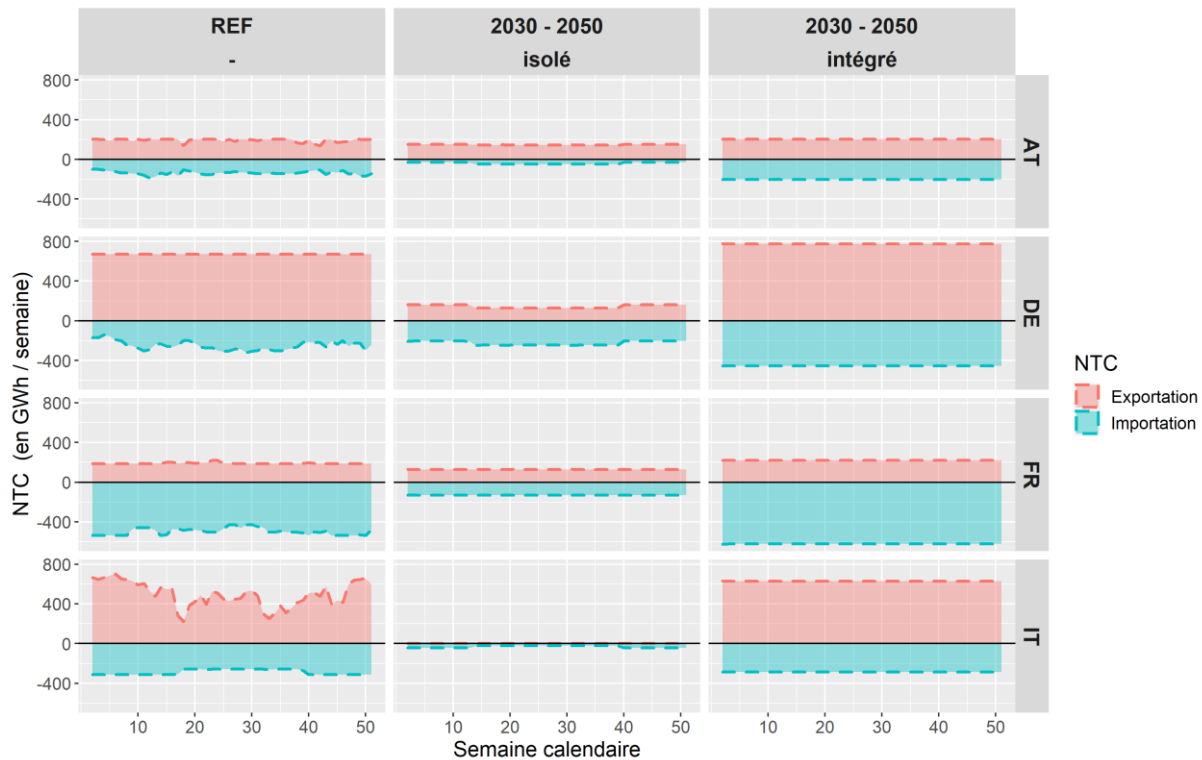


Figure 8 Capacités d'importation (Net Transfer Capacity, NTC) pour l'année de référence et les années futures, par pays d'importation/exportation et par type «isolée» et «intégrée»

2.5.7 Bases du biogaz, du couplage des secteurs et de l'économie de l'hydrogène

En 2016, environ 1,4 TWh de biogaz a été produit en Suisse, ce qui correspond à environ 3,6% des ventes totales de gaz. Bien que la part du biogaz dans les ventes totales de gaz en Suisse augmente chaque année, elle reste faible par rapport à la consommation totale. En 2017, le biogaz injecté en Suisse représentait 0,9%, soit 0,4 TWh, du volume total de gaz dans le réseau gazier suisse, le reste étant consommé localement. Le potentiel de production supplémentaire prévu d'ici à 2050 est d'environ 5 TWh. Actuellement, les importations de biogaz dans le réseau gazier suisse représentent environ 0,3 à 0,6 TWh par an (Association Suisse de l'Industrie Gazière, 2016). La part des importations continuera d'augmenter dans un premier temps, mais elle diminuera à partir de 2040 en raison des besoins propres des pays européens voisins. En 2050, il ne sera plus possible d'importer du biogaz.

L'hydrogène devrait jouer un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement énergétique européen à l'avenir, y compris en Suisse. Nous sommes partis du principe qu'un marché mondial de l'hydrogène se développera avec des réseaux d'hydrogène correspondants à l'échelle européenne. Le fait qu'au niveau de l'UE, dans le cadre du «Pacte vert pour l'Europe», l'utilisation de l'hydrogène vert soit prévue comme pilier du système énergétique et que des décisions aient déjà été prises en ce sens, plaide notamment en faveur de cette hypothèse (Commission européenne, 2022). L'Allemagne a également adopté une stratégie nationale pour l'hydrogène avec des objectifs et des mesures concrètes (Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), 2020). Les grands fournisseurs de gaz européens travaillent sur un concept

d'adaptation et d'extension du réseau de gaz naturel afin de disposer d'un réseau européen d'hydrogène d'ici à 2040.

Dans l'état actuel des choses, il est donc considéré comme acquis qu'un marché transeuropéen de l'hydrogène se développera. La question qui se pose pour la Suisse est de savoir quand et à quelles conditions elle sera raccordée à celui-ci et intégrée dans un marché. Le raccordement de la Suisse au réseau européen de l'hydrogène est aujourd'hui estimé à 2045. Avant que cela ne devienne effectif, l'approvisionnement se ferait par voie fluviale ou ferroviaire/routière, ainsi que par l'ajout d'hydrogène au réseau de gaz naturel (majoritairement fossile), mais à un coût plus élevé et pour une fraction des quantités qui pourraient être importées par une infrastructure de pipelines séparée.

L'étude distingue deux types d'importation d'hydrogène possibles, selon le degré d'intégration de la Suisse dans le marché européen de l'énergie. On peut donc supposer que dans la version «intégrée» des scénarios, de grandes quantités d'hydrogène puissent être importées par pipeline, alors que dans la version «isolée», des possibilités d'importation réduites soient à prévoir (Tableau 7). Les autres agents énergétiques synthétiques (*synfuels*) n'ont pas été pris en compte dans l'étude, la demande étant faible.

Tableau 7 Volumes possibles d'importation d'hydrogène dans les deux modalités «intégrée» et «isolée». Dans le scénario «offensif-isolée», les importations possibles d'hydrogène sont légèrement plus élevées en raison de la disponibilité de la technologie.

Volumes d'importation de H ₂ en TWh	REF	2030	2040	2050
intégrée	0	0,2	2,2	26,9
isolée	0	0,1	1,1	13,5/15,9

Concernant le couplage des secteurs, en particulier la conversion de l'électricité en hydrogène en Suisse, aucune limite n'a été fixée au modèle, ce qui signifie que le développement de la capacité d'électrolyse, des technologies de stockage et des technologies d'utilisation correspondantes est possible sans limite. Le développement de la capacité d'électrolyse indigène est en étroite concurrence avec l'importation d'hydrogène ou le développement de son infrastructure.

Il est prévu de doter le réseau européen d'hydrogène de raccordements, notamment vers l'Afrique du Nord et le sud-est de la Méditerranée. Les premiers projets d'acteurs européens dans des pays comme le Chili ou les Émirats arabes unis sont en cours (Euractiv, 2021). Le niveau de prix de l'hydrogène vert négocié à l'échelle internationale, c'est-à-dire importé par la Suisse, est compris entre 6 et 8 CHF/kg (210 CHF/MWh) actuellement et devrait être d'environ 5 à 6 CHF/kg (165 CHF/MWh) en 2030, environ 3 à 4 CHF/kg (105 CHF/MWh) en 2040 et environ 2 à 3 CHF/kg (75 CHF/MWh) en 2050. Pour l'hydrogène «bleu», c'est-à-

dire incluant le piégeage du dioxyde de carbone lors du vaporeformage de gaz naturel, on a utilisé un prix de 79 CHF/MWh en 2050 (avec une efficacité de captage de 90% de CO₂).¹²

La fourniture de méthane synthétique se fera dans le cadre de la décarbonation de l'industrie chimique. La production d'hydrogène et la valorisation du carbone produiront également du méthane synthétique. Le potentiel attendu pour la Suisse s'élève environ à 9,5 TWh en 2050, pour un prix de 98 CHF/MWh.

2.5.8 Bases de la flexibilité à court terme

La flexibilité à court terme représente un élément essentiel pour la réussite de la mise en œuvre de la stratégie énergétique de la Suisse. En raison de la part croissante des technologies de production à injection stochastique telles que le photovoltaïque et l'éolien, le besoin de flexibilité supplémentaire à court terme dans le système augmente, le court terme se référant à une période allant de quelques heures à quelques jours.

Le système actuel est très flexible du point de vue de la production grâce à l'hydroélectricité et offre une couverture suffisante des besoins actuels. Cependant, à l'avenir, il faudra davantage de flexibilité à court terme. Contrairement à la couverture actuelle par les grandes centrales électriques qui alimentent les niveaux de réseau supérieurs de manière centralisée, les futurs potentiels de flexibilité à court terme seront utilisés de manière décentralisée aux niveaux de réseau inférieurs.

La flexibilité peut augmenter ou réduire la production ou la demande de différentes manières:

- *Ajournement temporel* (consommer de l'électricité à un autre moment, par exemple recharger la voiture (BEV) plus tard), on parle alors de «*Demand side management*», DSM)
- *Conversion* (de l'électricité par exemple en chaleur, en froid ou en hydrogène et stockage si nécessaire)
- *Stockage* (par exemple électricité dans des batteries)
- *Réduction de l'injection* (par exemple limitation de la production photovoltaïque)
- *Adaptation du profil de charge* (par exemple charger un BEV en 4 h avec 11 kW au lieu de 2 h avec 22 kW)

L'utilisation de la flexibilité peut être classée en fonction de l'usage qui en est fait.

- *Flexibilité au service du réseau*: éviter les grandes variations de charge ou de tension, éviter les extensions de réseau coûteuses
- *Flexibilité au service du système*: regrouper des flexibilités pour participer au marché de l'énergie de réglage

¹² À titre de comparaison, le TYNDP 2022 (REGRT-E, 2022) prévoit 45 CHF/MWh en 2050 pour l'hydrogène vert négocié au niveau mondial. Ces prix incluent toutefois de nouvelles filières de production d'hydrogène, etc. comme la production de «greener-than-green hydrogen» (SGH2) par plasmolyse pour un prix de revient de 20 CHF/MWh.

- *Flexibilité au service du marché*: atténuer les pics de prix grâce à des flexibilités groupées en fonction des prix

La flexibilité à court terme peut être maintenue par diverses technologies, dont les plus pertinentes sont récapitulées dans le Tableau 8.

Tableau 8 Technologies de maintien de la flexibilité à court terme

Technologie	Description
Accumulateurs à batterie	Batteries fixes dans les bâtiments ou les quartiers, de toutes tailles, du kW au MW.
Mobilité électrique bidirectionnelle	Les BEV servent de systèmes de stockage d'énergie mobiles, qui peuvent non seulement charger le courant de motorisation, mais aussi être déchargés.
Automatisation intelligente	Les systèmes de gestion de l'énergie optimisent l'utilisation locale de la production d'énergie photovoltaïque, des pompes à chaleur et de la recharge des voitures électriques.
Centrales virtuelles	Mise en commun de nombreuses petites sources d'électricité qui sont pilotées ensemble suivant des modèles peer-to-peer.

Pour la modélisation, on a utilisé les technologies de stockage par accumulateurs à batterie fixes (par exemple les accumulateurs de quartier et domestiques) et mobiles (par exemple les véhicules électriques), par accumulateurs thermiques, de gaz et DSM.

Les accumulateurs à batterie fixes ont été modélisés en tant qu'accumulateurs domestiques combinés avec des installations photovoltaïques et en tant que gros accumulateurs fixes. Alors que la capacité installée des grands accumulateurs est optimisée de manière endogène dans le modèle, la capacité installée des batteries domestiques a été couplée de manière fixe (exogène) à la capacité PV en toiture modélisée des maisons individuelles, car on a supposé que l'installation de batteries domestiques n'était pas optimisée en termes de coûts, mais dépendait de l'augmentation de la puissance photovoltaïque. Les paramètres utilisés pour le couplage pour les années REF et 2050 sont présentés dans le

Tableau 9. Pour les années 2030 et 2040, on a procédé à une interpolation linéaire.

Tableau 9 Couplage de la capacité installée des batteries domestiques à la capacité PV installée en toiture modélisée. (Orth, Weniger, Meissner, Lawaczeck, & Quaschnig, 2022), (Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG, 2020). Exemple de lecture: Dans l'année REF, une batterie a été intégrée à 15% des nouveaux systèmes PV installés. Pour chaque kWc de puissance PV, 1 kWh de capacité de batterie est installé avec une puissance de 0,6 kW. Pour une installation de 10 kWc, cela donne une batterie d'une capacité de 10 kWh et d'une puissance de 6 kW.

	Capacité de la batterie par puissance PV installée [kWh_bat/kWc_PV]	Part du stockage domestique installé dans les installations PV résidentielles [%]	Puissance de la batterie par capacité de la batterie [kW/kWh]
REF	1,0	15	0,6
2050	1,0	70	1,0

Les accumulateurs mobiles, essentiellement les batteries des BEV, sont également appelés à se développer fortement avec l'augmentation de la mobilité électrique. Ils ont été pris en compte en tant que *Vehicle-to-building*.

Concernant la DSM pour les pompes à chaleur, seules les petites pompes qui apportent leur flexibilité au système sous forme d'accumulateurs virtuels ont été considérées. Les accumulateurs virtuels ont des durées de stockage définies de 1, 3 et 6 heures.

La flexibilité du Power-to-H₂, avec l'utilisation d'accumulateurs de gaz et la capacité de stockage des réseaux de gaz, a été prise en compte. Pour plus de détails sur les bases, voir l'annexe (chapitre 5.2.3).

2.6 Simulation de la sécurité d'approvisionnement

Le modèle calcule avec des conditions normalisées et sans incertitude sur les événements futurs («perfect foresight»). La méthode de modélisation limitative (pour la description du modèle, voir chapitre 2.3) soulève la question de savoir dans quelle mesure il est possible de modéliser les exigences en matière de sécurité d'approvisionnement, laquelle est précisément menacée dans les situations hors norme. Une évolution météorologique typique selon 2016 a été modélisée sans que les prix de l'énergie attendus actuellement ni les événements extrêmes n'aient été pris en compte. L'approche de la modélisation ne permet donc pas de représenter les exigences de sécurité d'approvisionnement de manière adéquate.

Le modèle couvre les besoins supplémentaires en capacités de réserve au moyen des réserves hydroélectriques et des capacités de centrales à gaz non modélisées mais représentées financièrement. Celles-ci peuvent assurer l'équilibre du bilan énergétique dans les situations hors norme. Le dimensionnement a été effectué conformément aux directives politiques:

- Les réserves hydroélectriques de 0,8 TWh et 1,2 TWh dans les scénarios «intégrée» et «isolée» sont conservées dans le modèle, à savoir que les réservoirs modélisés ne doivent pas être vidés en dessous de ces volumes de stockage. En outre, 10% du volume du stockage disponible est supposé non exploitable.
- Les centrales à gaz d'une capacité de 1 GW représentent un coût supplémentaire d'environ 1 milliard de CHF par an.

2.7 Sources et critique des sources

Pour le contexte suisse, l'étude repose essentiellement sur les sources officielles de la Confédération (par exemple OFEN, OFEV, ARE et OFS). Ces bases ont été complétées par des hypothèses propres et des études accessibles au public (par exemple Frontier Economics) ainsi que par des publications scientifiques. Les «Perspectives énergétiques 2050+» de l'OFEN ont également constitué une base fondamentale (Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG, 2020).

Pour le contexte européen, les bases et les hypothèses sont principalement issues de la version du «Ten-Year Network Development Plan» (TYNDP) du REGRT-E et du REGRT-G de 2020. La version de 2022 du TNYDP n'était pas encore disponible ou était en cours d'élaboration au moment de la rédaction de cette étude. Les données du TYNDP 2022 n'ont été utilisées que pour les coûts de l'énergie et du CO₂ (SEQE-UE), car les chiffres les plus récents sont pris en compte de façon beaucoup plus réaliste par rapport à la situation actuelle.

Les bases du TYNDP 2020 reposent sur des hypothèses formulées vers 2015. Ces données ne sont aujourd'hui plus d'actualité. La présente analyse était toutefois tributaire de la cohérence interne des données utilisées, sans quoi les résultats auraient également été intrinsèquement contradictoires. C'est pourquoi les données de 2020 ont été utilisées pour la modélisation de la situation européenne. On peut toutefois supposer qu'il n'en résultera pas d'altérations importantes pour une étude centrée sur le système énergétique suisse. Nous nous attendons à ce que le TYNDP 2020 ait une incidence sur la valorisation des excédents d'énergie en été, car il sous-estime le développement du photovoltaïque en Europe.

3. Résultats

L'étude présente quatre scénarios représentatifs qui sont réalisables avec la technologie actuelle et qui garantissent l'approvisionnement et la protection du climat (Figure 9). Ces scénarios décrivent des voies possibles avec des caractéristiques technologiques, sociales et politiques (vis-à-vis de L'Europe) différentes. On peut constater des différences significatives, notamment en ce qui concerne la fourniture d'électricité, dans la comparaison des scénarios.

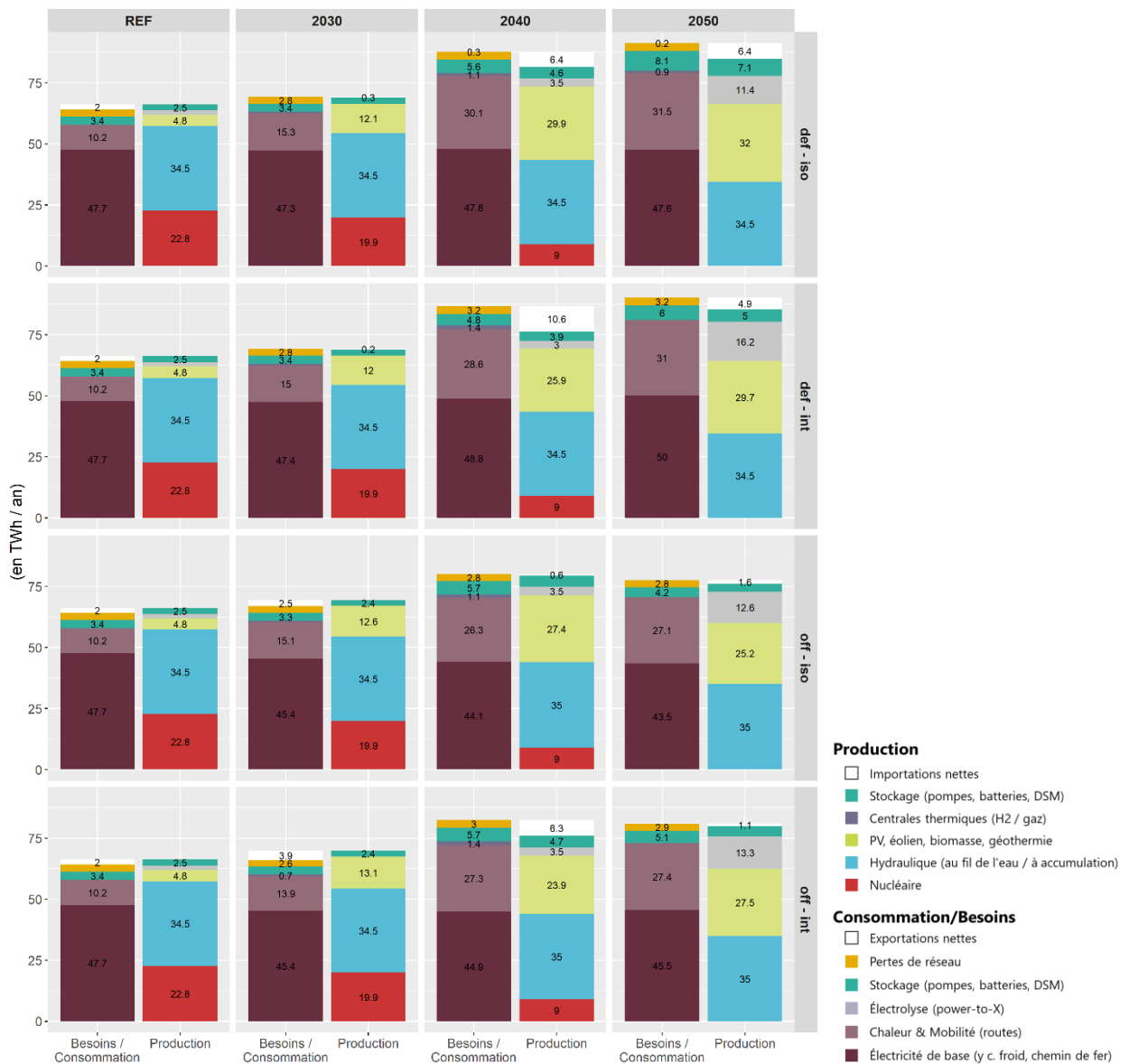


Figure 9 Vue d'ensemble des résultats concernant l'électricité des quatre scénarios représentatifs

3.1 Une forte augmentation de la production nécessitée par la hausse de la demande et le besoin de remplacement

La demande en électricité augmentera significativement dans tous les scénarios, passant de 65 TWh¹³ actuellement à 80 TWh (+25%) dans les scénarios «offensif» et à 90 TWh (+40%) dans les scénarios «défensif». Cette augmentation est légèrement plus importante que dans les scénarios des PE 2050+ (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021), qui prévoient une demande d'électricité d'environ 76 TWh dans le scénario ZÉRO base. L'écart de 5 TWh (+6%) du besoin d'électricité en 2050 par rapport aux hypothèses des PE 2050+ s'explique par des méthodes de calcul plus réalistes de la future consommation d'électricité pour la mobilité, le chauffage et de nouveaux consommateurs tels que les centres de calcul, ainsi que par l'effet des mesures d'efficacité. Si ces dernières atténuent la croissance de la demande, surtout dans les scénarios «offensif», il en résulte néanmoins dans l'ensemble une forte augmentation des besoins d'électricité.

En parallèle, 23 TWh de la production actuelle seront supprimés d'ici à 2050, principalement parce que les centrales nucléaires seront désaffectées après une période d'exploitation de 60 ans. Il en résulte un écart entre la demande et la production qui s'élève à environ 37 TWh dans le scénario «offensif-intégrée» (Figure 10). Dans le scénario «défensif-isolée», l'écart se creuse à 47 TWh en raison de mesures d'efficacité moins performantes.

¹³ La consommation nationale de la Suisse s'élevait à 62,4 TWh en 2021, l'année de référence utilisée (REF) prend en compte une consommation représentative et cohérente avec les autres hypothèses (2016/2018), sans événements exceptionnels tels que les effets de la pandémie de Covid-19.

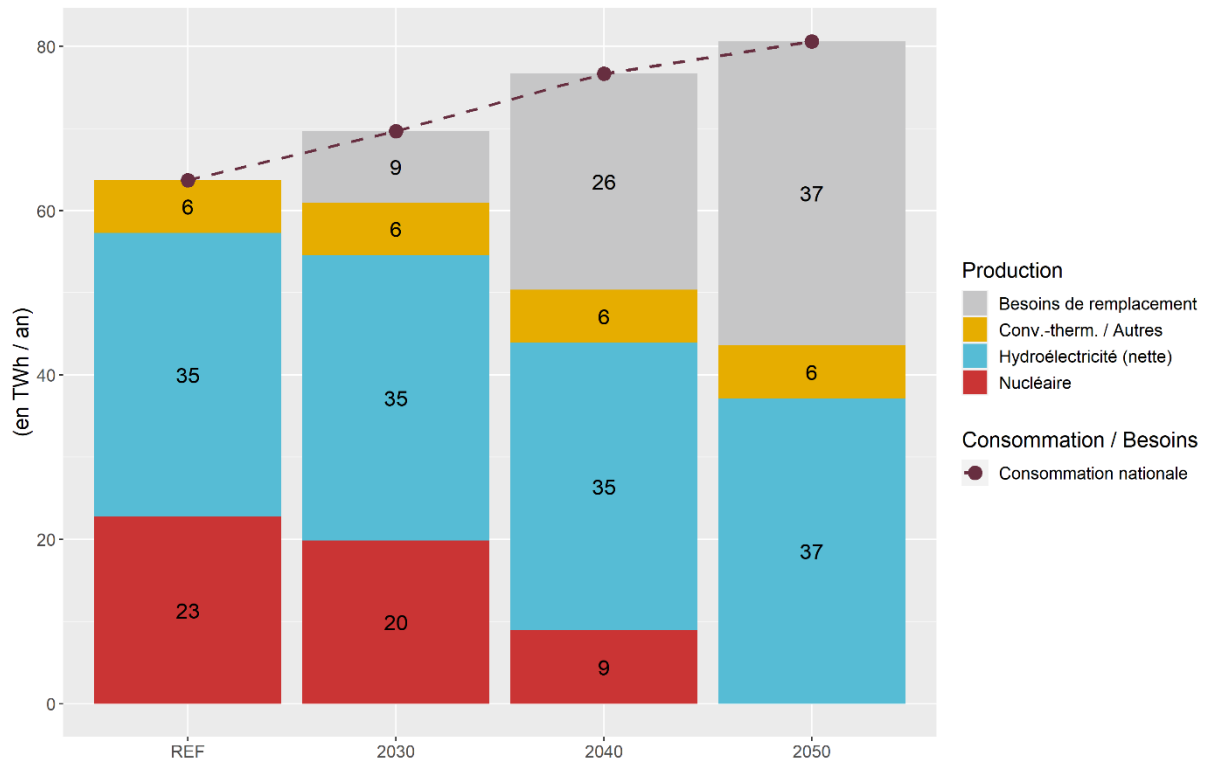


Figure 10 L'augmentation de la demande d'électricité dans le scénario «offensif-intégrée» et le recul simultané de la production actuelle indiquent un besoin de développement d'environ 37 TWh d'ici à 2050

3.2 Baisse de la consommation totale d'énergie, hausse de la part de l'électricité

Aujourd'hui, la Suisse consomme chaque année environ 200 TWh d'énergie finale de toutes sortes, dont environ 60% sont fossiles et donc non renouvelables. La décarbonation du système énergétique implique le remplacement quasi total des énergies fossiles par l'électricité et d'autres agents énergétiques renouvelables d'ici à 2050. En effet, dans le scénario «offensif-intégrée», les besoins d'énergie finale passent de 58 TWh aujourd'hui à 73 TWh en 2050¹⁴, mais comme les systèmes électriques sont généralement plus efficaces que les fossiles, la consommation annuelle totale d'énergie diminuera de 25%, passant de 200 à environ 150 TWh/an (Figure 11).

Les principaux moteurs de l'augmentation des besoins d'électricité mais aussi des gains d'efficacité sont la mobilité et les applications de la chaleur. La mobilité, aujourd'hui principalement fossile, passe à l'électricité, ce qui entraîne une augmentation des besoins d'électricité, mais réduit la consommation d'essence et de diesel de manière disproportionnée. Les applications de la chaleur pour le chauffage, le refroidissement et les processus industriels seront à l'avenir assurés en grande partie par des pompes à chaleur électriques au lieu de chauffages au mazout ou au gaz. Il en résulte également une hausse des besoins d'électricité, qui est cependant maintes fois compensée par la baisse des importations de mazout et de gaz naturel. Cela s'explique par le rendement nettement plus élevé des pompes à chaleur, qui utilisent largement la chaleur

¹⁴ La différence entre les besoins d'énergie finale (fournie au site de consommation, comme les bâtiments) et la production ou la consommation indigène est due aux pertes de réseau et à la gestion du stockage.

ambiante. De plus, les besoins en chauffage sont réduits grâce à l'amélioration de l'efficacité due à la rénovation des bâtiments.

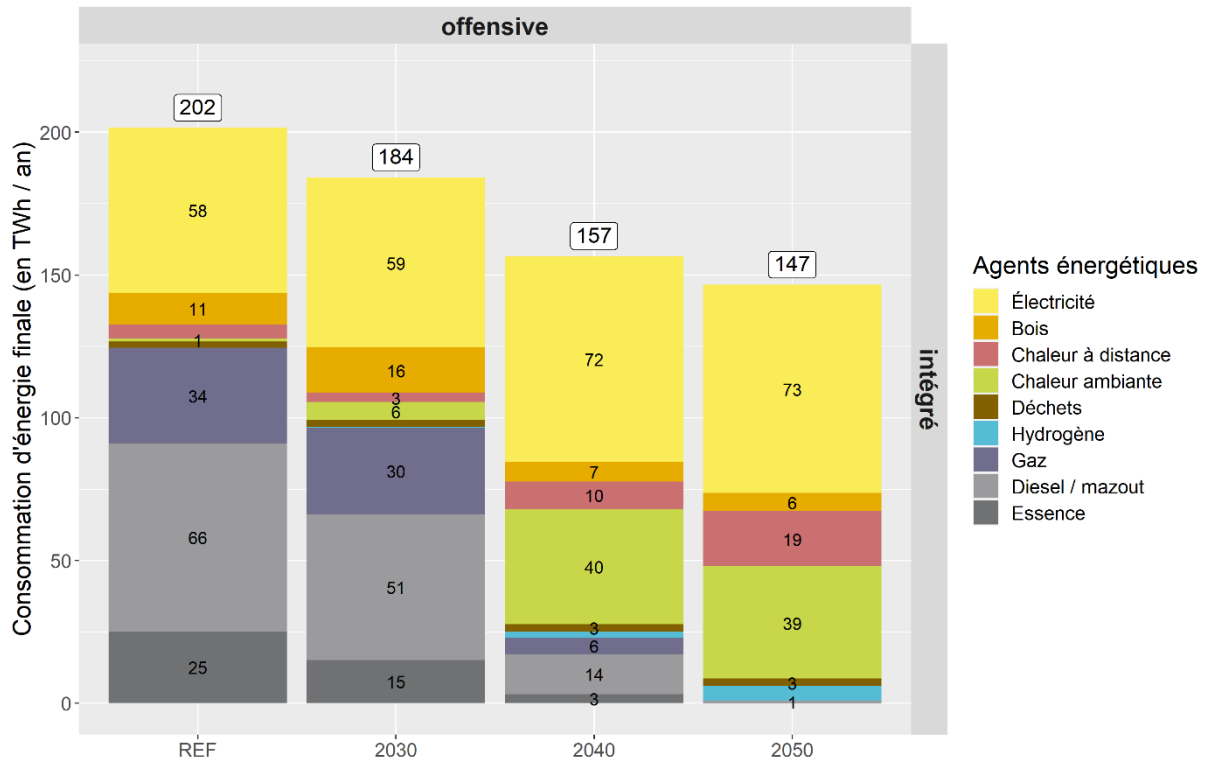


Figure 11 Dans l'exemple de scénario «offensif-intégrée», la consommation totale d'énergie finale diminue d'environ 25%, passant de plus de 200 TWh/an à environ 150 TWh/an. Pour les autres scénarios, la fourchette se situe entre 160 TWh/an («défensif-intégrée») et 140 TWh («offensif- isolée»).

3.3 Scénario «offensif-intégrée»: principaux résultats

L'évolution de la production d'électricité en Suisse se présente comme illustré à la Figure 12. Les centrales nucléaires fonctionneront tant qu'elles seront sûres et rentables. Le modèle se base sur une durée de vie de 60 ans. Cette durée d'exploitation plus longue contribue à la transformation du système énergétique.

Pour le scénario «offensif-intégrée», le modèle optimise un développement important des installations photovoltaïques (+18 TWh). Le photovoltaïque devient, avec l'énergie hydraulique existante, une technologie de production importante pour l'avenir, tant en toiture que sous la forme d'installations au sol (alpines). Le développement massif du photovoltaïque entraîne des réductions de l'injection pouvant atteindre 3 TWh par an en été. Pour des raisons de coûts, les pics de production non injectés ne sont pas utilisés. Le deuxième pilier est constitué par les centrales électriques à hydrogène, qui seront construites à partir de 2040 et fourniront environ 13 TWh d'électricité par an. Les éoliennes apporteront également une contribution substantielle, surtout en hiver, avec une production annuelle d'environ 3 TWh.

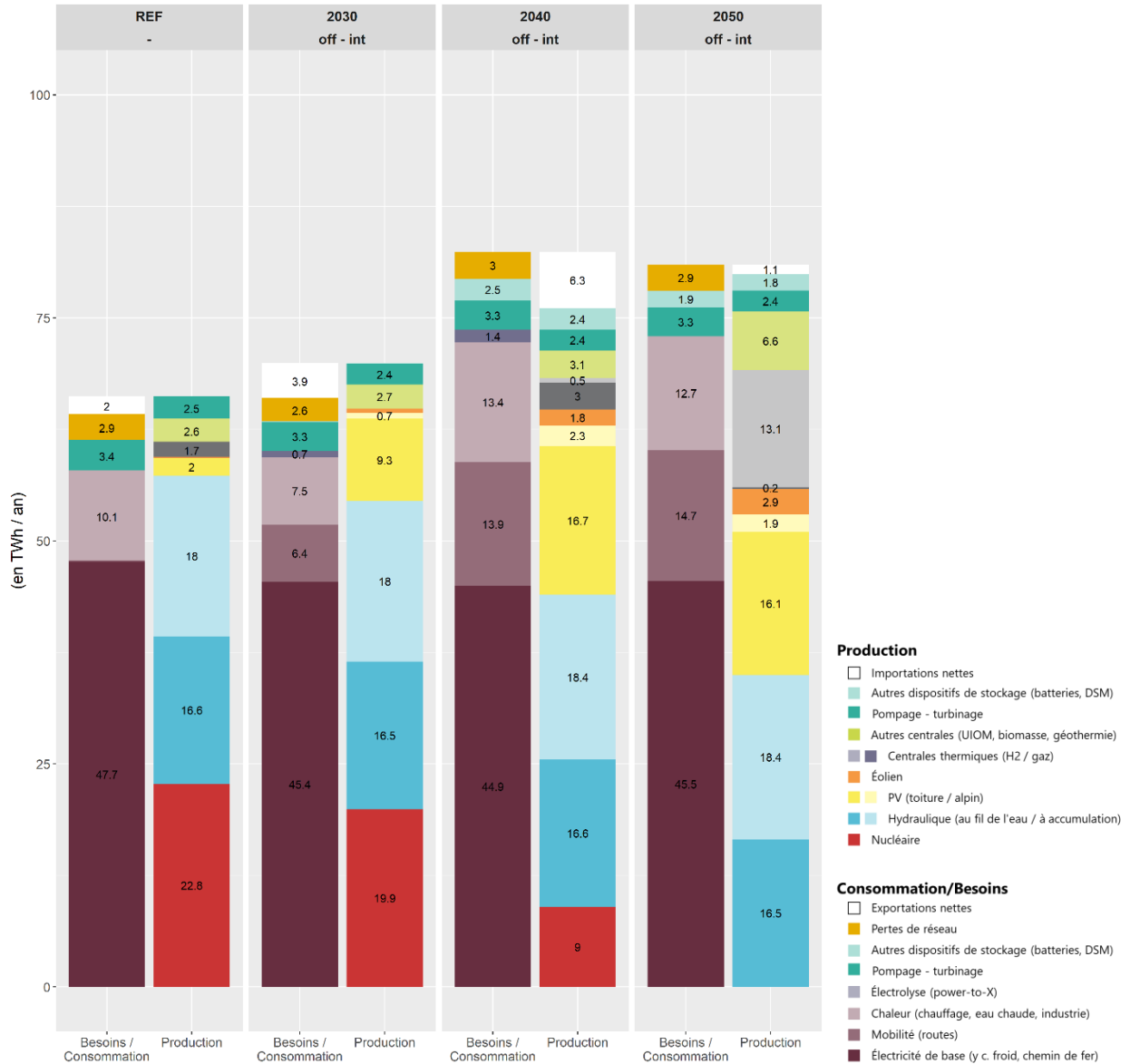


Figure 12 Évolution de la production et des besoins d'électricité en Suisse dans le scénario «offensif-intégrée»

La Figure 13 illustre la production d'électricité dans le scénario «offensif-intégrée» sur une base mensuelle. On voit ici que, même dans ce scénario, la Suisse dépendra en 2050 d'importations d'électricité en hiver à hauteur d'environ 7 TWh. Les importations nettes d'électricité sur l'ensemble de l'année s'élèvent à 1 TWh, ce qui signifie que l'électricité est exportée en été. Toutefois, les importations d'électricité peuvent être considérablement réduites par rapport aux autres scénarios grâce à l'utilisation de l'énergie hydraulique, de centrales très flexibles alimentées à l'hydrogène, ainsi que d'installations alpines au sol et de l'éolien. La phase de transition vers 2040, au cours de laquelle les centrales nucléaires existantes seront désaffectées, mais où l'utilisation accrue des centrales à hydrogène ne sera possible qu'après 2040, est critique. Dans l'intervalle, il devrait en résulter une augmentation des importations nettes d'électricité de 6 TWh par an.

Sur le plan structurel, l'hydroélectricité reste le principal mode de production dans ce scénario. Elle est même complétée, selon les conclusions de la «table ronde», par 2 TWh d'énergie supplémentaires produits par les centrales à accumulation et librement utilisables pour l'hiver. En été, la forte production photovoltaïque entraîne un recours accru à court terme au pompage-turbinage et à d'autres technologies de stockage, comme on peut le voir dans la représentation horaire (Figure 14). Cette utilisation permet d'équilibrer le jour et la nuit et de réduire les quantités non admises à l'injection des installations photovoltaïques. En hiver, l'avantage de l'hydroélectricité est clairement visible, car l'énergie peut être produite de manière très flexible selon les besoins aux heures critiques.

L'électricité et l'hydrogène remplacent complètement les agents énergétiques fossiles au fil du temps. Avec la dorsale européenne de l'hydrogène («*European Hydrogen Backbone*»), l'hydrogène vert peut être importé à bas prix en grandes quantités après 2040. L'électrolyse indigène joue un rôle secondaire pour des raisons de coût et est principalement utilisée dans la phase de conversion vers 2040 ou après 2050 dans le scénario «défensif-isolée» (environ 1 à 1,5 TWh). En raison des coûts élevés, l'hydrogène produit en Suisse ou importé n'est stocké en Suisse dans aucun des scénarios. Une nouvelle dépendance en matière d'importation apparaîtra donc pour l'hydrogène. Cette dépendance sera toutefois nettement réduite par rapport aux importations actuelles de gaz et d'électricité, à savoir que l'on passera d'une importation de gaz naturel actuelle d'environ 40 TWh à 27 TWh d'hydrogène. À l'avenir, l'hydrogène fera l'objet d'un commerce mondial et la diversification des chaînes d'approvisionnement et des points d'injection devrait permettre un approvisionnement sûr.

Si le développement de la dorsale est retardé, l'hydrogène pourrait être remplacé par d'autres sources d'énergie/technologies (biomasse, développement de l'électrolyse), mais ce remplacement augmenterait les coûts du système (voir les scénarios «isolée» ou les analyses de sensibilité).

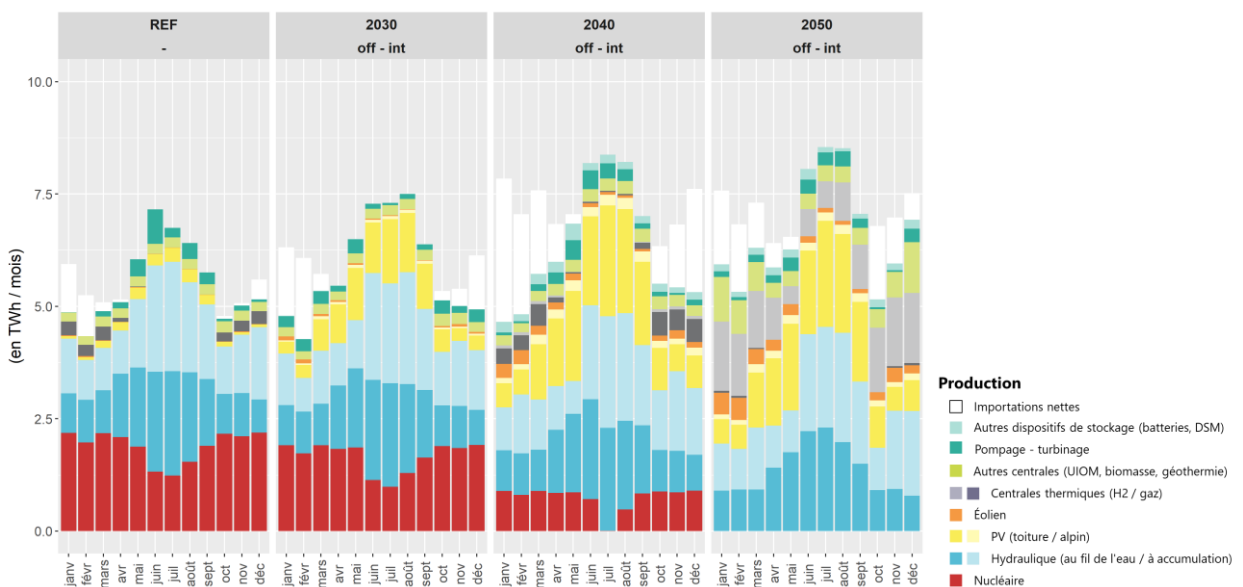


Figure 13 Production d'électricité mensuelle dans le scénario «offensif-intégrée»

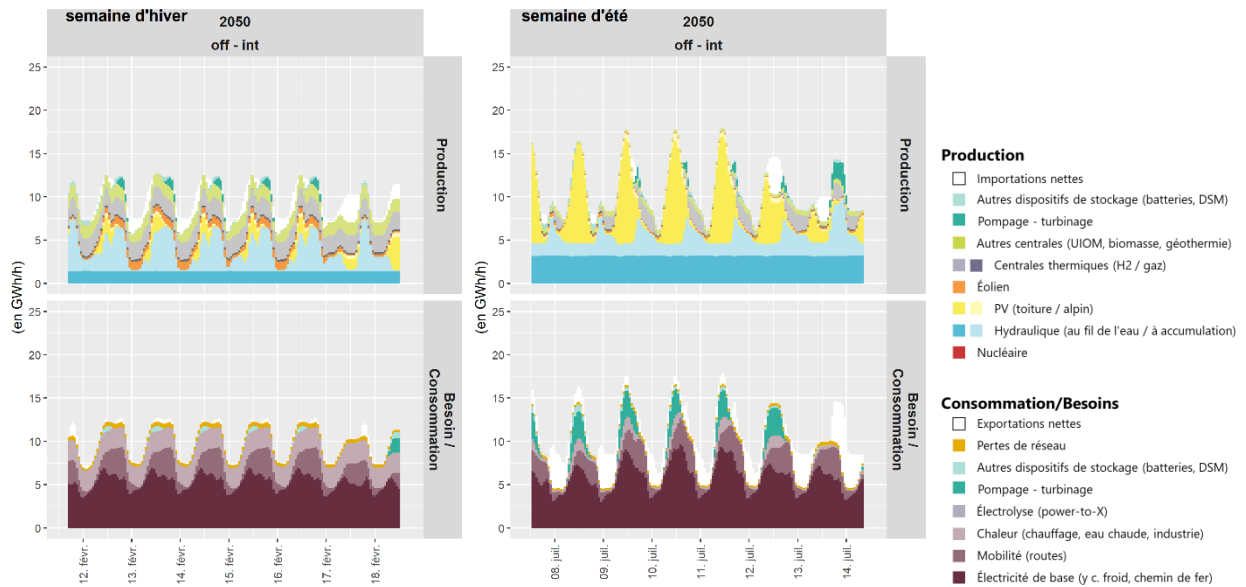


Figure 14 Représentation horaire de la production et des besoins d'électricité d'une semaine typique d'hiver (à gauche) et d'été (à droite) dans le scénario «offensif-intégrée» en 2050

L'énergie éolienne ainsi que les installations photovoltaïques alpines au sol contribueront de manière importante à la production d'électricité en hiver (Figure 15). Ces technologies sont autorisées dans les deux scénarios «offensif». Leurs profils de production sont comparables et elles ne se différencient que peu par leurs prix de revient, qui passent de 160 CHF/MWh en 2030 à 128 CHF/MWh en 2050 pour les installations alpines au sol et de 156 CHF/MWh à 110 CHF/MWh pour les éoliennes. Malgré cette équivalence, il est intéressant de développer simultanément les deux technologies en Suisse, car elles sont complémentaires en termes de dépendance aux conditions météorologiques, ce qui permet de diversifier les risques de production. Dans le scénario décrit, le photovoltaïque alpin fournit environ 2,3 TWh d'électricité par an en 2040, contre environ 3 TWh pour l'éolien en 2050, provenant respectivement de puissances installées de 1,8 GWc pour le photovoltaïque¹⁵ et 1,6 GWc pour l'éolien.

¹⁵ Le maximum possible sur la base des paramètres du modèle est de 5 GWc. Le résultat correspond à une combinaison optimale en termes de coûts entre l'éolien et le photovoltaïque alpin.

