












L'énergie nucléaire et le futur système énergétique suisse: une analyse par modélisation technico- économique

Rapport

Report

Author(s):

[Bardow, André](#) ; [Burgherr, Peter](#); [Darudi, Ali](#); [Fernandez de Losada, Lucas](#); [Filippini, Massimo](#) ; [Guidati, Gianfranco](#); [Hug, Gabriela](#) ; [Lordan-Perret, Rebecca](#); [Manera, Annalisa](#) ; [McKenna, Russell](#) ; [Moret, Stefano](#) ; [Panos, Evangelos](#); [Patt, Anthony](#); [Pautz, Andreas](#); [Sansavini, Giovanni](#) ; [Savelsberg, Jonas](#) ; [Schaffner, Christian](#) ; [Schmidt, Tobias](#) ; [Turan, Evren Mert](#) 

Publication date:

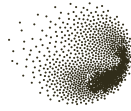
2026-06-29

Permanent link:

<https://doi.org/https://doi.org/10.3929/ethz-c-000802090>

Rights / license:

[In Copyright - Non-Commercial Use Permitted](#)



Rapport

L'énergie nucléaire et le futur système énergétique suisse : une analyse par modélisation technico-économique

Date 29 juin 2026

Auteurs André Bardow, Peter Burgherr, Ali Darudi, Lucas Fernandez de Losada, Massimo Filippini, Gianfranco Guidati, Gabriela Hug, Rebecca Lordan-Perret, Annalisa Manera, Russell McKenna, Stefano Moret, Evangelos Panos, Anthony Patt, Andreas Pautz, Giovanni Sansavini, Jonas Savelsberg, Christian Schaffner, Tobias Schmidt et Evren Turan

Table des matières

Table des matières	<i>i</i>
Tableaux et encadrés	<i>ii</i>
Figures	<i>ii</i>
Préface	<i>1</i>
Résumé exécutif	<i>3</i>
1 Introduction	<i>6</i>
2 Méthodes	<i>7</i>
2.1 Structure des modèles	<i>8</i>
2.2 Scénarios et hypothèses	<i>9</i>
2.2.1 Variantes politiques	<i>11</i>
2.2.2 Variantes d'investissement dans le nucléaire.....	<i>12</i>
2.2.3 Variantes de coût moyen pondéré du capital (WACC).....	<i>16</i>
2.3 Contexte des hypothèses des scénarios	<i>17</i>
3 Résultats et implications	<i>19</i>
4 Conclusion	<i>31</i>
5 Références	<i>34</i>

Tableaux et encadrés

Tableau 1 : Hypothèses de l'étude relatives aux nouvelles centrales nucléaires	14
Encadré 1 : Les perspectives en matière d'énergie nucléaire	18

Figures

Figure 1 : Scénarios de modélisation pertinents pour l'élaboration des politiques	11
Figure 2 : Approvisionnement annuel en électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » – WACC de 8%	20
Figure 3 : Échanges saisonniers d'électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » – WACC de 8%	23
Figure 4 : Consommation annuelle d'électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » – WACC de 8%	24
Figure 5: Prix de gros de l'électricité pour le lendemain modélisés pour 2050.....	25
Figure 6 : Capacité nucléaire totale installée (GW) en 2050 par rapport aux variantes de coûts d'investissement overnight pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 5%	26
Figure 7 : Approvisionnement annuel en électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 5%	27
Figure 8 : Consommation annuelle d'électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 5%	28
Figure 9 : Échanges saisonniers d'électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 5%	29
Figure 10 : Approvisionnement annuel en électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 8%	30
Figure 11 : Approvisionnement annuel en électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » – WACC de 5%	31

Préface

En Suisse, le débat sur les avantages et les inconvénients de l'énergie nucléaire a débuté avant même la mise en service, en 1969, de la première centrale nucléaire commerciale du pays, à Beznau. Aujourd'hui, plus de 50 ans plus tard, la population suisse devra probablement décider s'il faut réviser la législation actuelle et autoriser les entreprises à construire de nouvelles centrales nucléaires, ou s'il faut réaffirmer le résultat de la votation populaire de 2017 sur la transition énergétique, qui prévoyait la sortie du nucléaire. De nouveaux débats sur l'avenir de l'énergie nucléaire sont maintenant en cours partout dans le monde. Plusieurs pays européens prévoient d'étendre leur parc nucléaire, et les pays qui avaient entamé leur sortie du nucléaire réexaminent la question en fonction de leurs objectifs de sécurité énergétique ainsi que sociaux, environnementaux, économiques et techniques (par ex. Jorio 2025).

En vue de nourrir le débat national en Suisse, nous avons mis à profit l'expertise de l'ETH Zurich et de l'Institut Paul Scherrer (PSI) dans les domaines des systèmes énergétiques, de la technologie nucléaire et de l'analyse économique pour évaluer, d'un point de vue technique et économique, l'apport potentiel de nouvelles centrales nucléaires au futur système énergétique suisse.

Notre principale contribution réside dans la synthèse des résultats issus de quatre modèles technico-économiques. Ces modèles mettent en lumière les liens essentiels entre les aspects techniques et économiques de manière structurée, transparente et traçable. Ils varient par leur résolution temporelle et spatiale, leur niveau de détail technologique, leur prise en compte de la dynamique des marchés, ainsi que par leurs méthodes d'analyse d'incertitude et de sensibilité.