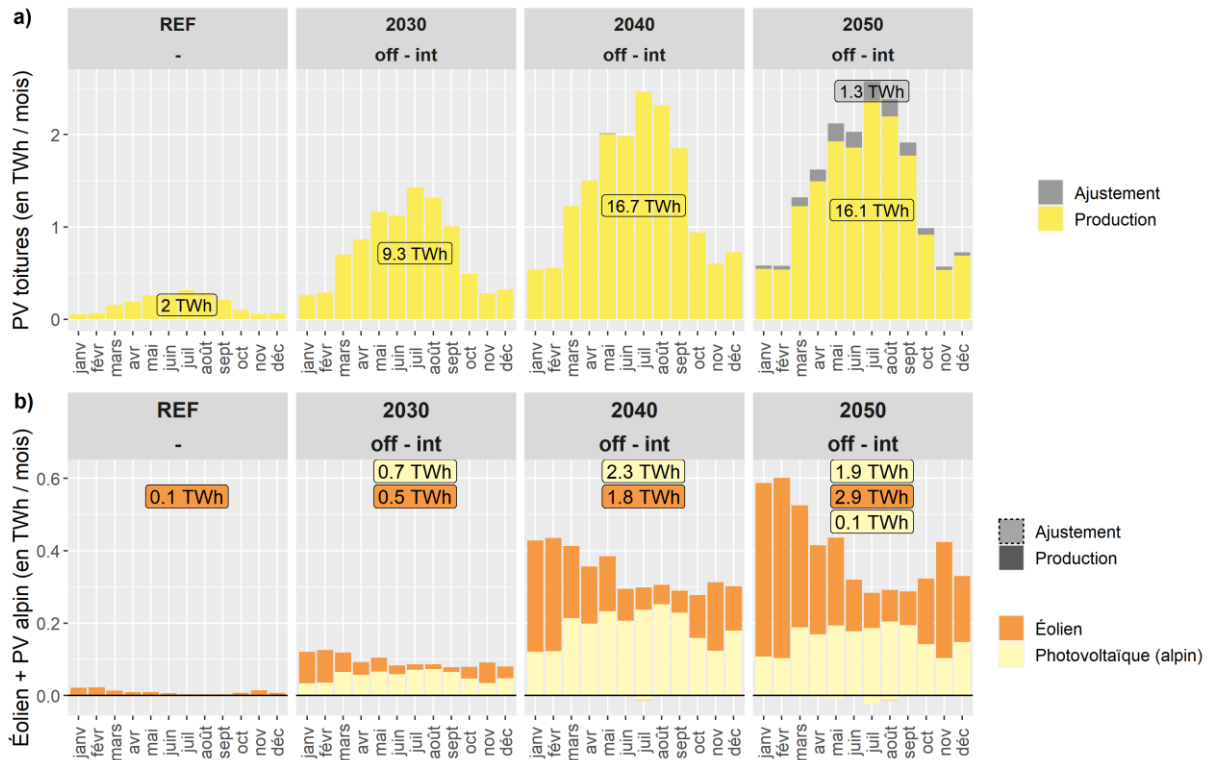


Figure 15 Contribution a) du photovoltaïque en toiture et b) du photovoltaïque alpin et des éoliennes dans le scénario «offensif-intégrée»

3.4 Scénario «défensif-isolée»: principaux résultats

Contrairement au scénario «offensif-intégrée», le scénario «défensif-isolée» offre moins de possibilités à bien des égards pour garantir l’approvisionnement énergétique de la Suisse: il ne permet de développer ni l’énergie éolienne, ni les installations alpines au sol, ni l’énergie hydraulique. Le développement du photovoltaïque est limité à 75% (38 Gwc max.) et l’importation d’hydrogène à 50%, par rapport aux possibilités offertes par le scénario «offensif-intégrée»¹⁶. De même, les capacités d’échange d’électricité avec les autres pays européens sont nettement réduites.

La Suisse doit donc parvenir à une transformation rentable du système énergétique avec moins de technologies disponibles et des capacités d’importation et d’exportation plus faibles. On observe par conséquent dans ce scénario une dynamique différente dans l’utilisation des technologies et leur composition (Figure 16). Comme dans tous les scénarios, les centrales nucléaires suisses seront progressivement retirées du réseau. Le remplacement se fait principalement par le photovoltaïque. Pour assurer la flexibilité nécessaire, ce scénario prévoit l’ajout de CCC, qui devront toutefois être alimentées en sus par du gaz synthétique et biogénique importé en raison de l’offre limitée d’hydrogène.

En hiver, la capacité limitée d’importation d’électricité dans ce scénario est entièrement utilisée pour couvrir les besoins, ce qui implique des importations de tous les pays voisins. Les exportations destinées à valoriser le photovoltaïque en été sont également épuisées, le reste étant consacré à l’équilibrage jour-nuit par

¹⁶ On entend par possibilités le développement maximal d’une technologie, qui varie en fonction du scénario. Le développement complet ou partiel d’une technologie dans un scénario est le résultat de l’optimisation qui vise à réduire les coûts du système au minimum.

pompage-turbinage et d'autres technologies de stockage, telles que les batteries et la DSM (Figure 17). En raison de la réduction des capacités d'exportation, davantage de pics de production photovoltaïque doivent être exclus de l'injection en été dans les scénarios «isolée» (3 TWh/an).

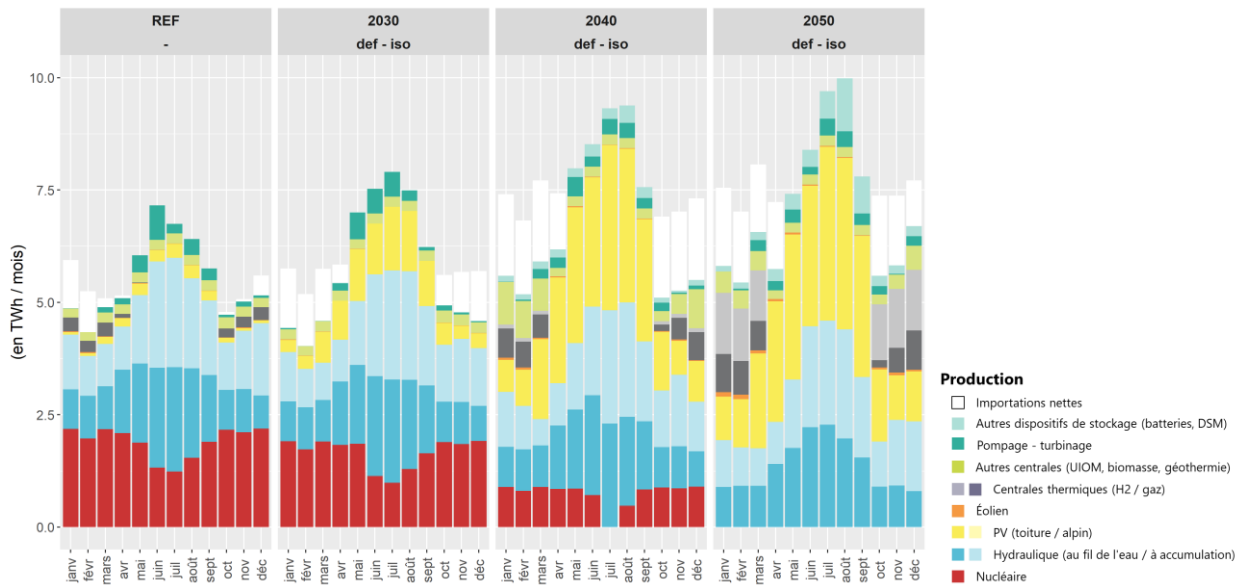


Figure 16 Production d'électricité mensuelle dans le scénario «défensif-isolée»

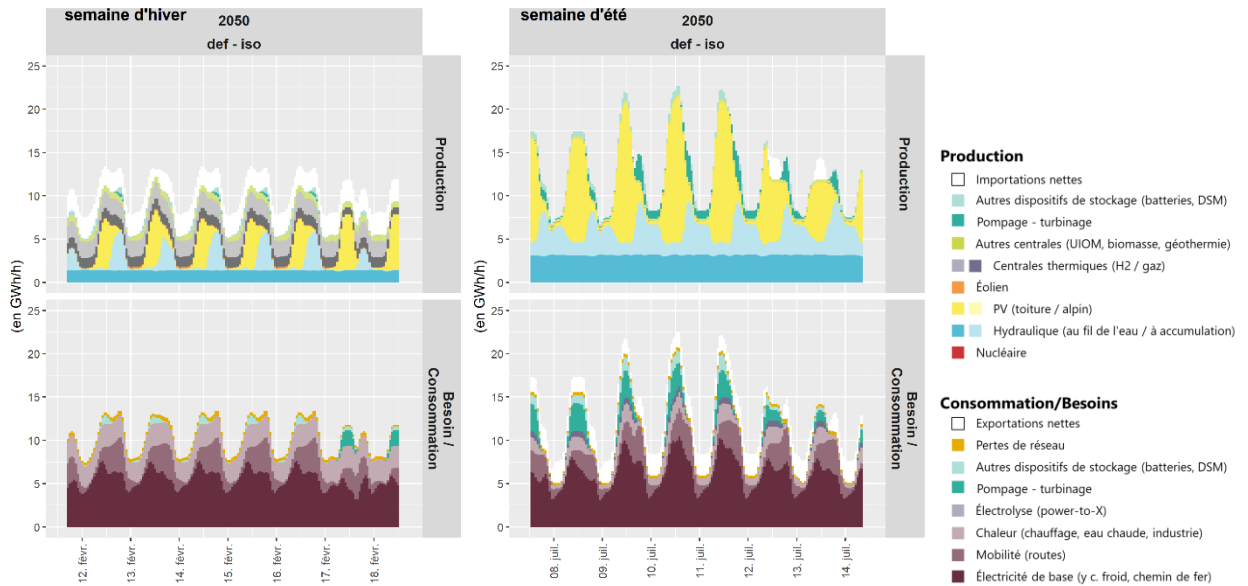


Figure 17 Représentation horaire de la production et des besoins d'électricité d'une semaine typique d'hiver (à gauche) et d'été (à droite) dans le scénario «défensif-isolée» en 2050

3.5 Comparaison croisée des quatre scénarios

Les résultats des quatre scénarios montrent clairement que la sécurité d’approvisionnement et les objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse peuvent être atteints au mieux avec un développement offensif et une intégration dans le marché européen de l’énergie. En outre, c’est pour l’électricité que la dépendance vis-à-vis de l’étranger est la plus faible, car l’énergie hydraulique supplémentaire, le photovoltaïque alpin, l’énergie éolienne et l’hydrogène disponible en quantité suffisante assurent la production électrique en hiver.

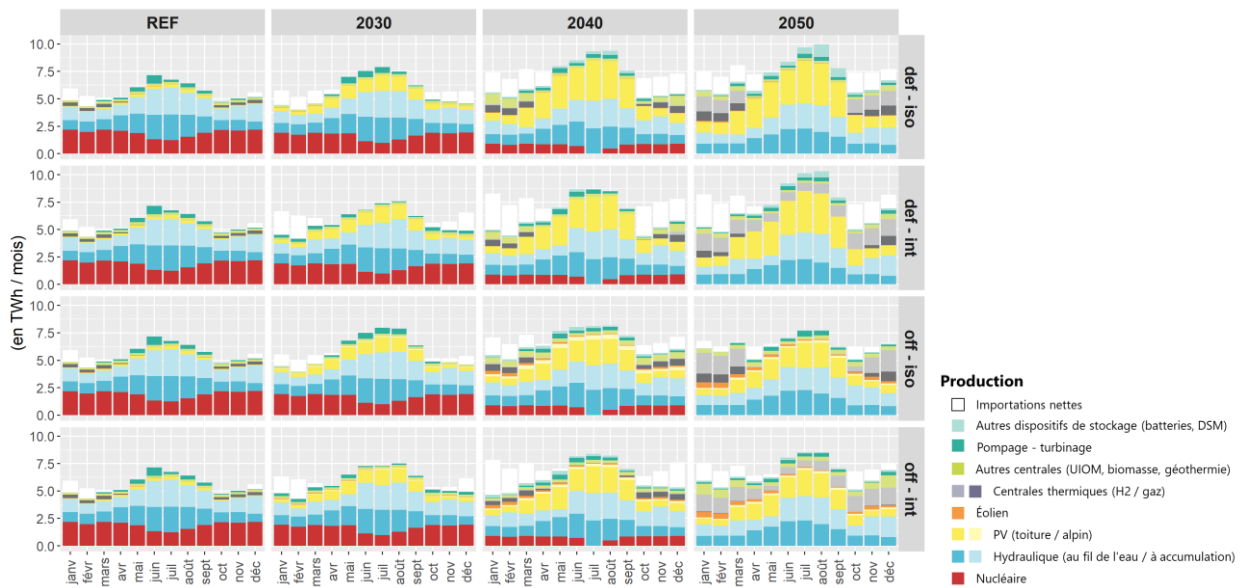


Figure 18 Représentation mensuelle de tous les scénarios, production d’électricité

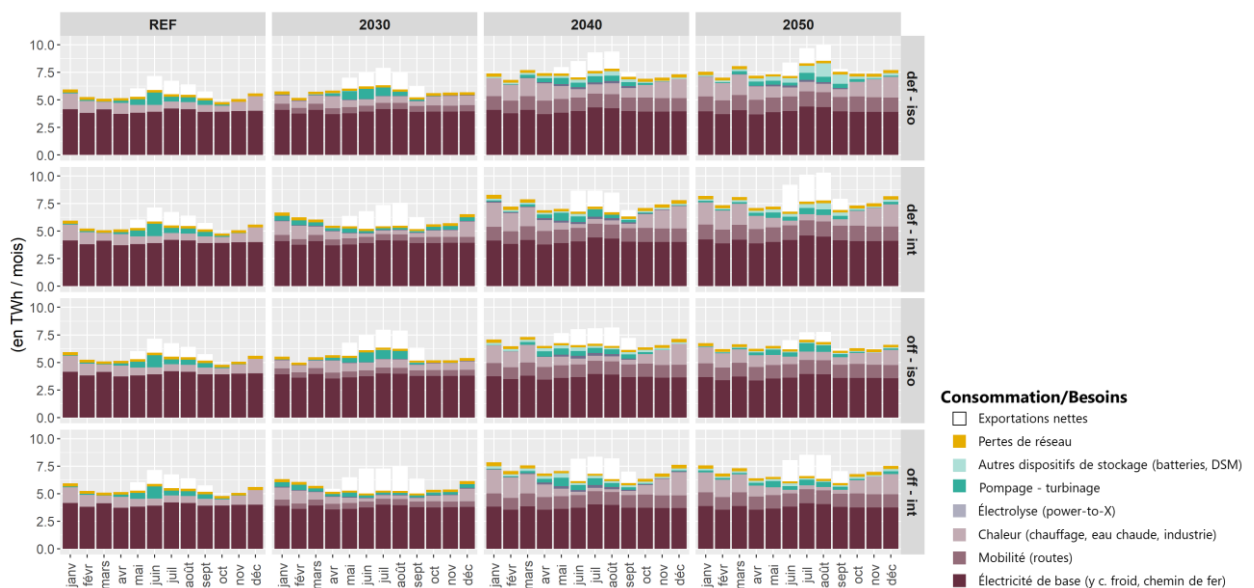


Figure 19 Représentation mensuelle de tous les scénarios, consommation d’électricité (REF) et besoins d’électricité (2030, 2040 et 2050)

Les résultats de tous les scénarios sur toutes les années sont présentés à la Figure 18 (production) et à la Figure 19 (consommation/besoins d'électricité).

Le photovoltaïque joue un rôle important, voire très important, dans les quatre scénarios. Dans les scénarios «défensif» en particulier, il représente la seule possibilité parmi les technologies disponibles de produire de l'électricité indigène à grande échelle. Par conséquent, la production photovoltaïque annuelle est plus élevée dans les scénarios «défensif» en 2050, soit environ 28 TWh contre 16 TWh. Dans les scénarios «offensif», à partir de 2040, le photovoltaïque est de plus en plus complété par les CCC à hydrogène et le développement du photovoltaïque stagne. Dans le scénario «offensif-intégrée», cela entraîne même, en raison de la réduction de l'injection, un léger recul de l'électricité produite par le photovoltaïque, qui passe de 16,7 TWh en 2040 à 16,1 TWh en 2050. Comme cette technologie est principalement déployée de manière décentralisée, le développement et la transformation des réseaux de distribution jouent un rôle crucial. Le photovoltaïque alpin et/ou l'éolien sont indispensables pour la production électrique en hiver dans les scénarios «offensif».

Le photovoltaïque alpin (2 TWh/an) et l'éolien (3 TWh/an) apportent une contribution équivalente au système énergétique et sont utilisés dans tous les scénarios «offensif». Dans les scénarios «défensif», le développement du photovoltaïque alpin ne peut pas être développé, et l'énergie éolienne ne peut l'être que de manière minimale (voir chapitre 2.5.2 et annexe 5.3.1.3).

En raison du développement important de la production photovoltaïque et éolienne, qui dépend des conditions météorologiques, les accumulateurs peuvent être utilisés de manière judicieuse pour l'équilibrage à court terme (heures et jours). Les batteries dans le secteur privé ne sont pas seulement construites pour des raisons purement économiques, mais aussi pour pouvoir utiliser une part aussi élevée que possible de l'électricité autoproduite. Dans les scénarios «défensif», les capacités en batteries sont augmentées d'environ 4 TWh, dans les scénarios «offensif» d'environ 10 TWh. La gestion de la demande (Demand-Side-Management, DSM) agit comme un dispositif de stockage virtuel en déplaçant les charges au cours de la journée. Dans tous les scénarios, une capacité DSM comprise entre 7 et 10 TWh est utilisée pour des raisons économiques.

Dans tous les scénarios, la Suisse reste un pays importateur en hiver et exportateur en été. Cette situation s'accroît avec la transformation du système énergétique; en hiver, outre l'électricité, de l'hydrogène est importé pour compléter l'hydroélectricité et le photovoltaïque avec des centrales thermiques (H₂/gaz). En été, l'électricité issue des énergies hydraulique et photovoltaïque est exportée. Les importations nettes d'électricité varient entre 1 et 11 TWh selon les scénarios et les années. La faible dépendance vis-à-vis des importations d'électricité, c'est-à-dire l'importation nette la plus faible (environ 1 TWh), peut être garantie au meilleur coût dans le scénario «offensif-intégrée». Les autres scénarios, en particulier les «défensif», nécessitent des importations nettes plus élevées, surtout en hiver, car la production indigène couvre moins bien la demande.

La transformation du système énergétique peut donner lieu à des pics d'importation temporaires si les projets de développement sont réalisés ultérieurement. Le recours accru à l'hydrogène pour la production d'électricité ne peut avoir lieu qu'après 2040. Si le développement de l'approvisionnement en hydrogène n'a lieu que vers la fin 2050, comme le montrent les scénarios, les importations d'électricité vers 2040 pourront atteindre 11 TWh/an.

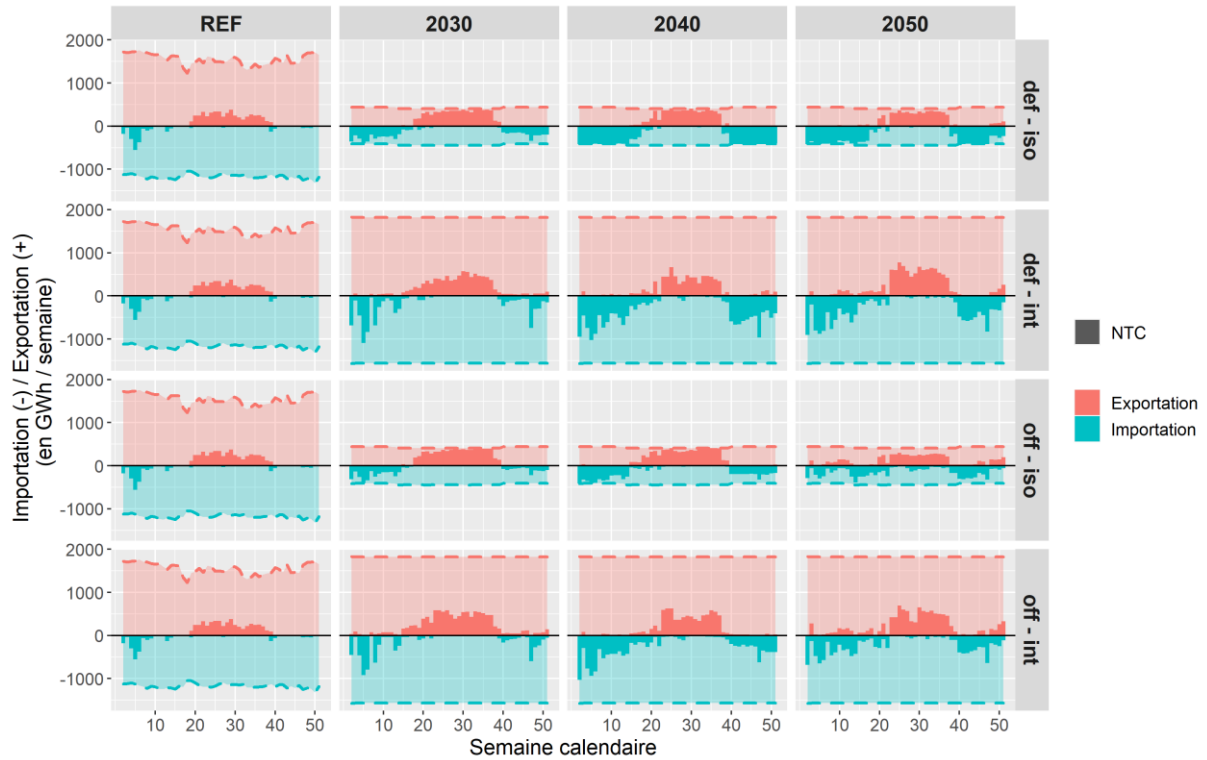


Figure 20 Modèles d'importation par scénario, REF jusqu'en 2050. Les limites (lignes) indiquent les capacités maximales d'importation (Net Transfer Capacity, NTC).

Dans le scénario «offensif-intégrée», la Suisse continue d'importer beaucoup d'électricité de France en hiver, comme elle l'a fait jusqu'à présent. Les échanges d'électricité avec l'Allemagne et la France restent très importants dans tous les scénarios. Dans les scénarios «intégrée», l'échange d'électricité est plus dynamique et les pics d'électricité peuvent être compensés directement. Dans les scénarios «isolée», les capacités d'échange sont pleinement exploitées, mais les pics d'électricité doivent être davantage compensés par des technologies indigènes et flexibles (pompage-turbinage, CCC, batteries, stockage thermique). Dans les scénarios «intégrée», les capacités d'échange (NTC) entre l'UE et la Suisse ne sont pas épuisées et créent des possibilités supplémentaires pour augmenter la sécurité d'approvisionnement en cas de besoin (Figure 20).

3.6 Production de chaleur

Outre la production d'électricité, la chaleur joue un rôle important dans le système énergétique suisse. Environ 35% des émissions actuelles de CO₂ sont dues à la fourniture de chauffage, d'eau chaude et de chaleur industrielle. Comme indiqué au chapitre 2.5.3, la chaleur est aujourd'hui majoritairement produite à partir de combustibles fossiles. L'objectif de zéro émission nette implique leur remplacement par des agents énergétiques renouvelables.

La Figure 21 montre comment les énergies fossiles sont abandonnées dans les différents scénarios. Dans les quatre scénarios, le remplacement s'effectue de façon similaire. Les chauffages au fioul, au gaz et électriques sont essentiellement remplacés par des pompes à chaleur et, dans une moindre mesure, par la chaleur à distance. Le chauffage au bois est maintenu dans des proportions similaires. Pour la chaleur industrielle à haute température, on utilise en été 2050 des chauffages électriques supplémentaires fonctionnant avec de l'électricité solaire bon marché.

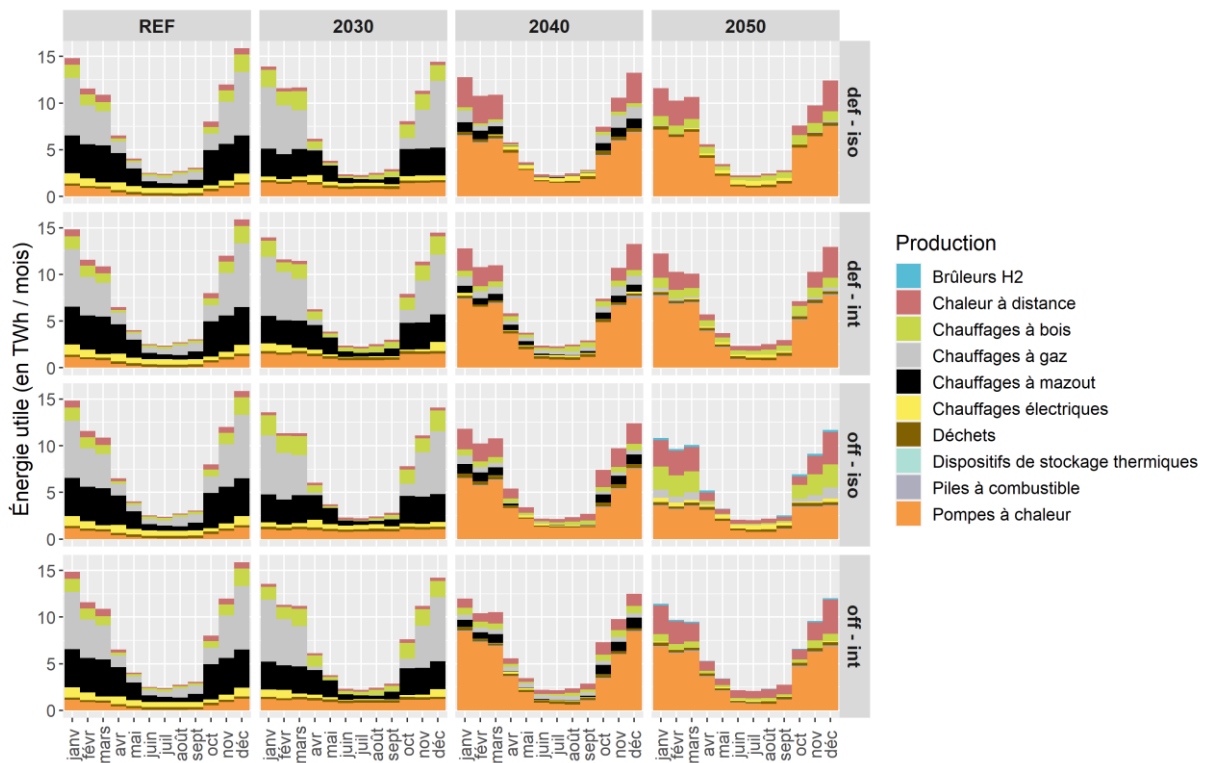


Figure 21 Production de chaleur pour toutes les années et tous les scénarios

3.7 Bilans de l'hydrogène, du méthane et du bois

L'hydrogène joue un rôle très important dans les scénarios «intégrée» après 2040, lorsque la dorsale européenne de l'hydrogène susmentionnée sera active. Avant cela, l'hydrogène est un agent énergétique coûteux, utilisé seulement de manière marginale. Dans les scénarios «intégrée», on utilise 27 TWh d'hydrogène importé, la majeure partie (24 TWh) étant de l'hydrogène «vert», c'est-à-dire produit à partir d'énergie renouvelable. Le reste est importé sous forme d'hydrogène «bleu», c'est-à-dire produit à partir de gaz naturel fossile avec captage et stockage du carbone (Figure 22).

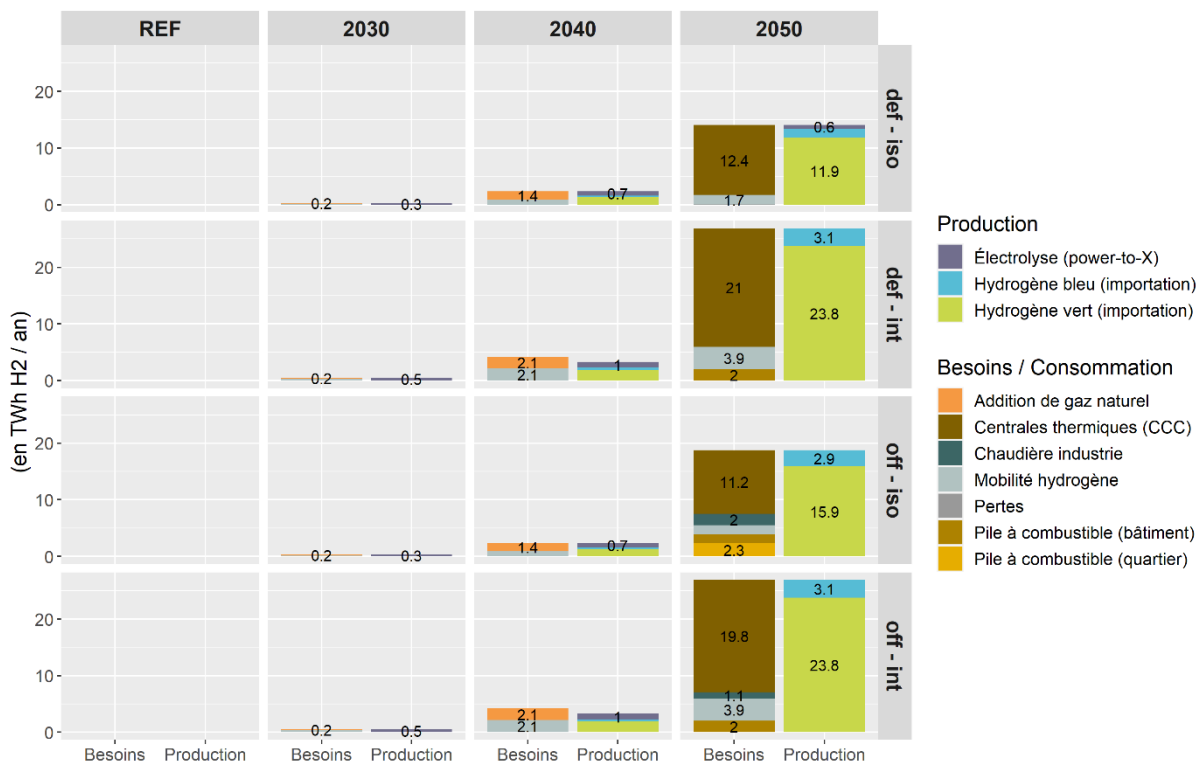


Figure 22 Bilans de l'hydrogène dans les quatre scénarios pour les quatre années de référence sélectionnées

L'électrolyse est utilisée vers 2040 pour répondre aux besoins en hydrogène pendant l'intégration de la Suisse dans l'infrastructure européenne d'hydrogène («dorsale européenne de l'hydrogène»). Dès que l'importation d'hydrogène bon marché devient possible, l'électrolyse indigène n'est utilisée que dans le scénario «défensif-isolée» en 2050. Ce recours est dû à l'électricité photovoltaïque disponible en excès en été et non exportable faute de capacités d'exportation. Par principe, l'électrolyse n'est pas rentable, car l'électricité renouvelable excédentaire n'est disponible que pendant une courte période au cours du semestre estival, ce qui nécessiterait de construire des capacités d'électrolyse disproportionnées pour des quantités d'hydrogène relativement faibles (à savoir peu d'heures de pleine charge et donc des coûts de production élevés).

Dans les scénarios «intégrée», l'hydrogène est utilisé en grande partie pour la production d'électricité dans les CCC à hydrogène (environ 12 TWh d'électricité en hiver), tandis qu'une petite partie est utilisée pour la mobilité (environ 4 TWh).

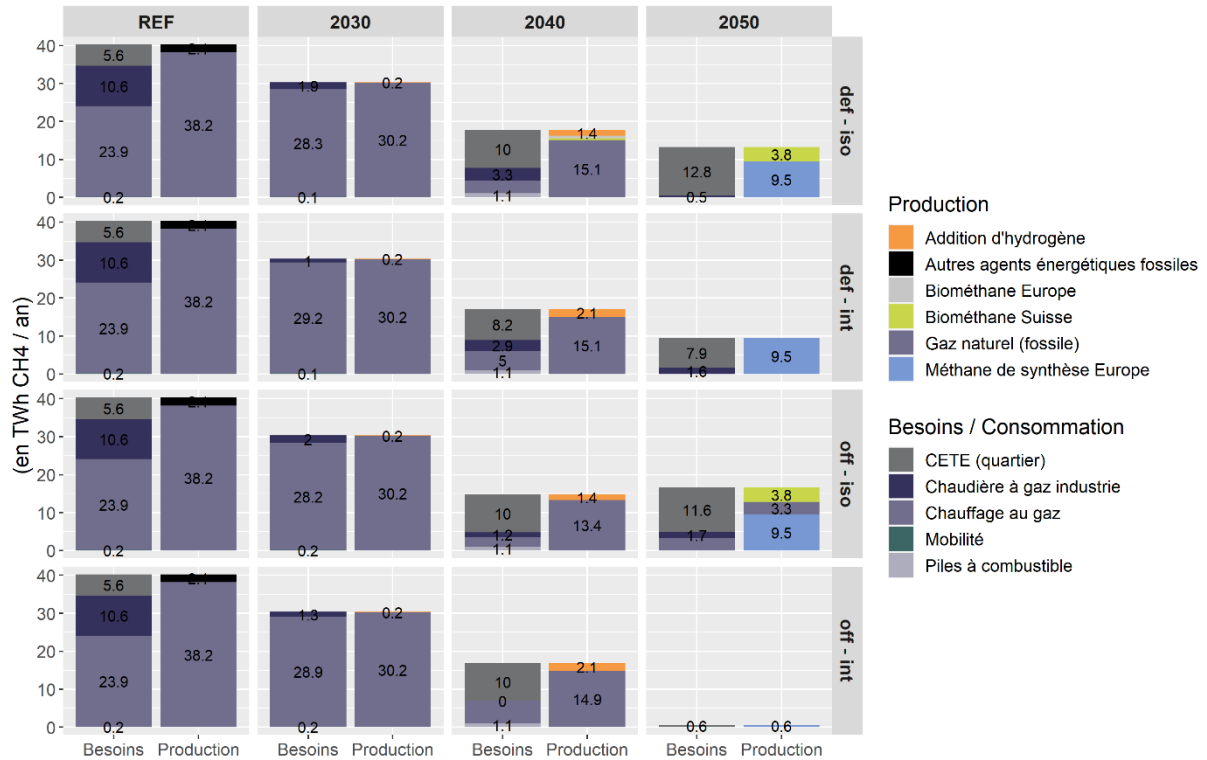


Figure 23 Bilans du méthane dans les quatre scénarios pour les quatre années de référence sélectionnées

Le méthane, qui est aujourd'hui presque exclusivement importé sous forme de gaz naturel fossile, voit son importance diminuer dans tous les scénarios (Figure 23), le bilan passant d'environ 40 TWh aujourd'hui à environ 12 TWh de méthane synthétique et biogénique en 2050. Dans le scénario «offensif-intégrée», le méthane est en revanche presque entièrement remplacé par de l'hydrogène importé. Cependant, en raison des objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse, les agents énergétiques fossiles actuels doivent être remplacés par du méthane biogénique ou synthétique. Le biométhane ne joue qu'un rôle secondaire en raison de sa faible disponibilité. Le gaz naturel fossile est utilisé jusqu'en 2040 dans les chaudières à gaz, puis comme gaz renouvelable principalement pour la production d'électricité dans les CCC, les CETE ou les applications de chaleur dans les processus industriels. Le potentiel du méthane biogénique et synthétique est pleinement exploité dans les scénarios «isolée».

Dans tous les scénarios, le potentiel du bois est exploité au maximum. Selon les PE 2050+ (digression sur la biomasse), environ 15 TWh de bois énergie peuvent être mis à disposition en Suisse de manière durable à des fins énergétiques (E-Cube, 2018) (Thees, Burg, Erni, Bowman, & Lemm, 2017); (Kemmler, Kirchner, & et. al., 2020). Cette quantité correspond à une augmentation de 50% par rapport à la consommation actuelle d'environ 10 TWh/an. Les importations de bois en provenance de l'UE sont autorisées au niveau actuel de 2 TWh/an pour les décennies à venir et sont exploitées dans tous les scénarios.

3.8 Dépendance aux importations

La Suisse a aujourd'hui une dépendance aux importations d'électricité relativement faible, mais tout à fait critique en raison du calendrier hivernal. Pour les combustibles et carburants fossiles, la dépendance aux importations est par contre de 100%. En résumé, l'approvisionnement énergétique actuel présente une dépendance aux importations de près de 80% pour un bilan d'énergie primaire d'environ 260 TWh¹⁷. Grâce au rendement beaucoup plus élevé des applications électriques, aux gains d'efficacité de la demande et à l'augmentation de la fourniture d'énergie indigène, cette dépendance diminue pour atteindre 115 à 132 TWh d'ici à 2050. La part d'importation varie entre 38 et 56 TWh/an selon le scénario, soit une diminution des quantités d'énergie importées d'un facteur 3,5 à 5,5. C'est dans les scénarios «isolée» que la dépendance aux importations est la plus faible (Figure 24).

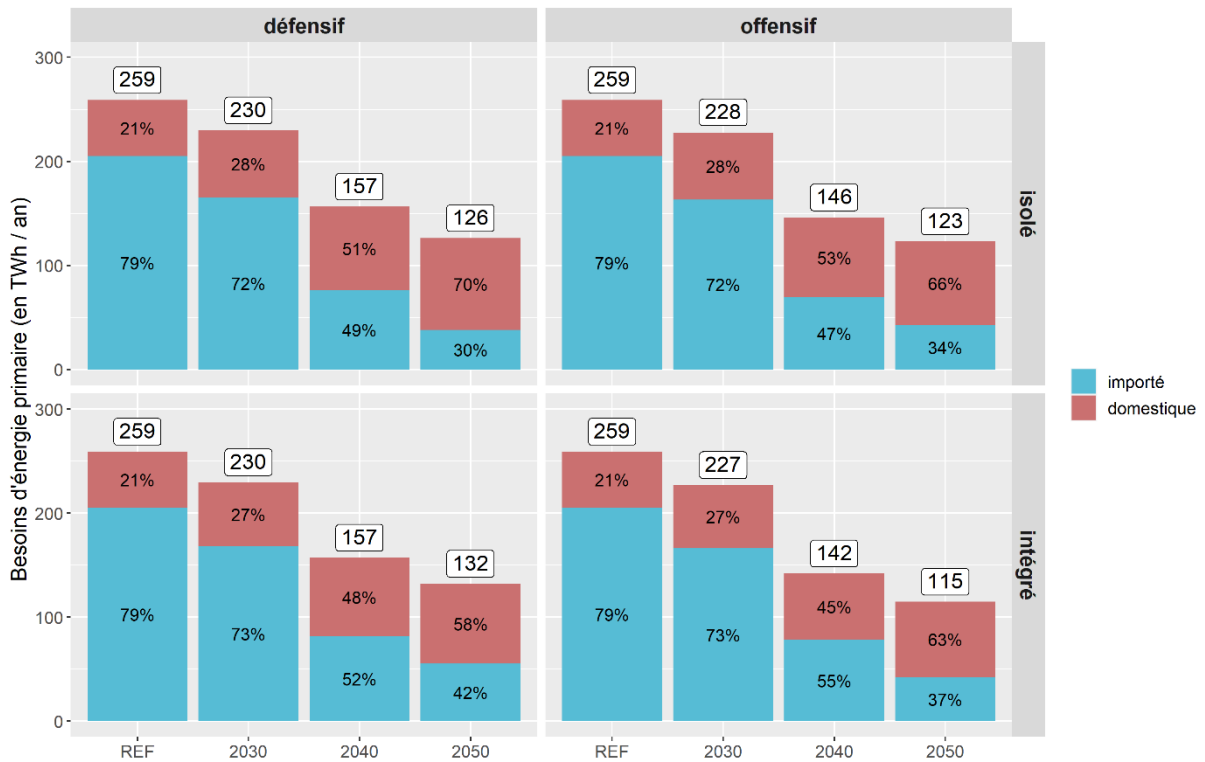


Figure 24 Réduction de la dépendance de l'approvisionnement énergétique suisse vis-à-vis des importations (besoin d'énergie primaire importée) grâce à l'électrification croissante et à l'augmentation de l'efficacité énergétique

¹⁷ La différence, par exemple dans le scénario REF, entre l'énergie primaire (259 TWh) et l'énergie finale (202 TWh) représente les pertes de conversion, de transport et de réseau

3.9 Réalisation des objectifs climatiques d'ici à 2050 («zéro émission nette»)

Dans le domaine de l'énergie, la Suisse émet aujourd'hui environ 35 mégatonnes (Mt) d'équivalents CO₂ par an (Office fédéral de l'environnement OFEV, 2022). Ces émissions directes de CO₂ doivent être soit éliminées, soit captées dans l'atmosphère.

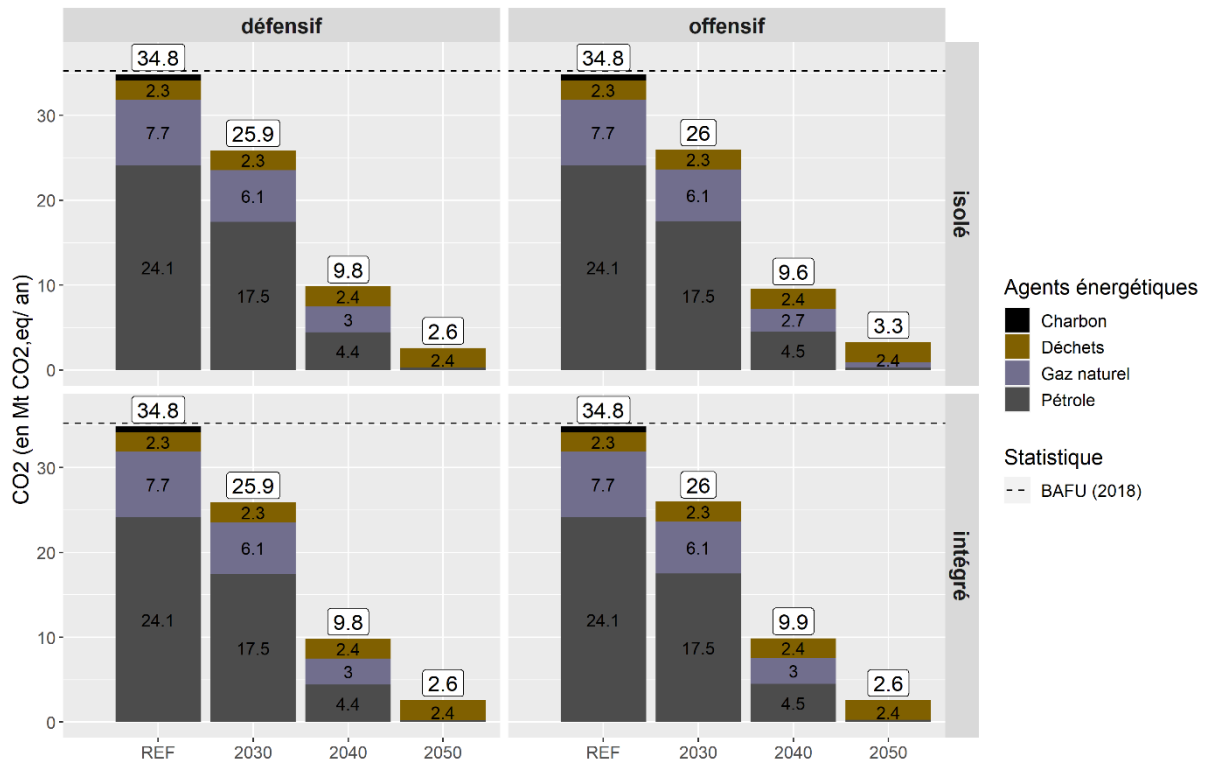


Figure 25 Évolution des émissions de CO₂ du système énergétique de la Suisse. En 2018, les émissions totales (y compris les émissions de gaz à effet de serre non énergétiques) de la Suisse s'élevaient à environ 46 Mt d'équivalents CO₂.

Le remplacement des combustibles/carburants fossiles est quasiment achevé d'ici à 2050 afin d'atteindre les objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse (hypothèse de modélisation pour tous les scénarios). Un système énergétique sans énergie fossile est techniquement possible dans tous les scénarios, comme le montrent les résultats des modélisations. Cependant, le secteur de l'énergie ne peut pas être totalement décarboné sans technologies à émissions négatives (NET), en particulier le captage et le stockage du dioxyde de carbone (CSC). Les émissions résiduelles dues à la production d'électricité et de chaleur à partir de déchets¹⁸, qui représentent environ 2,6 Mt de CO₂ par an, continueront d'être produites Figure 25. Cette quantité résiduelle est pratiquement identique dans tous les scénarios. De même, d'autres émissions sont produites en Suisse en dehors de l'approvisionnement en énergie, à hauteur de 8,5 Mt de CO₂ par an (Office fédéral de l'environnement OFEV, 2022), notamment dans l'agriculture (élevage) et les processus

¹⁸ Les autres sources sont les véhicules diesel/essence restants (principalement les voitures de collection) et l'utilisation minimale de gaz naturel dans l'industrie.

industriels (par exemple fabrication de ciment). Pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse, ces émetteurs résiduels doivent être décarbonés à l'aide des technologies à émissions négatives.

Le modèle offre deux possibilités pour éliminer les émissions de CO₂ restantes: d'une part, le captage direct à la source en Suisse, suivi de l'entreposage du dioxyde de carbone, également en Suisse, ou d'autre part, comme méthode indirecte pour compenser les émissions diffuses, l'extraction directe du CO₂ dans l'air (appelée *Direct air capture*, DAC) et l'entreposage correspondant à l'étranger.

Le captage du CO₂ à la source des émissions dans les UIOM et dans l'industrie en Suisse nécessite chaque année de l'énergie supplémentaire, qui n'est pas encore incluse dans les bilans électriques ou thermiques des scénarios (Figure 26). De plus, la DAC à l'étranger coûte environ 3,1 milliards de CHF par an. En raison de la plus faible acceptation des nouvelles technologies, les scénarios «défensif» présentent davantage d'émissions non énergétiques, qui entraînent un surcoût d'environ 0,5 milliard de CHF Figure 27).

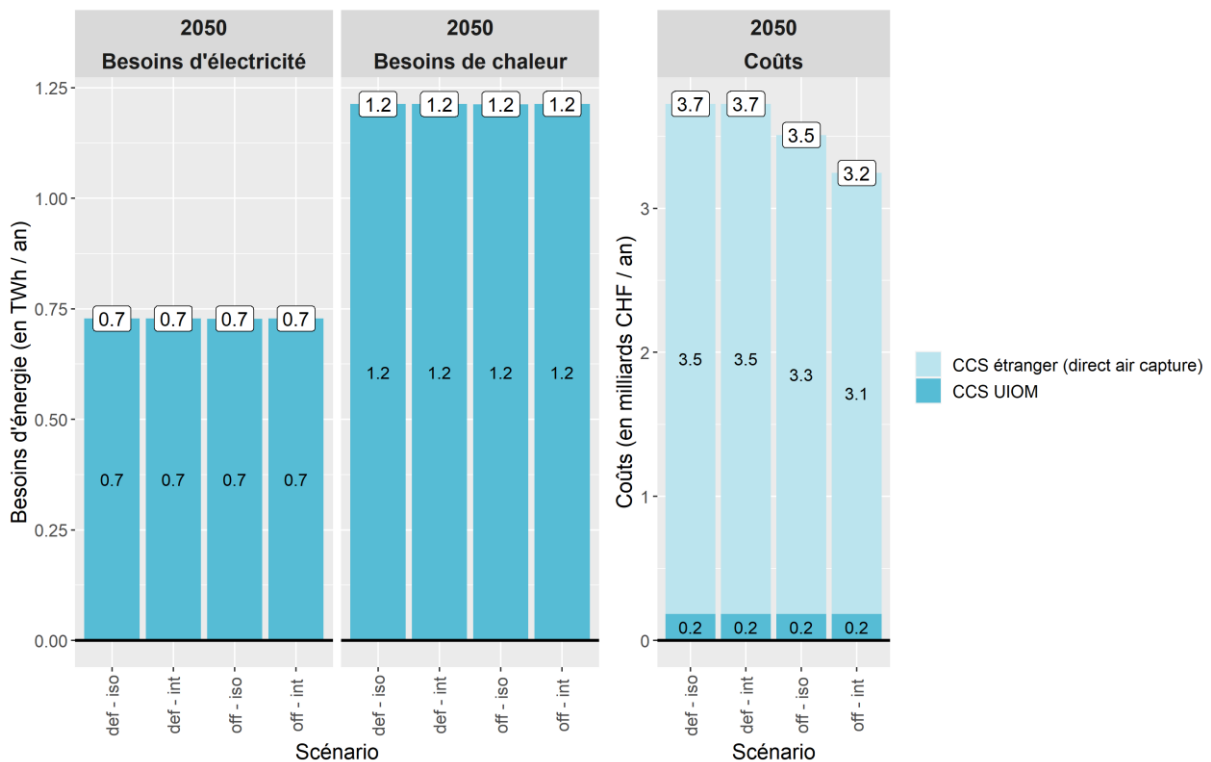


Figure 26 Besoins d'électricité et de chaleur et coût de l'élimination du CO₂ en 2050

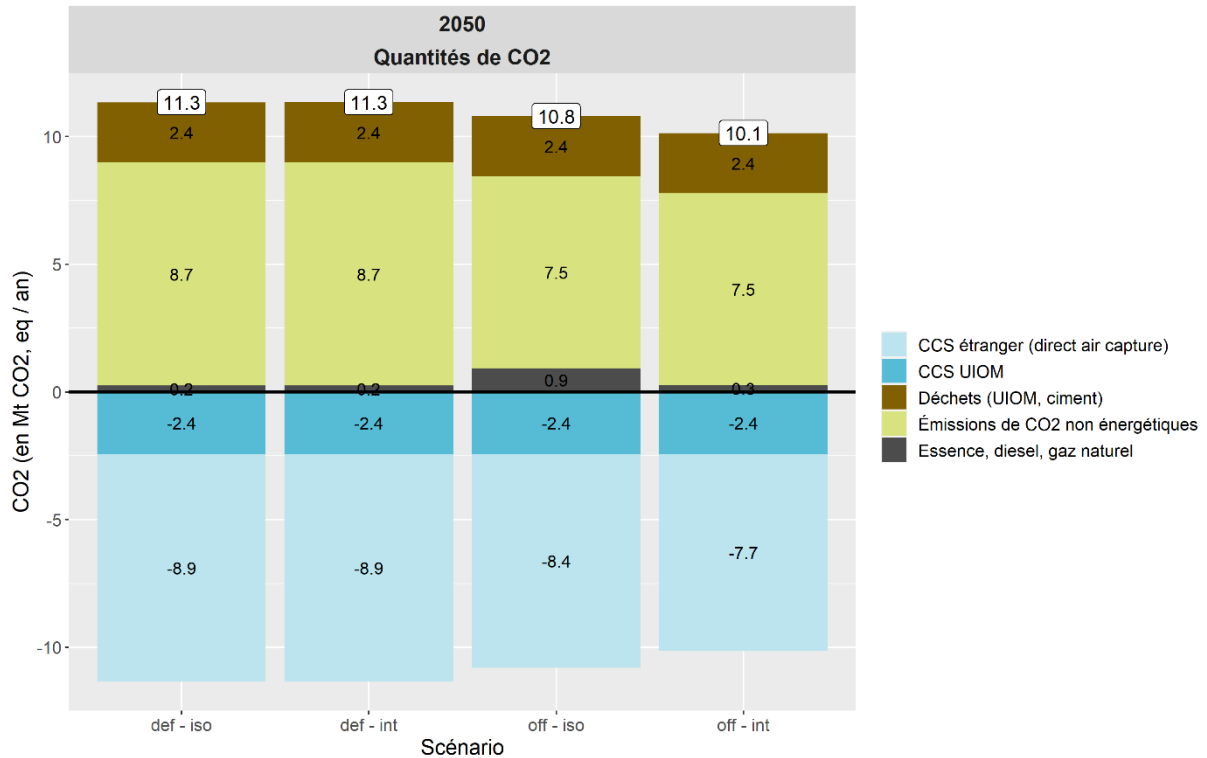


Figure 27 Bilan quantitatif des émissions de CO₂ de la Suisse en 2050

3.10 Coûts du système

La Figure 28 montre l'évolution des coûts du système au fil du temps dans les quatre scénarios. Ces coûts comprennent les investissements annualisés (CAPEX) pour la construction ainsi que les coûts nécessaires à l'exploitation et à l'entretien (OPEX) des infrastructures d'électricité, de gaz et de chaleur, mais pas ceux nécessaires à l'extension et la transformation des réseaux électriques. Les détails de la délimitation du système sont décrits au chapitre 2.3.

D'une manière générale, les coûts totaux du système de tous les scénarios sont assez similaires et se situent dans une fourchette de 15%. Le scénario «offensif-intégrée» est le plus avantageux, juste devant le scénario «offensif-isolée». Le scénario «défensif-isolée» présente les coûts de système les plus élevés, avec environ 28 milliards de CHF par an, et atteint presque le statu quo actuel. Dans ce scénario, l'absence d'options oblige le système à recourir à des technologies coûteuses pour répondre à la demande d'énergie, notamment l'importation accrue de combustibles synthétiques et l'importation d'électricité en hiver. Il est également nécessaire d'investir dans des technologies qui ne sont pas optimales sur le plan économique, telles que le photovoltaïque (environ 28 GWc, dont 3 TWh/an exclus de l'injection), afin de s'adapter à la réduction des capacités d'importation d'électricité (NTC) en hiver. Il en résulte des coûts qui sont en moyenne supérieurs d'environ 4 milliards de CHF par an par rapport aux scénarios «offensif».

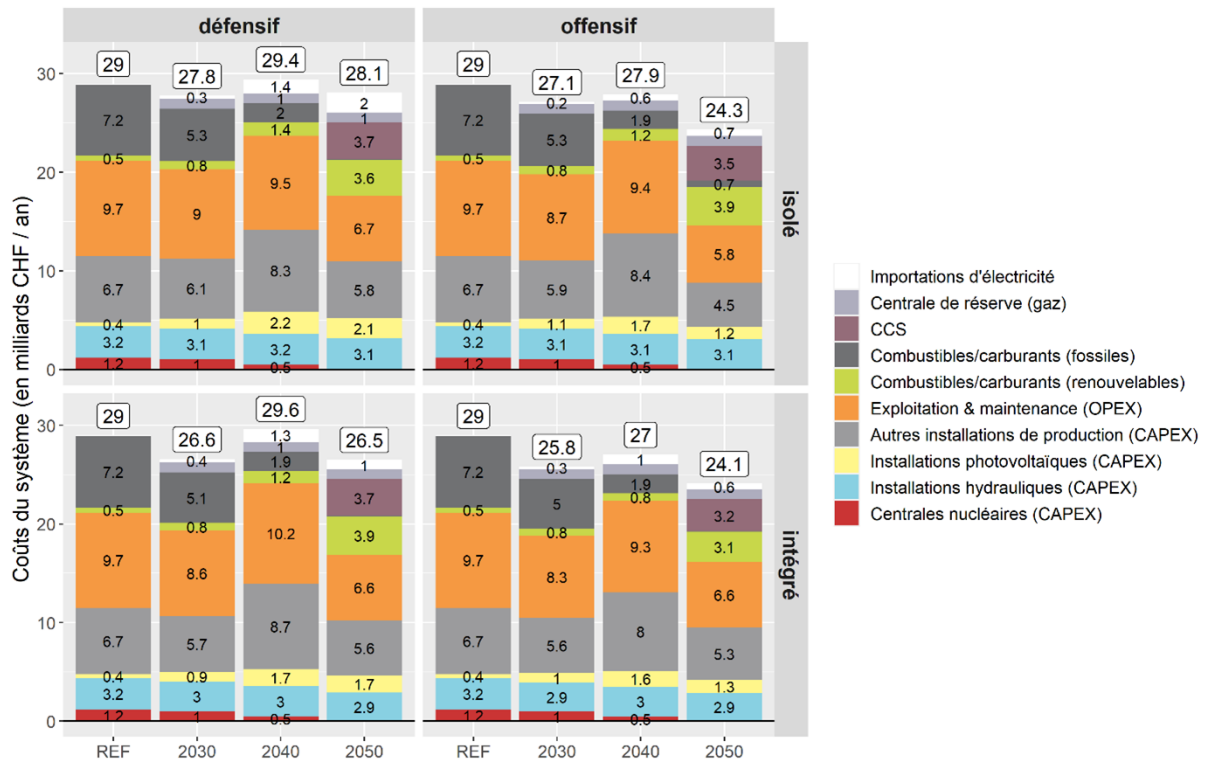


Figure 28 Coûts du système par an et par scénario. Les CAPEX représentent l'investissement annualisé pour le remplacement, ventilé par technologie (nucléaire, hydroélectrique, PV et autres). Les coûts d'exploitation et d'entretien (OPEX) représentent les coûts annuels variables et fixes de toutes les technologies.

Les coûts systémiques de l'approvisionnement énergétique de la Suisse seront réduits d'environ 20% à long terme (et sans tenir compte des investissements et des coûts de transformation et d'extension des réseaux électriques), à moins que le scénario «défensif-isolée» ne se réalise. La principale raison en est la suppression des importations de combustibles et carburants fossiles, qui représentent aujourd'hui environ 7 milliards CHF par an.

L'attractivité économique du futur système énergétique par rapport au système actuel est obtenue par la mise en place à grande échelle de:

1. technologies plus efficaces, telles que les pompes à chaleur et la mobilité électrique;
2. mesures d'efficacité chez les consommateurs d'énergie, ce qui réduit la demande;
3. nouvelles technologies permettant de réaliser des économies d'échelle dans la production, l'installation et l'exploitation.

L'électrification et l'amélioration de l'efficacité de la demande (bâtiments, appareils et processus) du système énergétique réduisent le bilan énergétique (voir également Figure 11). Si les technologies électriques avaient les mêmes mauvais rendements que les technologies fossiles actuelles, en particulier dans le domaine du chauffage et de la mobilité, le bilan énergétique et donc les coûts du système seraient

nettement plus élevés. Malgré les besoins plus importants en matière d'investissement, les coûts du système peuvent être réduits de 20% par rapport à l'approvisionnement énergétique actuel.

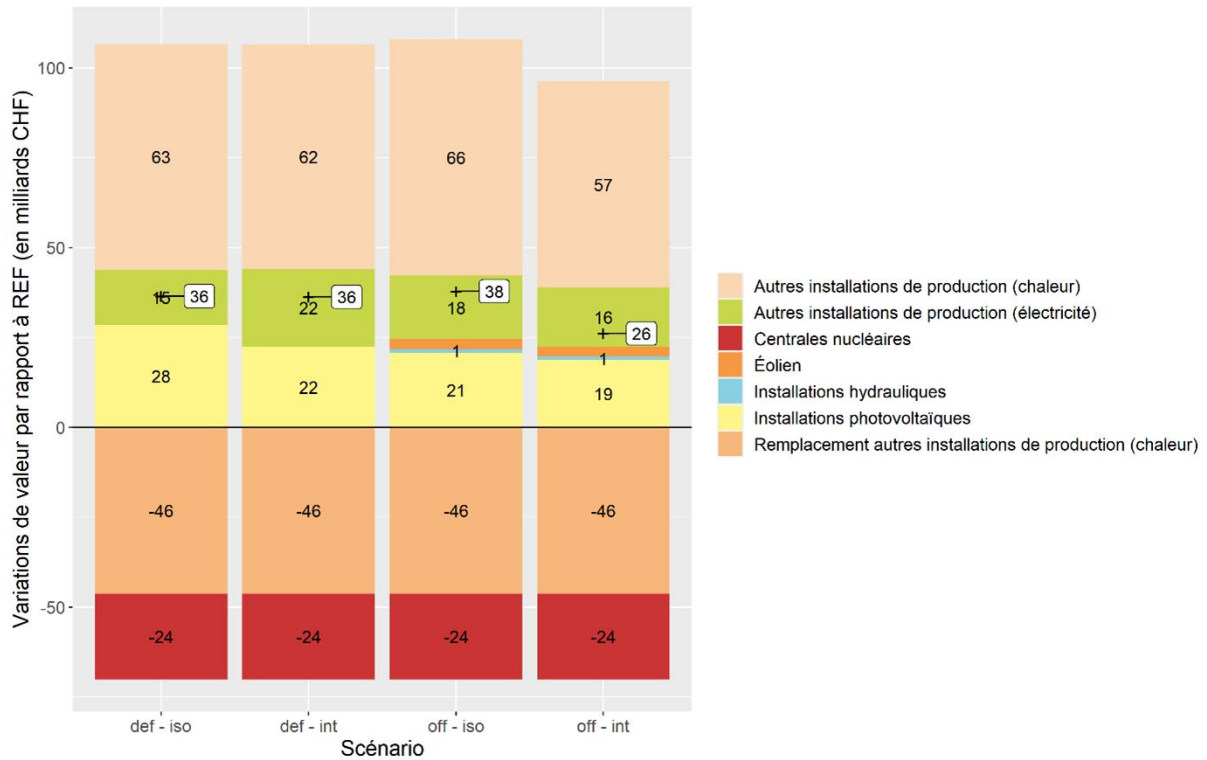


Figure 29 Évolution de la valeur du système énergétique pendant la période de transformation, cumulée de 2020 à 2050. Le bilan entre la construction et le démantèlement est indiqué dans les valeurs encadrées et correspond à l'augmentation nette de la valeur du système. La somme des valeurs positives correspond à la valeur ajoutée par les investissements à réaliser. La somme des valeurs négatives correspond à la perte de valeur due au démantèlement ou au non-remplacement des installations existantes.

La transformation du système énergétique nécessite environ 100 milliards de CHF d'investissements (Figure 29). Ce chiffre comprend les investissements directement liés à la production, à la transformation et au stockage, mais sans tenir compte de la transformation et de l'extension des réseaux d'électricité et de gaz. Les besoins d'investissement en aval pour l'achat de nouveaux véhicules, l'infrastructure de recharge pour la mobilité électrique, la rénovation des bâtiments et le remplacement des appareils inefficaces n'ont pas été pris en compte.

Les valeurs positives à la Figure 29 correspondent aux investissements dans de nouvelles installations telles que le photovoltaïque, l'éolien, les CCC, les pompes à chaleur, les réseaux de chaleur à distance, les batteries et les dispositifs de stockage thermique, additionnés sur environ 30 ans. Les valeurs négatives correspondent à la valeur des actifs qui ne seront pas remplacés au cours des 30 prochaines années. Il s'agit notamment des centrales nucléaires existantes, des chauffages au fioul, au gaz et électriques qui ne seront plus nécessaires à l'avenir. La somme des nouveaux investissements et de la valeur réduite des installations représente l'augmentation de la valeur du futur système énergétique par rapport au système actuel (REF). Selon le scénario, celle-ci varie de +26 à +38 milliards de CHF.

Le scénario «offensif-intégrée» peut réduire les besoins d'investissement d'environ 10% par rapport aux autres scénarios en raison d'importations d'électricité temporairement plus élevées vers 2040.

3.11 Sensibilité

Les analyses de sensibilité ont été effectuées afin d'examiner la solidité des scénarios face aux changements des bases. La plupart des sensibilités permettent d'obtenir des solutions réalisables et montrent quels scénarios sont robustes aux changements.

3.11.1 Pas d'importation ou importation coûteuse de H₂

Dans ces analyses de sensibilité, l'importation d'hydrogène a été supprimée ou rendue plus chère, ce qui signifie que soit la dorsale européenne de l'hydrogène n'est pas construite, soit l'hydrogène qu'elle transporte à un prix deux fois plus élevé que dans les scénarios de base. La sensibilité permet d'examiner l'influence de l'une des principales hypothèses de cette étude, à savoir la grande disponibilité d'hydrogène importé, bon marché et renouvelable (Figure 30).

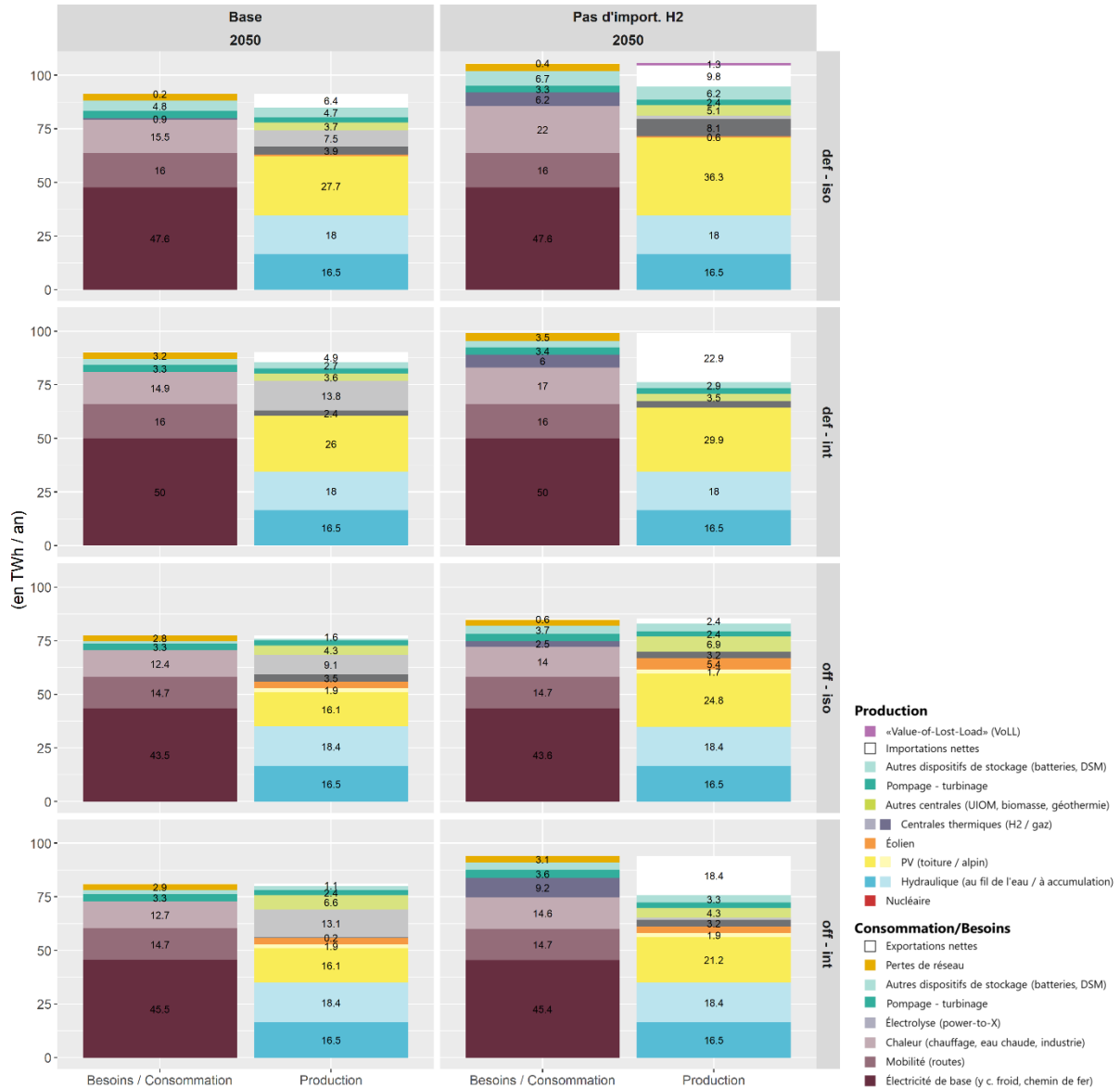


Figure 30 Modification du bilan électrique pour la sensibilité selon laquelle il n'est pas possible d'importer d'hydrogène en grande quantité

Dans les scénarios «isolée», il en résulte un développement massif des installations photovoltaïques pour une production annuelle supplémentaire d'environ 10 TWh. Dans le scénario «défensif-isolée», malgré un développement maximal de l'énergie photovoltaïque de plus de 36 TWh/an¹⁹, les besoins en électricité ne peuvent pas être entièrement couverts. Environ 1,3 TWh/an devrait être économisé du côté de la demande ou il faudrait procéder à un délestage correspondant, pris en compte dans le bilan en tant que coût de l'énergie non distribuée (CEND).

¹⁹ c'est-à-dire qu'environ 75% des surfaces de toitures appropriées doivent être équipées d'installations photovoltaïques pour produire de l'électricité, mais 0,7 TWh/an est exclu de l'injection.

Dans les scénarios «intégrée», il en résulte une importation massive d'électricité en provenance des pays voisins. Dans ces scénarios, la NTC est de plus en plus utilisée pour répondre aux futurs besoins d'électricité en Suisse. Dans le scénario «défensif-intégrée», l'importation nette d'électricité la plus importante est d'environ 23 TWh. Le réalisme d'une importation d'électricité sûre de cet ordre de grandeur devrait être déterminé de façon politique via un accord sur l'électricité avec l'UE. Même dans ce cas, un solde d'importation aussi élevé devrait être évalué comme critique pour des raisons de sécurité d'approvisionnement.

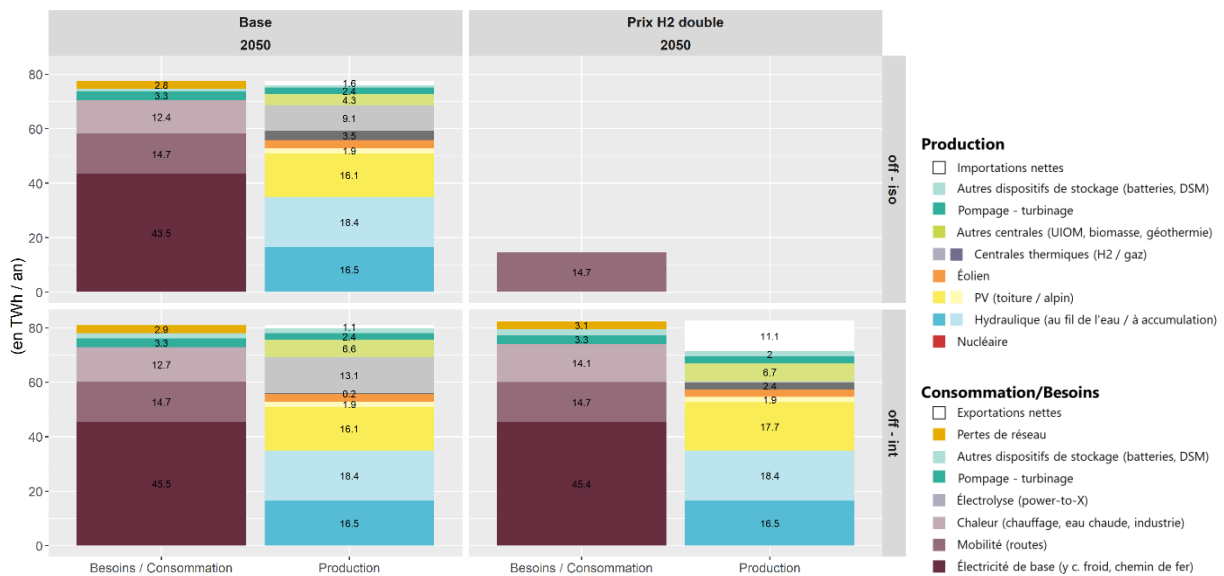


Figure 31 Modification du bilan électrique en cas de doublement du prix de l'hydrogène pour les scénarios «intégrée»

Si l'importation d'hydrogène est autorisée à grande échelle, la question du prix de l'importation se pose. Si le prix prévu de l'hydrogène double pour passer de 75 CHF à 150 CHF, le mix d'approvisionnement sera similaire à celui du scénario sans importation d'hydrogène (Figure 31). L'importation d'électricité dans le scénario «défensif-intégrée» s'élève également à environ 20 TWh. Cela s'explique par les prix d'importation de l'électricité, qui sont plus avantageux que la production d'électricité avec de l'hydrogène, qui est dans ce cas coûteux.

Les scénarios «offensif» peuvent couvrir les besoins en électricité sans importer d'hydrogène, avec des coûts de système similaires. Un développement accru des installations photovoltaïques (+8 TWh/an) et des importations d'électricité supplémentaires (+1 TWh/an) sont alors nécessaires.

3.11.2 Installation de SMR à partir de 2040

Le modèle a été étendu pour permettre l'installation de sept unités au maximum d'environ 300 MW chacune de la toute dernière technologie nucléaire de 4^e génération, les petits réacteurs modulaires ou *Small Modular Reactors* (SMR), à partir de 2040. L'objectif de cette analyse de sensibilité est d'examiner si le système énergétique peut être étendu avec des SMR et à quel coût. Les effets sur le bilan électrique annuel pour l'année 2050 sont représentés à la Figure 32.



Figure 32 Variation du bilan électrique annuel en cas d'utilisation de SMR

Dans le scénario «offensif-intégrée», les solutions à coût minimal avec une unité ou sans SMR (modèle de base) sont très proches les unes des autres. L'utilisation flexible de CCC à hydrogène est légèrement plus intéressante que le recours à une unité SMR en raison des faibles investissements.

Si les SMR sont utilisés comme centrales non pas de base mais flexibles, il en résulte moins d'heures de pleine charge. Le taux d'utilisation plus faible qui en résulte entraîne des coûts de production d'électricité plus élevés pour les SMR que pour les CCC à hydrogène (voir aussi Figure 3, prix de revient). Par conséquent, une seule unité SMR de 300 MW est utilisée dans l'optimisation dans le scénario «offensif-intégrée».

Dans le scénario «offensif-isolée», deux unités SMR ont été utilisées de force, c.-à-d. que dans ce scénario, on a forcé l'augmentation de la production de 600 MW de SMR.

Dans les deux scénarios «offensif», les unités SMR sont utilisées comme centrales de base (Figure 33). Les SMR réduisent les importations nettes d'électricité. Dans le scénario «offensif-intégrée», en utilisant des unités SMR, la Suisse devient un exportateur net d'électricité à hauteur d'environ 4,2 TWh et peut réduire les importations de courant hivernal à environ 3 TWh. Cela correspond à une quantité d'importation telle qu'elle figure dans le scénario REF.

Dans le scénario «offensif-isolée», une augmentation de la capacité de la technologie SMR réduit le recours aux CCC à hydrogène de 20%. Par contre, le besoin en capacité de ces dernières ne diminue pas de manière significative, car un besoin en capacité similaire reste nécessaire pour l'équilibrage de la production photovoltaïque et éolienne. Afin d'obtenir, dans le scénario «offensif-intégré», une exploitation économique de la capacité installée des CCC à hydrogène, la production d'électricité au moyen de celles-ci n'est pas considérablement réduite, malgré le développement du nombre de SMR. Par conséquent, dans ce scénario, les CCC à hydrogène contribuent également au bilan positif des exportations d'électricité.

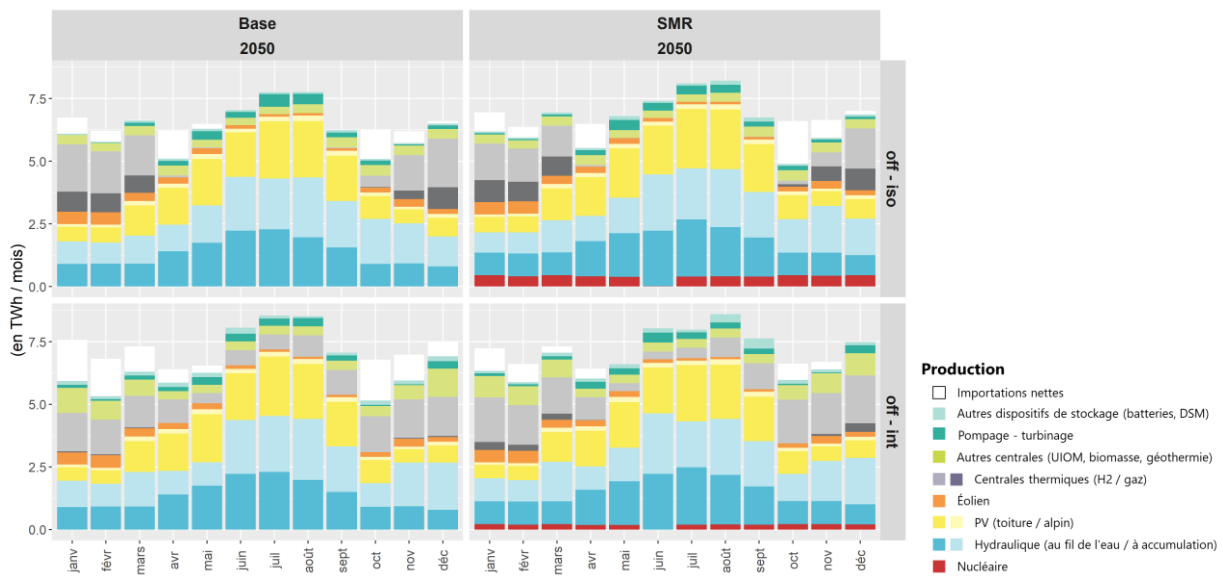


Figure 33 Variation du bilan électrique mensuel en cas d'utilisation de la technologie nucléaire de dernière génération (SMR)

L'ajout d'une unité SMR n'a pratiquement pas de répercussions sur les coûts de système. D'autres aspects tels que la disponibilité, la sécurité d'approvisionnement, les risques techniques et financiers ainsi que l'acceptation nationale, y compris au niveau législatif, sont donc décisifs pour le développement de l'une ou l'autre technologie. En revanche, dans le cas de l'ajout de deux unités SMR, les coûts de système augmentent d'environ 1 milliard CHF par an (voir scénario «offensif-isolée», à la Figure 37).

3.11.3 Augmentation des besoins d'électricité (+20%)

Cette sensibilité examine le cas où les futurs besoins d'électricité sont sous-estimés et qu'il en résulte une augmentation de 20% des besoins en 2050 par rapport aux scénarios de base. Le mix technologique pour la production d'électricité ne change pas de manière significative. Les besoins supplémentaires sont principalement couverts par le développement des installations photovoltaïques (+3 à +7 TWh) et l'augmentation des importations d'électricité.

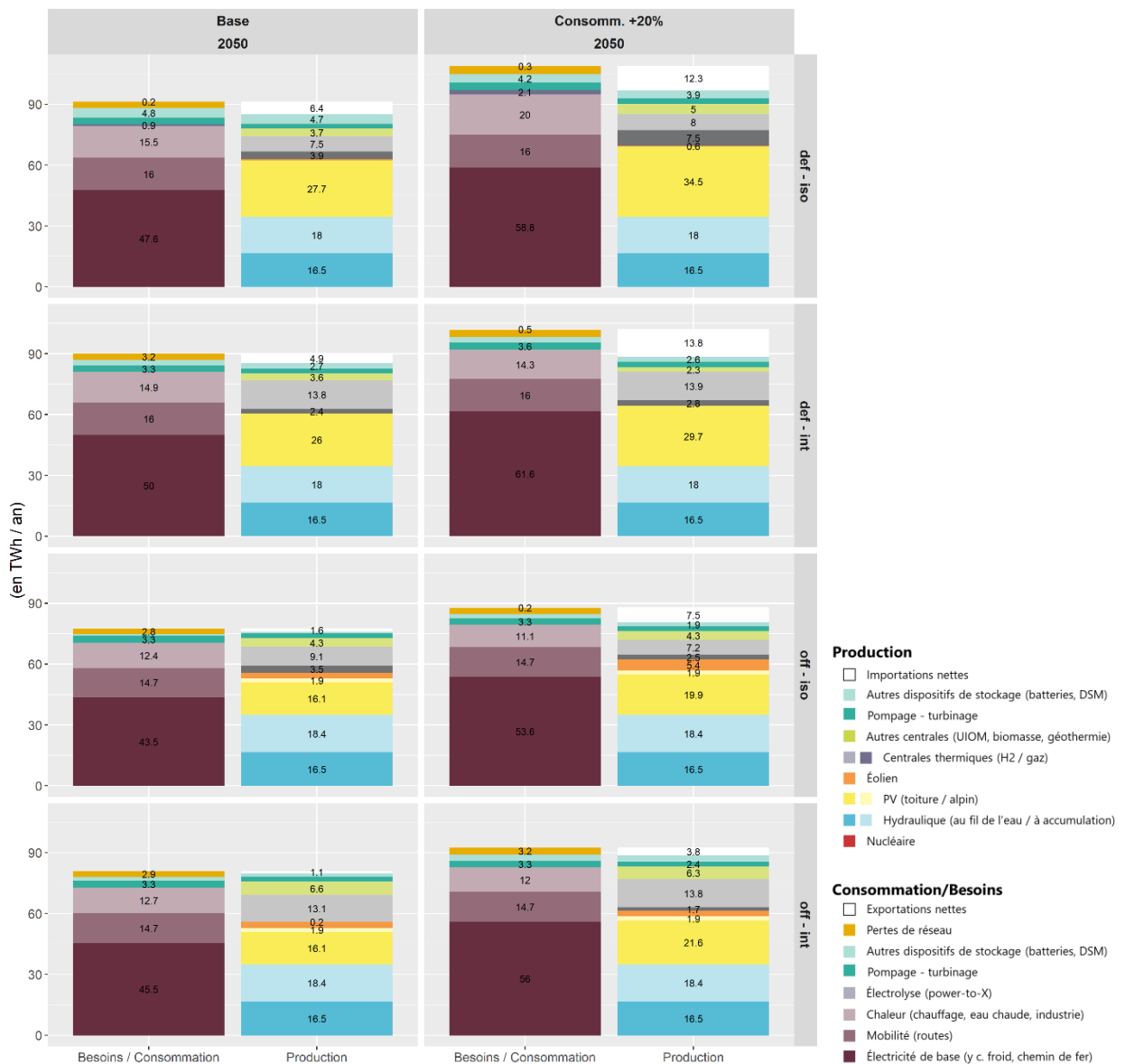


Figure 34 Modification du bilan électrique en cas d'augmentation de la demande d'électricité (+20%) pour le scénario «offensif-intégrée»

Dans les scénarios «défensif», les importations d'électricité augmentent par rapport aux scénarios «offensif» et atteignent 12 à 14 TWh. Une hausse des besoins d'électricité de 20% entraîne une augmentation des

importations d'électricité d'environ 9 TWh. La dépendance aux importations des scénarios «défensif» augmente beaucoup plus par rapport à l'augmentation des importations d'électricité dans les scénarios «offensif» (+3 TWh ou +6 TWh, Figure 34).

3.11.4 Sensibilité «cas le plus défavorable»

Des efforts plus importants qu'aujourd'hui sont nécessaires, en particulier pour le développement des sources d'énergie renouvelables éolienne et photovoltaïque. Si le rythme de développement actuel est maintenu, les niveaux visés ne seront pas atteints dans tous les scénarios, qu'ils soient défensifs ou offensifs (Figure 35). Avec les décisions actuelles du Parlement concernant le développement du photovoltaïque et la nouvelle situation des prix sur les marchés de l'électricité, la situation devrait se détendre quelque peu et on peut escompter une expansion de plus grande ampleur. En ce qui concerne l'éolien, les possibilités politiques et juridiques de faire avancer les nombreux projets bloqués par les oppositions et d'autres procédures font toujours défaut.

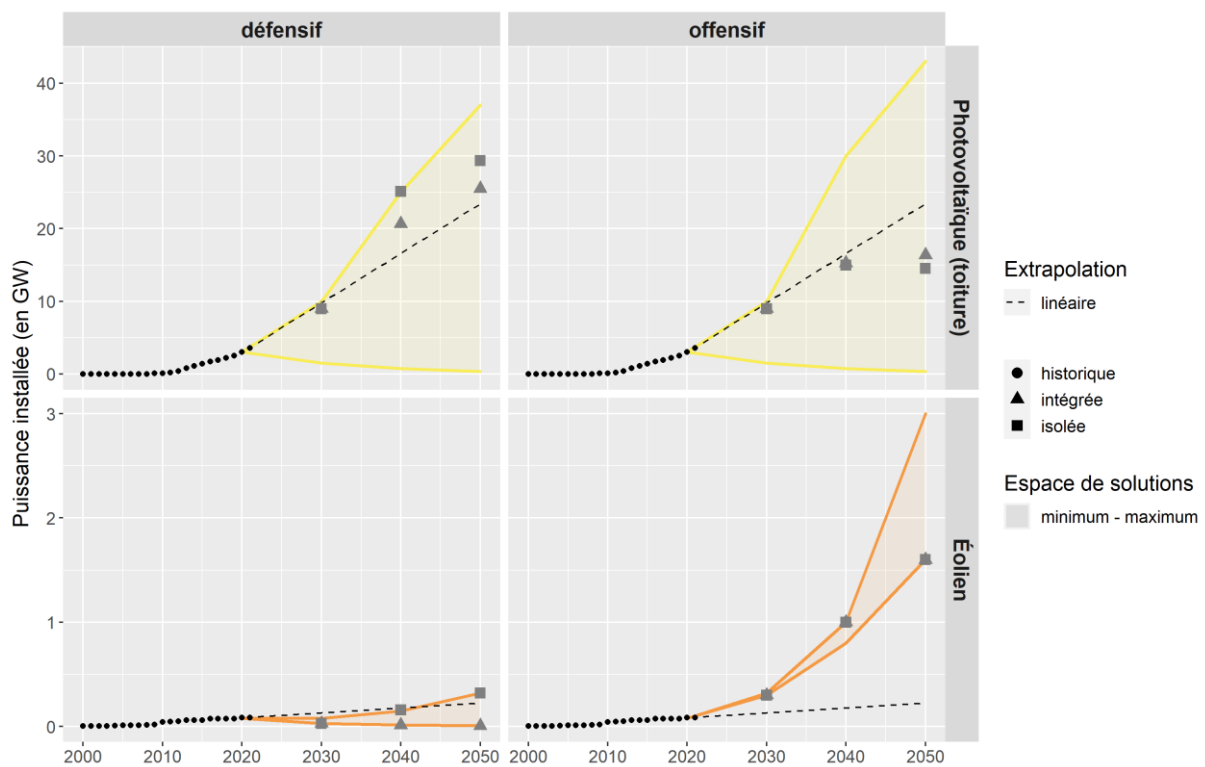


Figure 35 Comparaison des vitesses de développement actuelles extrapolées du photovoltaïque et de l'éolien avec les objectifs de développement des versions offensives et défensives des scénarios

La robustesse des scénarios a été testée en partant de l'hypothèse que le développement de l'éolien et du photovoltaïque sera très limité. Dans la sensibilité «cas le plus défavorable», le développement des installations photovoltaïques a été limité à 50% du développement possible, c'est-à-dire à 19 TWh maximum dans les scénarios «défensif» et 22 TWh dans les scénarios «offensif». Le développement des éoliennes et l'importation d'hydrogène n'ont pas été autorisés dans le modèle avec cette sensibilité. Pour les scénarios «défensif», le modèle n'a pas pu déterminer de solution réaliste dans ces conditions plus difficiles. Dans le

scénario «défensif-isolée», les besoins en électricité de 7 TWh ne peuvent pas être satisfaits. Le scénario «défensif-intégrée» nécessite des importations d'électricité irréalistes de 33 TWh pour couvrir les besoins. Cette solution peut être considérée comme irréalisable en raison de la très forte dépendance vis-à-vis de l'étranger.

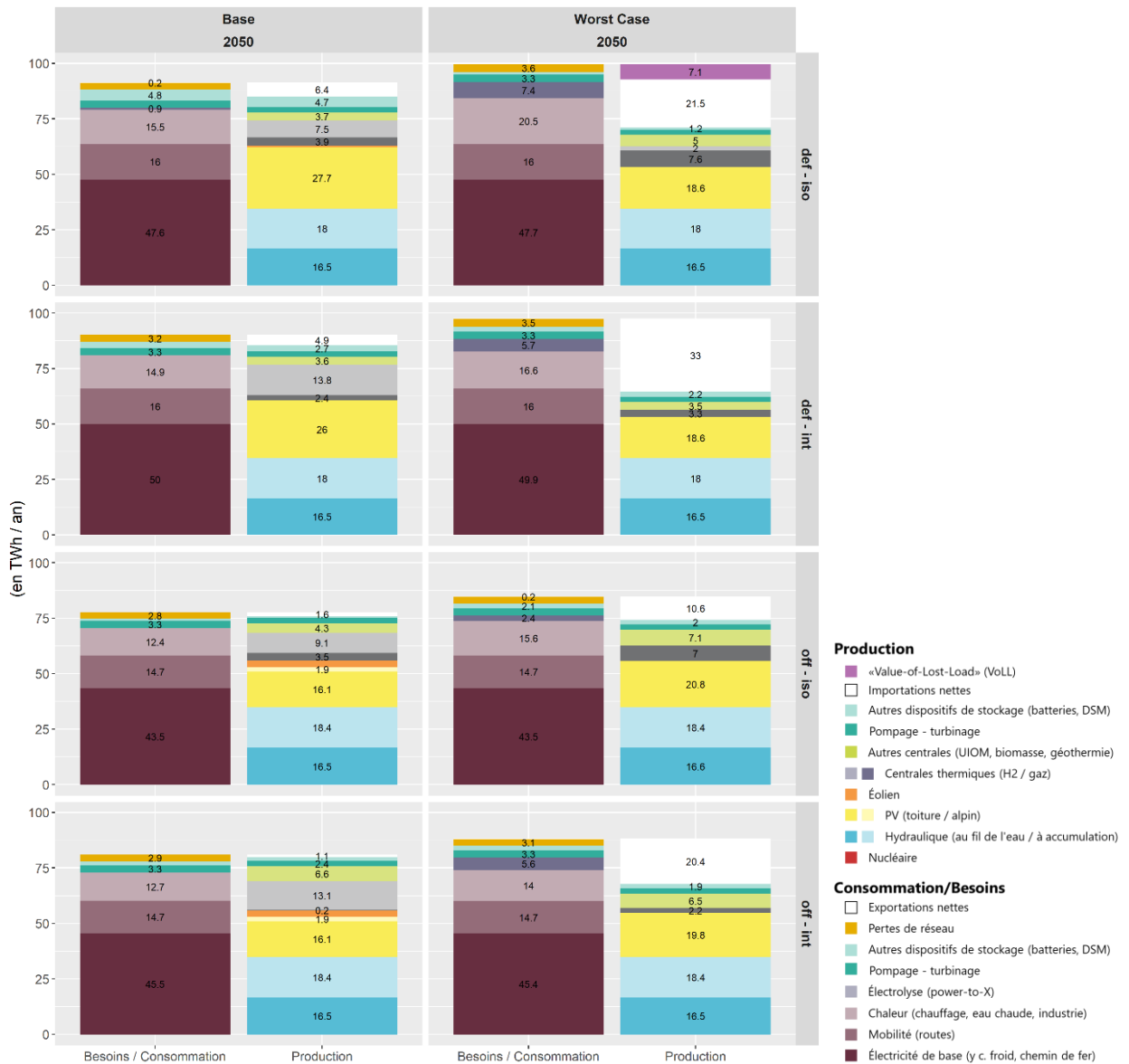


Figure 36 Modification du bilan électrique dans le cas de figure le plus défavorable

Seuls les scénarios «offensif» présentent des solutions réalistes dans le cas le plus défavorable. Le développement modéré des installations photovoltaïques jusqu'à 20 TWh et l'augmentation des importations

d'électricité de 11 TWh conduisent à un système énergétique encore réalisable sur les plans technique et politique (Figure 36). Dans ce cas, les coûts du système augmentent d'environ 10 à 15%.

3.11.5 Incidences des sensibilités sur les coûts

Les coûts du système ont tendance à augmenter, quelle que soit la sensibilité. Pour les scénarios «défensif-isolée», dans les cas «pas d'hydrogène» et «cas le plus défavorable», aucune solution n'a pu être trouvée pour couvrir les besoins en électricité à tout moment. Le coût élevé des mesures de substitution, telles que les coupures forcées, montre le prix de cette «énergie non distribuée» (CEND) qui doit être payé pour ne pas fournir d'électricité (Figure 37).