En adoptant une vision globale du système énergétique, nous déterminons le mix de production d'électricité optimal à l'aide d'un ensemble de scénarios harmonisés que nous avons définis en fonction de trois conditions : 1) la mise en place ou non d'un soutien politique de la part du gouvernement, par exemple sous la forme de subventions en faveur de la création de nouvelles capacités nucléaires parallèlement aux énergies renouvelables, 2) le niveau des coûts d'investissement *overnight* (*overnight capital costs*, OCC) à atteindre pour les nouvelles centrales nucléaires – grâce à l'innovation industrielle ou à des subventions – afin de rendre le nucléaire compétitif, et 3) la mise en place ou non d'un soutien politique de la part du gouvernement visant à réduire les risques liés aux investissements nucléaires (par ex. une garantie de prêt ou un cofinancement des coûts d'investissement) afin de diminuer le coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital*, WACC). En combinant ce large éventail de scénarios et la démarche multimodèle indiquée, nous dépassons la portée d'un modèle unique pour obtenir une image plus complète des interactions entre les différentes hypothèses, des points de convergence des résultats ainsi que des résultats qui restent sensibles aux paramètres clés.

Dans la présente étude, nous ne prenons pas position pour ou contre la construction de nouvelles centrales nucléaires. Nous présentons une analyse intégrant un ensemble de conditions et de facteurs d'incertitude clés pour montrer les perspectives, les options, les limites et les compromis susceptibles d'éclairer une future décision sur l'énergie nucléaire en Suisse.

Aucune réponse toute faite ne permet d'envisager valablement l'avenir du système énergétique, et aucun outil de modélisation ou ensemble d'hypothèses ne peut à lui seul en cerner toute la complexité. Notre approche – la modélisation technico-économique – repose sur une logique économique cohérente déterminée par des hypothèses centrales (par ex. des marchés en concurrence parfaite) et certaines simplifications (par ex. un comportement rationnel des consommateurs). Ces hypothèses impliquent des réserves et des limites importantes lors de l'interprétation des résultats. Ainsi, une limite réside dans le fait que nous ne menons pas ici d'étude sur la sécurité d'approvisionnement, car ces études évaluent l'adéquation du système énergétique dans des scénarios de crise qui dépassent le champ de notre analyse (pour des études sur la sécurité d'approvisionnement, voir Swissgrid 2026 ; Weigt et al. 2020 ; Hug et al. 2023). Une autre limite résulte du fait que nos hypothèses sont elles-mêmes sujettes à incertitudes. Néanmoins, lorsque les résultats sont interprétés à la lumière des hypothèses que nous formulons et des méthodes que nous utilisons, notre analyse multimodèle fournit des informations importantes capables d'éclairer le débat public sur la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Résumé exécutif

À l'instar de nombreux autres pays, la Suisse s'est fixée pour objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour y parvenir, elle devra accroître son approvisionnement en électricité à faible émission de carbone (reposant principalement sur l'hydroélectricité et le nucléaire) et électrifier d'autres secteurs qui dépendent encore de combustibles fossiles (notamment le chauffage et les transports). Il existe plusieurs façons de fournir de l'électricité à faible émission de carbone et toutes s'accompagnent de défis de taille. La décision de miser sur la construction de nouvelles centrales nucléaires est l'une des plus lourdes de conséquences dans ce domaine. Ce choix crucial est au cœur du débat politique actuel en Suisse.

Nous présentons dans ce document un éventail détaillé de possibles futurs systèmes énergétiques sur la base de notre modélisation technico-économique et décrivons les conditions dans lesquelles la construction de nouvelles centrales nucléaires offrirait la solution la plus rentable pour la Suisse. Pour déterminer le mix de production d'électricité optimal, nous utilisons quatre modèles technico-économiques distincts, alignés sur différents scénarios. Ces scénarios varient selon trois conditions centrales : 1) l'intégration gouvernementale de l'énergie nucléaire dans l'objectif actuel de 45 TWh/an d'approvisionnement supplémentaire en électricité domestique décarbonnée en soutenant l'énergie nucléaire dans la même mesure (par ex. à travers des subventions) que les autres énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, géothermique, biomasse), 2) le niveau de coûts d'investissement *overnight* (*overnight capital costs*, OCC) des nouvelles capacités nucléaires, grâce à l'innovation du secteur ou à des subventions, pour rendre le nucléaire compétitif, et 3) la mise en place des mesures gouvernementales visant à réduire les risques liés aux investissements nucléaires (par ex. une garantie de prêt ou un cofinancement des coûts d'investissement), c'est à dire de diminuer le coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital*, WACC).

Chacun des modèles se distingue par sa résolution spatiale et temporelle, sa couverture des secteurs économiques et sa gestion de l'incertitude. Aucun modèle ne peut à lui seul rendre compte de tous les niveaux de détail, et leurs différences structurelles expliquent en partie la variation des résultats. Nous nous concentrons donc sur les aspects pour lesquels les modèles font apparaître des tendances cohérentes quant aux évolutions majeures du système énergétique. Lorsque différents modèles vont dans le même sens, cela suggère que les conclusions en question s'appliquent à de nombreux aspects de l'ensemble du système énergétique.

Les conclusions suivantes s'appuient sur les résultats de nos modélisations et sur les analyses des experts de nos institutions dans les domaines de la technologie nucléaire, des marchés de l'énergie, des systèmes énergétiques et électriques ainsi que de l'économie de l'énergie.