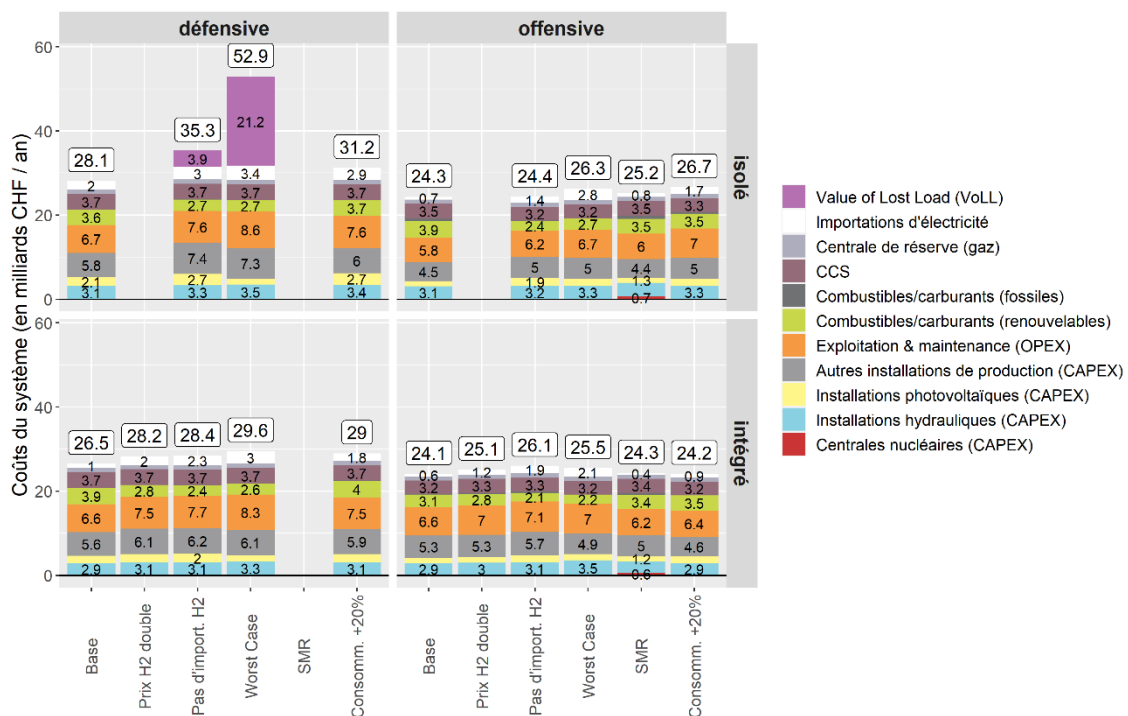


Figure 37 Comparaison des coûts systémiques des sensibilités étudiées en 2050

Le scénario «offensif-intégrée» présente les écarts de coûts les plus faibles entre le cas de base et les sensibilités. C'est le scénario le plus robuste en termes de coûts du système.

4. Conclusions

4.1 Nous n'atteindrons pas les objectifs énergétiques et climatiques sans une accélération massive du développement et une augmentation substantielle de l'efficacité, une transformation et une extension ciblées des réseaux et un échange étroit d'énergie avec l'Europe.

Les conditions pour atteindre les objectifs dans les scénarios correspondants sont meilleures ou moins bonnes selon les accentuations des deux dimensions générales (la Suisse par rapport à l'Europe énergétique / l'acceptation de nouvelles infrastructures énergétiques). L'accentuation «offensif» garantit que de nouvelles infrastructures de production d'énergie, y compris le photovoltaïque alpin et l'éolien, seront construites et que l'efficacité énergétique sera améliorée du côté de la demande. Cette dimension repose en outre sur l'hypothèse que la Suisse a accès à de l'hydrogène vert bon marché.

En l'état actuel des choses, le rythme de développement du photovoltaïque et surtout de l'éolien ne permettra guère de produire suffisamment d'électricité renouvelable pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques de la Suisse d'ici à 2050. Ce n'est que dans les scénarios «offensif» que le rythme actuel de développement du photovoltaïque est suffisant pour parvenir aux objectifs fixés d'ici à 2040. Passée cette date, la disponibilité élevée de l'hydrogène, qui peut être utilisé pour la production d'électricité, rendra le développement du photovoltaïque moins nécessaire. Dans les scénarios «défensif», où les besoins en électricité sont plus importants, il manquera jusqu'à 7 GWc, soit 20%, d'installations photovoltaïques au rythme actuel de développement.

Concernant l'énergie éolienne, qui n'avance pratiquement pas à l'heure actuelle, il manquera environ 1,2 GW, soit 75%, de puissance de turbines, pour atteindre les capacités des scénarios «offensif» en 2050 avec ce faible rythme de développement. La réalisation de l'objectif minimal de développement dans les scénarios «offensif» nécessite des efforts massifs et une accélération du développement par rapport au statu quo.

4.2 Les besoins en électricité de la Suisse sont appelés à augmenter

Le remplacement des agents énergétiques fossiles dans les transports et les applications de chaleur entraîne une forte augmentation des besoins d'électricité. La principale cause de cette hausse est l'électrification du transport routier, qui contribue à hauteur de 16 TWh, et du secteur de la chaleur, à hauteur de 15 TWh. Dans tous les scénarios, on suppose que presque tous les véhicules seront électriques d'ici à 2050. Les besoins en électricité passent de 65 TWh²⁰ aujourd'hui à 80 TWh (+25%) dans le scénario «offensif-intégrée» et à 90 TWh (+40%) dans le scénario «défensif-isolée» en 2050.

Les besoins en électricité de base de la Suisse diminueront légèrement d'ici à 2050 grâce aux technologies améliorées et plus intelligentes et aux mesures d'efficacité. Les scénarios «offensif» partent du principe que des mesures d'efficacité plus radicales seront acceptées. Le recul des besoins en électricité de base se produit malgré la croissance démographique et économique.

²⁰ Voir explications au chapitre 3.1

4.3 L'acceptation élevée de nouvelles infrastructures énergétiques et une étroite coopération énergétique avec l'Union européenne créent les meilleures conditions pour assurer la sécurité de l'approvisionnement et atteindre les objectifs énergétiques et climatiques au moindre coût.

Le scénario «offensif-intégrée» présente les coûts systémiques annuels les plus bas, avec environ 24 milliards de CHF, ainsi que la dépendance la plus faible aux importations nettes d'électricité, à hauteur d'environ 1 TWh. Par contre, dans le scénario «défensif-isolée», les coûts s'élèvent à environ 28 milliards de CHF/an et la dépendance aux importations nettes d'électricité est d'environ 6 TWh/an.

Les importations hivernales sont décisives pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Les importations pendant le semestre d'hiver (d'octobre à mars) s'élèvent à environ 7 TWh dans le scénario «offensif-intégrée» et à environ 9 TWh dans le scénario «défensif-isolée». On constate ici que le système énergétique suisse serait plus robuste face à une pénurie dans le scénario «offensif-intégrée» et devrait importer moins de 20% de ses besoins en électricité pendant le semestre hivernal.

En raison des possibilités étendues d'utilisation des technologies et d'importation d'énergie, le scénario «offensif-intégrée» offre le plus grand nombre d'options pour le développement et la transformation du système énergétique suisse: à tout moment, il est possible de choisir entre la construction de nouvelles centrales en Suisse et l'achat ou la vente d'énergie à l'étranger, avec la plus grande liberté de choix.

4.4 Un système énergétique transformé est plus avantageux que le statu quo car plus efficace.

Cela est particulièrement vrai pour les scénarios «offensif». Selon les scénarios, le remplacement des importations actuelles de combustibles et carburants fossiles par l'électricité entraîne une réduction des coûts annuels du système de 1 à 5 milliards de CHF par rapport à aujourd'hui.

Un premier effet sur les coûts est obtenu par l'augmentation de l'efficacité. Les applications électriques sont plus efficaces que les processus de combustion et nécessitent donc moins d'énergie primaire, dont l'importation est onéreuse. Le couplage des secteurs contribue également à augmenter l'efficacité, par exemple en utilisant les rejets de chaleur des CCF et les capacités de stockage des véhicules électriques ou des accumulateurs de chaleur pour désengorger davantage la production d'électricité.

Le deuxième effet sur les coûts résulte du remplacement des combustibles et carburants fossiles importés par de l'électricité produite en Suisse. Cette électricité sera renouvelable et, à l'exception des centrales à hydrogène, ne nécessitera pas l'achat de combustibles importés.

Les coûts du système ne tiennent pas encore compte de l'extension et de la transformation des réseaux d'électricité et de gaz. Cet aspect ne doit pas être négligé, car les consommateurs et les producteurs supplémentaires seront en grande partie intégrés de manière décentralisée, dans le cas de l'électricité, aux niveaux de réseau les plus bas. Une étude séparée sur les réseaux de distribution, qui sera publiée en 2023, traitera le sujet.

4.5 La transformation du système énergétique réduit 4 à 6 fois la dépendance aux importations d'énergie de la Suisse.

Aujourd'hui, environ 79% des besoins totaux d'énergie primaire de 259 TWh doivent être importés. Ces importations annuelles se composent notamment d'essence (25 TWh), de diesel/mazout (66 TWh) et de gaz (34 TWh). Comme ces agents énergétiques fossiles seront remplacés d'ici à 2050, la part des importations

diminuera, selon le scénario, à 30 à 42% d'un total de 115 à 132 TWh/an de besoins d'énergie primaire. Les besoins supplémentaires en importations d'énergie concernent essentiellement l'hydrogène (12 à 24 TWh/an) et l'électricité (1 à 6 TWh/an nets).

Au total, la dépendance absolue aux importations est réduite d'un facteur 4 à 6 selon le scénario. Cela est principalement dû à l'électrification, qui réduit radicalement les besoins d'énergie primaire importée grâce à l'amélioration de l'efficacité et au remplacement des énergies fossiles par le développement des énergies renouvelables (voir chapitre 2.4).

4.6 La Suisse reste importatrice d'électricité.

En hiver, elle devra continuer à importer de l'électricité de ses voisins. La dépendance aux importations en hiver passe de 3 TWh aujourd'hui à 7 TWh dans le scénario «offensif-intégrée» et à 9 TWh dans le scénario «défensif-isolée». Les exportations ont lieu comme auparavant en été. Selon le scénario, il en résulte une importation nette d'électricité de 1 TWh pour le scénario «offensif-intégrée» et de 6 TWh pour le scénario «défensif-isolée».

L'importation et l'exportation d'électricité depuis et vers les pays voisins sont possibles dans tous les scénarios, mais les capacités transfrontalières (NTC) sont 4 fois plus importantes dans les scénarios «intégrée». Par conséquent, les capacités réduites par rapport à aujourd'hui sont davantage exploitées dans les scénarios «isolée». Cependant, ces importations ou exportations avec des NTC limitées ont souvent lieu pendant des périodes où les prix de l'électricité ne sont pas intéressants. En revanche, les coûts du système peuvent être réduits dans les scénarios «offensif» (NTC élevée), car la liberté de commerce en matière d'importation et d'exportation est nettement plus grande.

Le bilan des importations d'électricité ne doit pas être considéré uniquement pour l'année 2050. Les années autour de 2040 nécessiteront entre-temps des importations d'électricité supplémentaires (+5 TWh), car il n'existe pas encore d'infrastructure pour l'hydrogène et les centrales nucléaires suisses seront déjà en grande partie désaffectées.

4.7 La neutralité climatique n'est possible qu'avec une électrification complète.

Dans les quatre scénarios, la neutralité climatique implique le remplacement des carburants et combustibles fossiles par l'électricité, en particulier dans le secteur des transports et de la chaleur. Cela permet de réduire les gaz à effet de serre sur le territoire national dans tous les scénarios, en passant de 35 mégatonnes d'équivalents CO₂ actuellement à 2,6 à 3,3 Mt. Autrement dit, les émissions diminueront fortement, mais l'objectif zéro émission nette ne sera pas atteint du fait des émissions non remplaçables issues de l'incinération des ordures ménagères et de la fabrication de ciment (2,7 Mt), ainsi que des émissions résiduelles non énergétiques (7,5 Mt), provenant par exemple de l'agriculture.

La réalisation de l'objectif de zéro émission nette nécessite par conséquent de recourir aux technologies à émissions négatives, telles que le captage du CO₂ dans les UIOM (-2,4 Mt) ou directement dans l'air (*direct air capture* et stockage à l'étranger, -7,7 Mt). Les coûts supplémentaires de ce système de captage et stockage du dioxyde de carbone (CSC) sont de 3 à 3,5 milliards de CHF par an et sont pris en compte dans les coûts du système.

4.8 L'hydroélectricité reste le pilier du système énergétique suisse.

Les installations hydroélectriques domineront la production d'électricité dans tous les scénarios, avec environ 35 TWh/an. Les volumes de production restent globalement les mêmes, qu'il s'agisse de centrales à accumulation ou au fil de l'eau. Dans les scénarios «offensif», conformément aux objectifs de la «table ronde», il est possible d'ajouter environ 2 TWh produits avec l'eau accumulée, ce qui renforce la sécurité d'approvisionnement en hiver.

4.9 Le photovoltaïque alpin et l'éolien apportent des avantages importants pour l'approvisionnement électrique hivernal.

En 2050, la production électrique des installations photovoltaïques alpines au sol s'élève à environ 2 TWh dans les scénarios «offensif», et la production éolienne à environ 3 TWh. Ces deux technologies présentent l'avantage de pouvoir contribuer de manière substantielle à la production d'électricité en hiver. Dans les scénarios «défensif», aucune installation photovoltaïque alpine au sol et aucun développement de l'énergie éolienne ne sont possibles, faute d'acceptation.

Les prix de revient spécifiques de l'éolien et du photovoltaïque alpin sont pratiquement identiques. En revanche, ces deux technologies ont des caractéristiques de production complémentaires. Selon les conditions météorologiques, les pics de production sont assurés soit par l'éolien, soit par le photovoltaïque, contribuant ainsi à la diversification et à la fiabilité du système énergétique.

4.10 L'hydrogène peut devenir un élément essentiel de l'approvisionnement énergétique de la Suisse.

L'importation d'hydrogène vert via l'infrastructure d'hydrogène européenne en cours de développement peut devenir un pilier de l'approvisionnement énergétique en hiver, aux côtés de l'hydroélectricité et du photovoltaïque.

Bien qu'il n'existe pas encore de réseau d'hydrogène en Europe, il est très probable qu'une «dorsale» de ce genre verra le jour. L'intégration à cette infrastructure afin de pouvoir importer de l'hydrogène vert bon marché en grandes quantités sera décisive pour la Suisse. Les scénarios «intégrée» prennent en compte cette possibilité après 2040.

Par contre, si la Suisse n'obtient qu'un raccordement limité au réseau d'hydrogène, seules de petites quantités pourront être importées à l'avenir via quelques points d'injection. En outre, la sécurité d'approvisionnement est moins fiable par rapport à une intégration complète dans l'infrastructure d'hydrogène. Cette situation est illustrée dans les scénarios «isolée».

L'hydrogène vert importé est utilisé en premier lieu dans les centrales à gaz pour produire de l'électricité. Dans le scénario «offensif-intégrée», celles-ci fournissent environ 13 TWh d'électricité sur l'ensemble de l'année, dont 9 TWh en hiver, couvrant ainsi environ 20% des besoins hivernaux.

Les centrales nucléaires de dernière génération pourraient constituer une alternative aux CCC à hydrogène et augmenter la production nationale d'électricité. Les sensibilités analysées montrent que le développement de nouvelles centrales nucléaires (SMR) ne présente aucun avantage économique dans les conditions susmentionnées.

4.11 La sécurité d'approvisionnement nécessite des centrales de secours et des dispositifs de stockage.

Le futur système énergétique sera en grande partie alimenté par une production basée sur les énergies renouvelables dépendantes des conditions météorologiques. Pour maintenir la sécurité d'approvisionnement dans ces conditions, il est nécessaire de disposer de centrales de secours (*back-up*) et de stocker l'énergie.

Des centrales à gaz d'environ 1 GW, exploitées en dehors du marché, c'est-à-dire réservées, servent de centrales de secours. Les coûts de ces opérations s'élèvent à environ 1 milliard CHF par an et sont intégrés dans les coûts du système. De même, une réserve hydroélectrique de 0,8 à 1,2 TWh est prévue pour l'énergie en hiver et intégrée dans les modèles de calcul.

4.12 La transformation du système énergétique implique une restructuration et une extension du réseau électrique.

Le photovoltaïque se développe massivement, avec une production de 18 TWh dans le scénario «offensif-intégrée» à 28 TWh dans le scénario «défensif-isolée», principalement de manière décentralisée. Avec l'électrification des transports, cela nécessite une extension et une transformation du réseau, surtout aux niveaux de réseau inférieurs. Le développement du photovoltaïque alpin et des éoliennes requiert également la construction de lignes d'alimentation correspondantes.

Cela augmente les exigences posées au réseau électrique, qui doit être renforcé afin de supporter les charges et injections supplémentaires et intégrer les dispositifs techniques (*smart grid*, DSM, données, interfaces normalisées) et régulatoires pour faire face à cette transformation. Il s'agit d'une part d'augmenter les capacités du réseau et d'autre part d'éviter, dans la mesure du possible, un développement excessif et gourmand en ressources grâce à l'intelligence et aux mesures techniques.

La présente étude ne tient pas encore compte de ces mesures de développement et de transformation du réseau, qui feront l'objet d'une étude plus approfondie de l'AES l'an prochain, avec des exemples de réseaux à tous les niveaux modélisés et évalués en détail. Les premiers résultats sont prévus pour l'été 2023.

5. Annexe

5.1 Principes généraux

5.1.1 Prix de l'énergie et des émissions

La composition des prix de l'énergie utilisés (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021) et des prix des émissions (REGRT-G, 2022) est présentée à la Figure 38. Les prix des émissions correspondent au niveau de prix attendu dans le cadre du SEQUE-UE. Les prix des combustibles incluent le prix du marché mondial, la taxe sur le CO₂ et le prix de livraison à la frontière suisse. Les émissions spécifiques de CO₂ des agents énergétiques fossiles sont basées sur l'inventaire des gaz à effet de serre dressé par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV; elles s'élèvent à 202 g d'équivalents-CO₂/kWh pour le gaz naturel, à 265 g d'équivalents-CO₂/kWh pour le pétrole et à 334 g d'équivalents-CO₂/kWh pour le charbon (Office fédéral de l'environnement OFEV, 2022).

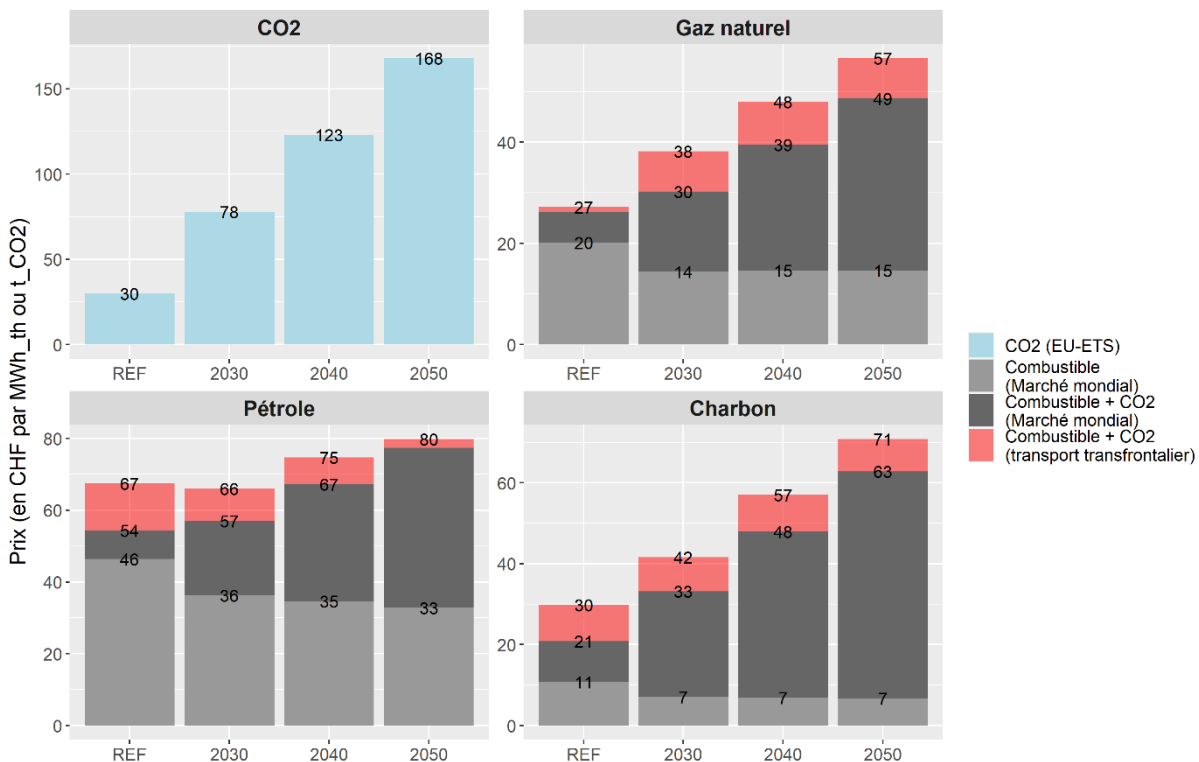


Figure 38 Évolution du prix de l'énergie et du CO₂ basée sur le prix du CO₂ (bleu clair), le prix du combustible sur le marché mondial (gris clair), le prix du combustible sur le marché mondial incluant la taxe sur le CO₂ (gris foncé) et le prix du combustible incluant la taxe sur le CO₂ et les coûts de transport transfrontalier (rouge clair)

5.1.2 Influence du changement climatique sur les modèles

Le changement climatique a une incidence sur les ventes d'énergie et la production d'électricité. Côté ventes, ce sont les applications de chauffage et de refroidissement qui sont principalement affectées, contre l'énergie hydraulique côté production.

Les ventes annuelles d'énergie ont été modélisées sur la base des scénarios « poursuite de la politique énergétique actuelle » (PPA) et « ZÉRO base » (ZB) des PE 2050+ (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021), les bases de données des PE 2050+ tenant déjà compte de l'évolution des conditions

météorologiques et climatiques. Les PE 2050+ se réfèrent aux scénarios climatiques suisses CH2018 de la Confédération (National Centre for Climate Services). Le scénario ZB repose sur le scénario climatique RCP 2.6, qui suppose que les objectifs de l'Accord de Paris seront atteints avec un réchauffement planétaire de deux degrés maximum par rapport à l'époque préindustrielle, soit une augmentation de la température moyenne à 10,6°C d'ici à 2050. Le scénario PPA repose sur le scénario climatique RCP 4.5, qui suppose une protection climatique limitée avec des réductions des émissions globales seulement après 2050, soit une augmentation de la température moyenne à 11 °C d'ici à 2050. Comme les effets du changement climatique sur les ventes d'électricité sont déjà pris en compte dans les PE 2050+, ils n'ont pas été modélisés en plus dans cette étude. Les données de départ des PE tiennent en effet déjà compte de l'évolution des conditions météorologiques et du climat, les PE se référant aux scénarios climatiques suisses CH2018. Le scénario PE ZB repose sur le scénario climatique RCP 2.6, qui suppose que les objectifs de l'Accord de Paris seront atteints avec un réchauffement planétaire de deux degrés maximum par rapport à 1850, soit une augmentation de la température moyenne à 10,6 °C d'ici à 2050. Le scénario PE PPA repose sur le scénario climatique RCP 4.5, qui suppose une protection climatique limitée avec des réductions des émissions globales seulement après 2050, soit une augmentation de la température moyenne à 11 °C d'ici à 2050. Comme les effets du changement climatique sur les ventes d'électricité sont déjà pris en compte dans les PE, ils n'ont pas été modélisés en plus dans l'étude Avenir énergétique 2050.

L'hydroélectricité est en premier lieu affectée par la fonte des glaciers. Pour simplifier, cela signifie qu'il y aura d'abord davantage d'eau disponible dans le bassin versant d'une centrale hydroélectrique en raison de la fonte forcée des glaciers, mais qu'après leur disparition, la quantité d'eau sera moindre et les schémas d'apport différents. Les schémas changent également en raison de la fonte précoce des neiges, qui entraîne un débit plus important plus tôt dans l'année (Schaepli, Manso, Fischer, Huss, & Farinotti, 2019) (Schaepli, 2015). Selon l'Office fédéral de l'environnement (Office fédéral de l'environnement OFEV, 2012), la pluie plutôt que la neige dans les régions de basse altitude entraîne une production légèrement plus importante au fil de l'eau en hiver. Les phénomènes météorologiques extrêmes seront également plus nombreux. La multiplication des averses, notamment en été, provoquera des apports plus importants à court terme, tandis que les périodes de sécheresse pourront être plus fréquentes et réparties sur toute l'année, ce qui réduit les apports.

Malgré ces effets, l'influence du changement climatique sur l'hydrologie est relativement faible dans le modèle jusqu'en 2050:

- Il est prévu une fonte annuelle régulière des glaciers jusqu'en 2050, une accélération n'étant attendue qu'à partir de 2050.
- L'effet de la fonte des neiges qui commence plus tôt entraîne un remplissage des réservoirs d'eau avancé d'environ 2 semaines et un léger décalage de la production au fil de l'eau d'environ 5% de l'été à l'hiver.
- Les averses empêchent parfois les centrales de traiter les volumes d'eau, ce qui augmente les fluctuations, mais pas le rendement de la production.

Dans l'ensemble, l'influence du changement climatique sur la production hydroélectrique est jugée faible jusqu'en 2050. Il n'a donc pas été nécessaire d'adapter spécifiquement les modèles à cet égard.

5.2 Bases des besoins en énergie de la Suisse

5.2.1 Consommation d'électricité de base

La «consommation d'électricité de base» de la Suisse a été définie comme l'énergie finale totale de tous les secteurs de consommation, à l'exception de l'électricité pour la chaleur (chauffage, eau chaude, chaleur industrielle) et de l'électricité pour l'e-mobilité (route). Elle comprend les utilisations et applications suivantes: mobilité (hors route, c'est-à-dire rail, remontées mécaniques, etc.), chaleur industrielle pour les ménages/services (cuisson), systèmes d'entraînement, processus, éclairage, technologies de l'information et de la communication, divertissement, centres de calcul, climatisation, refroidissement industriel, ventilation, installations techniques et autres. Selon les données de l'OFEN (Prognos AG, 2021) ou des PE 2050+, cette consommation d'électricité de base était d'environ 46 TWh en 2018.

L'évolution de la consommation d'électricité de base jusqu'en 2050 pour chacun des quatre scénarios a été établie sur la base des PE 2050+ (Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH, 2021). Pour tous les scénarios, les prévisions de croissance (plus élevée) de la population ont été mises à jour selon le scénario A-00-2020 de l'OFS. Les accentuations «isolée» et «intégrée» diffèrent en termes de croissance économique, les variantes «défensif» et «offensif» en termes de gains effectifs d'efficacité.

Dimension «La Suisse par rapport à l'Europe énergétique»

- «isolée»: sans intégration complète dans les marchés européens, la Suisse atteint une croissance économique plus faible. Par conséquent, les ventes d'électricité diminuent proportionnellement au scénario PIB-Pt du SECO (faible croissance de la productivité) par rapport au scénario des PE 2050+.
- «intégrée»: une Suisse totalement intégrée dans le marché intérieur européen connaît une croissance économique plus élevée. La mise à l'échelle de la consommation d'électricité de base ci-dessus est effectuée ici avec le scénario PIB-A du SECO (scénario de référence du SECO).

Dimension «Acceptation nationale de nouvelles infrastructures énergétiques»

- «défensif»: la réticence de la société à l'égard des nouvelles technologies a pour résultat une efficacité énergétique moindre. Celle-ci est basée sur la valeur moyenne entre la consommation d'énergie des scénarios ZÉRO base et PPA (poursuivre la politique énergétique actuelle) des PE 2050+.
- «offensif»: une plus grande ouverture aux nouvelles technologies permet d'atteindre une meilleure efficacité énergétique. Celle-ci est basée sur la consommation d'énergie du scénario ZÉRO base des PE 2050+.

Tous les secteurs sont affectés par les variantes d'efficacité, mais seuls l'industrie et les services sont affectés par les variantes de PIB. La consommation d'électricité des ménages a été prévue sur la base de la croissance de la population selon le scénario A-00-2020 de l'OFS.

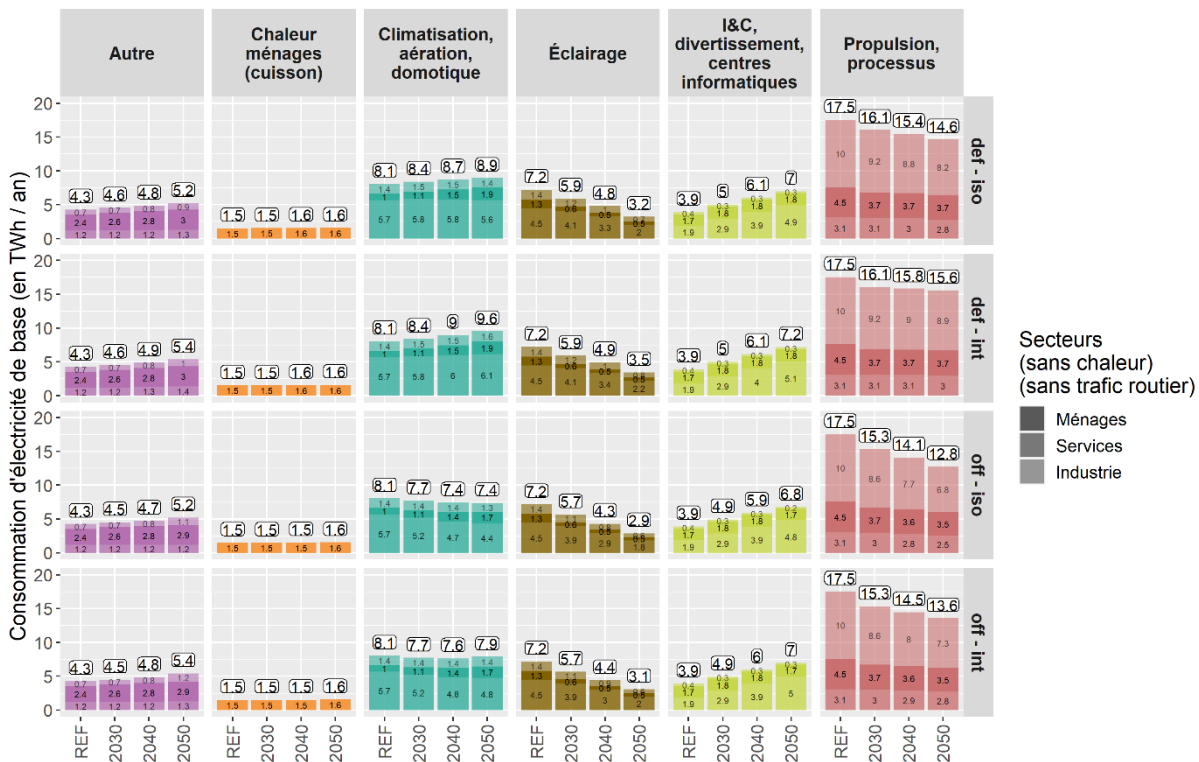


Figure 39 Consommation de base, hors électricité pour les voitures de tourisme et les applications de chaleur, dans les quatre scénarios pour les quatre années de référence, répartie par secteur et par affectations

Les ventes totales d'électricité ainsi obtenues se répartissent entre les usages selon la proportion indiquée dans les PE 2050+ (Figure 39). Dans le modèle, la consommation de base a été divisée en une part «bâtiments» (principalement les ménages) et une part «reste» (principalement l'industrie). Les profils horaires de consommation d'électricité de base ont été déterminés comme suit:

- «Bâtiments»: la consommation annuelle d'électricité de base dans le domaine «Bâtiments» a été mise à l'échelle de façon linéaire en fonction du profil de demande horaire d'électricité déterminé à l'aide du modèle de bâtiment CESAR-P.
- «Reste»: à partir du profil de la demande horaire d'électricité (consommation finale) 2018 pour l'ensemble de la Suisse selon Swissgrid, la part de la consommation d'électricité pour le chauffage et le refroidissement a d'abord été calculée à l'aide de la méthode de régression du projet RESTORE50 (Eckstein, Buddeke, & Merten, 2015) avec les données de température 2018 pondérées par la population de MétéoSuisse (Rüdisüli, Romano, Eggimann, & Patel, 2022). La consommation horaire des bâtiments (voir ci-dessus) a ensuite été ôtée de la quantité restante, ce qui a permis de déterminer le profil de consommation électrique horaire de base pour le «reste».

5.2.2 Besoins en énergie de la mobilité

Les besoins énergétiques de la mobilité routière ont été définis de manière exogène. Ils sont basés sur les travaux d'EBP et ses «Scénarios de mobilité électrique en Suisse» (de Haan, Rosser, Clausdeinken, Ribl, & Koller, 2021). L'année de base choisie est 2018 et l'évolution démographique de la Suisse et des cantons entre 2020 et 2050 correspond également au scénario de référence A(R)-00-2020 (OFS, 2020). Les véhicules-kilomètres proviennent des «Perspectives d'évolution du transport 2050» (scénario de base) de l'Office fédéral du développement territorial (ARE, 2022).

Pour les véhicules de tourisme, le scénario «ZERO-E («BEV First») d'EBP a été choisi pour tous les scénarios: celui-ci comprend une protection précoce et renforcée du climat, qui se manifeste par des prescriptions plus strictes en matière d'émissions en Europe conformément au «Pacte vert» et à l'«Ajustement à l'objectif 55» avec 0 g de CO₂/km entre 2035 et 2040. Il a été supposé que la Suisse adopterait ces règles d'émission de l'UE. Il a également été supposé que l'offre de véhicules électriques serait largement disponible à partir de 2025 et que la demande serait élevée.

Les véhicules à pile à combustible à hydrogène (FCEV) jouent un rôle dans la décarbonation des cas d'utilisation «exigeants» à partir de 2040. L'utilisation de carburants synthétiques n'a pas été retenue, car aucun véhicule hybride rechargeable correspondant ne sera immatriculé après 2040. Une quantité minimale de carburant fossile résiduel a été prise en compte pour les cas spéciaux, tels que les voitures de collection.

Le comportement de charge a notamment une influence sur l'infrastructure nécessaire et sur le profil de charge enregistré. On distingue la recharge à domicile («*Home Charging*»), la recharge au travail («*Work Charging*»), la recharge pendant une activité (par exemple achats, sport, «point d'intérêt» (POI)) et la recharge rapide («*Fast Charging*»). Les bases partent du principe que le «*Home Charging*» domine et ne diminue que légèrement au fil du temps (Tableau 10). Les puissances suivantes sont disponibles pour les différents types de charge:

- «*Home Charging*»: 3,7 kW (AC) – 11 kW (AC)
- «*Work Charging*»: 11 kW (AC) – 22 kW (AC)
- «*POI Charging*»: 22 kW (AC) – 50 kW (DC)
- «*Fast Charging*»: > 150 kW (DC)

Tableau 10 Répartition des types de charge au fil du temps

Année	Part « <i>Home</i> »	Part « <i>Work</i> »	Part « <i>POI</i> »	Part « <i>Fast</i> »
REF	87%	4%	7%	2%
2030	82%	5%	10%	4%
2040	78%	6%	10%	6%
2050	77%	8%	9%	6%

Les profils horaires de charge de la mobilité électrique ont été modélisés comme suit: les besoins en charge de la mobilité électrique sont ventilés par catégorie de véhicule (classe du véhicule, taille de la batterie et puissance absorbée) et par type de charge (*Home*, *Work*, *POI* et *Fast*, respectivement dans deux classes de puissance différentes par type de charge). Les heures d'arrivée typiques aux différentes bornes de recharge indiquent le point de départ du processus de charge. Le kilométrage et la taille de la batterie définissent la durée de la charge. La puissance de charge dépend à son tour de la puissance de charge installée à la borne de recharge et de la puissance d'absorption dans le véhicule électrique. Il en résulte des profils de charge par minute de la mobilité électrique dans la zone de desserte jusqu'en 2050, qui ont été agrégés à 1 heure (valeur moyenne) pour cette étude.

Les hypothèses suivantes ont été retenues pour les véhicules utilitaires légers (VUL), les véhicules utilitaires lourds (VULO) et les bus:

- Les véhicules utilitaires légers sont les plus faciles à électrifier et seront compétitifs par rapport à l'essence/au diesel à partir de 2030. Ils seront donc largement électrifiés. La recharge se fait principalement sur des bornes privées au siège de l'entreprise («*Home Charging*») et seulement exceptionnellement (~15%) sur des bornes accessibles au public («*Fast Charging*»).
- Pour les véhicules utilitaires lourds de la catégorie 2 (12 à 26 t, avec un kilométrage journalier faible < 300 km), il a été supposé que leur électrification serait compétitive avec le diesel à partir du milieu des années 2020. Pour les véhicules utilitaires lourds de catégories 3 et 4 (12 à 26 t, avec un kilométrage journalier élevé > 300 km et > 26 t), il a été supposé que, pour les kilométrages journaliers jusqu'à 800 km, l'électrification serait compétitive par rapport au diesel et moins chère que l'hydrogène à partir du milieu des années 2030. Cependant, à partir de 2030, les moteurs à hydrogène seront de plus en plus utilisés dans les cas où l'électrification est difficile. On a également supposé que les moteurs à hydrogène seraient surtout présents dans les scénarios «intégrée», dans lesquels un réseau généralisé d'hydrogène (dorsale de l'hydrogène) est disponible et où l'hydrogène est négocié comme agent énergétique mondial. Pour les petits camions et les camions parcourant de courtes distances, la recharge/le plein se fait principalement sur des bornes privées au dépôt («*Home Charging*») et seulement exceptionnellement (~15%) sur des bornes accessibles au public («*Fast Charging*»). En revanche, pour les poids lourds et les camions parcourant de longues distances (y compris les semi-remorques), 60% de la recharge s'effectue sur des bornes de recharge accessibles au public («*Fast Charging*») en cours de route.
- Les bus de transport public de ligne sont en grande partie électrifiés, car il existe suffisamment de cas d'utilisation «simples». Par contre, sur les longs trajets (par exemple cars postaux, etc.), des bus à hydrogène sont également utilisés (surtout dans les scénarios «intégrée»). Il a toutefois été supposé que, pour des raisons de coûts, il n'y aurait pas de flottes de bus roulant exclusivement à l'hydrogène après 2040, mais toujours une certaine proportion (élevée) de bus électriques. La recharge des minibus et des autocars se fait principalement sur des bornes privées au siège de l'entreprise («*Home/Depot Charging*») et seulement exceptionnellement (~15%) sur des bornes accessibles au public («*Fast Charging*»). En revanche, 60% des bus de ligne se rechargent pendant la journée grâce à l'«*Opportunity Charging*» sur des infrastructures de recharge propriétaires comme les pantographes avec une charge rapide en courant continu (CC) de 350 kW.

Les besoins énergétiques des véhicules utilitaires légers et lourds et des bus ont été déterminés en fonction du développement économique selon le scénario moyen du PIB (SECO, 2021). Un récapitulatif des besoins énergétiques annuels par source d'énergie, type de véhicule et scénario est présenté à la Figure 40.

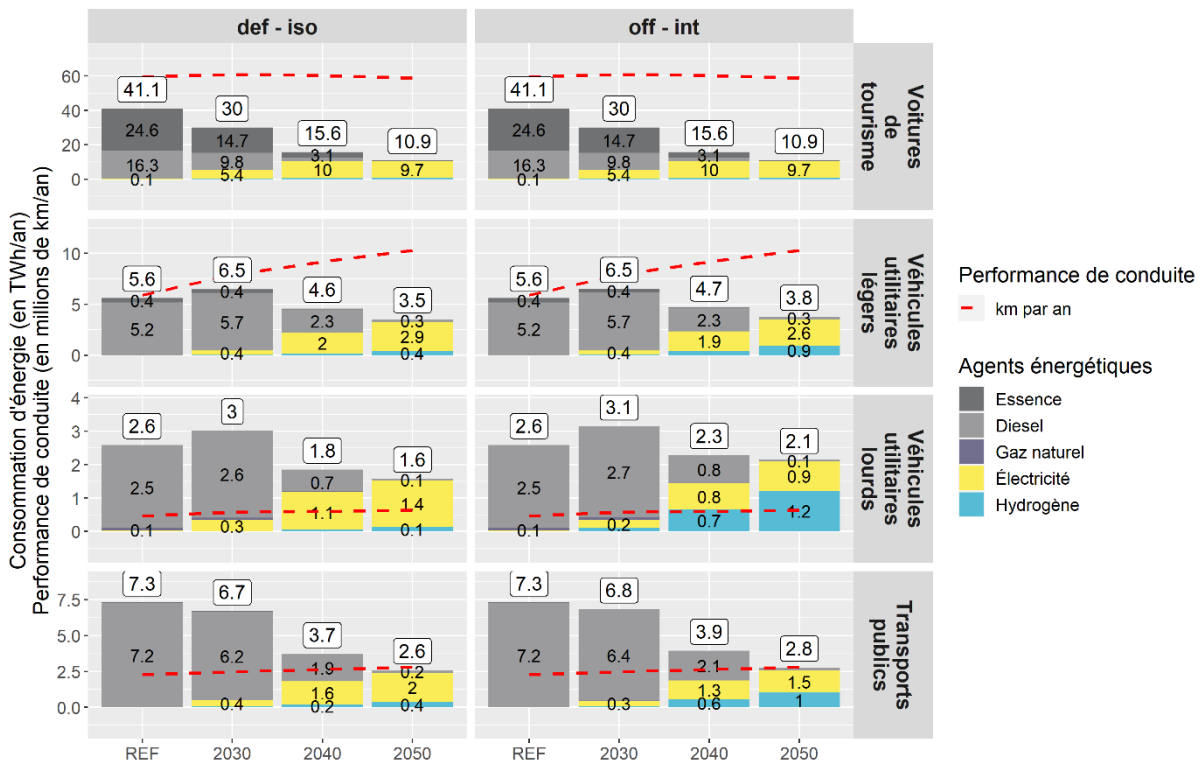


Figure 40 Consommation d'énergie de la mobilité par catégorie de véhicules

L'évolution des besoins en électricité du transport ferroviaire a été basée sur une consommation actuelle de 2,5 TWh par an (Statistique de l'électricité de l'OFEN, 2020). Les CFF prévoient des besoins en électricité d'environ 3,5 TWh d'ici à 2050 en raison du développement continu de l'offre ferroviaire. Ce chiffre tient déjà compte des mesures d'efficacité. On a supposé une augmentation linéaire jusqu'en 2050. Comme il n'y a pas de dépendance par rapport aux scénarios choisis («isolée» - «intégrée», «offensif» - «défensif»), l'augmentation de la consommation d'électricité du transport ferroviaire a été traitée de la même manière dans tous les scénarios. Le profil de la demande horaire a été calculé à partir des données de consommation des CFF au moyen d'une régression linéaire basée sur la température extérieure moyenne quotidienne pondérée par la population en Suisse (en °C), en distinguant les jours de la semaine, les samedis et les dimanches (y compris les jours fériés).

5.2.3 Besoins en énergie pour le chauffage et la climatisation

L'évolution des besoins annuels en énergie de chauffage et de refroidissement a été calculée de la même manière que la consommation d'électricité de base (voir chapitre 5.2.1 en annexe) des PE 2050+ et ajustée avec des chiffres récents sur l'évolution de la population et du PIB (Figure 41).

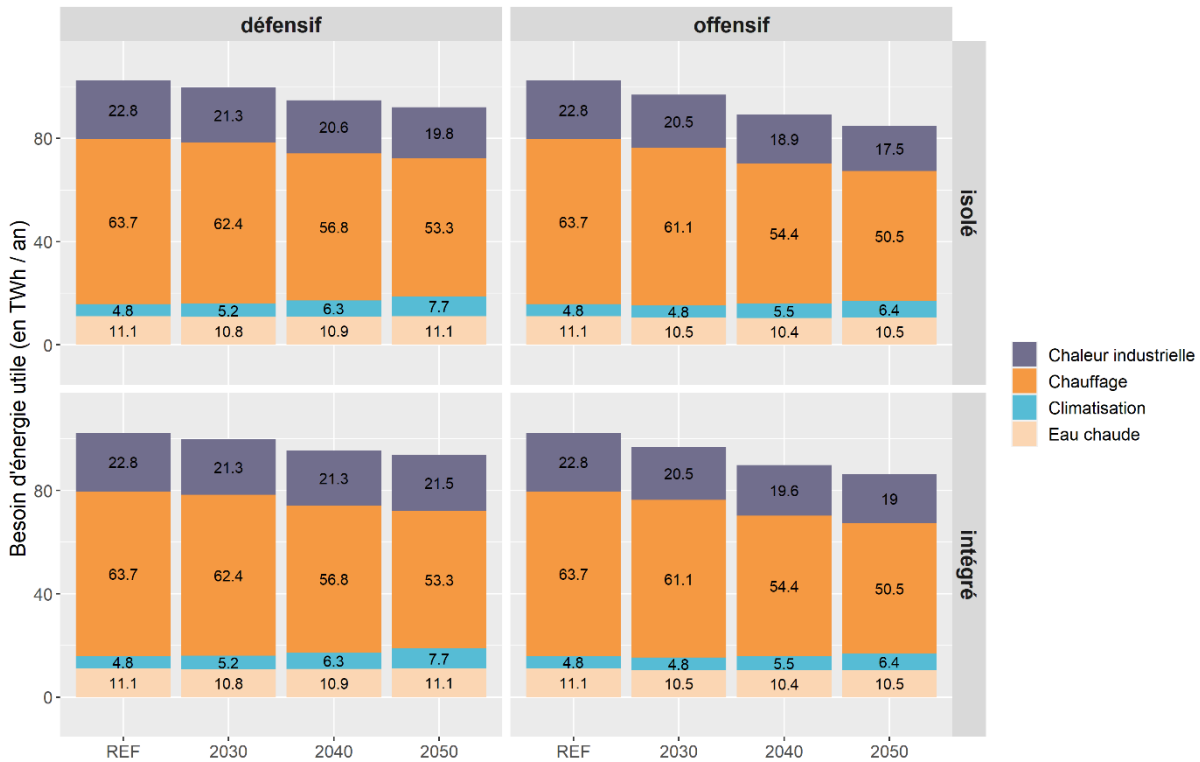


Figure 41 Besoins annuels de chauffage et de refroidissement pour les années et les scénarios étudiés

Les besoins énergétiques annuels ont ensuite été mis à l'échelle de façon linéaire avec les profils horaires des besoins correspondant pour le chauffage et le refroidissement. Pour le chauffage des locaux, l'eau chaude et le refroidissement des locaux dans les bâtiments, on a utilisé les profils horaires du modèle de bâtiment CESAR-P (Wang, Landolt, Mavromatidis, Orehounig, & Carmeliet, 2018) avec les données climatiques de MétéoSuisse pour l'année 2016 et le clustering d'archétypes (Eggimann, et al., 2022) au niveau national (Figure 42). Le profil horaire du refroidissement des locaux a été calculé uniquement pour le froid mécanique nécessaire. Le refroidissement naturel, par exemple au moyen d'une ventilation par les fenêtres ou du refroidissement nocturne, n'a pas été pris en compte dans les besoins en refroidissement.

Le profil horaire pour le chauffage industriel des locaux est issu du projet SCCER-JASM (SCCER-Joint Activity Scenarios and Modelling (JASM), 2019) et a également été mis à l'échelle de manière linéaire par rapport aux besoins annuels.

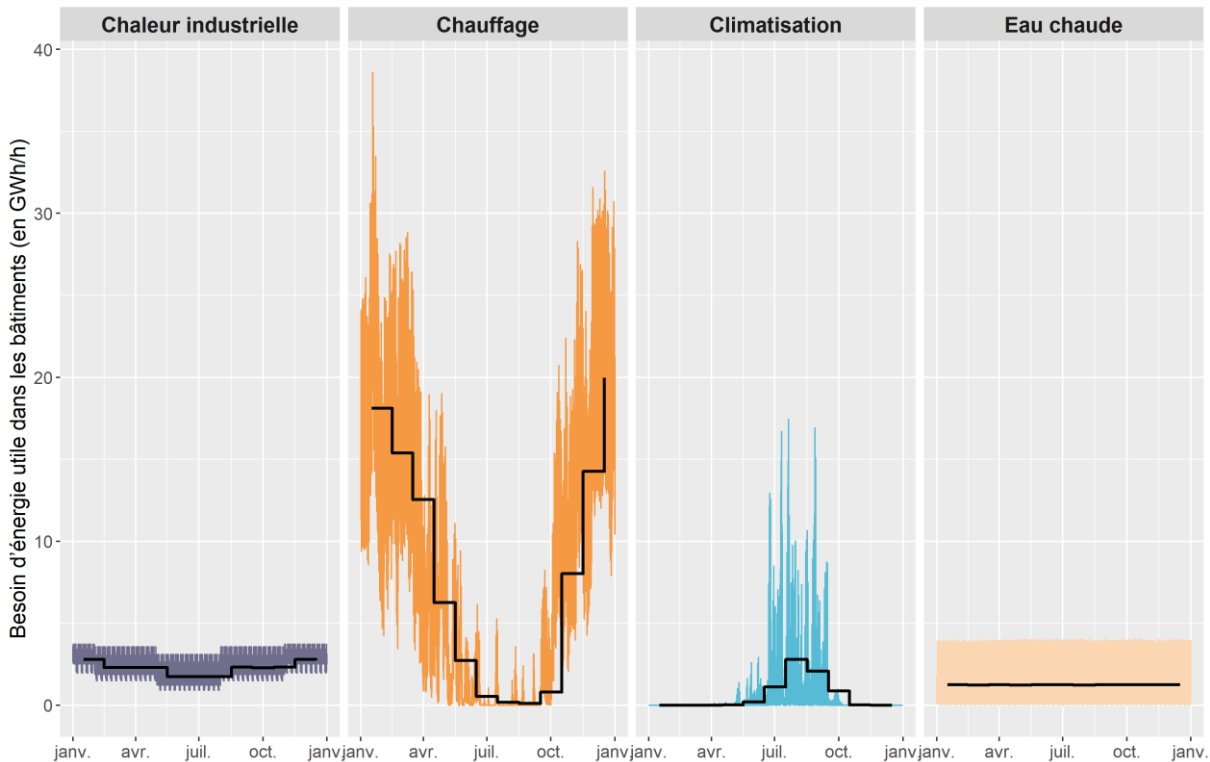


Figure 42 Besoins horaires et mensuels moyens en chauffage, en eau chaude et en refroidissement (énergie utile) dans les bâtiments

5.2.4 Autres besoins

Les hypothèses clés suivantes ont été retenues pour les centres de calcul:

- D'ici à 2030, il y aura encore deux nouvelles générations de serveurs permettant des gains d'efficacité. Par la suite, aucune autre amélioration significative de l'efficacité n'est prévue (uniquement en ce qui concerne l'architecture des serveurs, les puces et les améliorations dans le domaine des sciences informatiques).
- Les données sont déplacées vers le «cloud», qui se traduit par une tendance à l'hébergement externe/dans le cloud, tandis que les centres de calcul internes sont démantelés. Les centres externes sont plus efficaces que les internes, ce qui permet en outre des gains d'efficacité.
- La construction de centres de calcul (avec des puissances de raccordement toujours élevées), de leur remplissage au soutirage d'énergie, prend beaucoup de temps.
- La régulation est actuellement en train d'être renforcée (adoption récente de règles européennes pour les centres de données), ce qui freine la construction de nouveaux centres.
- Les facteurs tels que la durabilité («informatique verte»), la sécurité et la fiscalité ont une influence considérable sur leur développement.

Les centres de calcul et leur consommation d'énergie font actuellement l'objet d'un débat intense en raison de la forte expansion de ces derniers. Cependant, on peut supposer que les gains d'efficacité suivent la croissance des centres de calcul. Par conséquent, il convient de ne pas surestimer la consommation d'électricité de ces nouveaux centres, notamment parce que le déplacement des capacités vers le cloud

entraîne également la suppression des capacités décentralisées et l'élimination de leur consommation. De plus, les centres de calcul utilisés par les entreprises suisses peuvent également être situés à l'étranger (Office fédéral de l'énergie, 2021) (Fasan, 2021) (Kemmler, Wunsch, & Burret, 2021). Dans cette étude, on a donc pris en compte pour les centres de calcul – sachant que les prévisions sont très imprécises – des besoins annuels supplémentaires en électricité de 1 TWh, 2 TWh et 3 TWh respectivement dans les besoins d'électricité de base pour les années 2030, 2040 et 2050. Le profil d'électricité de base a été complété avec le profil de charge constant des centres de calcul.

5.3 Bases de la production d'énergie et de l'import/export en Suisse

5.3.1 Production d'électricité

5.3.1.1 Énergie hydraulique

La production d'électricité cumulée de toutes les centrales au fil de l'eau suisses, selon les statistiques SAHE de l'OFEN, est présentée à la Figure 43. Le profil horaire a été obtenu par interpolation à partir des sommes de production quotidiennes publiées par l'OFEN chaque mercredi de l'année 2016. Ce profil de production fixe au fil de l'eau de 16,6 TWh/an est utilisé dans tous les scénarios et pour toutes les années.

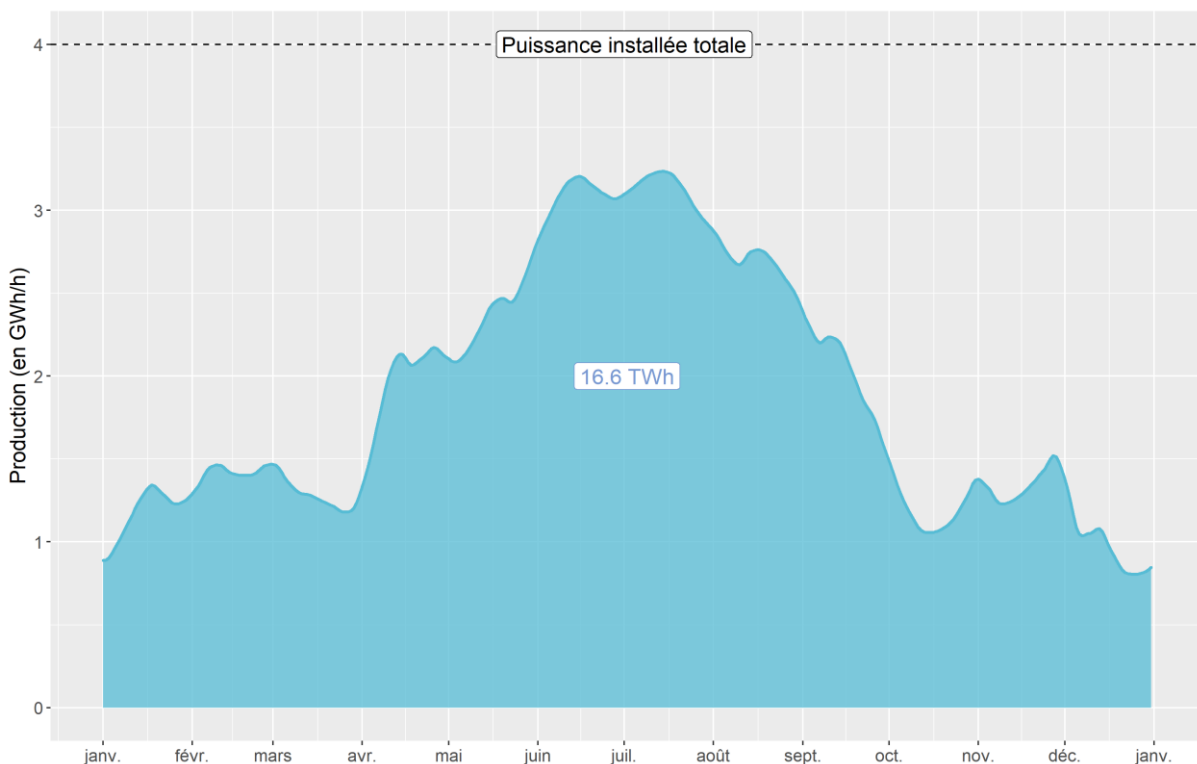


Figure 43 Profil de production au fil de l'eau pour l'année de référence

Pour la modélisation de l'hydroélectricité à accumulation flexible, nous avons procédé comme suit: la production historique d'eau d'accumulation (brute) de l'année 2016 correspondait à environ 19,7 TWh (Office fédéral de l'énergie, 2016). La consommation correspondante des stations de pompage-turbinage était de 2,9 TWh. Ce qui a entraîné une production nette des centrales hydroélectriques à accumulation suisses de 16,8 TWh en 2016. Le niveau de remplissage de tous les bassins d'accumulation au 1^{er} janvier 2016 était de 4,2 TWh sur un total de 8,8 TWh. Les lacs de retenue étaient donc remplis à 48% au début de l'année. Au 31 décembre 2016, le niveau de remplissage était de 4,6 TWh, soit une augmentation nette de 0,4 TWh. À

partir de ces valeurs, l'apport total dans les bassins d'accumulation a été déterminé à 21,1 TWh en tenant compte d'un rendement des pompes et des turbines de 85%²¹. Sur la base des données météorologiques historiques de 2016, le profil d'apport horaire a été mis à l'échelle de manière linéaire par rapport à l'apport annuel de 21,1 TWh, conformément à la méthode de Beer et Kyburz (Beer & Kyburz, 2019) De cet apport total est déduit un pourcentage au fil de l'eau («must run») de 25% constant avec également un rendement de turbine de 85% (Figure 7).

Afin d'obtenir une utilisation plus réaliste de l'hydroélectricité à accumulation, la puissance installée et les volumes de stockage de toutes les centrales à accumulation suisses (Office fédéral de l'énergie, 2022)) ont été divisés en six clusters en fonction de leurs heures de pleine charge équivalentes (Figure 44). Les puissances installées correspondantes et les productions annuelles pour chaque cluster sont indiquées dans le Tableau 11.

Tableau 11 Caractéristiques des six clusters utilisés pour la modélisation des centrales à accumulation

Désignation du cluster	Plage des heures de pleine charge éq. (h)	Puissance installée (GW)	Production annuelle (GWh)
1	0 – 1000	0,931	302
2	1000 – 2000	2,897	5061
3	2000 – 3000	2,368	6036
4	3000 – 4000	0,999	3548
5	4000 – 5000	0,142	651
6	5000 – 6000	0,044	261
Total		7,380	15 858

²¹ Calculs: niveau de remplissage, (niveau initial - niveau final) - consommation des pompes * 85% + production nette / 85%; part au fil de l'eau, 25% * 21,1 TWh = 5,3 TWh.

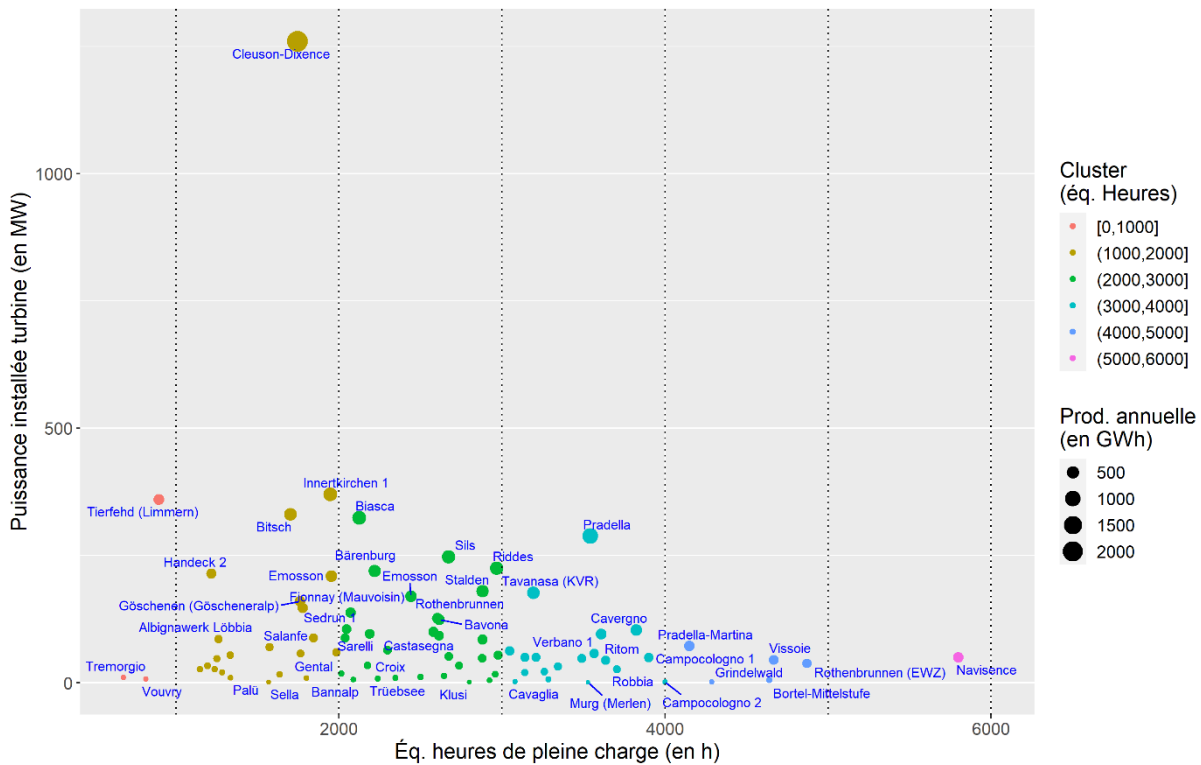


Figure 44 Clustering de toutes les centrales à pompage-turbinage suisses selon la puissance installée (en MW) et les heures de pleine charge équivalentes (production annuelle par puissance installée)

La Figure 45 et la Figure 46 représentent l'évolution annuelle du niveau de remplissage des centrales à accumulation ou à pompage-turbinage pour toutes les années et tous les scénarios. Les centrales à accumulation de la Figure 45 ont été modélisées séparément pour les six clusters (voir ci-dessus). De même, les scénarios «offensif» mettent en évidence le niveau de remplissage des nouveaux réservoirs et des centrales de pompage-turbinage supplémentaires selon la «Déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique» (Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, 2021).

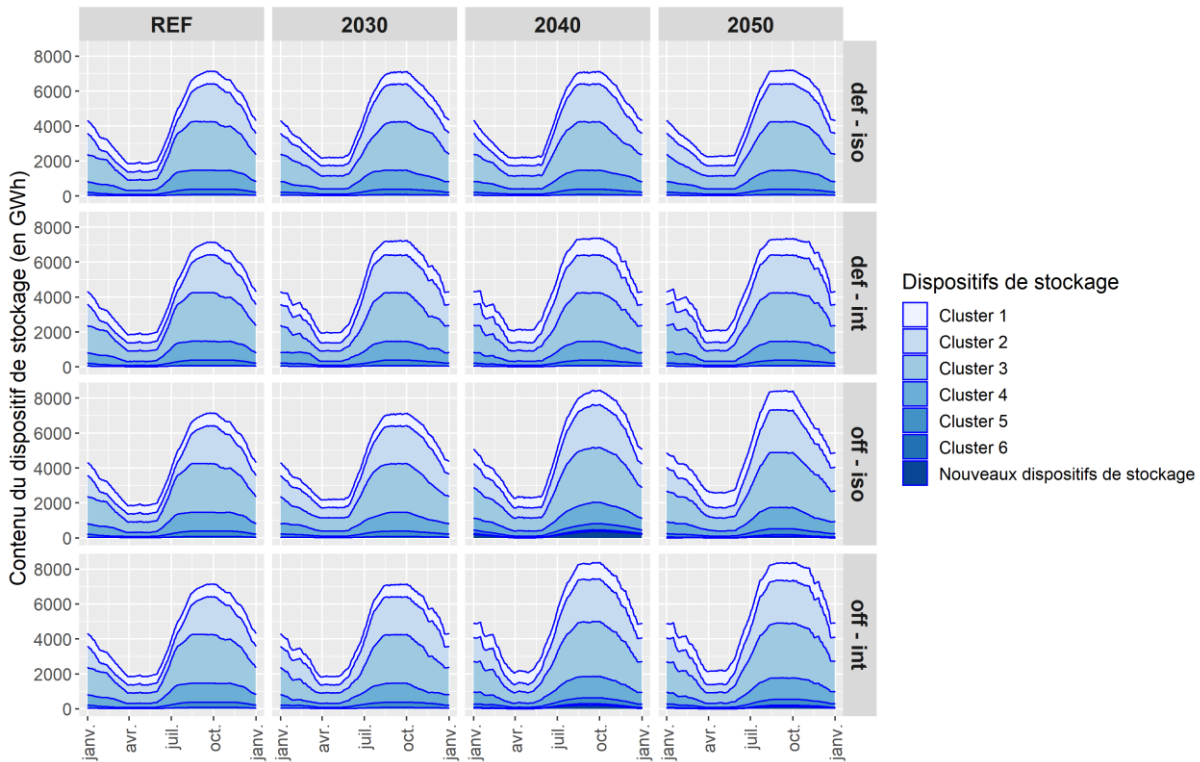


Figure 45 Niveau de remplissage des bassins d'accumulation au cours de l'année dans les 4 scénarios

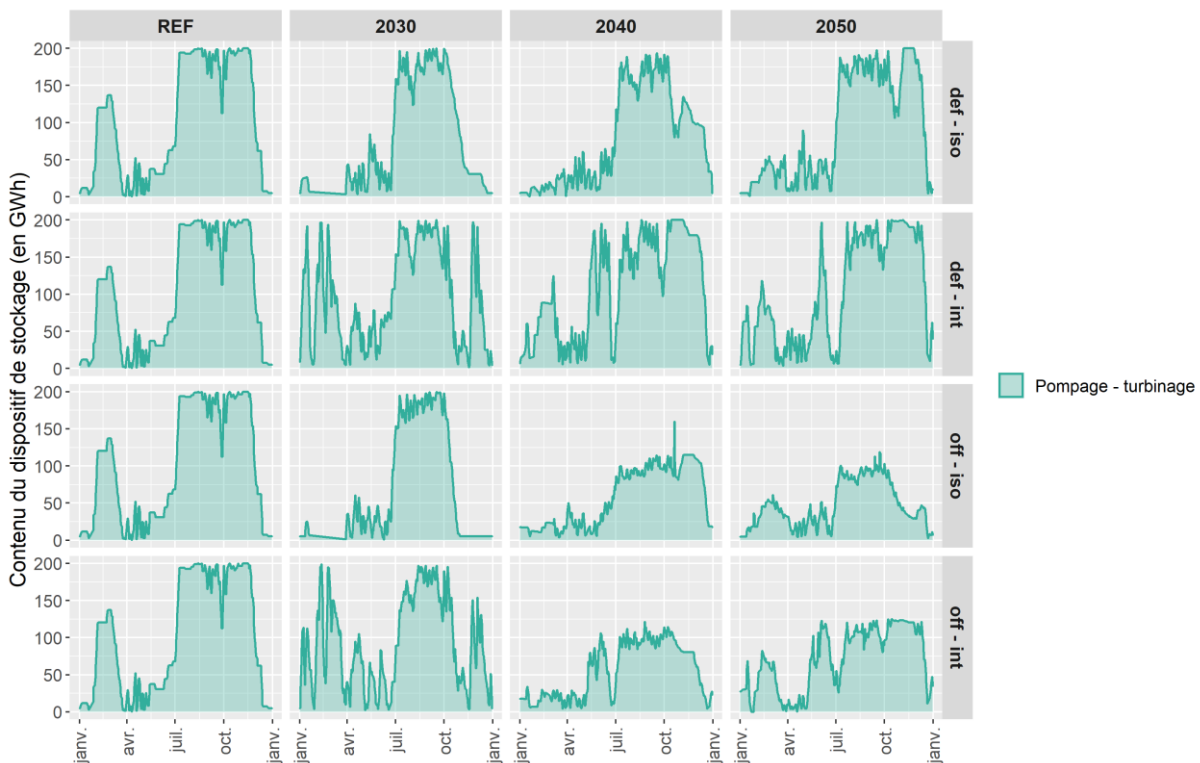


Figure 46 Niveau de remplissage des centrales de pompage-turbinage au cours de l'année dans les 4 scénarios

La «Déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique» présente les résultats d'une discussion organisée par le DETEC visant à parvenir à un compromis entre le développement de l'énergie hydraulique dans l'intérêt de l'approvisionnement en électricité d'une part et les intérêts de la protection de la

nature et du paysage d'autre part. Cette table ronde, qui a réuni le 21 juin 2021 des représentants de la Confédération, des cantons, des organisations environnementales, des organisations de la branche et des entreprises d'électricité, a abouti à l'identification de 15 projets concrets de centrales hydroélectriques à accumulation, dont le développement serait le plus petit dénominateur commun acceptable pour toutes les parties concernées. Le développement générerait environ 2 TWh de volume de stockage supplémentaire et, par conséquent, 2 TWh d'énergie hivernale mobilisable de façon flexible. La majorité des projets prévoient un agrandissement des centrales existantes ou des complexes de centrales (Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC, 2021).

5.3.1.2 Nucléaire

Le profil de production horaire (production nette, c'est-à-dire sans la production d'électricité pour les besoins propres) de l'énergie nucléaire suisse est défini de façon exogène. Il est basé sur les profils de production horaires historiques de la «plate-forme pour la transparence des informations» du REGRT-E (REGRT-E, 2022). Pour obtenir des profils représentatifs, il faut se baser sur une exploitation régulière, sans arrêts exceptionnels. C'est pourquoi des profils de différentes années sont utilisés pour les centrales nucléaires de Beznau 1, Beznau 2, Gösgen et Leibstadt. La centrale nucléaire de Mühleberg, qui a été mise à l'arrêt fin 2019, n'a pas été prise en compte. Les années représentatives suivantes ont été utilisées: 2018 pour Gösgen, 2019 pour Beznau 1 et 2 et 2020 pour Leibstadt. La Figure 47 illustre les profils de production horaires agrégés pour chaque année dans les centrales nucléaires encore en exploitation.

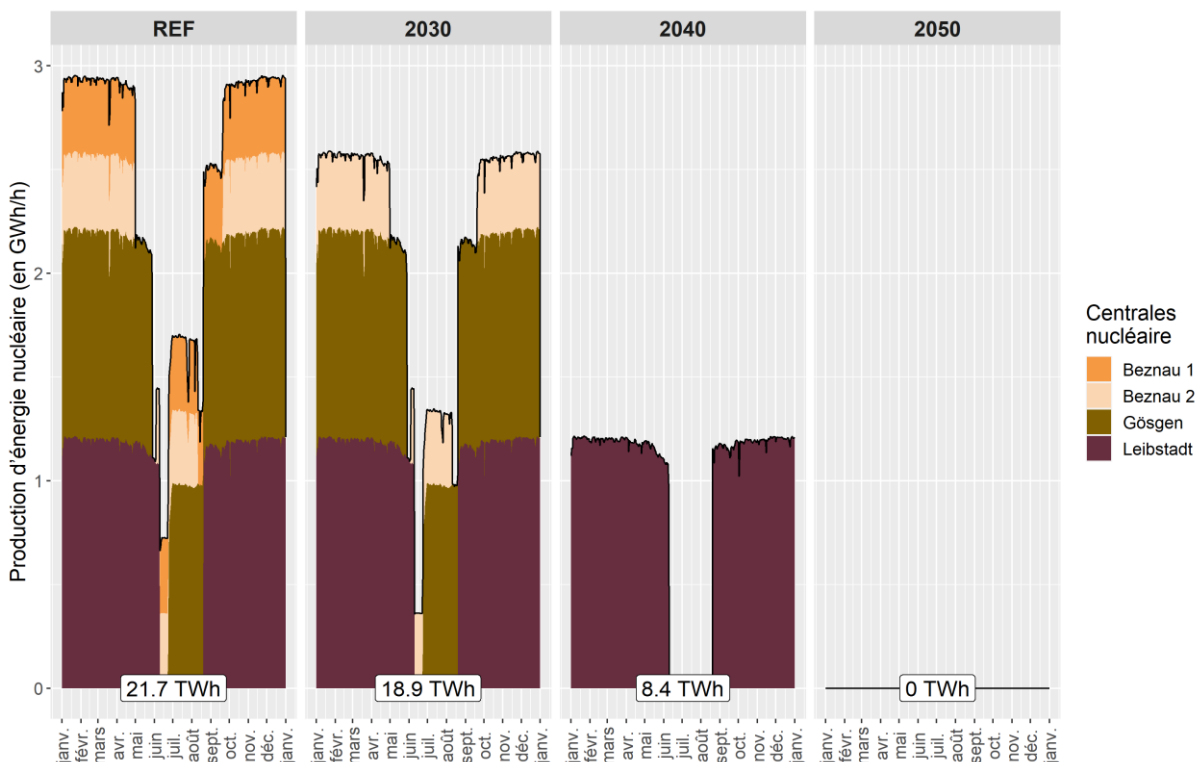


Figure 47 Profils de production du parc nucléaire suisse pour les quatre années de référence

5.3.1.3 Éolien et photovoltaïque (en toiture / alpin)

La modélisation de l'énergie éolienne est basée sur la puissance éolienne installée de l'année 2018, soit 75 MW [(Office fédéral de l'énergie, 2019). Pour les années futures, le facteur de capacité éolien est déterminé à l'aide de profils horaires basés sur l'année historique 2016 de la «Pan European Climate Database» (De Felice, 2020)). Les profils correspondants sont illustrés à la Figure 48, y compris les heures

de pleine charge équivalentes pour les années REF et 2030 (1648 heures de pleine charge) et pour les années 2040 et 2050 (1840 heures de pleine charge). Le nombre plus élevé d'heures de pleine charge en 2040 et 2050 résulte de l'augmentation de la taille et de l'efficacité des éoliennes à l'avenir.

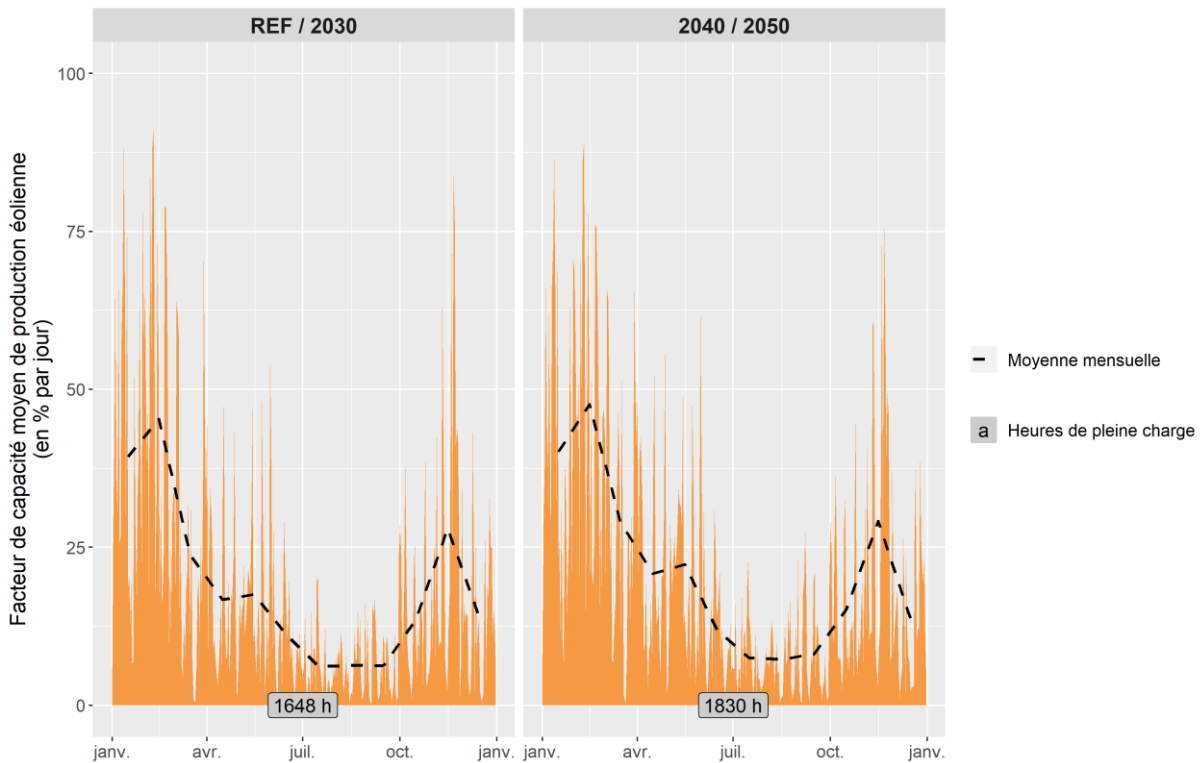


Figure 48 Profils de vent utilisés pour l'année de référence, 2030, 2040 et 2050. On prévoit une augmentation des heures de pleine charge en raison d'éoliennes plus grandes et d'une technologie améliorée.

Pour le photovoltaïque au sol dans les régions alpines, on utilise les données du modèle SUNWELL (Dujardin, et al., 2022) et on dérive des profils de production photovoltaïque horaires à l'échelle de la Suisse. Le calcul est basé sur ces données satellites avec une résolution spatiale de 1,6 km x 2,3 km. On suppose une efficacité du système de 15%, selon une hypothèse prudente. L'orientation est optimisée pour une production maximale en hiver. Les panneaux sont monofaciaux. Pour déduire le profil de production horaire, on part du principe que les installations au sol mesurent chacune 100 m x 100 m et que tous les sites dont la production est supérieure à 17,5 GWh/an sont considérés comme appropriés (Figure 49). Le profil de production horaire agrégé pour le photovoltaïque alpin est illustré à la Figure 50. Le potentiel de production maximal possible des installations photovoltaïques alpines est de 6,5 TWh/a.

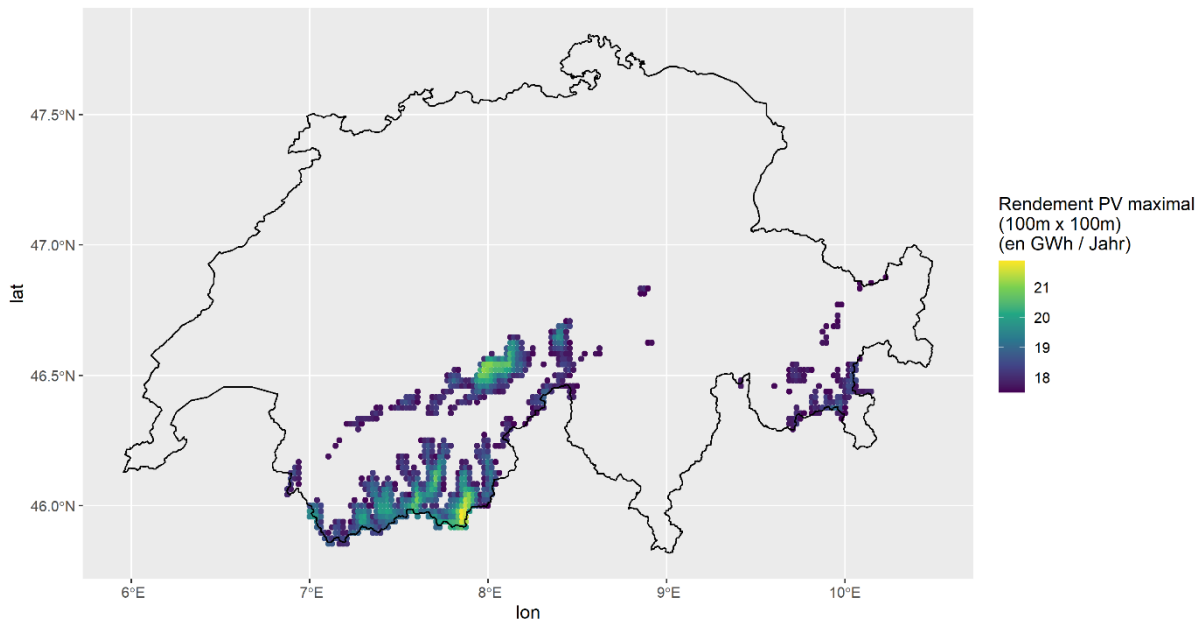


Figure 49 Sites pour le photovoltaïque alpin

Le photovoltaïque (PV) en toiture est modélisé comme suit: on utilise la puissance PV installée sur les toits dans le REF de 2,2 GWc, soit la valeur de l'année 2018 (Office fédéral de l'énergie, 2019). Les profils d'ensoleillement horaire par inclinaison de toit (par incréments de 10°) et orientation de toit «horizontal» (inclinaison < 10°), «sud», «sud-est», «sud-ouest», «ouest», «est», «nord-est» et «nord-ouest» ont été déterminés à partir des données de «www.toitsolaire.ch» (Office fédéral de l'énergie OFEN, Office fédéral de météorologie et de climatologie MétéoSuisse, Office fédéral, s.d.), de la méthode de Walch et al. (Walch, Castello, Mohajeri, & Scartezzini, 2020) et (Walch, Rüdüsüli, Castello, & Scartezzini, 2021). Les profils correspondants sont illustrés à la Figure 50, y compris les heures de pleine charge équivalentes par orientation. Au total, le potentiel photovoltaïque en toiture est de 43 TWh/an, ce qui correspond à environ 215 millions de m² de toiture, soit environ 85% de la surface de toiture appropriée.

La Figure 50 compare les profils de production photovoltaïque utilisés. Alors que le photovoltaïque en toiture présente des profils fortement orientés vers l'été, avec environ 1000 heures de pleine charge, les installations alpines au sol sont plus équilibrées sur l'année et fournissent dans l'ensemble un meilleur rendement (> 1300 h). En raison des heures d'ensoleillement prévues, les sites appropriés pour les installations alpines au sol se trouvent principalement en Valais et, dans une moindre mesure, dans le canton des Grisons (Figure 49).

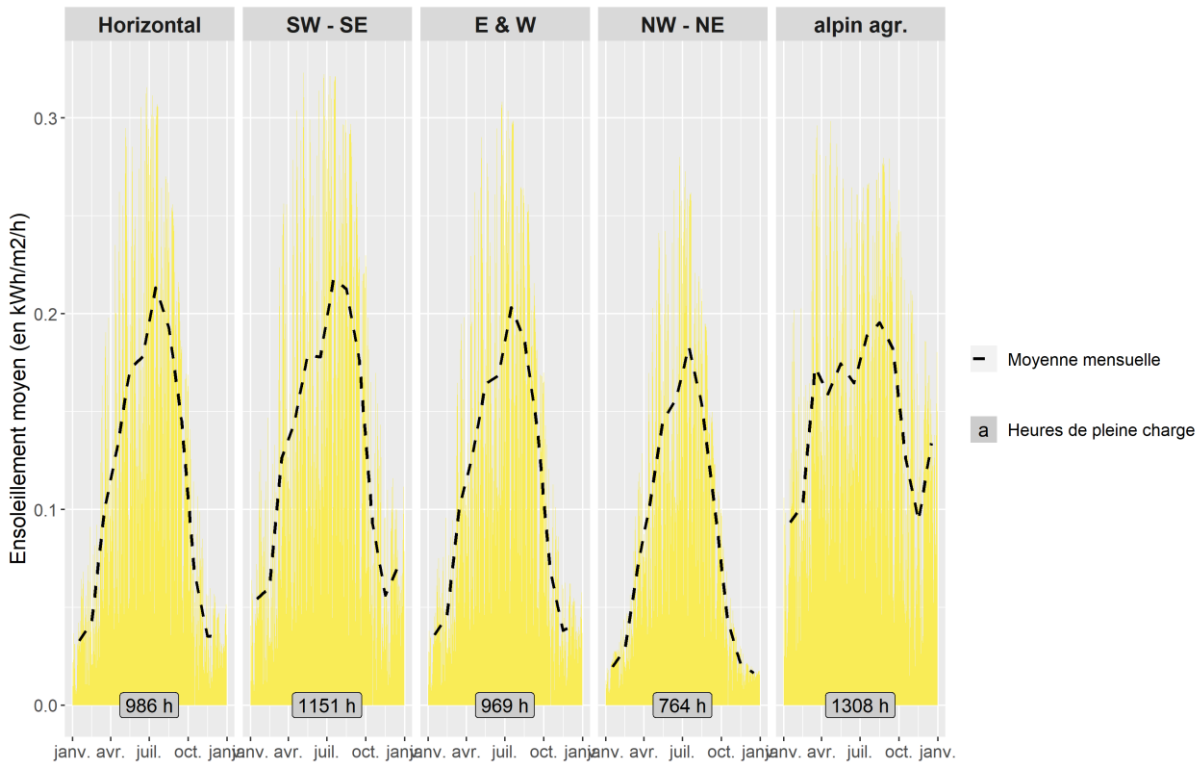


Figure 50 Profils de production des différentes orientations des installations PV en toiture et alpines au sol

Avec le photovoltaïque alpin, l'énergie éolienne est en mesure de produire davantage d'électricité en hiver. Cela est possible et utilisé dans les deux scénarios «offensif», mais sans être pleinement exploité. Dans le scénario «offensif-isolée», le développement est plus rapide, mais une partie des installations alpines au sol ne sera pas renouvelée après 2050. L'énergie éolienne est développée jusqu'à près de 3 TWh dans les deux scénarios «offensif» (Figure 51).

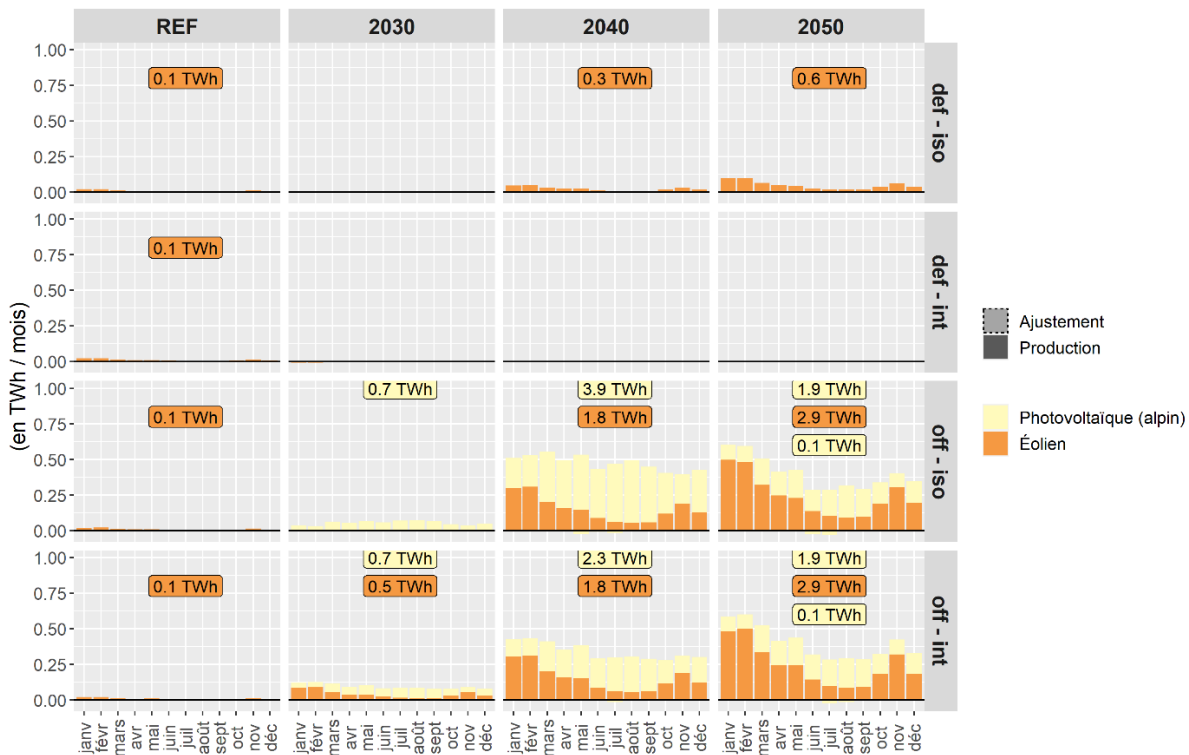


Figure 51 Production éolienne et photovoltaïque alpine dans tous les scénarios et pour toutes les années de référence

La

Figure 52 montre la production photovoltaïque mensuelle (y compris l'ajustement) des installations en toiture pour toutes les années de référence et tous les scénarios. On entend par ajustement la production qui ne peut pas être consommée simultanément, stockée ou exportée. La production photovoltaïque annuelle (ajustement déduit) passe de 2 TWh dans l'année REF à 16,1 TWh (dans les deux scénarios «offensif») et 27,7 TWh dans le scénario «défensif-isolée» jusqu'en 2050. Le plus grand ajustement (en été 2050) se produit dans le scénario «défensif-isolée» avec 2,8 TWh. Dans les autres scénarios, l'ajustement en 2050 est proportionnellement plus faible, de 0,1 TWh (off-iso) à 1,3 TWh (off-int). En 2040, il n'a lieu que dans les scénarios «défensif».

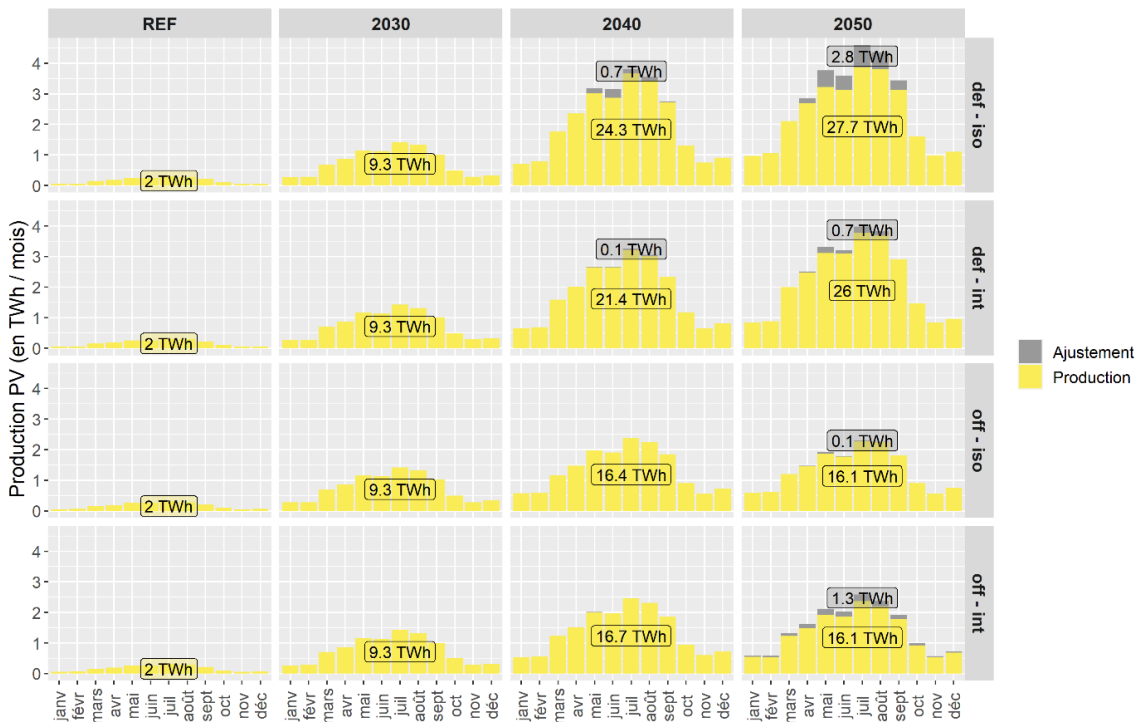


Figure 52 Production et ajustement de l'électricité photovoltaïque dans tous les scénarios et années de référence

5.3.2 Centrales à gaz

On distingue les centrales à gaz à cycle combiné et les centrales à turbines à gaz. Les centrales à gaz à cycle combiné (CCC) utilisent une turbine à vapeur en plus d'une turbine à gaz pour produire l'électricité. Les CCC sont donc un peu plus chères à l'achat (investissement), à l'exploitation et à l'entretien que les centrales à turbines à gaz simples, mais elles ont un rendement électrique nettement meilleur (Tableau 12). Les deux types peuvent utiliser soit du méthane (CH₄) soit de l'hydrogène (H₂) comme combustible. L'utilisation d'hydrogène importé en grande quantité est possible à partir de 2040, tandis que les centrales à gaz fonctionnant au méthane sont disponibles pendant toutes les années de référence. La puissance maximale disponible dans le modèle est de 1 GW en 2030 et 2040 et de 2 GW en 2050 pour les centrales à turbines à gaz ou à cycle combiné.