- **Les technologies à faible émission de carbone existantes et prévues peuvent permettre à la Suisse d'atteindre la neutralité carbone sans nouvelles centrales nucléaires.** Selon les résultats de notre modélisation, l'approvisionnement en électricité peut être assuré par un mix de production nationale et de flexibilité. Cette production est composée principalement d'énergie hydraulique et solaire, complétée par d'autres énergies renouvelables (par ex. l'éolien et la biomasse) et combinée à des technologies de stockage (par ex. batteries, stockage thermique et chimique), et nécessite des échanges d'électricité efficaces avec les pays voisins. Un tel système nécessite également un soutien politique en faveur des énergies renouvelables, qui a déjà été inscrit dans la loi en 2024 (*Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables*).
- **De nouvelles centrales nucléaires sont techniquement compatibles avec un système énergétique à zéro émission nette basé essentiellement sur l'énergie solaire et hydraulique, mais leur compétitivité économique dépend du soutien financier des pouvoirs publics.** Pour rendre l'énergie nucléaire économiquement compétitive face aux technologies renouvelables bénéficiant d'un soutien politique dans notre modélisation, elle devra également obtenir un soutien politique (par ex. des subventions) permettant de réduire ses coûts d'investissement *overnight* effectifs et ses coûts de financement (le coût du capital). Ainsi, l'énergie nucléaire devient compétitive surtout lorsque les coûts *overnight* se situent entre 5000 et 8000 CHF₂₀₂₄/kW et lorsque les nouvelles centrales sont financées avec un WACC de 5%. Dans ce cas, nos modèles indiquent que la nouvelle capacité nucléaire pouvant être réalisée de manière optimale en termes de coûts se situerait entre 2,6 et 4,9 GW. Ceci alors que la capacité du parc actuel de centrales nucléaires suisses atteint environ 3 GW. Cependant, si les futurs projets nucléaires restent au niveau des coûts des projets récemment observés en Europe et aux États-Unis (modélisés avec des coûts *overnight* d'environ 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et un WACC élevé de 8%), le nucléaire n'est pas retenu dans le mix optimal par la majorité des modèles.
- **De nouvelles centrales nucléaires permettent de réduire les importations globales d'électricité en hiver, mais ces importations constituent un important facteur de flexibilité du réseau.** Pour garantir un approvisionnement énergétique stable et abordable, il est essentiel de maintenir des échanges commerciaux d'électricité efficaces avec les pays voisins, indépendamment des investissements dans de nouvelles centrales nucléaires. Cependant, la construction de nouvelles centrales nucléaires peut réduire, selon les modèles, les importations d'électricité en hiver de 1 à 6 TWh si leurs coûts *overnight* sont faibles (5000 CHF₂₀₂₄/kW). Ceci représente 3 à 20% de la production hivernale totale actuelle (d'octobre à mars).

Dans la présente étude, nous ne prenons position ni pour ni contre la construction de nouvelles centrales nucléaires en Suisse. Nos résultats mettent en lumière un ensemble de conditions et de facteurs d'incertitude permettant d'éclairer une future décision sur l'énergie nucléaire en

Suisse. Nous espérons que ces résultats quantitatifs et les conclusions correspondantes constitueront une base précieuse pour les débats publics et politiques à venir.

1 Introduction

À l'instar de nombreux autres pays, la Suisse s'est fixée pour objectif d'atteindre la neutralité carbone sur son territoire à l'horizon 2050. Pour y parvenir, elle devra développer son approvisionnement en électricité à faible empreinte carbone afin, d'une part, de décarboner les secteurs à forte intensité énergétique et qui dépendent aujourd'hui largement des combustibles fossiles tels que le logement, les transports et l'industrie, et, d'autre part, de répondre à une possible demande supplémentaire en électricité générée par les centres de données axés sur l'intelligence artificielle. Le gouvernement suisse a adopté une stratégie visant à décarboner ces secteurs à forte intensité énergétique en les électrifiant, ce qui permettra d'améliorer l'efficacité énergétique et de réduire sensiblement la demande globale en énergie. Mais cette électrification représente un défi sociopolitique de taille et imposera une lourde charge au secteur électrique avec une hausse prévue de 20 à 40% de la demande d'électricité, soit de 68 TWh en 2025 (Office fédéral de l'énergie 2025) à plus de 80 TWh en 2050 (voir section 3). La Suisse doit déterminer comment garantir un approvisionnement suffisant en électricité à faible émission de carbone pour satisfaire cette demande.

Il existe différentes façons d'y parvenir, mais toutes impliquent un effort considérable et l'un des choix importants consiste à déterminer s'il faut produire de l'électricité au niveau national à l'aide de nouvelles centrales nucléaires. Ce débat est au cœur de l'actualité politique suisse.

En 2026, le réseau électrique suisse est déjà en grande partie décarboné, avec une production basée sur l'hydroélectricité (55%), le nucléaire (27%), les nouvelles énergies renouvelables (13%) et, dans une moindre mesure, la production thermique conventionnelle (5%) (Office fédéral de l'énergie 2025). Actuellement, le nucléaire joue un rôle important dans l'approvisionnement suisse en électricité pendant l'hiver, en couvrant alors 40% de la demande d'électricité de base. La Suisse tire également parti de son réseau interconnecté avec ses voisins européens pour échanger de l'électricité. Ces échanges rendent le réseau plus flexible, créent des opportunités de gains économiques, peuvent renforcer la sécurité d'approvisionnement (par ex. lorsque la production locale est insuffisante en raison de pannes) et contribuent à équilibrer les fluctuations quotidiennes et saisonnières de la production et de la demande d'électricité nationales.