5.3.3 Technologies de chaleur et de froid

Pour la fourniture de chaleur, on a modélisé les chauffages au fioul, au gaz, au bois et électriques, ainsi que la chaleur à distance et les pompes à chaleur. Pour la chaleur industrielle, on a en outre inclus les brûleurs à hydrogène et les déchets comme combustibles. Une distinction a également été opérée entre les différents niveaux de température et les technologies disponibles pour la chaleur industrielle (Tableau 12).

Tableau 12 Répartition en pourcentage de la demande de chaleur industrielle par niveau de température et par technologie disponible

Niveau de température	Technologies disponibles	Part REF	Part 2030	Part 2040	Part 2050
< 200°C	Pompes à chaleur, chaleur à distance	27%	26%	24%	23%
200 – 400 °C	Chaleur à distance, bois	7%	6%	6%	6%
> 400°C	Électricité, hydrogène, déchets, gaz, fioul, bois	66%	68%	69%	71%

Le potentiel de la chaleur à distance a été évalué selon une étude de la Haute École de Lucerne (Sommer, 2022). Celle-ci indique que l'augmentation de la fourniture de chaleur par les réseaux thermiques en 2050 proviendra principalement de diverses sources de chaleur renouvelables telles que la géothermie, le solaire thermique, les lacs, les rivières, l'hydrogène, le biométhane, les déchets industriels, en combinaison avec des pompes à chaleur. La chaleur fournie par ces réseaux sera globalement multipliée par 3. Le Tableau 13 présente le potentiel maximal de la chaleur à distance qui en résulte pour le chauffage, l'eau chaude et la chaleur industrielle.

Tableau 13 Potentiel maximal de la chaleur à distance pour le chauffage, l'eau chaude et la chaleur industrielle

Potentiel de chaleur à distance (en TWh/an)	REF	2030	2040	2050
Chauffage	3	6,7	10,3	14
Eau chaude	0,6	1,4	2,2	3
Chaleur industrielle pour les processus	1,4	2,3	3,1	4

Pour couvrir les besoins en refroidissement (climatisation), on dispose exclusivement de groupes électriques (machines frigorifiques, pompes à chaleur réversibles).

5.3.4 Vue d'ensemble des technologies de conversion

Un récapitulatif des principales caractéristiques physiques et économiques de toutes les technologies de conversion disponibles en 2050 pour le scénario «offensif-intégrée» est présenté dans le Tableau 14.

Tableau 14 Principaux paramètres des technologies de production utilisées pour 2050. Abréviations: EC = agent énergétique, η = rendement de conversion (en %), Cap_inst = capacité installée (en GW), CAPEX = investissement «overnight» (en CHF/kW), FOM = coûts fixes d'exploitation et d'entretien (en CHF/kW/an), VOM = coûts variables d'exploitation et d'entretien (en CHF/kWh).

Technologie	EC on 1 (-)	η (%)	EC off 1 (-)	EC off 2 (-)	Cap_inst min. (GW)	Cap_inst max. (GW)	Prod. annuelle min. (GWh/an)	Prod. annuelle max. (GWh/an)	CAPEX (CHF/kW)	FOM (CHF/kW/an)	VOM (CHF/kW/an)	Durée d'exploitation (ans)
Au fil de l'eau	Hydraulique	100%	Électricité		4,000	4,000	Profil. prod.	Profil. prod.	5100	18,2	0,006	80
Brûleurs à bois chaleur industrielle	Bois	85%	Chaleur industrielle		0,459	illimitée	0	17611	450	8	0,00278	25
Brûleurs à bois chauffage	Bois	80%	Chauffage		3,194	illimitée	0	17611	480	38	0	25
Brûleurs à bois eau chaude	Bois	80%	Eau chaude		0,179	illimitée	0	11500	480	38	0	25
Brûleurs à gaz chaleur chauffage	Gaz	96%	Chauffage		15,330	32,145	0	illimitée	231	15,2	0,0041	20
Brûleurs à gaz chaleur industrielle	Gaz	85%	Chaleur industrielle		1,900	illimitée	0	11201	199	1,9	0,001	25
Brûleurs à gaz eau chaude	Gaz	96%	Eau chaude		1,159	2,886	0	illimitée	231	15,2	0,0042	25
Brûleurs à H ₂ chaleur industrielle	Hydrogène	90%	Chaleur industrielle		0,000	illimitée	0	1806	765	1,9	0,001	25
CETE bois	Bois	20%	Électricité	Chaleur à distance	0,014	illimitée	0	4000	1400	135	0,0045	15
CETE gaz	Gaz	30%	Électricité	Chaleur à distance	0,062	1,174	0	4000	1000	12	0,0044	15
CETE géothermique	Géothermie	20%	Électricité	Chaleur à distance	0,000	0,287	0	2000	8000	222	0,0055	30
Chaleur à distance chaleur industrielle	Chaleur à distance	100%	Chaleur industrielle		0,000	illimitée	176	4674	90	0,9	0	40
Chaleur à distance chauffage	Chaleur à distance	100%	Chauffage		0,000	illimitée	378	14000	90	0,9	0	40
Chaleur à distance eau chaude	Chaleur à distance	100%	Eau chaude		0,000	illimitée	73	3000	90	0,9	0	40

Chauffage électrique chaleur industrielle	Électricité	85%Chaleur industrielle	0,072	illimitée	0	11201	275	1,4	5,00E-04	30	
Chauffage électrique chauffage	Électricité	100%Chauffage	0,000	illimitée	100	100	65	1	9,00E-04	25	
Chauffage électrique eau chaude	Électricité	100%Eau chaude	0,000	illimitée	70	70	65	1	9,00E-04	25	
Cimenterie	Déchets	85%Chaleur industrielle	0,213	illimitée	234	2203	650	13	0,001	25	
Combi gaz CCGT	Gaz	61%Électricité	0,000	2,000	0	17520	890	21	0,0041	23	
Combi gaz-H ₂ CCGT	Hydrogène	61%Électricité	0,000	2,000	0	17520	950	43	0,0017	23	
Électrolyse	Électricité	70%Hydrogène	0,000	illimitée	0	1500	900	27	0	25	
Énergie nucléaire (SMR)	U235	35%Électricité	Chaleur à distance	0,000	2,100	0	15750	8000	120	0,009	40
Éolien	Électricité	100%Électricité	1,600	3,000	2880	2880	1800	72	0	25	
Pile à combustible chaleur à distance	Hydrogène	65%Électricité	Chaleur à distance	0,000	illimitée	0	1500	3000	45	0	16
Pile à combustible domestique	Hydrogène	50%Électricité	Chauffage	0,000	illimitée	0	1000	4000	200	0	16
Pompe à chaleur chaleur industrielle	Électricité	350%Chaleur industrielle	0,000	illimitée	0	3659	900	0,8	0,0032	20	
Pompe à chaleur chauffage	Électricité	400%Chauffage	0,000	illimitée	0	50000	650	2	0,0017	20	
Pompe à chaleur eau chaude	Électricité	400%Eau chaude	0,000	illimitée	0	5000	650	2	0,0017	20	
Pompe à chaleur refroidissement	Électricité	400%Refroidissement ambiant	5,995	illimitée	0	illimitée	962	4	0	20	
Pompe pompage-turbinage	Électricité	85%Hydraulique	2,700	3,700	2768	16206	1890	9,68	0,0066	80	
Pompe pompage-turbinage nouvelle	Électricité	85%Hydraulique	0,000	1,800	0	7884	1890	9,68	0,0066	80	
PV alpin	Électricité	100%Électricité	1,500	5,000	0	6500	1800	36	0	25	
Toitures photovoltaïques	Soleil	20%Électricité	0,375	43,000	356	40850	134	2,1	0	20	
Turbine à gaz H ₂ OCGT	Hydrogène	39%Électricité	0,000	2,000	0	17520	1050	24	0,004	23	
Turbine à gaz OCGT	Gaz	37%Électricité	0,000	2,000	0	17520	736	21	0,0016	23	
Turbine pompage-turbinage	Hydraulique	85%Électricité	3,200	4,200	2000	11709	3640	9,68	0,0066	80	
Turbine pompage-turbinage nouvelle	Hydraulique	85%Électricité	0,000	1,800	0	5696	3640	9,68	0,0066	80	
Turbine réservoir cluster 1	Hydraulique	85%Électricité	0,931	0,931	Profil d'apport	Profil d'apport	3640	9,68	0,0066	80	
Turbine réservoir cluster 2	Hydraulique	85%Électricité	2,897	2,897	Profil d'apport	Profil d'apport	3640	9,68	0,0066	80	
Turbine réservoir cluster 3	Hydraulique	85%Électricité	2,368	2,368	Profil d'apport	Profil d'apport	3640	9,68	0,0066	80	
Turbine réservoir cluster 4	Hydraulique	85%Électricité	0,999	0,999	Profil d'apport	Profil d'apport	3640	9,68	0,0066	80	
Turbine réservoir cluster 5	Hydraulique	85%Électricité	0,142	0,142	Profil d'apport	Profil d'apport	3640	9,68	0,0066	80	
Turbine réservoir cluster 6	Hydraulique	85%Électricité	0,044	0,044	Profil d'apport	Profil d'apport	3640	9,68	0,0066	80	
UIOM	Déchets	20%Électricité	0,422	0,422	Profil. prod.	Profil. prod.	4600	96,6	0	40	

5.3.5 Réseaux

5.3.5.1 Réseau électrique

Le réseau électrique est divisé en une partie haute tension (niveaux de réseau NR 1-3) et une partie moyenne/basse tension (niveaux de réseau NR 4-7). En outre, la consommation propre («*behind-the-meter*») est modélisée séparément pour les «bâtiments» et le «reste» (par exemple l'industrie) (chapitre 5.2.1). Les technologies de production et de stockage d'électricité suivantes sont raccordées aux NR 1-3: centrales hydrauliques, éoliennes, énergie nucléaire, centrales à gaz, UIOM, photovoltaïque alpin ou pompage-turbinage. De même, l'échange d'électricité avec les pays voisins (importation/exportation) s'effectue via les NR 1-3. Les CETE (méthane, bois, hydrogène, géothermie) ou les accumulateurs de quartier (grandes batteries) sont raccordés aux NR 4-7. Pour les applications «*behind-the-meter*», les installations photovoltaïques en toiture alimentent le réseau et l'électricité peut être stockée dans des batteries domestiques pour augmenter la consommation propre.

L'électricité peut être échangée via des sous-stations/transformateurs ou le raccordement domestique entre les niveaux de réseau modélisés ou la consommation propre, qui est rattachée de manière symbolique au NR 7. L'échange entre les niveaux de réseau entraîne des coûts (taxes de réseau) de 4 centimes/kWh entre les NR 1-3 et les NR 4-7 et de 8 centimes/kWh entre les NR 4-7 et les «bâtiments» ou le «reste». Il n'y a pas de limitation de capacité dans et entre les niveaux de réseau (hypothèse: plaque de cuivre). Une analyse détaillée des congestions dans les différents réseaux est effectuée dans l'étude séparée des réseaux de distribution de l'AES.

5.3.5.2 Flux transfrontaliers

Les capacités de transport transfrontalier (NTC) disponibles pour l'électricité (en MW) entre la Suisse et ses voisins sont indiquées dans le Tableau 15 par pays et par sens (importation et exportation), pour les scénarios «intégrée» et «isolée». Pour les scénarios «isolée», on indique la fourchette des NTC horaires variables. Pour les scénarios «intégrée», les NTC sont constantes tout au long de l'année.

Tableau 15 Détails des NTC entre la Suisse et les pays voisins. Les valeurs pour les scénarios «isolée» étant variables d'heure en heure, les chiffres indiqués sont les valeurs minimales et maximales respectives.

En MW	«intégrée»		«isolée»
	REF	2030 / 2040 / 2050	2030 / 2040 / 2050
Importations depuis l'Allemagne	800 - 2000	2700	1203 - 1481
Exportations vers l'Allemagne	1600 - 4000	4600	767 - 976
Importations depuis la France	2300 - 3500	3700	647 - 847
Exportations vers la France	700 - 1400	1300	698 - 892
Importations depuis l'Autriche	300 - 1200	1200	155 - 303
Exportations vers l'Autriche	450 - 1200	1200	809 - 915
Importations depuis l'Italie (Nord)	1440 - 1900	1700	78 - 307
Exportations vers l'Italie (Nord)	350 - 4500	3750	1 - 10

5.3.5.3 Réseaux de gaz

Afin de simplifier la modélisation du réseau de gaz, les réseaux de transport à haute pression et les réseaux locaux de distribution à moyenne et basse pression sont regroupés dans un réseau de gaz agrégé, analogue à une «plaque de cuivre» dans le réseau électrique. Cela signifie qu'aucune perte de pression ou autre n'est modélisée. Les coûts du transport du gaz sont inclus dans les prix de l'importation ou les coûts technologiques.

En 2030 et 2040, l'ajout obligatoire d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel est fixé à 190 et 2070 GWh. L'importation d'hydrogène est prévue par le biais d'un mélange avec le gaz naturel transporté par gazoduc jusque vers 2045. Après 2045, la Suisse sera raccordée à la dorsale européenne de l'hydrogène et les réseaux de gaz naturel à haute et moyenne pression seront exploités comme des réseaux d'hydrogène.

5.3.5.4 Développement des réseaux d'hydrogène

Un marché européen de l'hydrogène est très important pour les scénarios analysés. Actuellement, cette infrastructure est en cours de construction. L'évolution de l'infrastructure et du marché d'ici à 2050 n'est pas encore tout à fait claire. Les efforts déployés au niveau politique et économique montrent toutefois une évolution prometteuse. Néanmoins, il n'est pas garanti que la Suisse se raccorde à cette infrastructure et puisse s'impliquer dans ce marché. Un accord européen sur l'énergie permettrait de clarifier la situation.

Les aspects suivants plaident en faveur des évolutions prises en compte dans le modèle:

- Dans le Pacte vert pour l'Europe, donc au niveau politique, un réseau et un marché de l'hydrogène sont prévus comme pilier du système énergétique.
- L'Allemagne a adopté une stratégie nationale pour l'hydrogène avec des objectifs et des mesures concrètes. (Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), 2020)
- Les grands fournisseurs de gaz européens travaillent sur un concept d'adaptation et d'extension des réseaux de gaz naturel afin de mettre à disposition un réseau européen d'hydrogène d'ici à 2040 (van Rossum, et al., 2022).

Les considérations suivantes s'y opposent:

- Dans le monde entier, l'hydrogène est aujourd'hui produit en très grandes quantités à des fins industrielles, principalement à partir de sources fossiles. La production d'hydrogène est actuellement responsable d'environ 2% des émissions mondiales de gaz à effet de serre (Liebreich Associates, 2021). D'un point de vue général, il serait plus efficace pour la protection du climat de décarboner d'abord ces processus avant qu'ils ne remplacent le gaz naturel dans le domaine de l'énergie.
- La question qui se pose pour la Suisse est de savoir quand et à quelles conditions elle sera raccordée à un réseau d'hydrogène européen et intégrée dans ce marché. Le raccordement de la Suisse au réseau européen d'hydrogène est aujourd'hui estimé aux alentours de 2045. Sans raccordement à ce réseau, l'approvisionnement par voie fluviale ou par transport ferroviaire/routier entraînerait des coûts nettement plus élevés.

L'étude a distingué les volumes d'importation possibles entre les scénarios «isolée» et «intégrée». Les scénarios «isolée» se basent sur une importation limitée d'hydrogène.

Les quantités pouvant être importées dépendent principalement des disponibilités à l'étranger et de la capacité de l'infrastructure nécessaire à l'importation. Les capacités techniques d'importation correspondent aux quantités limites pouvant être importées. Les quantités réelles importées sont calculées en fonction des scénarios et de leur mix technologique.

Pour les années 2030 à 2035, l'offre d'hydrogène pouvant être importé de l'étranger devrait être faible pour les raisons suivantes:

- L'UE a des objectifs ambitieux de développement de l'hydrogène (l'Allemagne a déjà une stratégie en matière d'hydrogène (Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi), 2020)), mais il

semble peu probable qu'ils soient atteints, même de loin, avant 2035. Des lois et des réglementations permettant la construction d'installations de grande taille sont en cours d'élaboration.

- Les projets ont un long délai d'exécution, ce qui signifie que même lorsque les conditions réglementaires et légales sont réunies, il faut des années pour que les installations puissent effectivement être exploitées.
- Les fabricants d'installations d'électrolyse ne peuvent pas encore fournir les capacités représentées dans les plans de l'UE et n'investiront pas dans de grandes capacités de production supplémentaires tant que les conditions-cadre ne seront pas réunies.
- Les régimes de soutien seront très probablement basés sur des «*Contracts for Difference*» (CFD). D'une part, les CFD fixent de facto un prix de marché minimal pour l'hydrogène. Mais comme ils permettent de convertir des installations industrielles à l'hydrogène, il résulte d'autre part un volume «captif» d'hydrogène. En d'autres termes, le volume d'hydrogène demandé par les installations converties ne sera pas disponible sur un marché libre, car les industries converties ne pourraient plus être approvisionnées.

Pour ces raisons, il semble réaliste de tabler sur une offre faible jusqu'en 2035. Par la suite, on peut s'attendre à ce que l'offre augmente grâce aux importations en provenance de pays non européens, ce qui créera un véritable marché.

Dans les scénarios «isolée», des facteurs limitatifs supplémentaires devraient s'ajouter. Dans ces scénarios, la Suisse n'est pas intégrée dans les marchés énergétiques de l'UE et l'importation d'hydrogène est limitée. On pourrait imaginer que la dorsale européenne de l'hydrogène ne passe pas par la Suisse, mais que cette dernière soit simplement autorisée à s'y raccorder. Un raccordement à la dorsale permettra un soutirage nettement moins important qu'une dorsale traversant le pays. Concrètement, seulement 50% du volume d'hydrogène pourraient être soutirés dans les scénarios «isolée» par rapport aux scénarios «intégrée».

5.3.5.5 Réseau de chaleur à distance

La chaleur à distance peut être utilisée pour le chauffage, l'eau chaude et la chaleur industrielle pour les processus jusqu'à 400 °C. Les utilisateurs des réseaux de chaleur à distance sont modélisés avec le potentiel maximal selon le Tableau 13. Les coûts sont basés sur le livre blanc «Le chauffage à distance» (Sres, 2014) ainsi que sur les PE 2050+ (Prognos AG, Infrast AG, & TEP Energy GmbH, 2021), qui prend en compte des investissements basés sur la distance de 1500 CHF/m pour les zones moyennement imperméabilisées. Pour une distance moyenne de raccordement de 2 000 m, une puissance de raccordement de 2 MW et un taux d'intérêt (CMPC) de 5%, généralement utilisé dans cette étude, ainsi qu'une durée d'amortissement de 40 ans, les investissements annualisés (CAPEX) s'élèvent à environ 90 CHF/kW ou, pour 2000 heures de pleine charge équivalentes, à environ 5 centimes/kWh. Les coûts d'exploitation et d'entretien sont estimés à 0,9 CHF/kW par an (1% CAPEX).

5.3.6 Stockage, flexibilité à long et à court termes

5.3.6.1 Batteries

Le modèle fait une distinction entre les accumulateurs domestiques et quartier (batteries). Le développement des batteries domestiques est directement lié à celui du photovoltaïque en toiture sur les maisons individuelles, tandis que le développement des batteries de quartier se fait de manière endogène pour minimiser les coûts du système. La conception des accumulateurs de quartier est basée sur le plus grand accumulateur de Suisse, situé à Volketswil (ZH), d'une puissance de 18 MW et d'une capacité de stockage

de 7,5 MWh (AES/Electrosuisse, 2018). Pour les années 2030, 2040 et 2050, on suppose une capacité de stockage maximale de 3, 8 et 10 GWh. Les batteries peuvent être entièrement chargées et déchargées en une heure. D'autres conditions techniques et économiques sont indiquées dans la partie principale du Tableau 5.

5.3.6.2 Accumulateurs de gaz

Le stockage du méthane est assuré par des dispositifs de stockage souterrains, en réservoir (gazomètres) et en réseau. Les pertes de stockage (*round trip*) s'élèvent à 5% pour le stockage souterrain et le stockage en réseau et à 10% pour le stockage en réservoir. Pour l'hydrogène, outre le stockage par mélange dans le réseau de gaz, il existe également un stockage en réservoir avec des pertes supposées (*round trip*) de 12%. D'autres conditions techniques et économiques pour les accumulateurs de méthane et d'hydrogène sont indiquées dans la partie principale du Tableau 5.

5.3.6.3 Dispositifs de stockage thermiques

Pour le stockage à court terme et saisonnier de la chaleur, on a modélisé des (petits) réservoirs d'eau chaude dans les bâtiments et des (grands) réservoirs géothermiques dans les réseaux de chaleur à distance. La capacité de stockage du réservoir d'eau chaude est limitée à 110 GWh en raison de l'espace disponible dans les bâtiments (c'est-à-dire 1% des besoins annuels en eau chaude), tandis que la capacité du réservoir de chaleur à distance saisonnier n'est pas spécifiée et est optimisée par le modèle en fonction du scénario. Les données sur les coûts et les spécifications techniques du stockage de chaleur sont indiquées dans la partie principale du Tableau 5.

5.3.6.4 Électrolyse

Le prix de revient de l'hydrogène produit par électrolyse en Suisse diminue lorsque les heures de pleine charge augmentent. Pour 3 000 heures de pleine charge équivalentes et un prix de l'électricité de 60 CHF/MWh, ce qui correspond à peu près au coût de production de l'électricité des centrales au fil de l'eau, on obtient un coût de l'hydrogène de 126 CHF/MWh en 2030, qui baisse à 116 CHF/MWh en 2050. Les hypothèses de coûts correspondantes pour l'électrolyse indigène en 2050 sont présentées en annexe dans le Tableau 14. À titre de comparaison, les coûts d'importation de l'hydrogène «vert» importé en 2030, 2040 et 2050 sont respectivement de 165, 105 et 75 CHF/MWh (voir également le chapitre 2.5.7). Le prix de revient de l'hydrogène produit en Suisse pourrait être réduit en conséquence par une augmentation des heures de pleine charge, c'est-à-dire une meilleure utilisation, ou par une baisse des prix de l'électricité (voir Figure 53).

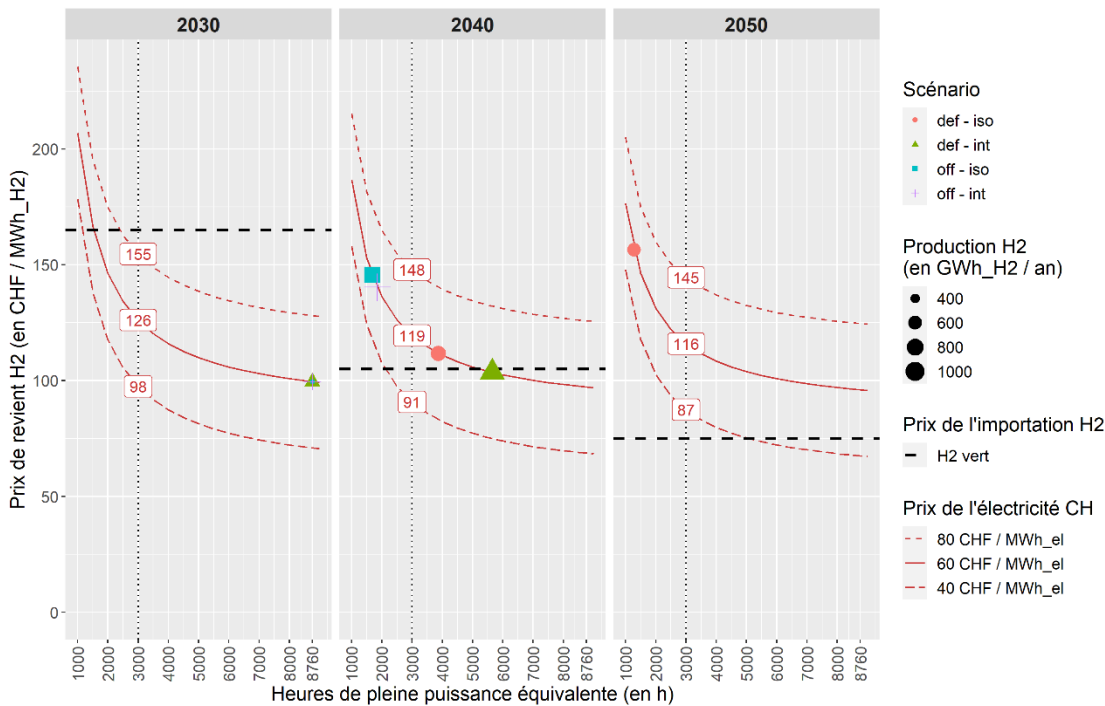


Figure 53 Prix de revient de l'hydrogène produit par électrolyse en Suisse, basé sur le nombre d'heures de pleine charge équivalentes et les prix moyens de l'électricité. Les coûts de l'hydrogène vert importé sont représentés à titre de comparaison (lignes noires horizontales en pointillés). La référence est de 3000 heures de pleine charge équivalentes.

Dans les scénarios «intégrée», les besoins en hydrogène ne peuvent pas être entièrement satisfaits en 2040 (-0,5 TWh/a) en raison des limitations concernant la capacité d'électrolyse et les possibilités d'importation. Ce déficit est comblé par une importation supplémentaire de gaz naturel.

5.3.6.5 Modélisation DSM de la mobilité électrique

Les possibilités d'utilisation du stockage sur batterie de l'électromobilité pour les voitures de tourisme ont été modélisées comme suit en tant que dispositif de stockage virtuel idéal (sans pertes):

- Seuls les types de charge «*Work Charging*» et «*Home Charging*» sont flexibles. Les catégories «*POI Charging*» et «*Fast Charging*» sont exclues.
- Les proportions (%) de véhicules branchés (temps d'immobilisation des véhicules) restent constantes jusqu'en 2050. Par conséquent, la disponibilité proportionnelle de la flexibilité est elle aussi constante.
- Aucune hypothèse de modification du comportement de conduite n'a été formulée.
- La flexibilité résulte de la différence entre le temps de charge (capacité de la batterie x puissance de charge) et la durée de branchement (temps d'immobilisation du véhicule), qui permet en principe de décaler ou de réduire et donc de prolonger la charge.
- Aucune distinction n'est faite entre les scénarios.
- On suppose que l'utilisation de la flexibilité ne modifie pas le comportement de conduite.
- Il n'y a pas de frais en cas de décalage ou de prolongation de la charge unidirectionnelle.

- La capacité moyenne (non pondérée) des batteries par véhicule BEV + PHEV est de 66 kWh en 2030, de 103 kWh en 2040 et de 130 kWh en 2050.
- L'hypothèse de flexibilité disponible est basée sur les temps d'arrêt agrégés de 24 h (durées de branchement) d'une période annuelle de charge des catégories «Home» et «Work» d'Energie 360°. Un facteur de correction tient compte de la présence de chargeurs longue durée et de l'absence de gestion de l'énergie:
 - 0,55 en 2030 (50% gestion de l'énergie, 10% chargeurs longue durée)
 - 0,85 en 2040 (80% gestion de l'énergie, 10% chargeurs longue durée)
 - 0,95 en 2050 (100% gestion de l'énergie, 10% chargeurs longue durée)
- Calcul de la performance du stockage virtuel:
 - Les besoins horaire en énergie x_i des véhicules électriques pour les catégories i «Home» et «Work» sont indiqués.
 - La flexibilité disponible est une plage horaire pendant laquelle la demande d'énergie peut être satisfaite → facteur de flexibilité f . Comme toutes les flexibilités ne sont pas disponibles en raison des chargeurs longue durée et de la gestion de l'énergie, un facteur de correction k annuel est également pris en compte:
 - 0,55 en 2030 (50% gestion de l'énergie, 10% chargeurs longue durée)
 - 0,85 en 2040 (80% gestion de l'énergie, 10% chargeurs longue durée)
 - 0,95 en 2050 (100% gestion de l'énergie, 10% chargeurs longue durée)
 - Le stockage virtuel disponible est donc calculé par heure selon $y_{\text{Stockage}} = x_i - x_i / f * k$. Cela signifie que pour une demande d'énergie de 100 kW avec $f = 5$ h, seuls 20 kW sont effectivement chargés pendant cette heure au lieu de 100 kW et 80 kW sont stockés. Le dispositif de stockage doit alors se décharger de 20 kW (x/f) sur la période f .

5.3.6.6 Modélisation DSM des pompes à chaleur

L'effet attendu d'une *Demand side management* (DSM) pour les pompes à chaleur a également été modélisé par le biais d'un dispositif de stockage virtuel idéal (sans pertes) résultant de l'utilisation contrôlée des pompes à chaleur. Les accumulateurs virtuels ont une durée de stockage de 1, 3 et 6 heures et sont basés sur les réservoirs d'eau chaude ou l'inertie thermique des bâtiments.

Les paramètres suivants ont été définis pour les scénarios «défensif»:

- 15% de la puissance installée des pompes à chaleur peuvent être utilisés pendant 6 heures,
- 15% de la puissance installée des pompes à chaleur pendant 3 heures et
- 15% de la puissance installée des pompes à chaleur pendant 1 heure avec un décalage.

Les mêmes paramètres s'appliquent aux scénarios «offensif»:

- 25% de la puissance installée des pompes à chaleur peuvent être utilisés pendant 6 heures,
- 25% de la puissance installée des pompes à chaleur pendant 3 heures et

- 25% de la puissance installée des pompes à chaleur pendant 1 heure avec un décalage.

5.4 Bases des besoins et de la production d'électricité en Europe

5.4.1 Modèle de marché de l'électricité

Afin de refléter de manière réaliste les flux et les prix de l'électricité au sein de l'Europe – en particulier entre la Suisse et les pays voisins – un modèle de marché de l'électricité distinct a été créé avec 16 pays européens et 27 zones-bilans au total²². Le «Ten Year Network Development Plan» (TNYDP, version 2020) du REGRT-E et du REGRT-G, en tant qu'étude harmonisée et cohérente à l'échelle de l'UE, sur laquelle repose la modélisation du système électrique européen à long terme, a été utilisé comme base pour les topologies de réseau et les flux d'électricité transfrontaliers. Le scénario représentatif choisi est «Global Ambition» (GA)²³, qui s'appuie sur une analyse descendante dans une perspective paneuropéenne (optimisation), mais qui présente des écarts parfois importants au niveau des différents pays par rapport aux études nationales. Toutes les zones-bilans ont été modélisées sans restrictions de transport internes (comme «plaques de cuivre par zone-bilan»). Un échange d'électricité (import/export) a lieu entre les zones-bilans conformément aux NTC prédéfinies et constantes du «Reference Grid» du TYNDP 2020. Afin d'analyser les effets de la non-intégration de la Suisse dans le marché électrique européen, ces NTC ont été complétées dans les scénarios «isolée» par des capacités frontalières réduites et variables dans le temps avec ses voisins.

Le TYNDP 2020 ne fournit des modélisations détaillées que jusqu'en 2040; aucune donnée détaillée n'est disponible pour l'année 2050. Les données telles que la puissance installée, les chiffres de consommation, etc. pour l'année 2050 ont donc été estimées ou extrapolées à partir d'analyses (nationales) existantes et d'avis d'experts.

Des séries temporelles de consommation horaire ont été choisies pour l'année climatique 1984 et transposées à l'aide d'une régression linéaire et des données climatiques de «Renewables.Ninja» (Gelaro & et. al., 2017) à l'année 2016, qui est l'année climatique de base de la présente étude. Pour l'année de référence «REF», les séries temporelles de consommation horaire du scénario «National Trend» (NT) pour l'année 2025 du TYNDP 2020 ont été mises à l'échelle, de manière linéaire, des totaux annuels «Best Estimate» (BE) pour l'année 2020 du TYNDP 2018.

Les séries temporelles et les chiffres clés pour l'éolien (sur terre, en mer), le photovoltaïque ainsi que les centrales au fil de l'eau (run-of-river) et à accumulation (réservoirs, centrales de pompage-turbinage (*PS open* et *PS closed*)) proviennent également de la «Pan European Climate Database» (PECD) pour l'année 2016 (De Felice, 2020). Les capacités installées par technologie et par an sont issues pour les années 2030 et 2040 du TYDNP 2020 et pour l'année de référence «REF» de la base de données JRC-IDEES pour l'année 2018 (Mantzios, et al., 2018), sur la base d'une analyse préalable de l'Université de Genève (Romano & et. al., 2022). Les technologies ont été classées selon l'ancienneté (ancienne 1, ancienne 2, actuelle 1, actuelle 2, nouvelle, etc.) en fonction des coûts (y compris les coûts de démarrage et de charge partielle), des rendements, des émissions de CO₂ et d'autres paramètres techniques tels que la production minimale, la durée minimale de fonctionnement et la durée minimale d'arrêt, conformément à la base de données PEMMDB (*Pan-European Market Modeling Database*) du REGRT-E. Pour l'année de référence «REF», les technologies ont été réparties dans la base de données JRC-IDEES (REF) proportionnellement à la structure d'âge indiquée dans le TYNDP 2020 (scénario NT, 2025). Les

²² Autriche (AT00), Belgique (BE00), Suisse (CH00), République tchèque (CZ00), Allemagne (DE00), Danemark (DKE1, DKW1), Espagne (ES00), France (FR00), Italie (ITCN, ITCS, ITN1, ITS1), Luxembourg (LUB1, LUF1, LUG1), Pays-Bas (NL00), Norvège (NOM1, NON1, NOS0), Pologne (PL00), Portugal (PT00), Suède (SE01, SE02, SE03, SE04), Royaume-Uni (UK00)

²³ Global Ambition (GA) est un scénario conforme à l'objectif de 1,5 °C de l'Accord de Paris et qui tient également compte des objectifs climatiques de l'UE pour 2030. Il envisage un avenir mené par le développement de la production centralisée d'électricité. Les économies d'échelle permettent de réduire considérablement les coûts des technologies émergentes telles que l'éolien en mer, mais les importations d'énergie provenant de sources compétitives sont également considérées comme une option viable.

technologies utilisées et leurs principaux indicateurs par pays voisin sont listées du Tableau 16 au Tableau 19.

Tableau 16 Puissance installée et rendements (η) de toutes les technologies utilisées pour l'Autriche (AT)

Technologie	η	Puissance installée «REF»	Puissance installée 2030	Puissance installée 2040	Puissance installée 2050
		(MW)	(MW)	(MW)	(MW)
Gaz CCGT nouvelle	60%	71	53		
Gaz CCGT ancienne 1	40%	404	308		
Gaz CCGT ancienne 2	48%	286	218		
Gaz CCGT actuelle 1	56%	524	400		
Gaz CCGT actuelle 2	58%	2408	1848	1385	678
Gaz conventionnel ancienne 1	36%	693	375	240	98
Gaz conventionnel ancienne 2	41%	325	177		
Gaz OCGT nouvelle	42%	39	21		
Gaz OCGT ancienne	35%	34	18		
Houille ancienne 2	40%	1005			
Fioul lourd ancienne 1	35%	64			
Fioul léger	35%	224	168		
Autres énergies non renouvelables	47%	490	960	960	953
Batteries			534	1234	2852
Éolien terrestre		2957	10 000	15 000	27 500
Autres énergies renouvelables		726	599	599	599
Power-to-gas			1000		
Pompage-turbinage (turbine)		300	300	300	300
Pompage-turbinage (pompe)		300	300	300	300
Pompage-turbinage (turbine)		3888	5397	6337	7114
Pompage-turbinage (pompe)		2859	3969	4660	5231
Centrale hydroélectrique à accumulation		2430	2433	2433	2433
Centrales au fil de l'eau		6130	6141	6292	6447
PV		1242	6420	9256	18 369

Tableau 17 Puissance installée et rendements (η) de toutes les technologies utilisées pour l'Allemagne (DE)

Technologie	η	Puissance installée «REF» (MW)	Puissance installée 2030 (MW)	Puissance installée 2040 (MW)	Puissance installée 2050 (MW)
Gaz CCGT nouvelle	60%	8492	6858	6766	6530
Gaz CCGT ancienne 1	40%	4675	3654	3108	2680
Gaz CCGT ancienne 2	48%	7020	5474	5451	5158
Gaz conventionnel ancienne 1	36%	6880	1840	1520	1108
Gaz conventionnel ancienne 2	41%	3864	1120	1120	1120
Gaz OCGT nouvelle	42%	567	3115	3204	2780
Gaz OCGT ancienne	35%	51	126	69	
Houille nouvelle	46%	16864	5040		
Houille ancienne 1	35%	241	1572		
Houille ancienne 2	40%	12789			
Fioul lourd ancienne 1	35%	532			
Fioul léger	35%	1160	840	224	
Houille brune nouvelle	46%	13 504	4565		
Houille brune ancienne 2	40%	9348	3120		
Nucléaire	33%	9520			
Autres énergies non renouvelables 1	47%	637	5544	8811	12 500
Autres énergies non renouvelables 2	47%	1421	10 395	11 880	9125
Éolien en mer		5760	20 000	23 228	28 335
Éolien terrestre		50 792	78 801	95 401	116 741
Batteries			3990	8114	17 850
<i>Demand side response</i>			5888	5888	5888
Autres énergies renouvelables		2344	6635	5235	4500
Power-to-gas			2000	2000	2000
Pompage-turbinage (turbine)		8393	8393	8393	8393
Pompage-turbinage (pompe)		6602	6602	6602	6602
Pompage-turbinage (turbine)		1458	1644	1644	1644
Pompage-turbinage (pompe)		1361	1535	1535	1535
Centrale hydroélectrique à accumulation		1297	1297	1297	1297
Centrales au fil de l'eau		4456	4036	4036	4036
PV		42 394	83 877	105 032	113 860

Tableau 18 Puissance installée et rendements (η) de toutes les technologies utilisées pour la France (FR)

Technologie	η	Puissance installée «REF» (MW)	Puissance installée 2030 (MW)	Puissance installée 2040 (MW)	Puissance installée 2050 (MW)
Gaz CCGT nouvelle	60%	454	414	414	414
Gaz CCGT ancienne 1	56%	867	792	792	
Gaz CCGT ancienne 2	58%	5852	5346	5346	
Gaz conventionnel ancienne 2	41%	1794			
Gaz OCGT nouvelle	42%	616	440	395	
Gaz OCGT ancienne	35%	284	201		
Houille ancienne 2	40%	4190			
Fioul lourd ancienne 1	35%	1880			
Fioul léger	35%	4620			
Nucléaire	33%	62 912	56 682	37 262	29 000
Autres énergies non renouvelables 1	47%	138	4700	4700	11 000
Autres énergies non renouvelables 2	47%	343	1900	1900	
Éolien en mer		0	4920	12 425	45 000
Éolien terrestre		13584	32 455	43 855	58 000
Batteries			3084	7122	9000
<i>Demand side response</i>			3400	3400	15 000
Autres énergies renouvelables		1411	2549	2549	2000
Pompage-turbinage (turbine)		1800	1800	1800	3300
Pompage-turbinage (pompe)		1950	1950	1950	3450
Pompage-turbinage (turbine)		1700	1700	1700	3200
Pompage-turbinage (pompe)		1850	1850	1850	3350
Centrale hydroélectrique à accumulation		8000	8200	8200	8200
Centrales au fil de l'eau		8851	13 600	13 600	13 600
PV		8326	29 462	41 186	125 000

Tableau 19 Puissance installée et rendements (η) de toutes les technologies utilisées pour le nord de l'Italie (IT_N)

Technologie	η	Puissance installée «REF» (MW)	Puissance installée 2030 (MW)	Puissance installée 2040 (MW)	Puissance installée 2050 (MW)
Gaz CCGT nouvelle	60%		6336	6336	7829
Gaz CCGT ancienne 1	40%	249	558	558	558
Gaz CCGT ancienne 2	48%	5520	3927	3927	3225

Technologie	η	Puissance installée «REF» (MW)	Puissance installée 2030 (MW)	Puissance installée 2040 (MW)	Puissance installée 2050 (MW)
Gaz CCGT actuelle 1	56%	10 323	5360	5360	4555
Gaz CCGT actuelle 2	58%	6447	3516	3516	3514
Gaz conventionnel ancienne 1	36%	1292			
Gaz OCGT nouvelle	42%	280	2848	2848	2846
Houille ancienne 1	35%	1182			
Autres énergies non renouvelables 1	47%	315	3250	3250	3242
Batteries			70	210	630
<i>Demand side response</i>			1644	1644	1644
Éolien terrestre		197	275	375	511
Autres énergies renouvelables			2266	2266	2266
Pompage-turbinage (turbine)		2505	2395	2395	2395
Pompage-turbinage (pompe)		2020	1931	1931	1931
Pompage-turbinage (turbine)		2477	2477	2477	2477
Pompage-turbinage (pompe)		1706	1706	1706	1706
Centrale hydroélectrique à accumulation		4619	7015	7015	7015
Centrales au fil de l'eau		4762	4680	4680	4680
PV		8422	13 384	33 452	53 520

Le déploiement (*dispatch*) des différentes technologies a été effectué selon une approche de coût marginal (*merit order*) dans un marché maillé «*perfect foresight*» et «*energy-only*». Les coûts marginaux des différentes technologies sont également issus de la PEMMDB. Pour la *Demand side response* (DSR) et le coût de l'énergie non distribuée (CEND), on a pris comme hypothèses respectives 500 CHF/MWh et 3 000 CHF/MWh. La disponibilité des centrales thermiques (par exemple centrales nucléaires) a été prédéfinie sur la base des séries temporelles de production historiques (plateforme pour la transparence des informations du REGRT-E). Les «autres énergies renouvelables» (par exemple géothermie, CCF à biomasse) et les «autres énergies non renouvelables» (par exemple CCF à gaz de petite taille) ont été modélisées comme des technologies «*must-run*» avec une production constante sur 8760 heures et sans coûts marginaux. Pour les batteries, la capacité de stockage a été considérée comme quatre fois la puissance de charge installée – au sens d'un stockage à court terme de 4 heures maximum. L'efficacité (*round trip*) des batteries correspond généralement à 90% avec un niveau de remplissage initial de 50%.

L'optimisation de l'utilisation des technologies de production d'énergie et de stockage flexibles au niveau européen a été réalisée selon une approche en deux étapes. Tout d'abord, un modèle simplifié a été utilisé pour planifier l'utilisation sur une base horaire pour l'ensemble de l'année, en négligeant certaines restrictions telles que les durées minimales de fonctionnement et d'arrêt. On a ensuite déterminé pour chaque semaine les prélèvements possibles dans les réservoirs hydroélectriques flexibles (réservoirs, centrales de pompage-turbinage). Dans un deuxième temps, un modèle affiné, mais plus complexe à calculer, a permis d'optimiser à nouveau pour chaque semaine (168 heures) l'utilisation de toutes les

centrales et de tous les réservoirs en tenant compte de toutes les restrictions d'exploitation ainsi que de l'utilisation autorisée des réservoirs hydroélectriques déterminée précédemment.

Enfin, les coûts horaires, l'utilisation de l'énergie nucléaire et des centrales thermiques en France et en Allemagne, ainsi que les importations et les exportations des pays voisins de la Suisse et du reste de l'Europe ont été intégrés dans le modèle suisse (*ehub*). Sur la base de ces entrées, l'échange d'électricité (importation/exportation) de la Suisse avec ses zones-bilans directement voisines a été calculé dans une étape ultérieure avec le modèle suisse (*ehub*), y compris un module simplifié pour l'utilisation optimale en termes de coûts (*dispatch*) des centrales hydrauliques, à gaz, à charbon et à pétrole flexibles chez les voisins, simultanément avec la modélisation du système énergétique suisse (y compris gaz, chaleur, mobilité, etc.).

5.4.2 Prix de l'électricité

Les prix horaires de l'électricité par pays peuvent être déduits à partir modèle de marché de l'électricité décrit ci-dessus. Ceux-ci sont représentés à la Figure 54 en tant que valeurs moyennes mensuelles pour les pays voisins de la Suisse par année de référence et scénario. Une représentation correspondante par année de référence et par scénario, ventilée par moment de la journée et par saison, est fournie à la Figure 55.