En 2017, la Suisse s'est engagée à sortir progressivement du nucléaire et a interdit la construction de nouvelles centrales nucléaires à des fins commerciales (Loi sur l'énergie de 2016). Cependant, à l'approche de la date de mise hors service des centrales nucléaires suisses existantes et alors que les exploitants doivent investir dans leur rénovation, les événements internationaux et le débat national influencent fortement les discussions sur la politique énergétique nationale et ravivent l'intérêt pour le nucléaire. En 2022, l'approvisionnement européen en gaz naturel a chuté après l'invasion de l'Ukraine par la Russie, suscitant des inquiétudes quant à la fiabilité des importations d'énergie (gaz naturel et électricité). Au niveau national suisse, le débat actuel concernant l'accord sur l'électricité avec

l'Europe et la possibilité d'un « déficit hivernal » ont également accru les inquiétudes liées à la dépendance énergétique de la Suisse et ravivé d'autant l'intérêt pour l'énergie nucléaire en tant que solution possible, notamment pendant les mois d'hiver (par ex. Schlumpf 2023), car les importations d'électricité ne peuvent améliorer la sécurité d'approvisionnement que jusqu'à un certain point. En février 2024, les partisans de la levée de l'interdiction de nouvelles centrales nucléaires ont réuni les signatures requises pour lancer une initiative populaire sur la question. En août 2024, le Conseil fédéral a rédigé une contre-proposition à l'initiative qui s'ajoute ainsi à la discussion publique et au débat parlementaire.

Les récentes tensions géopolitiques et l'escalade militaire au Moyen-Orient ont encore intensifié les craintes liées à la sécurité énergétique et à la volatilité des prix. Si les effets à long terme restent incertains, les conséquences à court terme ont ravivé les inquiétudes en matière de sécurité énergétique. Parallèlement, la Commission européenne a appelé au développement de l'énergie nucléaire en Europe. Lors du sommet sur l'énergie nucléaire en mars, la présidente de la Commission européenne, Ursula von der Leyen, a déclaré que la sortie progressive du nucléaire en Europe constituait une « erreur stratégique » (Commission européenne 2026). C'est dans ce contexte que la Suisse devra probablement se prononcer à nouveau en votation populaire l'an prochain sur l'interdiction des centrales nucléaires.

Le débat sociétal actuel sur le nucléaire commercial ainsi que les procédures politiques en cours, qui pourraient à terme redéfinir la stratégie énergétique de la Suisse, sont très complexes, politiquement clivants et multidisciplinaires. Dans le présent rapport, nous examinons un aspect spécifique de ce débat, à savoir les conditions dans lesquelles la construction de nouvelles centrales nucléaires serait techniquement et économiquement justifiée pour le futur système énergétique suisse.

Nous consacrons la section 2 à un bref survol de nos méthodes. Les lecteurs intéressés peuvent consulter la documentation complète sur la modélisation dans l'annexe. La section 3 réunit les principaux résultats et leurs implications. Et nous proposons nos conclusions à la section 4.

2 Méthodes

Dans cette section, nous présentons notre cadre méthodologique avec un rapide aperçu des modèles (sous-section 2.1) et des scénarios (sous-section 2.2) dont dépendent les résultats obtenus. Dans la sous-section 2.3, nous fournissons la justification et le contexte de nos hypothèses. Notre méthode est décrite en détail dans la documentation de modélisation.

Nous basons notre analyse sur quatre différents modèles technico-économiques. Nous utilisons tous ces modèles pour déterminer la combinaison de technologies optimale (c'est-à-dire la moins coûteuse) pour fournir de l'électricité lorsque cela est nécessaire, mais chacun d'entre

eux diffère en termes de résolution spatiale et temporelle, de couverture des secteurs économiques et de gestion de l'incertitude. La force de notre étude réside dans l'utilisation de cet ensemble diversifié de modèles. Aucun d'eux ne peut à lui seul rendre compte de tous les niveaux de détail. Nous cherchons donc à déterminer si les modèles présentent des tendances cohérentes concernant les grandes évolutions du système énergétique. Lorsque ces modèles, bien que structurellement différents, s'accordent sur des conclusions majeures, cela renforce la confiance dans la solidité des résultats, indépendamment des perspectives de modélisation. Le modèle de trajectoire permet en outre d'évaluer si ces résultats sont compatibles avec un processus de transition plausible.

2.1 Structure des modèles

Nous utilisons ici trois modèles dits « *snapshot* », à savoir Nexus-e (Gjorgiev et al. 2022), Swiss Energy Scope (SES) (Limpens et al. 2019), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH) (Marcucci et al. 2021), et un modèle dit « de trajectoire », Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM) (Panos et al. 2023). Il est essentiel de disposer à la fois de perspectives axées sur une année cible (*snapshot*) et d'autres axées sur l'évolution pendant une certaine période (trajectoire) pour analyser les grandes tendances du système énergétique futur. Nous avons sélectionné ces modèles en raison de leur diversité, de leur flexibilité pour la réalisation d'analyses de sensibilité et de leur couverture sectorielle.

Les modèles *snapshot* déterminent la combinaison de technologies la plus économique à mettre en place sur la base d'hypothèses données pour une année cible spécifique (par ex. 2050), sans tenir compte de l'évolution menant à ce résultat. Les modèles *snapshot* ont notamment pour atout de permettre d'évaluer un large éventail d'hypothèses, car leur niveau de détail technologique, temporel et spatial est plus agrégé. Ils nécessitent donc un temps de calcul relativement limité. Mais, en réalité, le système énergétique de 2050 sera déterminé par de multiples décisions incrémentales. On peut craindre que ces décisions incrémentales produisent des résultats s'écartant de ceux prévus par un modèle *snapshot*. C'est pourquoi notre étude s'appuie également sur les résultats d'un modèle de trajectoire, qui évalue l'impact de ces décisions incrémentales, en tenant compte des infrastructures existantes, des politiques gouvernementales, des conditions générales des marchés financiers et de la disponibilité des technologies.¹ Ici, les décisions prises plus tard sur l'horizon de modélisation influencent et façonnent aussi ce que le modèle sélectionne plus tôt, car le modèle optimise l'ensemble de la trajectoire en une seule opération.

Les modèles de système énergétique tels que SES, SES-ETH et STEM couvrent l'ensemble des secteurs consommateurs d'énergie ainsi que leur évolution, en intégrant le changement de combustible, le couplage sectoriel et les interactions entre l'électricité, la chaleur, les combustibles et l'industrie. Comme ils représentent l'ensemble du système énergétique, ces

¹ Pour les principaux résultats, nous avons exécuté Nexus-e en tant que modèle *snapshot*. Pour l'analyse de sensibilité, nous l'avons également exécuté en tant que modèle de trajectoire. Les résultats de la simulation de trajectoire ont confirmé les résultats globaux de Nexus-e opérant en modèle *snapshot*.

modèles offrent un niveau de détail plus fin sur les processus industriels, les dynamiques intersectorielles et le couplage entre les différents vecteurs énergétiques. En revanche, les modèles de réseaux électriques, tels que Nexus-e, se concentrent sur la production, les réseaux, la flexibilité, les échanges et la demande. Nexus-e présente une résolution temporelle et spatiale supérieure à celle des autres modèles, ce qui lui permet de cerner avec plus de précision la dynamique à court terme des échanges d'électricité, des flux transfrontaliers et du comportement du marché de l'électricité.

Les modèles de systèmes énergétiques font un compromis entre l'efficacité du calcul et la fidélité aux valeurs réelles. Les modèles à résolution journalière type reflètent les tendances quotidiennes et saisonnières représentatives, mais peuvent lisser les pics à court terme et la volatilité des prix – ils représentent donc certains aspects liés à la flexibilité, au stockage et aux échanges de manière moins explicite que les modèles à résolution horaire complète.

La plupart des modèles se bornent à optimiser la Suisse et utilisent des séries chronologiques de prix étrangers simplement exogènes, alors que Nexus-e modélise l'ensemble du marché européen et indique comment les changements du mix énergétique suisse influencent les prix à l'importation et à l'exportation, évitant ainsi une surestimation de la valeur des exportations. Les modèles diffèrent également en termes de résolution spatiale : SES et SES-ETH effectuent une agrégation au niveau national, STEM modélise plusieurs régions, et Nexus-e représente de nombreux nœuds du réseau, offrant ainsi une évaluation plus détaillée du potentiel de ressources distribuées telles que l'éolien et le solaire. Les modèles nationaux évaluent toujours le commerce de l'électricité d'un point de vue économique, mais représentent les marchés étrangers et la disponibilité transfrontalière sous une forme réduite plutôt que par le biais d'une répartition horaire endogène à l'échelle européenne.

2.2 Scénarios et hypothèses

Nous simulons les quatre modèles sur la base du même ensemble de données de scénarios. À travers ces scénarios, nous examinons un large éventail de conditions – et de combinaisons de conditions – afin d'évaluer leur incidence sur la compétitivité de nouvelles centrales nucléaires dans un système énergétique suisse à zéro émission nette. Nous examinons notamment comment la combinaison des trois principales conditions influence les résultats, à savoir 1) si le gouvernement apporte un soutien politique à la création de nouvelles capacités nucléaires, par exemple sous la forme de subventions (telles que des subventions à la production ou des subventions initiales)² 2) le niveau des coûts d'investissement *overnight*

² Le gouvernement peut apporter un « soutien politique » par le biais de différents mécanismes. Il peut atténuer les risques liés aux revenus visés grâce à des mesures telles que des contrats pour différence (CFD), des subventions initiales ou des subventions à la production. Il peut également réduire le risque lié à l'investissement initial grâce à des subventions forfaitaires versées d'avance, afin de réduire le coût d'investissement initial en capital, ou des garanties de prêt destinées à atténuer partiellement le risque lié à l'investissement dans le nucléaire. Le soutien politique peut également revêtir la forme d'obligations réglementaires (par ex. l'installation obligatoire de panneaux photovoltaïques sur les nouvelles constructions). Les modèles de cette étude optimisent de manière endogène le « soutien politique »

(*overnight capital costs*, OCC) des nouvelles capacités nucléaires à atteindre grâce à l'innovation dans le secteur nucléaire ou à des subventions afin de rendre le nucléaire compétitif, et 3) si le gouvernement fournit un soutien politique à la réduction des risques³ liés aux investissements nucléaires (par ex. une garantie de prêt ou un cofinancement des coûts d'investissement) afin de réduire le coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital*, WACC). Afin d'isoler l'effet de ces conditions, nous alignons les modèles, dans la mesure du possible, sur des facteurs communs et des hypothèses de base, tels que la population, l'évolution de l'efficacité énergétique, les modes de mobilité et de chauffage, les coûts technologiques et le potentiel des ressources renouvelables. La demande d'électricité qui en résulte en 2050 est toutefois endogène pour certains modèles et exogène pour d'autres, ce qui se traduit par des niveaux de consommation totale d'électricité différents selon les modèles (section 3). Nous harmonisons également les hypothèses à l'aide de détails technologiques tels que les coûts des technologies clés en 2050 et le potentiel technique des différentes sources d'énergie renouvelables en Suisse, notamment l'énergie solaire, éolienne et hydraulique. Nous illustrons l'ensemble principal des scénarios pertinents pour les politiques dans la Figure 1 (l'ensemble complet des scénarios est disponible dans la documentation de modélisation).

nécessaire pour atteindre l'objectif de production au moindre coût total du système et admettent que ce soutien est fourni à toutes les technologies visées. Dans notre étude, les énergies renouvelables bénéficient d'un soutien politique dans les deux scénarios présentés ; l'énergie nucléaire bénéficie d'un soutien politique dans le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire ».