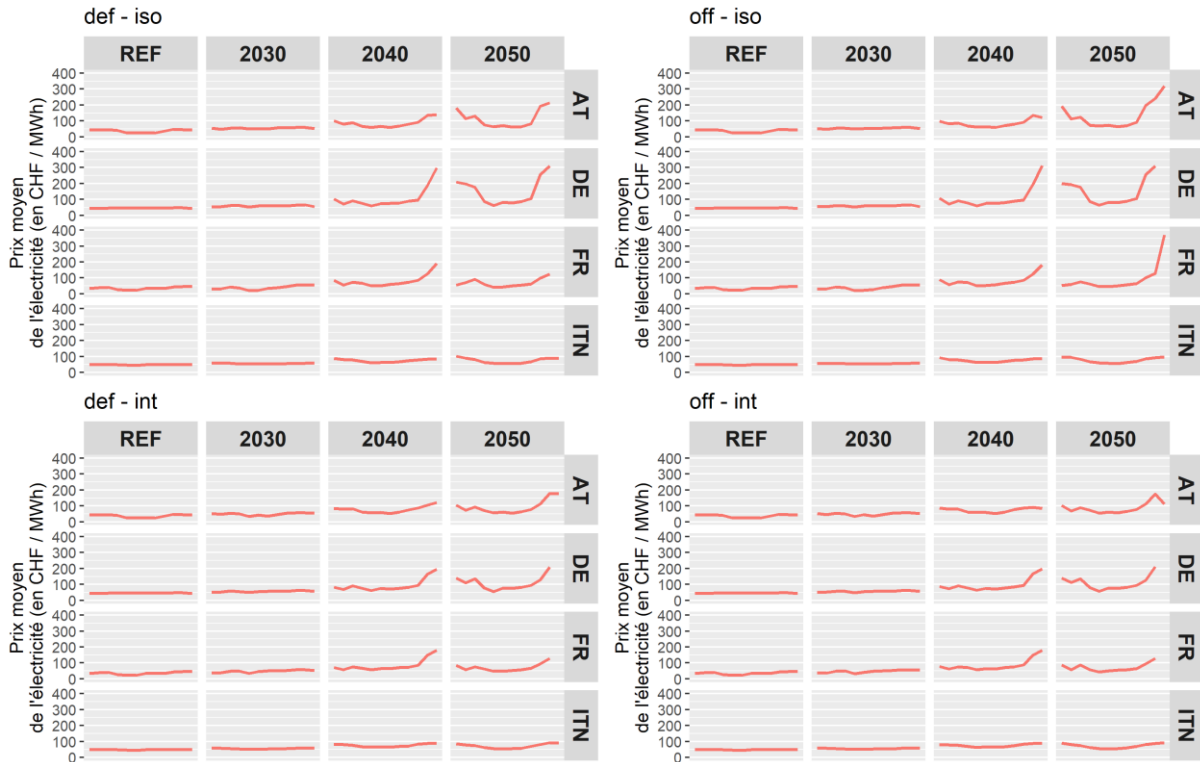


Figure 54 Prix moyens de l'électricité dans les pays voisins de la Suisse, par mois, par an et par scénario, dérivés du modèle de marché de l'électricité selon le principe de l'ordre d'appel (*merit order*)

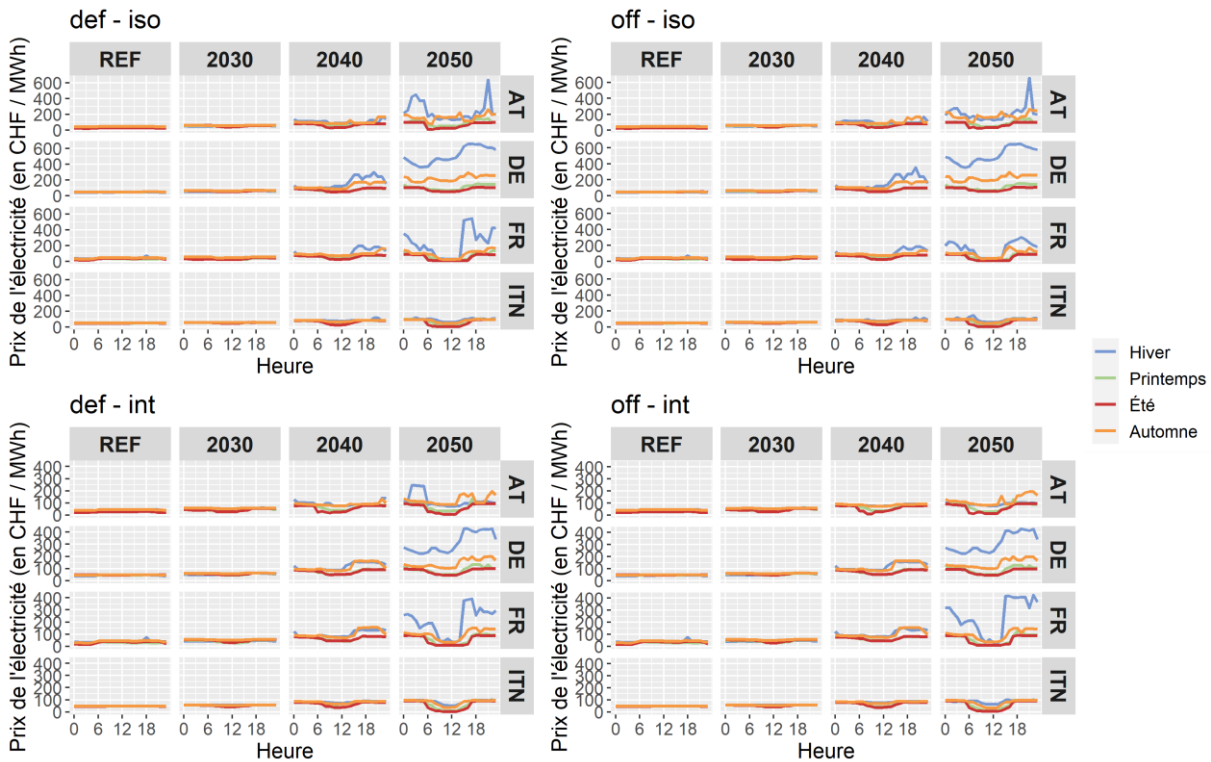


Figure 55 Prix moyens de l'électricité dans les pays voisins de la Suisse, par saison, par moment de la journée, par an et par scénario, dérivés du modèle de marché de l'électricité selon le principe de l'ordre d'appel (*merit order*)

5.5 Résultats détaillés

Les graphiques suivants complètent les résultats présentés dans le rapport principal. Le volume considérable des données des calculs effectués permettrait d'autres analyses et représentations, qui dépassent toutefois le cadre de ce rapport. Des documents complémentaires sont disponibles sur le site web de l'AES consacré à l'étude (www.avenirenergetique2050.ch).

5.5.1 Puissances/capacités installées

5.5.1.1 Production d'électricité

La Figure 56 présente la puissance installée des technologies de production d'électricité dans les différents scénarios et années de référence.

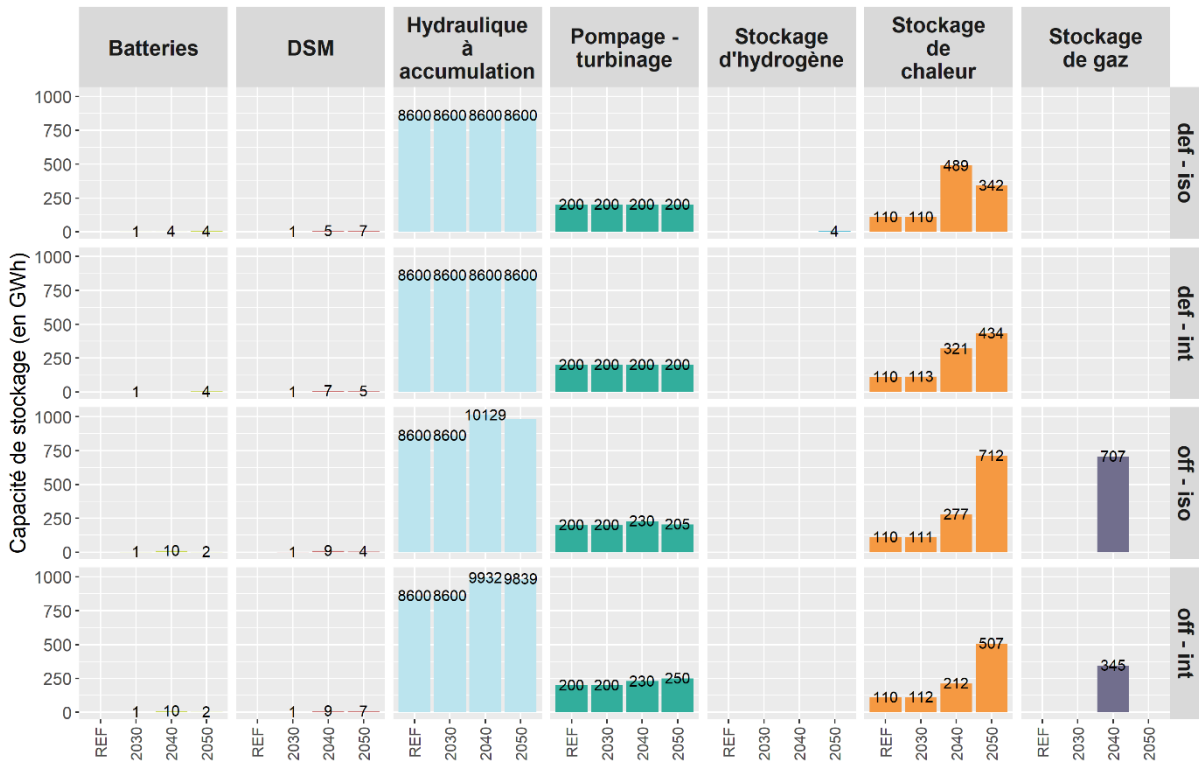


Figure 57 Capacité des technologies de stockage d'électricité et de chaleur dans les différents scénarios et années de référence

5.5.2 Profils horaires des besoins et de la production d'électricité

Le profil horaire des besoins et de la production d'électricité (y compris les importations/exportations, l'alimentation des pompes et les pertes de réseau) est illustré à la Figure 58. La moyenne hebdomadaire correspondante est en outre représentée par une ligne rouge. Il apparaît que la volatilité de la consommation ou de la production d'électricité, notamment en raison du développement du photovoltaïque (PV) en été, augmente considérablement par rapport à l'année REF. Dans les scénarios «défensif», qui présentent le développement le plus important du photovoltaïque, on observe à partir de 2040 des pics de puissance horaire atteignant parfois 25 GW en été. À titre de comparaison, les pics de puissance estivaux dans

l'année REF atteignent au maximum 15 GW.

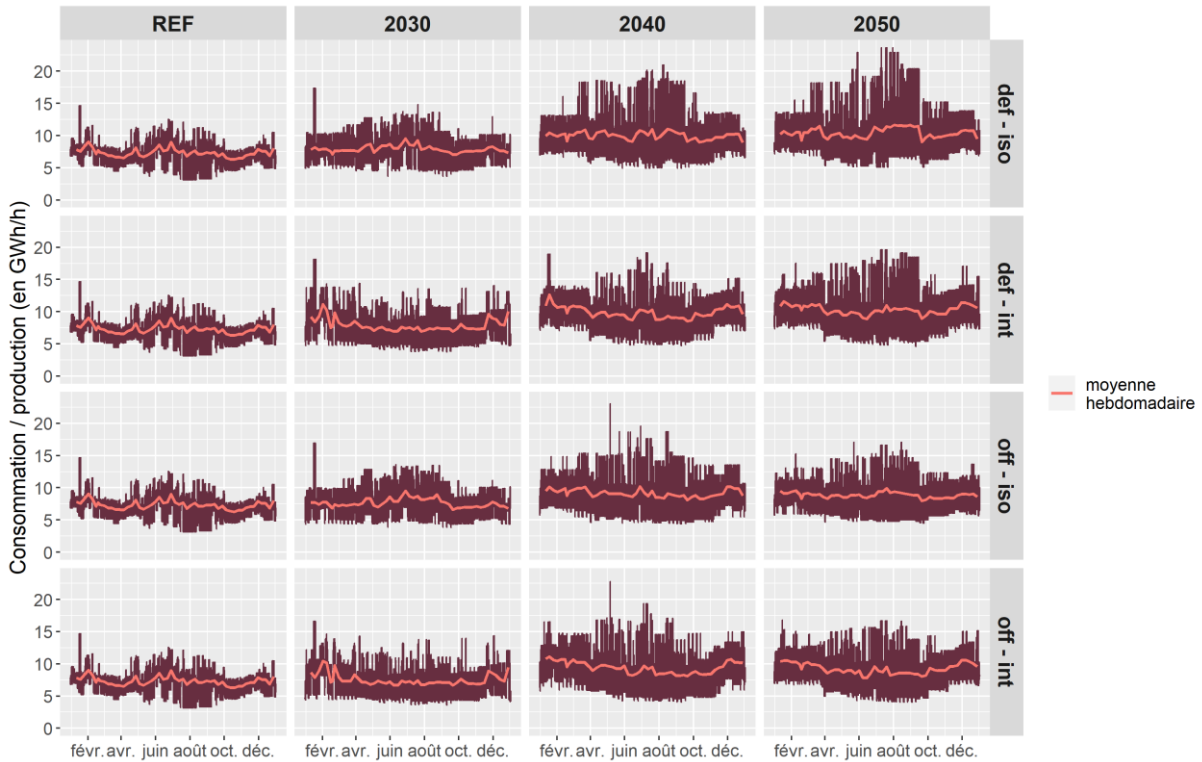


Figure 58 Profil horaire de la consommation et de la production d'électricité (y compris importations/exportations, alimentation des pompes et pertes de réseau) par année et par scénario.

5.5.4 Résultats du scénario «défensif-isolée»

La Figure 59 représente la demande/consommation annuelle d'électricité et la production annuelle d'électricité dans le scénario «défensif-isolée» pour toutes les années de référence.

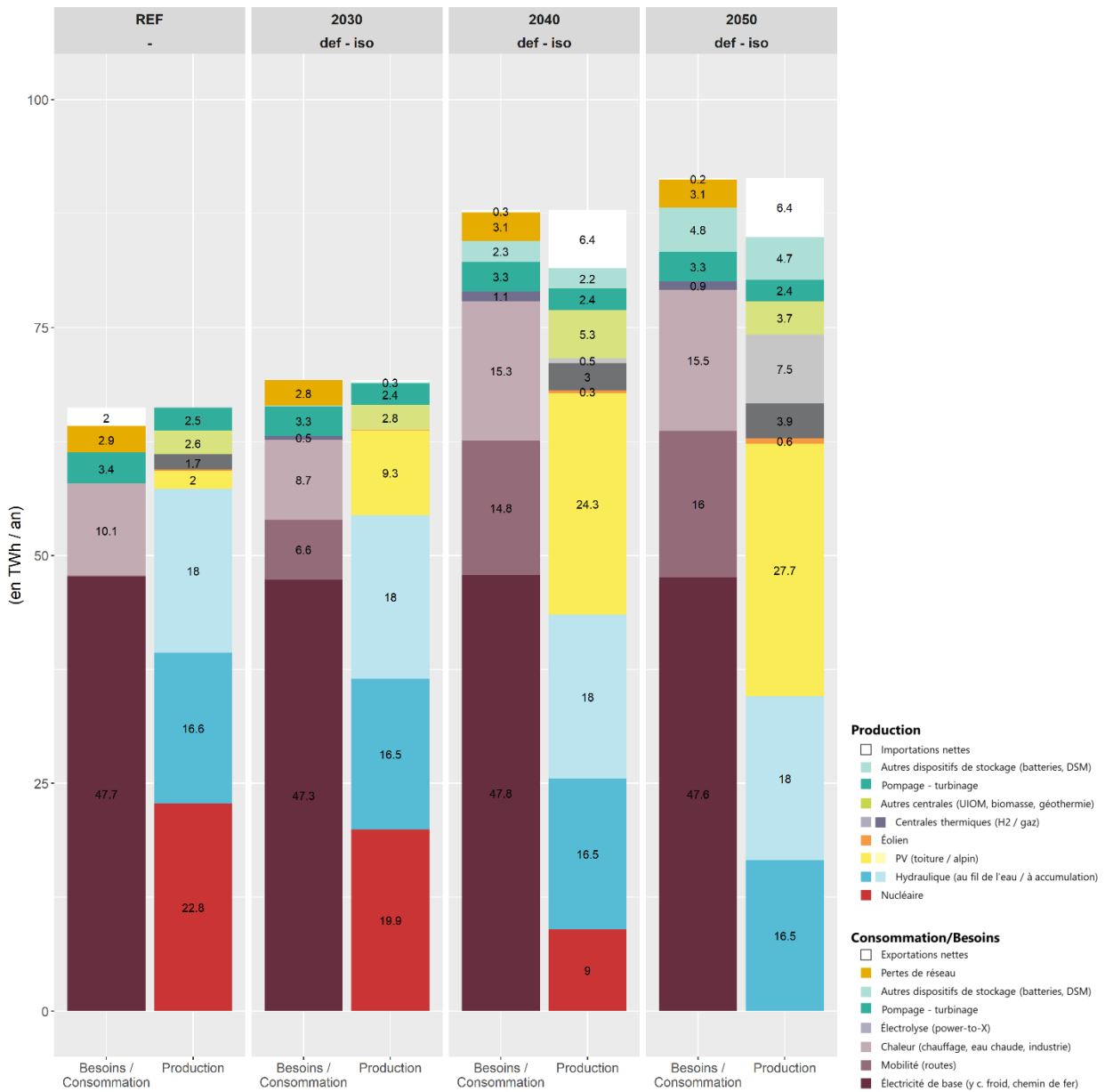


Figure 59 Demande/consommation annuelle d'électricité et production annuelle d'électricité dans le scénario «défensif-isolée» pour toutes les années de référence

Les importations ou exportations nettes d'électricité agrégées par semaine dans le scénario «défensif-isolée» (y compris les capacités de transport transfrontalier disponibles NTC) sont représentées à la Figure 60 pour toutes les années de référence.

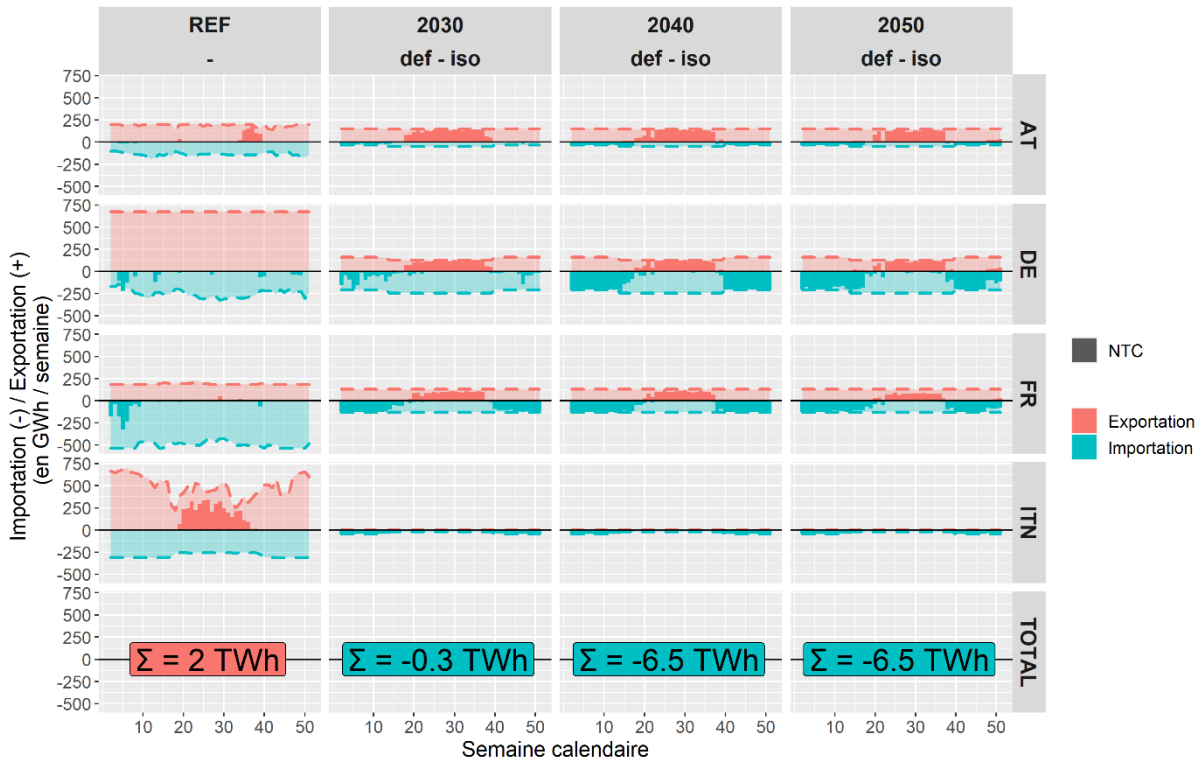


Figure 60 Bilans hebdomadaires des flux nets d'importation/exportation dans le scénario «défensif-isolée» pour toutes les années de référence

5.5.6 Résultats du scénario «défensif-intégrée»

La Figure 61 représente la demande/consommation annuelle d'électricité et la production annuelle d'électricité dans le scénario «défensif-intégrée» pour toutes les années de référence.

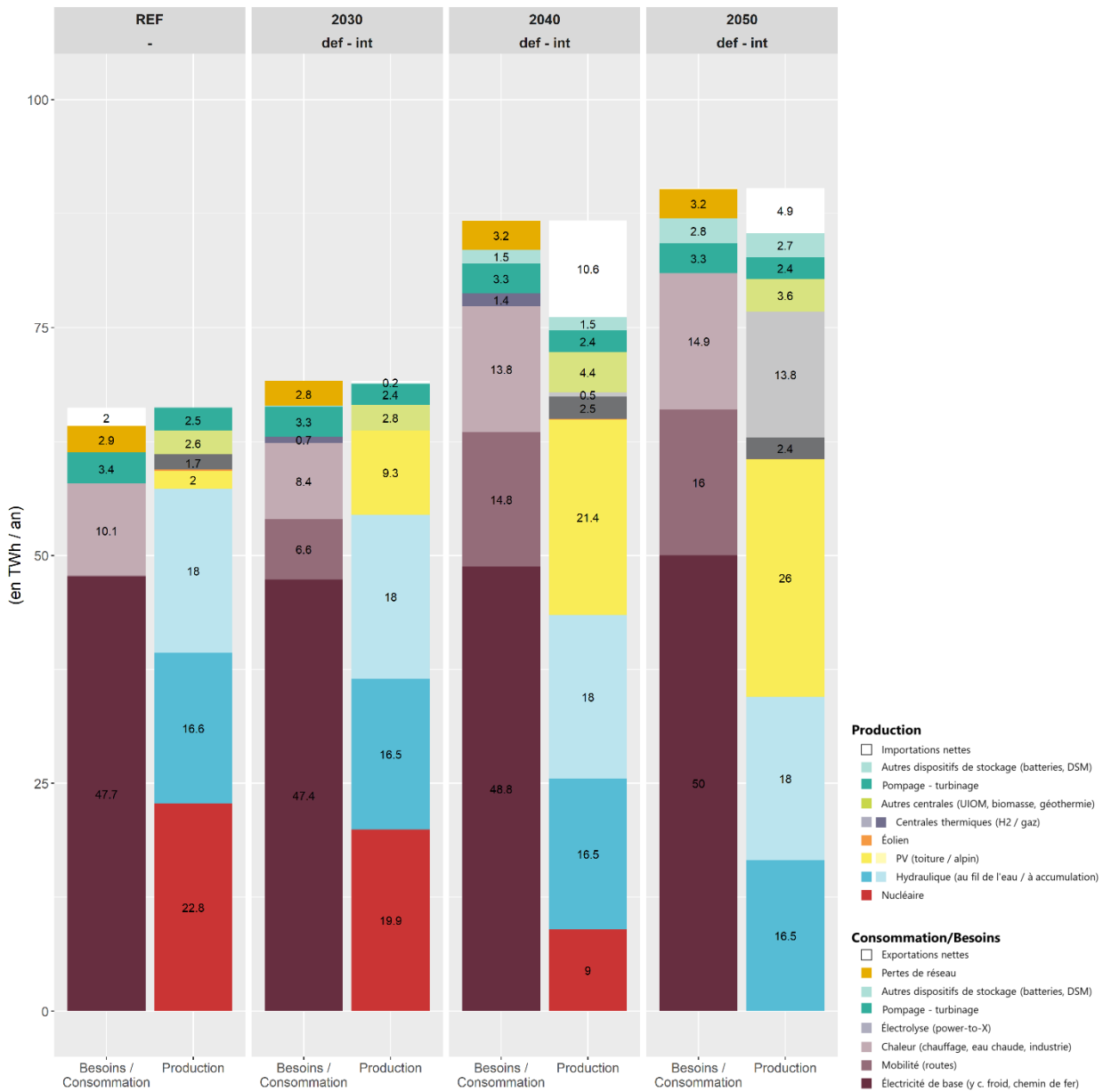


Figure 61 Demande/consommation annuelle d'électricité et production annuelle d'électricité dans le scénario «défensif-intégrée» pour toutes les années de référence

Les importations ou exportations nettes d'électricité agrégées par semaine dans le scénario «défensif-intégrée» (y compris les capacités de transport transfrontalier disponibles NTC) sont représentées à la Figure 62 pour toutes les années de référence.

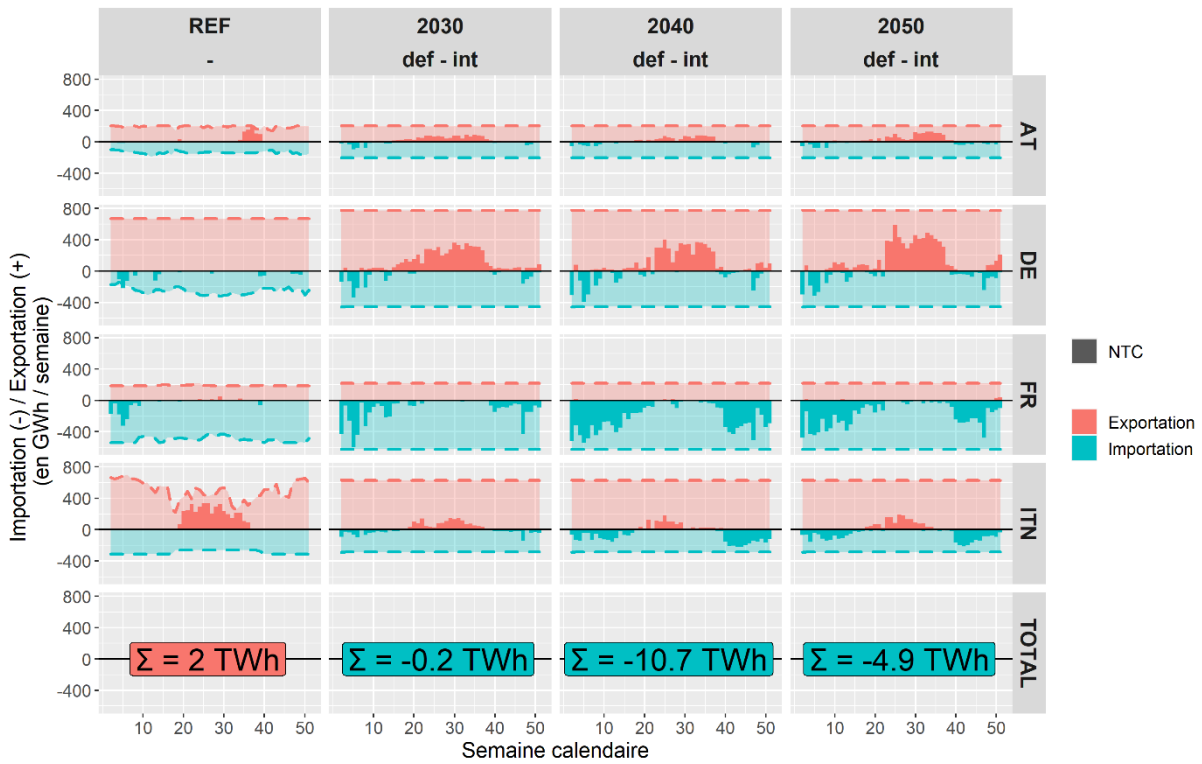


Figure 62 Bilans hebdomadaires des flux nets d'importation/exportation dans le scénario «défensif-intégrée» pour toutes les années de référence

5.5.8 Résultats du scénario «offensif-isolée»

La Figure 63 représente la demande/consommation annuelle d'électricité et la production annuelle d'électricité dans le scénario «offensif-intégrée» pour toutes les années de référence.

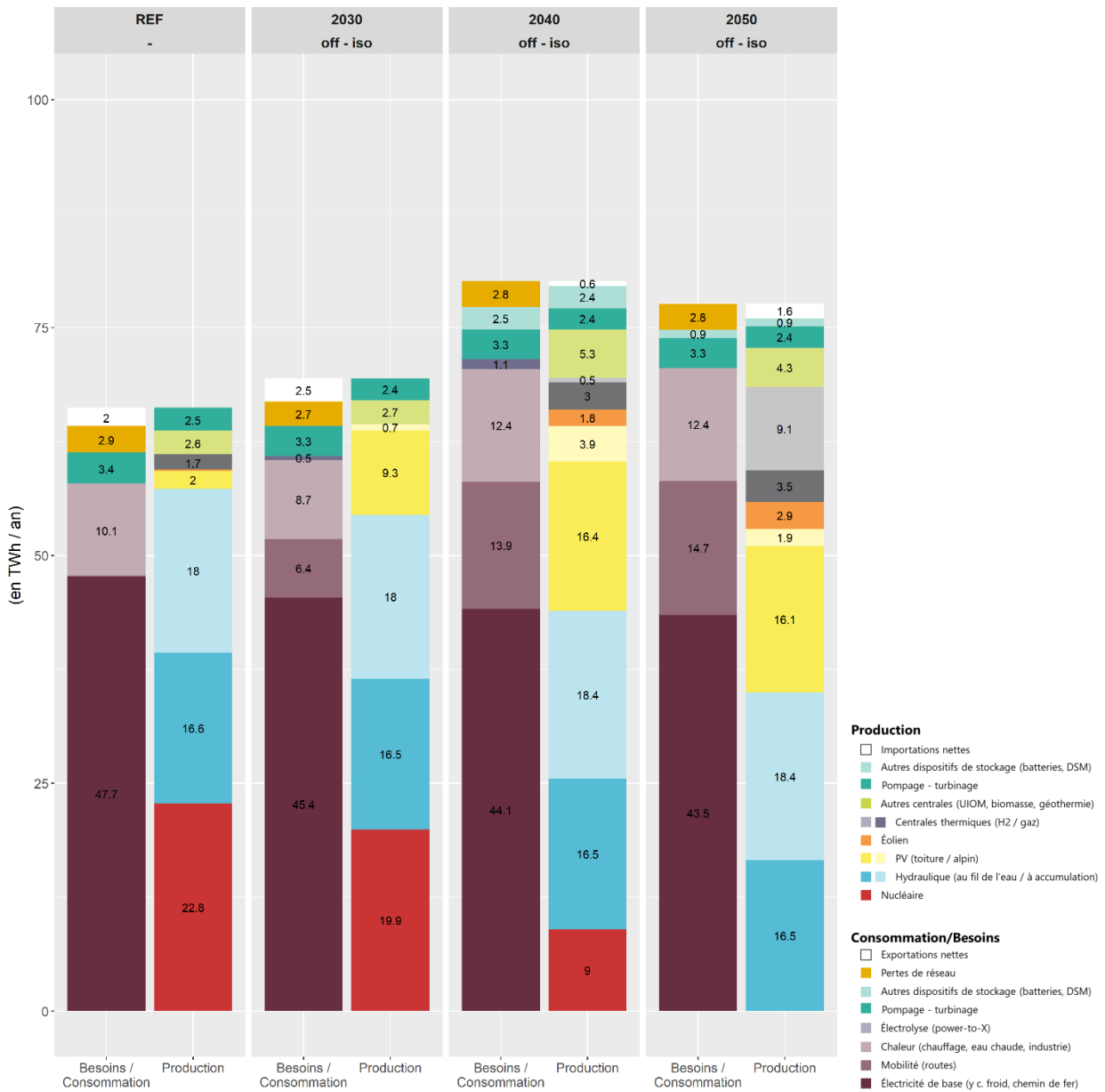


Figure 63 Demande/consommation annuelle d'électricité et production annuelle d'électricité dans le scénario «offensif-isolée» pour toutes les années de référence

Les importations ou exportations nettes d'électricité agrégées par semaine dans le scénario «offensif-isolée» (y compris les capacités de transport transfrontalier disponibles NTC) sont représentées à la Figure 64 pour toutes les années de référence.



Figure 64 Bilans hebdomadaires des flux nets d'importation/exportation dans le scénario «offensif-isolée» pour toutes les années de référence

5.5.10 Résultats du scénario «offensif-intégrée»

La Figure 65 représente la demande/consommation annuelle d'électricité et la production annuelle d'électricité dans le scénario «offensif-intégrée» pour toutes les années de référence.

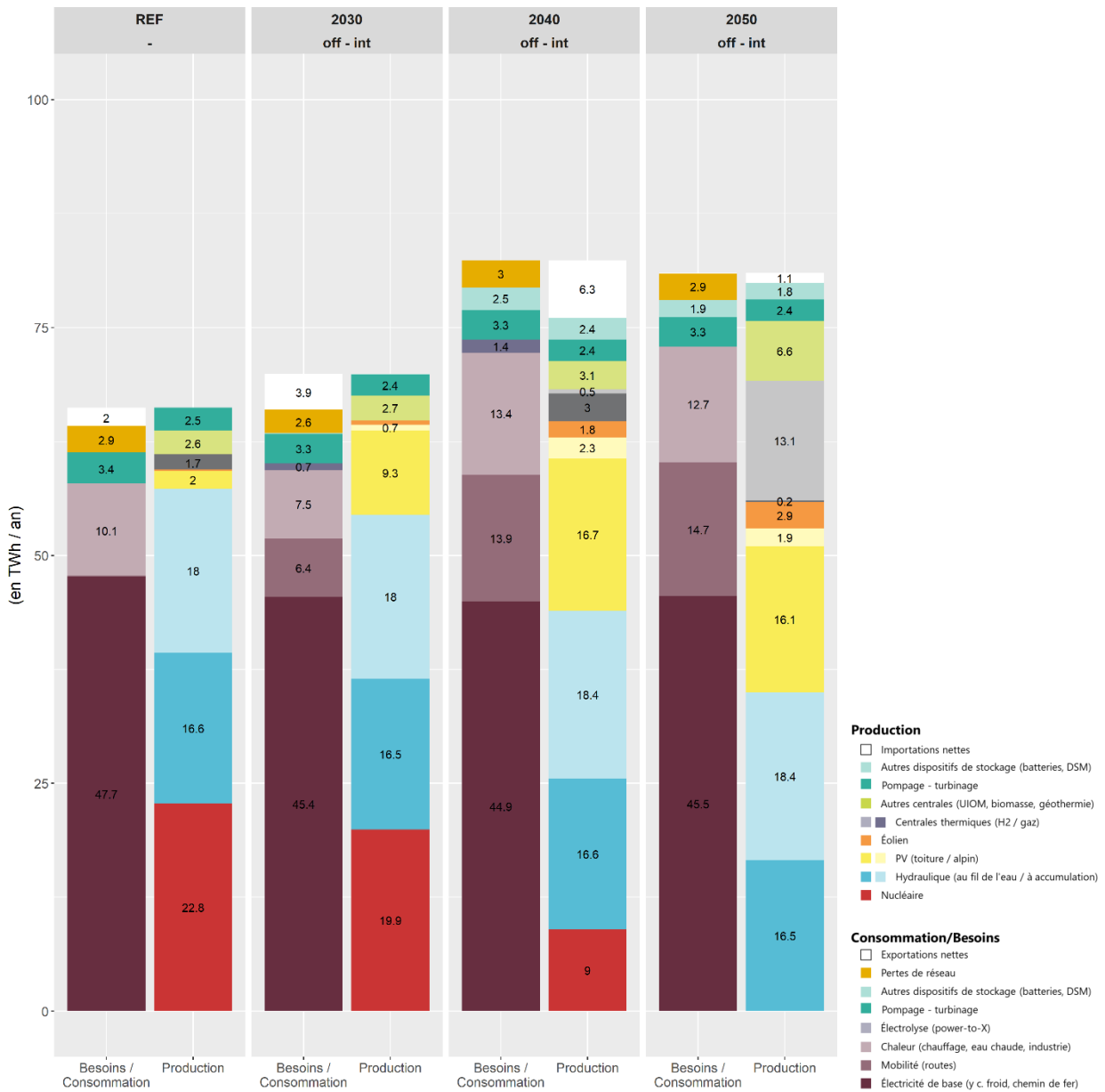


Figure 65 Demande/consommation annuelle d'électricité et production annuelle d'électricité dans le scénario «offensif-intégrée» pour toutes les années de référence

Les importations ou exportations nettes d'électricité agrégées par semaine dans le scénario «offensif-intégrée» (y compris les capacités de transport transfrontalier disponibles NTC) sont représentées à la Figure 66 pour toutes les années de référence.



Figure 66 Bilans hebdomadaires des flux nets d'importation/exportation dans le scénario «offensif-intégrée» pour toutes les années de référence

5.5.12 Comparaison des scénarios

La demande/consommation annuelle d'électricité et la production annuelle d'électricité par scénario pour les années 2030, 2040 et 2050 sont représentées respectivement à la Figure 67, à la Figure 68 et à la Figure 69. À titre de comparaison, le scénario REF est également représenté dans toutes les figures.

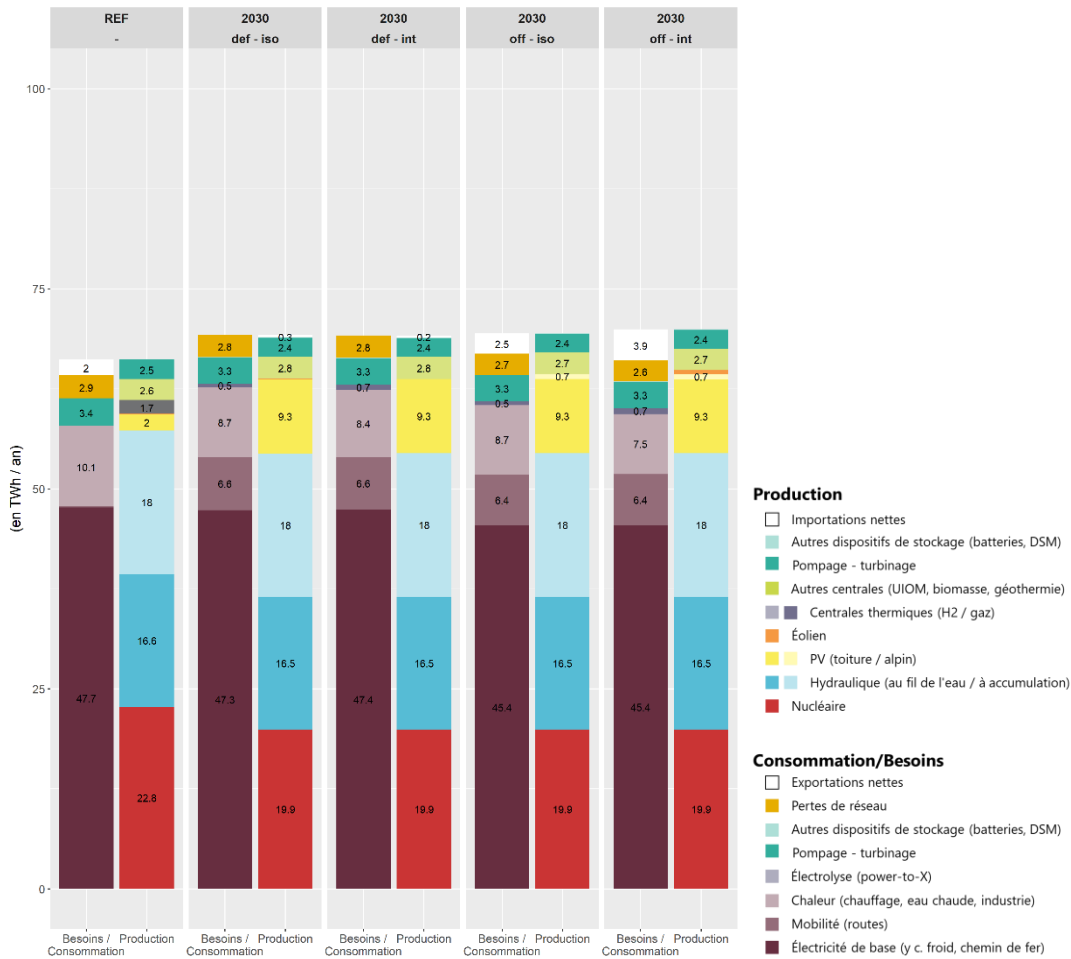


Figure 67 Comparaison de la demande/consommation annuelle d'électricité et de la production annuelle d'électricité de tous les scénarios pour l'année 2030. À titre de comparaison, le scénario REF est représenté tout à gauche.

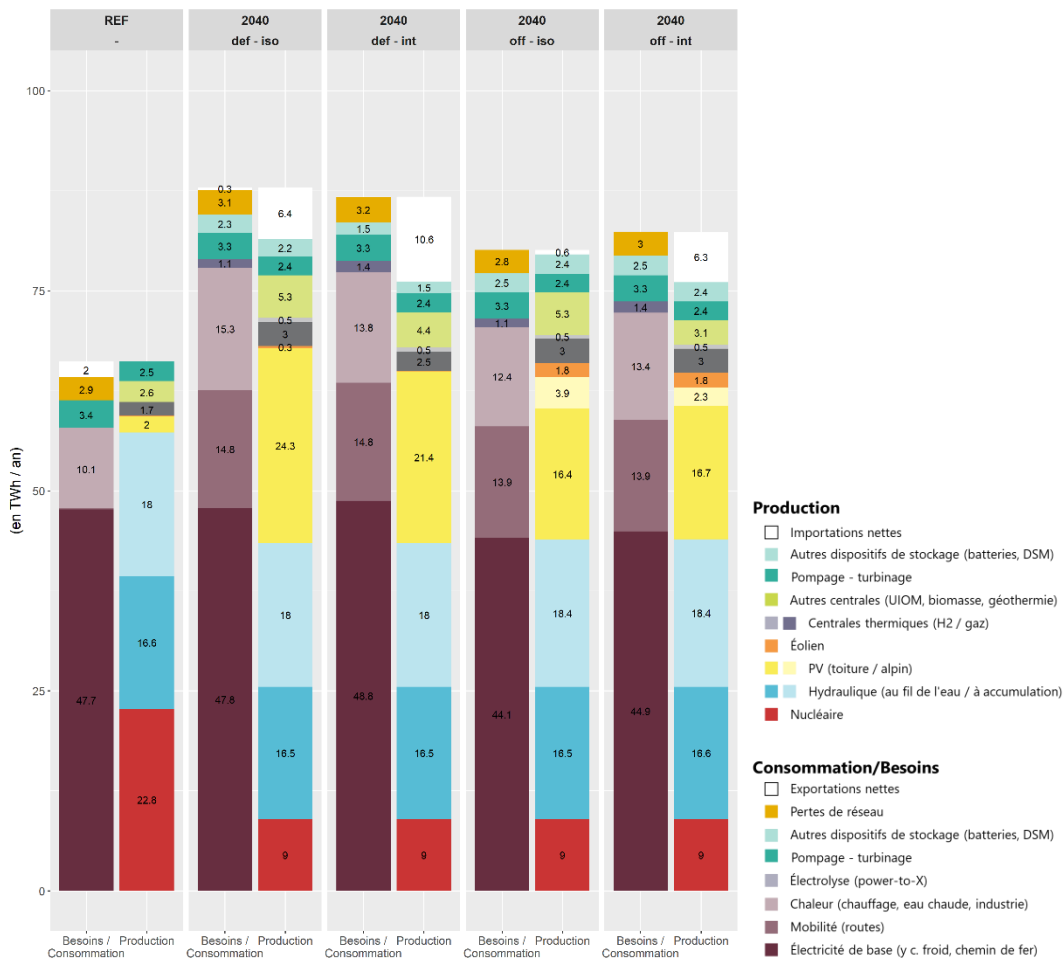


Figure 68 Comparaison de la demande/consommation annuelle d'électricité et de la production annuelle d'électricité de tous les scénarios pour l'année 2040. À titre de comparaison, le scénario REF est représenté tout à gauche.

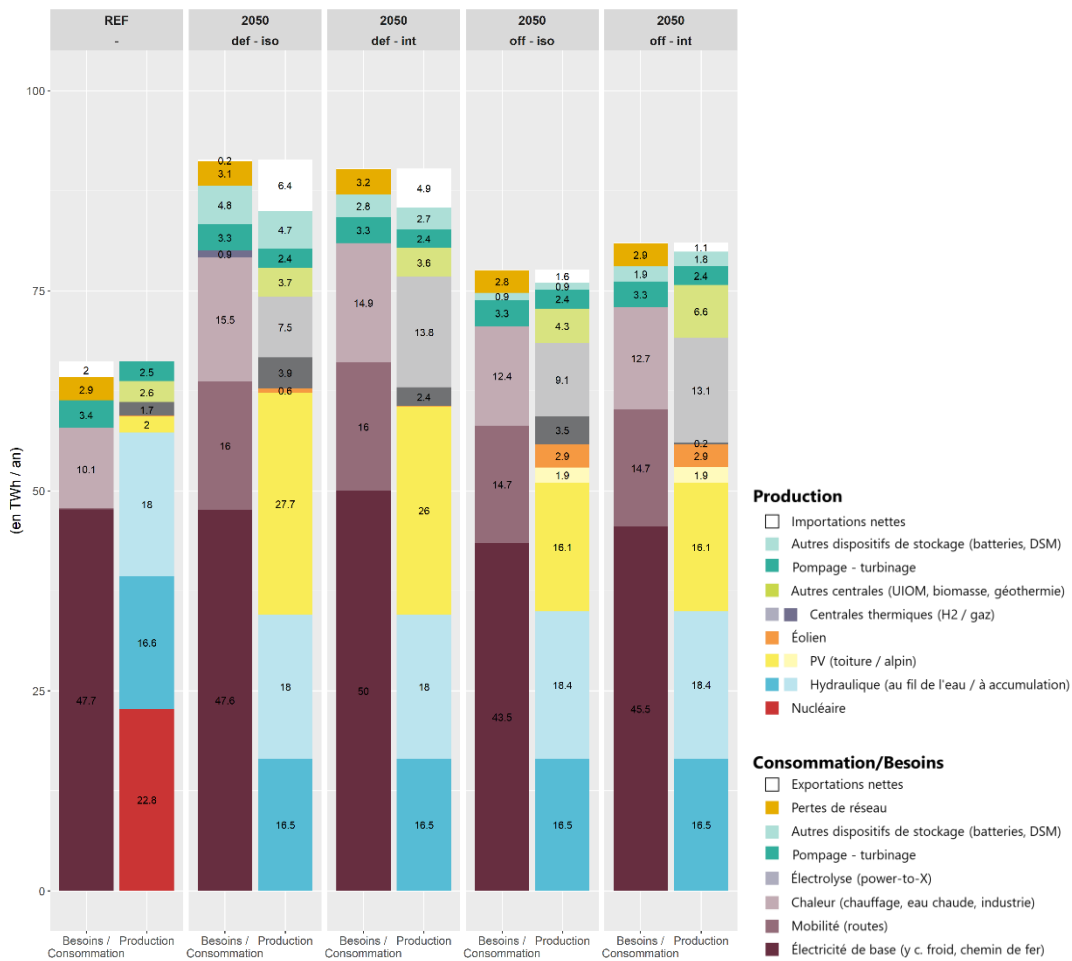


Figure 69 Comparaison de la demande/consommation annuelle d'électricité et de la production annuelle d'électricité de tous les scénarios pour l'année 2050. À titre de comparaison, le scénario REF est représenté tout à gauche.

5.5.13 Analyses spécifiques

5.5.13.1 Besoins en électricité supplémentaires

Les besoins d'électricité en plus des besoins de base pour la chaleur (pompes à chaleur, chauffages électriques), la mobilité (routes), l'électrolyse (*Power-to-X*) et le froid (climatisation) sont représentés à la Figure 70 pour toutes les années de référence et tous les scénarios.

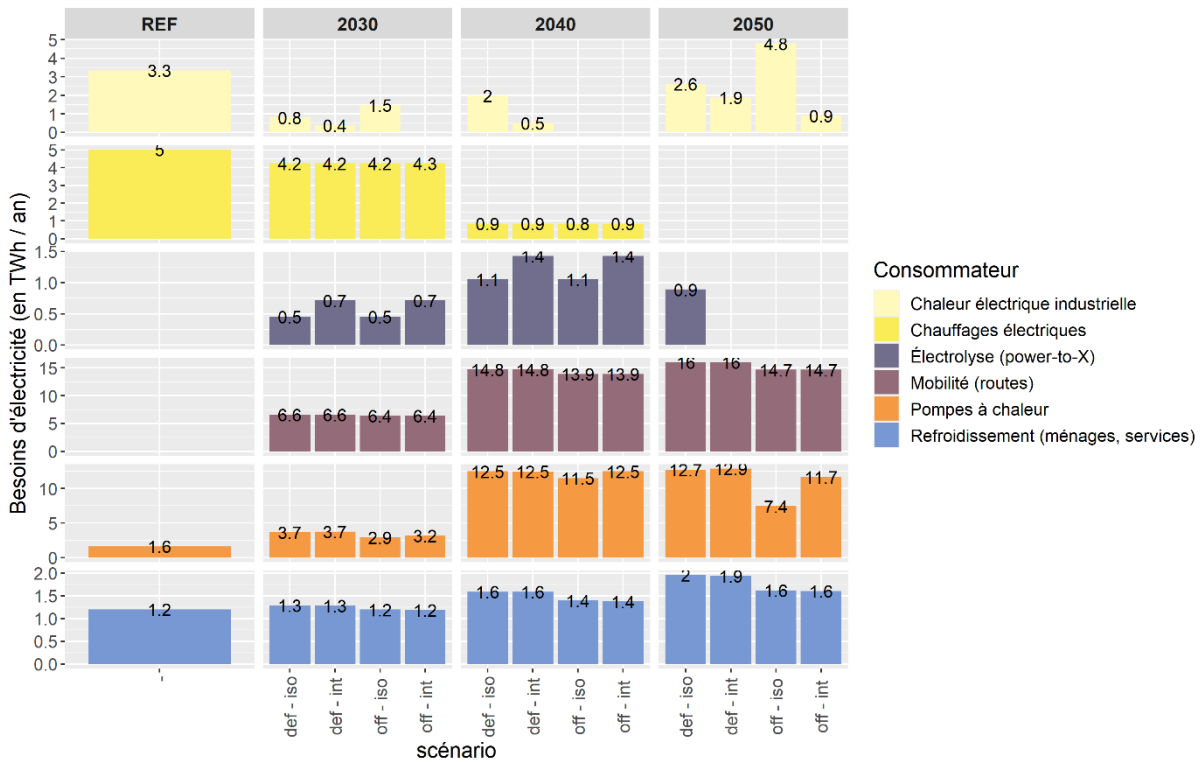


Figure 70 Consommation d'électricité ajoutée à la consommation de base par les nouvelles applications ou éliminée par les applications supprimées

5.5.13.2 Bilan du bois

La Figure 71 présente le bilan annuel du bois pour toutes les années de référence et tous les scénarios, réparti entre la demande et la production. Côté production, on trouve le bois (qui représente toute la biomasse solide comme les copeaux, les granulés, etc.) et côté demande, les centrales à énergie totale équipées (CETE) au bois pour la production d'électricité et de chaleur, ainsi que le chauffage au bois pour le chauffage des locaux, l'eau chaude et la chaleur industrielle.

On suppose un coût de combustible pour le bois indigène et importé de 34 CHF/MWh pour l'année REF et de 37, 43 et 47 CHF/MWh respectivement pour les années 2030, 2040 et 2050. Selon les PE 2050+, le potentiel du bois-énergie indigène est de 15,6 TWh maximum. Ce potentiel maximal est pleinement exploité dans toutes les années de référence et tous les scénarios. S'agissant du bois importé, un potentiel maximal de 2,0 TWh est supposé pour toutes les années et tous les scénarios, comme dans les PE 2050+. On constate que ce potentiel maximal est également pleinement exploité dans tous les scénarios et toutes les années (Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG, 2021).

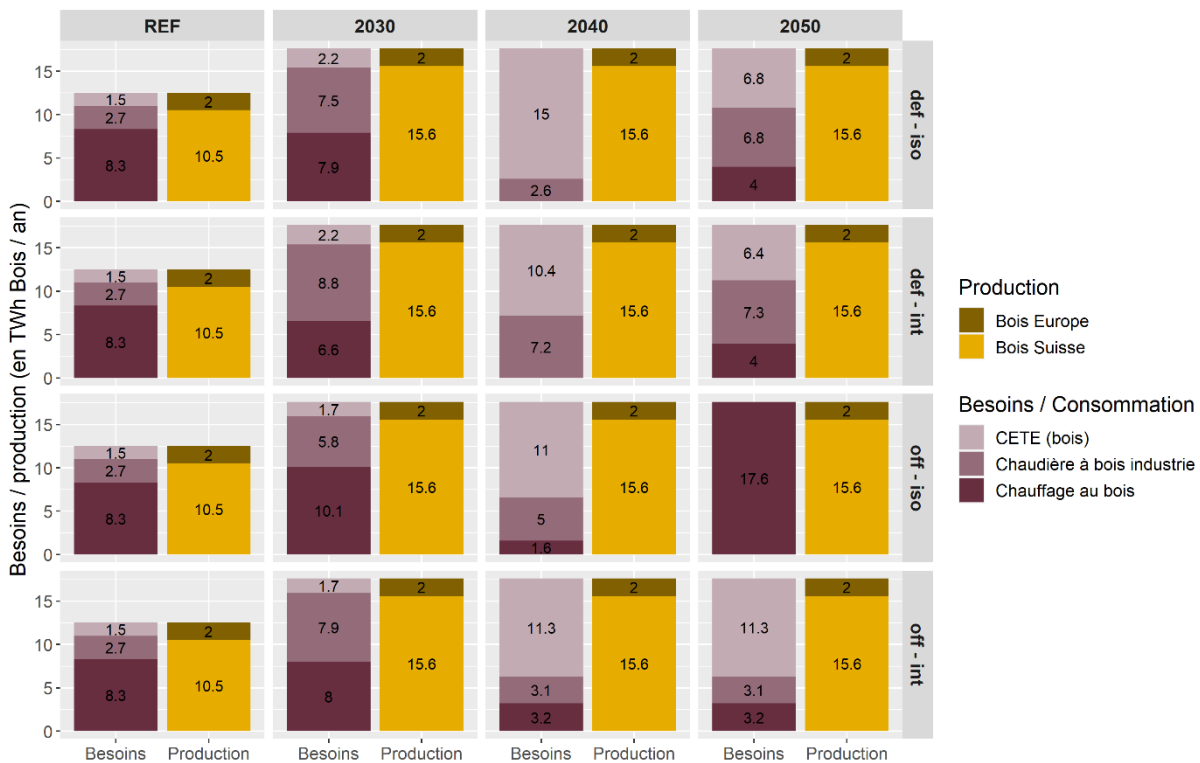


Figure 71 Bilan du bois en Suisse dans tous les scénarios et pour toutes les années

5.5.13.3 Analyse tabulaire des bilans énergétiques

Tableau 20 Récapitulatif de la production en TWh pour toutes les années de référence et tous les scénarios

Production	REF	2030		2030		2040		2040		2050		2050	
		déf-iso	déf-int	off-iso	off-int	déf-iso	déf-int	off-iso	off-int	déf-iso	déf-int	off-iso	off-int
Nucléaire	22,8	19,9	19,9	19,9	19,9	9,0	9,0	9,0	9,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Centrales au fil de l'eau	16,6	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,6	16,5	16,5	16,5	16,5
Éolien	0,1	0,0	0,0	0,0	0,5	0,3	0,0	1,8	1,8	0,6	0,0	2,9	2,9
PV_alpin	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	3,9	2,3	0,0	0,0	1,9	1,9
Centrales hydroélectriques à accumulation (<i>must-run</i>)	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
UIOM	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Gaz_CHP	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	2,5	3,0	3,0	3,9	2,4	3,5	0,2
Bois_CHP	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	3,0	2,1	2,2	0,0	1,4	1,3	0,0	2,3
Géothermie_CHP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,7	0,0	0,0	2,0	2,0
Pile à combustible, petite	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,0	1,0	0,8	1,0
Pile à combustible, grande	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	0,0
CCC_H ₂	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	12,8	6,8	12,1
Turbine pompage-turbinage	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Centrales hydroélectriques à accumulation (<i>must-run</i>)	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Centrales hydroélectriques à accumulation (nouvelles)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,0	0,0	0,4	0,4
Toitures photovoltaïques	2,0	9,3	9,3	9,3	9,3	24,3	21,4	16,4	16,7	27,7	26,0	16,1	16,1
Décharge de la batterie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,7	1,0	1,3	0,9	0,3	0,4

2050 Avenir énergétique



Production	REF	2030 déf-iso	2030 déf-int	2030 off-iso	2030 off-int	2040 déf-iso	2040 déf-int	2040 off-iso	2040 off-int	2050 déf-iso	2050 déf-int	2050 off-iso	2050 off-int
DSM off	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	1,3	1,5	1,7	1,4	3,4	1,8	0,6	1,4
Erreur de bilan (<i>slack</i>)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Importations brutes AT	0,1	0,4	0,6	0,2	0,5	1,0	0,6	0,4	0,4	0,9	0,9	0,6	0,6
Importations brutes DE	1,2	1,9	2,3	1,4	2,3	6,2	3,8	3,0	4,2	6,2	4,4	3,8	4,5
Importations brutes FR	1,8	4,8	31,9	4,7	31,9	4,6	24,3	4,3	24,2	4,7	24,5	5,0	24,9
Importations brutes ITN	0,0	1,3	7,5	1,2	6,4	1,3	6,8	1,2	6,2	1,3	7,0	1,2	7,3
Total (brut)	69,3	77,4	111,3	77,0	111,0	94,6	111,6	88,5	111,0	98,0	122,2	86,7	117,2
Importations nettes AT	-0,7	-2,7	-6,5	-3,1	-7,5	-1,6	-3,3	-2,9	-4,2	-1,8	-4,3	-3,6	-5,3
Importations nettes DE	1,2	-1,3	-28,0	-3,5	-28,7	3,9	-12,2	-0,0	-13,4	3,7	-15,8	0,4	-18,4
Importations nettes FR	1,7	3,1	31,9	2,9	31,9	2,8	24,1	2,3	24,1	3,3	24,2	3,6	24,6
Importations nettes ITN	-4,2	1,2	2,8	1,2	0,4	1,2	2,0	1,2	-0,1	1,3	0,8	1,2	0,2
SOMME importations nettes	-2,0	0,3	0,2	-2,5	-3,9	6,4	10,6	0,6	6,3	6,4	4,9	1,6	1,1
TOTAL (net)	66,2	69,3	69,2	69,4	69,9	87,9	86,7	80,1	82,4	91,4	90,3	77,6	81,0

Tableau 21 Récapitulatif de la consommation en TWh pour toutes les années de référence et tous les scénarios

Consommation	REF	2030				2040				2050			
		déf-iso	déf-int	off-iso	off-int	déf-iso	déf-int	off-iso	off-int	déf-iso	déf-int	off-iso	off-int
Pompe à chaleur chauffage	1,5	1,1	1,2	0,4	0,6	10,1	10,0	9,2	10,9	10,4	10,6	5,2	9,4
Pompe à chaleur eau chaude	0,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,1	0,4	1,3	1,3	1,3	1,3
Pompe à chaleur chaleur industrielle	0,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0
Rejet chaleur à distance	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rejet de chaleur chauffage	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rejet de chaleur industrielle	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Froid	1,2	1,3	1,3	1,2	1,2	1,6	1,6	1,4	1,4	2,0	1,9	1,6	1,6
Électrolyse	0,0	0,5	0,7	0,5	0,7	1,1	1,4	1,1	1,4	0,9	0,0	0,0	0,0
Pompe pompage-turbinage	3,4	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Chauffage él. eau chaude	2,1	1,8	1,8	1,8	1,8	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1
Chauffage él. chauffage	3,0	2,5	2,5	2,5	2,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1
Chauffage él. chaleur industrielle	3,3	0,8	0,4	1,5	0,1	2,0	0,5	0,0	0,0	2,6	1,9	4,8	0,9
Électricité de base	46,5	46,1	46,1	44,2	44,2	46,2	47,2	42,7	43,6	45,7	48,1	41,8	43,9
e-mobilité	0,1	6,6	6,6	6,4	6,4	14,8	14,8	13,9	13,9	16,0	16,0	14,7	14,7
Pertes de réseau	2,9	2,8	2,8	2,7	2,6	3,1	3,2	2,8	3,0	3,1	3,2	2,8	2,9
Charge de batterie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,7	1,1	1,4	1,0	0,3	0,5
Charge DSM	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	1,3	1,5	1,7	1,4	3,4	1,8	0,6	1,4
Ajustement	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0
Exportations brutes AT	0,7	3,1	7,1	3,3	8,0	2,7	3,9	3,3	4,6	2,8	5,2	4,2	6,0
Exportations brutes DE	0,0	3,3	30,3	4,9	31,0	2,3	16,0	3,1	17,5	2,5	20,2	3,5	22,8

2050 Avenir énergétique



Consommation	REF	2030				2040				2050			
		déf-iso	déf-int	off-iso	off-int	déf-iso	déf-int	off-iso	off-int	déf-iso	déf-int	off-iso	off-int
Exportations brutes FR	0,2	1,7	0,0	1,8	0,0	1,7	0,2	2,0	0,1	1,4	0,3	1,4	0,4
Exportations brutes IT	4,2	0,0	4,7	0,0	6,0	0,0	4,8	0,0	6,3	0,0	6,2	0,0	7,1
Total (brut)	69,3	77,4	111,3	77,0	111,0	94,6	111,6	88,5	111,0	98,0	122,2	86,7	117,2
Exportations nettes AT	0,7	2,7	6,5	3,1	7,5	1,6	3,3	2,9	4,2	1,8	4,3	3,6	5,3
Exportations nettes DE	-1,2	1,3	28,0	3,5	28,7	-3,9	12,2	0,0	13,4	-3,7	15,8	-0,4	18,4
Exportations nettes FR	-1,7	-3,1	-31,9	-2,9	-31,9	-2,8	-24,1	-2,3	-24,1	-3,3	-24,2	-3,6	-24,6
Exportations nettes ITN	4,2	-1,2	-2,8	-1,2	-0,4	-1,2	-2,0	-1,2	0,1	-1,3	-0,8	-1,2	-0,2
SOMME exportation nettes	2,0	-0,3	-0,2	2,5	3,9	-6,4	-10,6	-0,6	-6,3	-6,4	-4,9	-1,6	-1,1
TOTAL (net)	66,2	69,3	69,2	69,4	69,9	87,9	86,7	80,1	82,4	91,4	90,3	77,6	81,0

5.6 Table des abréviations

AC	<i>Alternating current</i> (courant alternatif)
BEV	<i>Battery electric vehicle</i> (Véhicule électrique à batterie)
CCC	Centrale à gaz à cycle combiné
CCF	Installation de couplage chaleur-force
CEND	Coût de l'énergie non distribuée
CETE	Centrale à énergie totale équipée
CFD	<i>Contracts for Difference</i> (Contrats sur différence)
CO ₂ -eq	équivalent CO ₂
DAC	<i>Direct air capture</i>
DC	<i>Direct current</i> (courant continu)
DSM	<i>Demand side management</i>
EUA	EU Allowance, quotas d'émission de carbone de l'UE, échangés dans le SEQE-UE
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GWc	Gigawatt crête
GWh	Gigawatt-heure
kW	Kilowatt
kWc	Kilowatt crête
kWh	Kilowatt-heure
MoPEC	Modèle de prescriptions énergétiques des cantons
Mt	Mégatonne (un million de tonnes)
MW	Mégawatt
MWc	Mégawatt crête
MWh	Mégawatt-heure

NR	Niveau de réseau (NR 1 = réseau à très haute tension, NR 3 = réseau haute tension, NR 5 = réseau moyenne tension, NR 7 = réseau basse tension)
NTC	<i>Net Transfer Capacity</i> , capacité transfrontalière commercialement disponible
OFEN	Office fédéral de l'énergie
OFEV	Office fédéral de l'environnement
PàC	Pompe à chaleur
PC	Pile à combustible
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Vehicle</i> (Véhicule hybride électrique rechargeable)
PIB	Produit intérieur brut
PPA	Poursuite de la politique énergétique actuelle
PV	Photovoltaïque
SDL	Services-système
SECO	Secrétariat d'État à l'économie
SEQE-UE	Système d'échange de quotas d'émission de l'UE -> EUA
Synfuel	Combustible ou carburant synthétique, fabriqué par voie chimique au moyen d'énergies renouvelables
TW	Térawatt
TWh	Térawatt-heure
TYNDP	<i>Ten-Year Network Development Plan</i>
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères
VUL	Véhicule utilitaire léger
VULo	Véhicule utilitaire lourd

5.7 Bibliographie

- AES/Electrosuisse. (2018, 05 16). La plus grande batterie de Suisse en service. *Bulletin.ch*. Récupéré sur <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/groesste-batterie-der-schweiz-in-betrieb.html>
- Agence pour l'Énergie Nucléaire. (2022). *Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050: Low Carbon Scenarios and their System Costs*. OCDE.
- Association Suisse de l'Industrie Gazière. (2016). *Statistique annuelle*. Zurich: ASIG.
- Beer, M., & Kyburz, R. (2019, 09 29). Mit Speicherwasser gegen die Dunkelflaute. (bulletin.ch, Éd.) *Bulletin*, pp. 51-56. Consulté le 11 05, 2022, sur <https://www.bulletin.ch/de/news-detail/mit-speicherwasser-gegen-die-dunkelflaute-1995.html>
- Boulouchos, K., Neu, U., & et al. (2022). *Swiss Energy System 2050: Pathways to Net Zero CO2 and Security of Supply*. Swiss Academies of Arts and Sciences. (en anglais et en allemand).
- Commission européenne. (2022, 10 24). *Énergie et pacte vert pour l'Europe*. Récupéré sur https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/energy-and-green-deal_fr
- Commission fédérale de l'électricité ElCom. (2021, 03 16). Directive 1/2021 de l'ElCom: WACC de la production. Berne. Récupéré sur <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/Weisungen/1-2021waccproduktion.pdf.download.pdf/1-2021%20-%20WACC%20de%20la%20production.pdf>
- Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie. (2022, Oktober 23). *Conférence des directeurs cantonaux de l'énergie*. Récupéré sur Politique énergétique: <https://www.endk.ch/fr/politique-energetique/mopec>
- De Felice, M. (2020, 03 10). *ENTSO-E PECD (European Climate Database) from MAF 2019 in CSV and Feather formats*. doi:<https://doi.org/10.5281/zenodo.3702418>
- de Haan, P., Rosser, S., Clausdeinken, H., Ribi, F., & Koller, L. (2021). *Szenarien der Elektromobilität in der Schweiz - Mise à jour 2021*. Zürich: EBP Schweiz AG (en allemand).
- Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC. (2021, 03 02). *Administration fédérale: DETEC, OFEN, Communiqués de presse*. Récupéré sur <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-82532.html>
- Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC. (2021). *Déclaration commune de la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique*. Berne. Récupéré sur <https://www.newsd.admin.ch/newsd/message/attachments/69602.pdf>
- Dujardin, J., Schillinger, M., Kahl, A., Savelsberg, J., Schlecht, I., & Lordan-Perret, R. (2022, Mars). Optimized market value of alpine solar photovoltaic installations. *Renewable Energy*(186), pp. 878-888. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.01.016>.
- EBP. (2022). *Electric and Hydrogen Mobility Scenarios Switzerland 2022 (Szenario ZERO-E)*. Zurich: EBP.
- Eckstein, S., Buddeke, M., & Merten, F. (2015). *Restore2050: Europäischer Lastgang 2050 - Projektbericht zum Arbeitspaket 4*. Wuppertal: Wuppertal Ministère fédéral de l'Éducation et de la Recherche.
- E-Cube. (2018). *Potentiel d'injection de gaz renouvelable dans le réseau suisse à l'horizon 2030*. Lausanne: E-Cube Strategy Consultants.
- Eggimann, S., Vulic, N., Rüdüsüli, M., Mutschler, R., Orehounig, K., & Sulzer, M. (2022). Spatiotemporal upscaling errors of building stock clustering for energy demand simulation. *Energy and Buildings*, 111844. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.111844>
- Euractiv. (2021, 11 8). *Hydrogène : la Belgique signe un accord avec le Chili, l'Allemagne séduit les Émirats arabes unis*. Récupéré sur <https://www.euractiv.fr/section/energie/news/hydrogene-la-belgique-signe-un-accord-avec-le-chili-lallemagne-seduit-les-eau/>

- Farinotti, D., Round, V., Huss, M., Compagno, L., & Zekollari, H. (2019, 11 14). Large hydropower and water-storage potential in future glacier-free basins. *Nature*(575), 341-344.
doi:<https://doi.org/10.1038/s41586-019-1740-z>
- Fasan, R. (2021). *Rechenzentren in der Schweiz - Bau- und Ausbaupläne*. Berne: Office fédéral de l'énergie.
- Frontier Economics Ltd. (2021). *Analyse Stromzusammenarbeit CH-EU*. Berne: Office fédéral de l'énergie OFEN. Récupéré sur <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/68521.pdf>
- Gelaro, R., & et. al. (2017). The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2). *Journal of Climate*, 5419-5454. doi:<https://doi.org/10.1175/JCLI-D-16-0758.1>
- GIEC. (2014). *Changements climatiques 2014: Rapport de synthèse*. Genève: GIEC. Consulté le 10 24, 2022, sur https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_fr.pdf
- Inspection fédérale de la sécurité nucléaire IFSN. (2012, 02 16). Durée de vie des centrales nucléaires: la sécurité est décisive, pas l'âge. Consulté le 10 24, 2022, sur <https://www.ensi.ch/fr/2012/02/16/duree-de-vie-des-centrales-nucleaires-la-securite-est-decisive-pas-lage/>
- Kemmler, A., Kirchner, A., & et. al. (2020). *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeabschätzungen 2030/2050*. Allemagne: Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie.
- Kemmler, A., Wunsch, A., & Burret, H. (2021). *Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030*. Allemagne: Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie BMWi.
- Liebreich Associates. (2021, 08 15). *The Clean Hydrogen Ladder*. Récupéré sur <https://www.liebreich.com/the-clean-hydrogen-ladder-now-updated-to-v4-1/>
- Loi fédérale sur l'énergie nucléaire. (2003, Mars 21). *Loi sur l'énergie nucléaire (LEnu)*. Suisse.
- Mantzou, L., Matei, N. A., Mulholland, E., Roszai, M., Tamba, M., & Wiesenthal, T. (2018). *JRC-IDEES 2015. Commission européenne, Joint Research Centre (JRC) [Dataset]*. Récupéré sur <https://data.jrc.ec.europa.eu/dataset/jrc-10110-10001>
- Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi). (2020). *Die Nationale Wasserstoffstrategie*. Berlin, Allemagne: Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi). Récupéré sur https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=20
- National Centre for Climate Services. (s.d.). *Scénarios climatiques pour la Suisse CH2018*. Récupéré sur <https://www.nccs.admin.ch/nccs/fr/home/changement-climatique-et-impacts/scenarios-climatiques-suisse.html>
- Office fédéral de l'énergie. (2016). *Statistique suisse des énergies renouvelables - Édition 2016*. Berne: Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC. Récupéré sur <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/8794> (en allemand)
- Office fédéral de l'énergie. (2019). *Statistique suisse des énergies renouvelables - Édition 2018*. Berne: Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC. Récupéré sur <https://pubdb.bfe.admin.ch/de/publication/download/9829> (en allemand)
- Office fédéral de l'énergie. (2021, 11 03). *Négociations Suisse-UE dans le domaine de l'énergie*. Récupéré sur <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/negotiations-suisse-ue-dans-le-domaine-de-lenergie.html>
- Office fédéral de l'énergie. (2021). *Statistique suisse de l'électricité*. Berne: Confédération suisse.
- Office fédéral de l'énergie. (2022). *Statistique des aménagements hydroélectriques (SAHE)*. Récupéré sur <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/statistiques-et-geodonnees/geoinformation/geodonnees/eau/statistique-des-amenagements-hydroelectriques.html>
- Office fédéral de l'énergie OFEN, Office fédéral de météorologie et de climatologie MétéoSuisse, Office fédéral . (s.d.). *toitsolaire.ch*. Récupéré sur <https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=fr>

- Office fédéral de l'environnement OFEV. (2012). *Impact des changements climatiques sur les eaux et les ressources en eau*. Berne: Office fédéral de l'environnement OFEV.
- Office fédéral de l'environnement OFEV. (2022). *Indicateurs de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre en Suisse*. Berne: Office fédéral de l'environnement OFEV.
- Office fédéral de la statistique. (2020, 08 25). *Population, évolution future, scénarios pour la Suisse*. Récupéré sur <https://www.bfs.admin.ch/bfs/fr/home/statistiques/population/evolution-future/scenarios-suisse.assetdetail.12107011.html>
- Office fédéral de l'énergie. (2021). *Consommation d'électricité et potentiel d'efficacité énergétique des centres de données en Suisse*. Berne: Office fédéral de l'énergie.
- Office fédéral du développement territorial. (2022). *Perspectives d'évolution du transport en Suisse 2050*. Berne: Office fédéral du développement territorial (ARE). Récupéré sur <https://www.are.admin.ch/are/fr/home/mobilite/bases-et-donnees/perspectives-transport.html>
- Orth, N., Weniger, J., Meissner, L., Lawaczek, I., & Quaschnig, V. (2022). *Stromspeicher-Inspektion*. Berlin: htw Berlin. Récupéré sur <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/HTW-Stromspeicher-Inspektion-2022.pdf>
- Panos, E., Kober, T., Ramachandran, K., & Hirschberg, S. (2021). *Long-term Energy Transformation Pathways - Integrated Scenario Analysis with the Swiss Times Energy Systems Model*. Würenlingen: Paul Scherrer Institute.
- Prognos AG & TEP Energy GmbH. (2021). *Perspectives énergétiques 2050+ Digression «Exkurs Thermische Stromerzeugung und Wärme-Kraft-Kopplung»*. Berne: Office fédéral de l'énergie OFEN. Récupéré sur <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA>
- Prognos AG. (2021). *Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2020 nach Verwendungszwecken*. Berne: Office fédéral de l'énergie OFEN. Récupéré sur <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/energieverbrauch-nach-verwendungszweck.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93b>
- Prognos AG, Infrac AG, & TEP Energy GmbH. (2021). *Perspectives énergétiques 2050+*. Berne: Office fédéral de l'énergie OFEN.
- Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG. (2020). *Perspectives énergétiques 2050+ Rapport succinct*. Berne: Office fédéral de l'énergie OFEN. Récupéré sur <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/perspectives-energetiques-2050-plus.html#kw-104426>
- Prognos AG, Infrac AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG. (2021). *Perspectives énergétiques 2050+, digression «Exkurs Biomasse. Potenziale und Einsatz in den Szenarien»*. Berne: Office fédéral de l'énergie OFEN.
- Règlement (UE) 2019/943. (2019, 06 19). *Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité*. Récupéré sur <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0943&rid=19>
- REGRT-E. (2020). *Ten-Year Network Development Plan 2020*. Bruxelles: REGRT-E.
- REGRT-E. (2022, 02 18). *Plateforme pour la transparence des informations*. Consulté le 11 06, 2022, sur <https://transparency.entsoe.eu/>
- REGRT-G, R.-E. e. (2022). *Ten-Year Network Development Plan 2022*. Bruxelles: REGRT-E et REGRT-G.
- Romano, E., & et. al. (2022). CO2 and price impacts among EU countries on their pathway towards net-zero electricity supply - The spillover challenge. *Energy Economics*, (soumis).

- Rüdisüli, M., Romano, E., Eggimann, S., & Patel, M. K. (2022). Decarbonization strategies for Switzerland considering embedded greenhouse gas emissions in electricity imports. *Energy Policy*, 112794. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112794>
- SCCER-Joint Activity Scenarios and Modelling (JASM). (2019, 02 27). *Demand hourly profile in STEM*. Récupéré sur Space heating, process heat, water heating, air conditioning and other electric appliances (e.g. refrigerators, ovens, information&communication technologies, washers and dryers,etc.) hourly profile by typical day and sector - Assumption in STEM model: <https://data.sccer-jasm.ch/demand-hourly-profile>
- Schaefli, B. (2015). Projecting hydropower production under future climates: a guide for decision-makers and modelers to interpret and design climate change impact assessments. *WIREs Water*, 2:271-289. doi:<https://doi.org/10.1002/wat2.1083>
- Schaefli, B., Manso, P., Fischer, M., Huss, M., & Farinotti, D. (2019, 03). The role of glacier retreat for Swiss hydropower production. *Renewable Energy*(132), 615-627. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.104>
- Schaefli, B., Manso, P., Fischer, M., Huss, M., & Farinotti, D. (2019). The role of glacier retreat for Swiss hydropower production. *Renewable Energy*, 615-627. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.104>
- Secrétariat d'Etat à l'économie SECO. (2022, 10 24). *Scénarios d'évolution du PIB*. Récupéré sur https://www.seco.admin.ch/seco/fr/home/wirtschaftslage---wirtschaftspolitik/wirtschaftspolitik/Wachstumspolitik/szenarien_bip-entwicklung_schweiz.html
- Sommer, T. (2022). *Expected developments of thermal networks in Switzerland to reduce CO2 emissions*. Lucerne: HSLU.
- Sres, A. (2014). *Livre blanc «Le chauffage à distance en Suisse - Stratégie ASCAD*. Niederrohrdorf: Association suisse du chauffage à distance ASCAD.
- Thees, O., Burg, V., Erni, M., Bowman, G., & Lemm, R. (2017). *Biomassenpotenziale der Schweiz für die energetische Nutzung - Ergebnisse des schweizerischen Energiekompetenzzentrums SCCER BIOSWEET (57)*. Birmensdorf: WSL.
- van Rossum, R., Jaro, J., La Guardia, G., Wang, A., Kühnen, L., & Overgaag, M. (2022). *European Hydrogen Backbone - A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries*. ehb. Récupéré sur <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- Walch, A., Castello, R., Mohajeri, N., & Scartezzini, J.-L. (2020, 03 15). Big data mining for the estimation of hourly rooftop photovoltaic potential and its uncertainty. *Applied Energy*(262). doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114404>
- Walch, A., Rüdisüli, M., Castello, R., & Scartezzini, J.-L. (2021). Quantification of existing rooftop PV hourly generation capacity and validation against measurement data. *Journal of Physics: Conference Series*, 2042. doi:[doi:10.1088/1742-6596/2042/1/012011](https://doi.org/10.1088/1742-6596/2042/1/012011)
- Wang, D., Landolt, J., Mavromatidis, G., Orehounig, K., & Carmeliet, J. (2018). CESAR: A bottom-up building stock modelling tool for Switzerland to address sustainable energy transformation strategies. *Energy and Buildings*, 9-26. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.03.020>

Liste des tableaux

Tableau 1	Composantes des coûts du système modélisé.
Tableau 2	Prix de l'énergie primaire et des émissions utilisés pour 2050 (prix nominaux)
Tableau 3	Années de mise hors service des centrales nucléaires suisses
Tableau 4	Composition du parc suisse de voitures de tourisme par kilométrage
Tableau 5	Technologies de stockage prises en compte et leurs coûts
Tableau 6	NTC pour les deux accentuations par année de référence
Tableau 7	Volumes possibles d'importation d'hydrogène dans les deux modalités «intégrée» et «isolée». Dans le scénario «offensif-isolée», les importations possibles d'hydrogène sont légèrement plus élevées en raison de la disponibilité de la technologie.
Tableau 8	Technologies de maintien de la flexibilité à court terme
Tableau 9	Couplage de la capacité installée des batteries domestiques à la capacité PV installée en toiture modélisée. (Orth, Weniger, Meissner, Lawaczeck, & Quaschnig, 2022), (Prognos AG, Infras AG, TEP Energy GmbH & Ecoplan AG, 2020). Exemple de lecture: Dans l'année REF, une batterie a été intégrée à 15% des nouveaux systèmes PV installés. Pour chaque kWc de puissance PV, 1 kWh de capacité de batterie est installé avec une puissance de 0,6 kW. Pour une installation de 10 kWc, cela donne une batterie d'une capacité de 10 kWh et d'une puissance de 6 kW.
Tableau 10	Répartition des types de charge au fil du temps
Tableau 11	Caractéristiques des six clusters utilisés pour la modélisation des centrales à accumulation
Tableau 12	Répartition en pourcentage de la demande de chaleur industrielle par niveau de température et par technologie disponible
Tableau 13	Potentiel maximal de la chaleur à distance pour le chauffage, l'eau chaude et la chaleur industrielle
Tableau 14	Principaux paramètres des technologies de production utilisées pour 2050. Abréviations: EC = agent énergétique, η = rendement de conversion (en %), Cap_inst = capacité installée (en GW), CAPEX = investissement «overnight» (en CHF/kW), FOM = coûts fixes d'exploitation et d'entretien (en CHF/kW/an), VOM = coûts variables d'exploitation et d'entretien (en CHF/kWh).
Tableau 15	Détails des NTC entre la Suisse et les pays voisins. Les valeurs pour les scénarios «isolée» étant variables d'heure en heure, les chiffres indiqués sont les valeurs minimales et maximales respectives.
Tableau 16	Puissance installée et rendements (η) de toutes les technologies utilisées pour l'Autriche (AT)
Tableau 17	Puissance installée et rendements (η) de toutes les technologies utilisées pour l'Allemagne (DE)
Tableau 18	Puissance installée et rendements (η) de toutes les technologies utilisées pour la France (FR)
Tableau 19	Puissance installée et rendements (η) de toutes les technologies utilisées pour le nord de l'Italie (IT_N)
Tableau 20	Récapitulatif de la production en TWh pour toutes les années de référence et tous les scénarios
Tableau 21	Récapitulatif de la consommation en TWh pour toutes les années de référence et tous les scénarios

Liste des figures

- Figure 1 Représentation simplifiée du modèle de système utilisé. Centrales th.: centrales nucléaires, à gaz à cycle combiné, à gaz; H2: hydrogène; CETE: centrales à énergie totale équipées; PC: piles à combustible; PàC: pompes à chaleur; El.: chauffage électrique; MF: machines frigorifiques; DSM: Demand-Side-Management (automatisation pour le report de charge)
- Figure 2 Espace de solutions divisé en quatre blocs et les scénarios représentatifs correspondants dans l'étude «Avenir énergétique 2050»
- Figure 3 Prix de revient des technologies de production d'électricité et de chaleur utilisées. Les prix de revient obtenus sont basés sur des heures de pleine charge typiques équivalentes (texte en rouge) afin d'assurer la comparabilité. Les coûts technologiques sont présentés sous forme de valeurs moyennes pour chaque catégorie agrégée. Bases des besoins indigènes en électricité
- Figure 4 Besoins de base en électricité dans les quatre scénarios pour les années considérées
- Figure 5 Besoins mensuels de chaleur en Suisse par scénario et par an
- Figure 6 Consommation énergétique de la mobilité; à gauche: scénarios «isolée», à droite: scénarios «intégrée»
- Figure 7 Profils d'injection des apports de l'énergie hydraulique
- Figure 8 Capacités d'importation (Net Transfer Capacity, NTC) pour l'année de référence et les années futures, par pays d'importation/exportation et par type «isolée» et «intégrée»
- Figure 9 Vue d'ensemble des résultats concernant l'électricité des quatre scénarios représentatifs
- Figure 10 L'augmentation de la demande d'électricité dans le scénario «offensif-intégrée» et le recul simultané de la production actuelle indiquent un besoin de développement d'environ 37 TWh d'ici à 2050
- Figure 11 Dans l'exemple de scénario «offensif-intégrée», la consommation totale d'énergie finale diminue d'environ 25%, passant de plus de 200 TWh/an à environ 150 TWh/an. Pour les autres scénarios, la fourchette se situe entre 160 TWh/an («défensif-intégrée») et 140 TWh («offensif- isolée»).
- Figure 12 Évolution de la production et des besoins d'électricité en Suisse dans le scénario «offensif-intégrée»
- Figure 13 Production d'électricité mensuelle dans le scénario «offensif-intégrée»
- Figure 14 Représentation horaire de la production et des besoins d'électricité d'une semaine typique d'hiver (à gauche) et d'été (à droite) dans le scénario «offensif-intégrée» en 2050
- Figure 15 Contribution a) du photovoltaïque en toiture et b) du photovoltaïque alpin et des éoliennes dans le scénario «offensif-intégrée»
- Figure 16 Production d'électricité mensuelle dans le scénario «défensif-isolée»
- Figure 17 Représentation horaire de la production et des besoins d'électricité d'une semaine typique d'hiver (à gauche) et d'été (à droite) dans le scénario «défensif-isolée» en 2050
- Figure 18 Représentation mensuelle de tous les scénarios, production d'électricité
- Figure 19 Représentation mensuelle de tous les scénarios, consommation d'électricité (REF) et besoins d'électricité (2030, 2040 et 2050)
- Figure 20 Modèles d'importation par scénario, REF jusqu'en 2050. Les limites (lignes) indiquent les capacités maximales d'importation (Net Transfer Capacity, NTC).
- Figure 21 Production de chaleur pour toutes les années et tous les scénarios
- Figure 22 Bilans de l'hydrogène dans les quatre scénarios pour les quatre années de référence sélectionnées

- Figure 23 Bilans du méthane dans les quatre scénarios pour les quatre années de référence sélectionnées
- Figure 24 Réduction de la dépendance de l’approvisionnement énergétique suisse vis-à-vis des importations (besoin d’énergie primaire importée) grâce à l’électrification croissante et à l’augmentation de l’efficacité énergétique
- Figure 25 Évolution des émissions de CO₂ du système énergétique de la Suisse. En 2018, les émissions totales (y compris les émissions de gaz à effet de serre non énergétiques) de la Suisse s’élevaient à environ 46 Mt d’équivalents CO₂.
- Figure 26 Besoins d’électricité et de chaleur et coût de l’élimination du CO₂ en 2050
- Figure 27 Bilan quantitatif des émissions de CO₂ de la Suisse en 2050
- Figure 28 Coûts du système par an et par scénario. Les CAPEX représentent l’investissement annualisé pour le remplacement, ventilé par technologie (nucléaire, hydroélectrique, PV et autres). Les coûts d’exploitation et d’entretien (OPEX) représentent les coûts annuels variables et fixes de toutes les technologies.
- Figure 29 Évolution de la valeur du système énergétique pendant la période de transformation, cumulée de 2020 à 2050. Le bilan entre la construction et le démantèlement est indiqué dans les valeurs encadrées et correspond à l’augmentation nette de la valeur du système. La somme des valeurs positives correspond à la valeur ajoutée par les investissements à réaliser. La somme des valeurs négatives correspond à la perte de valeur due au démantèlement ou au non-remplacement des installations existantes.
- Figure 30 Modification du bilan électrique pour la sensibilité selon laquelle il n’est pas possible d’importer d’hydrogène en grande quantité
- Figure 31 Modification du bilan électrique en cas de doublement du prix de l’hydrogène pour les scénarios «intégrée»
- Figure 32 Variation du bilan électrique annuel en cas d’utilisation de SMR
- Figure 33 Variation du bilan électrique mensuel en cas d’utilisation de la technologie nucléaire de dernière génération (SMR)
- Figure 34 Modification du bilan électrique en cas d’augmentation de la demande d’électricité (+20%) pour le scénario «offensif-intégrée»
- Figure 35 Comparaison des vitesses de développement actuelles extrapolées du photovoltaïque et de l’éolien avec les objectifs de développement des versions offensives et défensives des scénarios
- Figure 36 Modification du bilan électrique dans le cas de figure le plus défavorable
- Figure 37 Comparaison des coûts systémiques des sensibilités étudiées en 2050
- Figure 38 Évolution du prix de l’énergie et du CO₂ basée sur le prix du CO₂ (bleu clair), le prix du combustible sur le marché mondial (gris clair), le prix du combustible sur le marché mondial incluant la taxe sur le CO₂ (gris foncé) et le prix du combustible incluant la taxe sur le CO₂ et les coûts de transport transfrontalier (rouge clair)
- Figure 39 Consommation de base, hors électricité pour les voitures de tourisme et les applications de chaleur, dans les quatre scénarios pour les quatre années de référence, répartie par secteur et par affectations
- Figure 40 Consommation d’énergie de la mobilité par catégorie de véhicules
- Figure 41 Besoins annuels de chauffage et de refroidissement pour les années et les scénarios étudiés
- Figure 42 Besoins horaires et mensuels moyens en chauffage, en eau chaude et en refroidissement (énergie utile) dans les bâtiments

- Figure 43 Profil de production au fil de l'eau pour l'année de référence
- Figure 44 Clustering de toutes les centrales à pompage-turbinage suisses selon la puissance installée (en MW) et les heures de pleine charge équivalentes (production annuelle par puissance installée)
- Figure 45 Niveau de remplissage des bassins d'accumulation au cours de l'année dans les 4 scénarios
- Figure 46 Niveau de remplissage des centrales de pompage-turbinage au cours de l'année dans les 4 scénarios
- Figure 47 Profils de production du parc nucléaire suisse pour les quatre années de référence
- Figure 48 Profils de vent utilisés pour l'année de référence, 2030, 2040 et 2050. On prévoit une augmentation des heures de pleine charge en raison d'éoliennes plus grandes et d'une technologie améliorée.
- Figure 49 Sites pour le photovoltaïque alpin
- Figure 50 Profils de production des différentes orientations des installations PV en toiture et alpines au sol
- Figure 51 Production éolienne et photovoltaïque alpine dans tous les scénarios et pour toutes les années de référence
- Figure 52 Production et ajustement de l'électricité photovoltaïque dans tous les scénarios et années de référence
- Figure 53 Prix de revient de l'hydrogène produit par électrolyse en Suisse, basé sur le nombre d'heures de pleine charge équivalentes et les prix moyens de l'électricité. Les coûts de l'hydrogène vert importé sont représentés à titre de comparaison (lignes noires horizontales en pointillés). La référence est de 3000 heures de pleine charge équivalentes.
- Figure 54 Prix moyens de l'électricité dans les pays voisins de la Suisse, par mois, par an et par scénario, dérivés du modèle de marché de l'électricité selon le principe de l'ordre d'appel (*merit order*)
- Figure 55 Prix moyens de l'électricité dans les pays voisins de la Suisse, par saison, par moment de la journée, par an et par scénario, dérivés du modèle de marché de l'électricité selon le principe de l'ordre d'appel (*merit order*)
- Figure 56 Puissance installée des technologies de production d'électricité dans les différents scénarios et années de référence
- Figure 57 Capacité des technologies de stockage d'électricité et de chaleur dans les différents scénarios et années de référence
- Figure 58 Profil horaire de la consommation et de la production d'électricité (y compris importations/exportations, alimentation des pompes et pertes de réseau) par année et par scénario.
- Figure 59 Demande/consommation annuelle d'électricité et production annuelle d'électricité dans le scénario «défensif-isolée» pour toutes les années de référence
- Figure 60 Bilans hebdomadaires des flux nets d'importation/exportation dans le scénario «défensif-isolée» pour toutes les années de référence
- Figure 61 Demande/consommation annuelle d'électricité et production annuelle d'électricité dans le scénario «défensif-intégrée» pour toutes les années de référence
- Figure 62 Bilans hebdomadaires des flux nets d'importation/exportation dans le scénario «défensif-intégrée» pour toutes les années de référence
- Figure 63 Demande/consommation annuelle d'électricité et production annuelle d'électricité dans le scénario «offensif-isolée» pour toutes les années de référence

- Figure 64 Bilans hebdomadaires des flux nets d'importation/exportation dans le scénario «offensif-isolée» pour toutes les années de référence
- Figure 65 Demande/consommation annuelle d'électricité et production annuelle d'électricité dans le scénario «offensif-intégrée» pour toutes les années de référence
- Figure 66 Bilans hebdomadaires des flux nets d'importation/exportation dans le scénario «offensif-intégrée» pour toutes les années de référence
- Figure 67 Comparaison de la demande/consommation annuelle d'électricité et de la production annuelle d'électricité de tous les scénarios pour l'année 2030. À titre de comparaison, le scénario REF est représenté tout à gauche.
- Figure 68 Comparaison de la demande/consommation annuelle d'électricité et de la production annuelle d'électricité de tous les scénarios pour l'année 2040. À titre de comparaison, le scénario REF est représenté tout à gauche.
- Figure 69 Comparaison de la demande/consommation annuelle d'électricité et de la production annuelle d'électricité de tous les scénarios pour l'année 2050. À titre de comparaison, le scénario REF est représenté tout à gauche.
- Figure 70 Consommation d'électricité ajoutée à la consommation de base par les nouvelles applications ou éliminée par les applications supprimées
- Figure 71 Bilan du bois en Suisse dans tous les scénarios et pour toutes les années

Citation

Marti, T., Sulzer, M., Rüdösüli, M., & et al. (13.12.2022): L'approvisionnement énergétique de la Suisse jusqu'en 2050. Synthèse des résultats et des bases.

Dans: Association des entreprises électriques suisses AES (13.12.2022): «Avenir énergétique 2050». Scénarios pour l'avenir énergétique et climatique. URL: www.avenirenergetique2050.ch.