³ Le « soutien politique » visant à réduire les risques liés aux investissements nucléaires est modélisé de manière exogène avec une hypothèse de base qui réduit le coût moyen pondéré du capital (WACC) de l'énergie nucléaire de 8% (valeur de référence pour un investisseur privé sans taux de réduction des risques) à 5% (valeur de référence pour un taux de réduction des risques bénéficiant du soutien de l'État). En réalité, le « soutien politique » peut aussi influencer le WACC, selon la conception des mesures prévues. Dans notre étude, seules de nouvelles centrales nucléaires bénéficient d'un soutien à la réduction des risques.

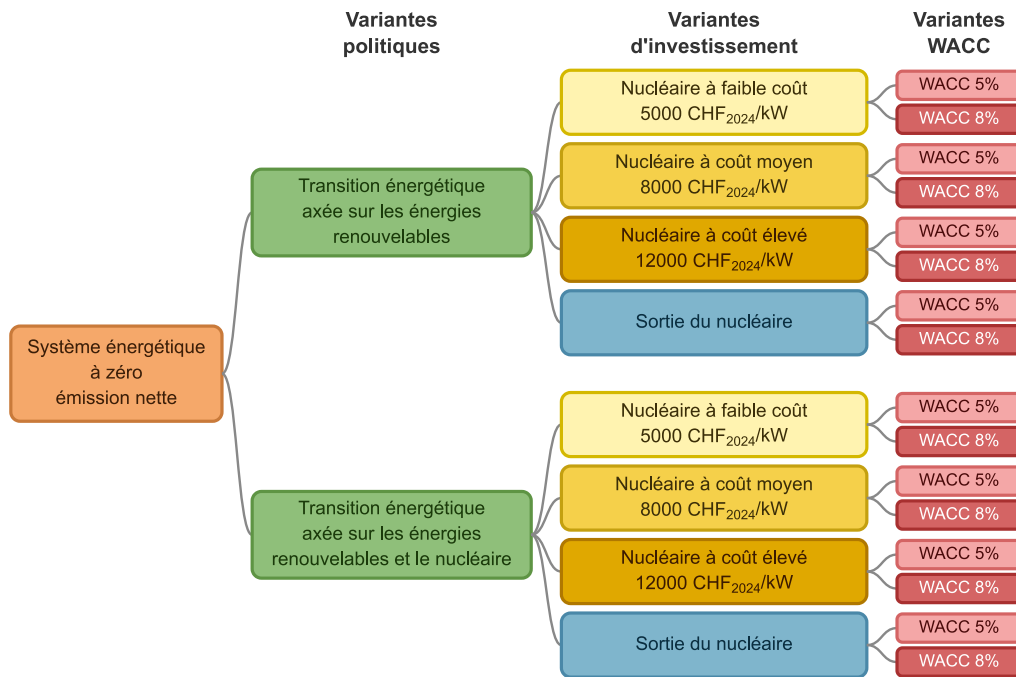


Figure 1 : Scénarios de modélisation pertinents pour l'élaboration des politiques, avec différentes options en matière de politique, d'investissement et de coût moyen pondéré du capital (WACC) pour le financement de nouvelles centrales nucléaires.

Les 16 scénarios présentés dans les résultats partent tous d'une contrainte de « zéro émission nette » à l'horizon 2050 – toutes les émissions inévitables de gaz à effet de serre (surtout le CO₂) doivent être compensées, même si cette compensation peut s'effectuer à l'étranger, par exemple en finançant des projets de captage direct du CO₂ dans l'atmosphère (*direct air capture*) ou en achetant des quotas mis à la disposition de la Suisse via son rattachement au système européen d'échange de quotas d'émission. Nous définissons le reste du scénario à l'aide de trois séries de variantes : soutien politique, investissements nucléaires et variantes du WACC nucléaire (Figure 1).

2.2.1 Variantes politiques

Les deux variantes politiques sont les suivantes : 1) « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » et 2) « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire ». Nous définissons les scénarios de la « transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » avec une contrainte politique selon laquelle la production d'électricité basée sur des sources d'énergie renouvelables non hydrauliques doit atteindre 45 TWh en 2050, et le gouvernement peut mettre en œuvre des mesures de soutien, allant de réglementations à des subventions directes, pour atteindre cet objectif. Dans ces variantes politiques (à l'exception de la variante d'investissement avec sortie du nucléaire, où l'énergie nucléaire est interdite), la construction de nouvelles centrales nucléaires est autorisée. Cette variante politique reflète l'objectif en matière d'électricité de la législation suisse actuelle défini dans la *loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (RO 2024 679)* approuvée par le peuple suisse en juin 2024. Les modèles

identifient la solution permettant d'atteindre l'objectif de 45 TWh au moindre coût. Cette logique du moindre coût signifie que le montant du soutien nécessaire est calculé dans le cadre de l'optimisation. Mais il faut relever que les modèles ne prescrivent pas de mécanisme politique pour y parvenir. En réalité, le gouvernement dispose de nombreux moyens d'atteindre l'objectif de 45 TWh (par ex. des dispositions réglementaires prescrivant l'installation de panneaux photovoltaïques sur les toits neufs ou des subventions directes).⁴ La loi fixe également un objectif maximal d'importations nettes en hiver maximale de 5 TWh que nous ne prenons pas en compte en raison d'effets perturbateurs indésirables sur les résultats de la modélisation (Van Liedekerke et al. 2025).

Nous définissons les scénarios de « transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » avec une contrainte politique exigeant que 45 TWh d'électricité nationale soient fournis par des sources d'énergie renouvelables non hydrauliques et par l'énergie nucléaire d'ici 2050. Cette variante politique simule un monde dans lequel le nucléaire serait intégré à l'objectif de production d'électricité de 45 TWh fixé par la *loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables*, et où l'énergie nucléaire bénéficierait d'un soutien politique similaire à celui accordé aux énergies renouvelables (par ex. des subventions) pour atteindre ce niveau annuel de production.

Dans la présente étude, nous nous concentrons exclusivement sur de nouvelles centrales nucléaires. En nous basant sur les recherches récentes, nous admettons que de nouvelles centrales nucléaires pourraient être opérationnelles en 2050, mais pas avant (Neu et al. 2025a). Nous ne modélisons ni prolongation de durée de vie ni exploitation à long terme (pour une analyse de ces aspects, voir Conseil fédéral 2026), de sorte que dans nos modèles, des centrales nucléaires nouvelles et existantes ne sont pas exploitées simultanément. Dans les simulations du modèle de trajectoire STEM, les centrales existantes fonctionnent pendant 60 ans avec des coûts d'exploitation variables basés sur les données connues des centrales. Ainsi, dans STEM, Gösgen et Leibstadt sont définitivement mises à l'arrêt en 2039 et 2044, respectivement. Beznau I et II sont mises hors service en 2032/2033, conformément aux plans annoncés par Axpo (Axpo Newsroom 2024).⁵

2.2.2 Variantes d'investissement dans le nucléaire

La variante relative aux investissements nucléaires comporte quatre possibilités : des coûts d'investissement *overnight* (*overnight capital costs*, OCC) faibles, moyens et élevés, ainsi qu'une sortie du nucléaire (Figure 1). Nous avons sélectionné des variantes couvrant une gamme de coûts *overnight* observés à l'échelle mondiale, reflétant ainsi, selon nos avis d'experts, des situations envisageables dans le cadre d'évolutions optimistes et pessimistes

⁴ STEM simule la trajectoire jusqu'en 2050 et intègre donc des subventions financières pour les énergies renouvelables jusqu'en 2035, mais ces subventions sont des valeurs prescrites par la loi plutôt que le résultat d'une optimisation. En outre, STEM optimise le soutien politique pour atteindre l'objectif de 45 TWh en 2050.

⁵ En vertu de la législation suisse, les réacteurs nucléaires peuvent continuer à fonctionner tant que l'autorité de sûreté – l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) – les juge sûrs.

pour le nucléaire neuf. Nous incluons la sortie du nucléaire, c'est-à-dire sans ajout de capacité nucléaire, comme référence de comparaison et pour refléter la politique actuelle. Dans ces modèles, les variantes de coûts *overnight* représentent le coût du capital par kilowatt de capacité installée, hors coûts de financement et durée de construction. Au sein des modèles, les coûts *overnight* sont convertis en coûts annuels à l'aide d'une méthode d'annualisation tenant compte de la durée de vie, du temps de construction et du coût moyen pondéré du capital (WACC). Nous intégrons les coûts d'exploitation (c'est-à-dire les coûts de combustible et d'entretien ainsi que les frais de démantèlement et d'élimination des déchets) dans les coûts de production variables (Tableau 1 ; pour plus de détails, voir la documentation de modélisation).

Nos hypothèses relatives à l'énergie nucléaire se fondent sur les réacteurs à eau légère (*light-water reactors*, LWR) de génération III/III+ (encadré 1), mais s'appliquent à des centrales de toute taille, de 300 MW à des installations de l'ordre du GW (y compris les hypothèses relatives aux coûts d'exploitation). Les modèles tiennent compte d'investissements continus en capacité et non par paliers, et ils sélectionnent les technologies selon une logique de moindre coût, sans tenir compte de la conception. Nous avons fixé la capacité minimale à 300 MW afin d'inclure les réacteurs de petite taille (*small modular reactor*, SMR), tout en évitant des augmentations de capacité irréalistes.

Tableau 1 : Hypothèses de l'étude relatives aux nouvelles centrales nucléaires

Hypothèse	Valeur	Unité	Source
OCC :			Axpo Power Switcher (Axpo 2026) et l'étude Fraunhofer (Luderer et Sensfuß 2024)
faibles	5 000	CHF ₂₀₂₄ /kW	
moyens	8 000		
élevés	12 000		
Durée de construction	10	ans	Garrison et al. 2022
Coûts variables d'exploitation et d'entretien (y compris les frais de démantèlement et d'élimination des déchets)	10,2-11,7	CHF ₂₀₂₄ /MWh _e	Garrison et al. 2022
Coûts fixes d'exploitation et d'entretien	2,5 - 3	% des coûts d'investissement annuels	Garrison et al. 2022
Coûts de combustible	4	CHF ₂₀₂₄ /MWh _e	Garrison et al. 2022
Durée de vie	60	ans	Garrison et al. 2022
Arrêts planifiés	0 - 4	semaines par an	Garrison et al. 2022
Variantes du WACC pour les nouveaux investissements dans le nucléaire	5% (taux avec réduction des risques par l'État) 8% (taux pour investisseurs privés, sans mesures de réduction des risques)		EY 2024 ; Agence internationale de l'énergie 2024

La variante à faible coût table sur des coûts *overnight* de 5000 CHF₂₀₂₄/kW. Des valeurs de coûts *overnight* comparables ou inférieures dans certains cas ont été atteintes en Corée du Sud, aux Émirats arabes unis (Agence internationale de l'énergie 2025) et en Chine (Liu et al. 2025). La Chine, en particulier, a maîtrisé la hausse des coûts de construction en veillant à mettre en place des chaînes d'approvisionnement nationales et à maintenir des conditions réglementaires stables (Liu et al. 2025). Mais les conditions de financement et la réglementation diffèrent largement de celles en vigueur en Suisse. En Corée du Sud et en Chine, l'industrie nucléaire est composée d'opérateurs publics (par ex. Korea Electric Power Corporation (KEPCO) et China National Nuclear Corporation (CNNC)) et de fournisseurs de technologies nucléaires soutenus par l'État (par ex. Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) et CNNC). Ces entreprises publiques offrent des conditions de financement favorables pour la réalisation de projets nucléaires (par ex. World Nuclear Association 2026a, 2026b). En Suisse, plusieurs grands services publics sont détenus par l'État mais organisés en entreprises. Ainsi, les investissements dans de nouvelles

installations devraient généralement être financés par le bilan de l'entreprise ou par des marchés de capitaux externes, bien que la propriété publique puisse influencer les conditions de financement. Au niveau réglementaire, la Chine et la Corée du Sud bénéficient également d'un processus d'autorisation simplifié dans lequel les conceptions peuvent être préapprouvées (par ex. World Nuclear Association 2026a, 2026b), alors qu'en Suisse un processus d'autorisation en plusieurs étapes peut entraîner de nombreux retards procéduraux, principalement dus à des oppositions, et rendre un projet incertain (Neu et al. 2025b; Manera et al. 2024). Cette incertitude quant à la réalisation des projets engendre un lourd risque financier pour les investisseurs potentiels, de sorte que le soutien de l'État constitue une importante condition préalable à de tels investissements.

La variante à coût moyen prévoit des coûts *overnight* de 8000 CHF₂₀₂₄/kW et propose une vision plus modérée à l'horizon 2050, en accord avec Maeder et al. (2026) ou située dans la fourchette haute des estimations de coûts réalisées par des études suisses (Bauer et al. 2017 ; Manera et al. 2024). La variante à coût élevé comporte des coûts du nucléaire neuf de 12 000 CHF₂₀₂₄/kW, reflétant une vision plus prudente de l'avenir, fondée sur les résultats actuels de projets inédits en Europe et en Amérique du Nord, après des décennies d'inactivité. Par exemple, la tranche EPR du site d'Olkiluoto en Finlande a accusé un retard de 13 ans et a coûté 6414 CHF₂₀₂₄/kW au lieu des 3000 CHF₂₀₂₄/kW prévus (Agence internationale de l'énergie 2025). Chacun des réacteurs Vogtle-3 et Vogtle-4 des États-Unis a coûté quelque 10 000 CHF₂₀₂₄/kW (Shirvan 2022). EDF, propriétaire de la centrale de Hinkley Point C de 3,2 GW en construction au Royaume-Uni, en estime maintenant les coûts *overnight* à environ 11 600 CHF₂₀₂₄/kW (EDF 2024), en raison de défaillances réglementaires systémiques (Fingleton 2025). Ces projets, inédits en leur genre, présentaient des conceptions détaillées très lacunaires au début de la construction et ont eu du mal à trouver les composants nucléaires nécessaires auprès des chaînes d'approvisionnement au cours des premières phases de redéveloppement. Au niveau des conditions du marché, de la chaîne d'approvisionnement et de la réglementation, la Suisse se rapproche davantage de l'Europe et de l'Amérique du Nord.

Les niveaux de coûts *overnight* se situent dans une fourchette similaire à celle de l'Axpo Power Switcher : faible 5520 CHF₂₀₂₄/kW, moyen 8930 CHF₂₀₂₄/kW et élevé 13 727 CHF₂₀₂₄/kW (Axpo 2026). Et une étude de modélisation des systèmes énergétiques menée par l'Institut Fraunhofer sur l'énergie de base indique : faible 5043 CHF₂₀₂₄/kW, moyen 10 086 CHF₂₀₂₄/kW et élevé de 15 129 à 20 172 CHF₂₀₂₄/kW (Luderer et Sensfuß 2024).

Comme pour tous les projets d'infrastructure complexes, de longue durée et de grande envergure, les coûts d'une nouvelle centrale nucléaire sont notoirement difficiles à estimer, car de nombreux facteurs influent sur les coûts finaux. Nos scénarios d'investissement couvrent donc une large fourchette afin de refléter deux sources majeures d'incertitude en matière de coûts : les opportunités d'innovation dans le secteur nucléaire et les défis auxquels ce secteur est confronté après des années d'inactivité et un durcissement de la réglementation.

D'une part, la variante à faible coût tient compte des futures nouvelles conceptions, des innovations en matière de fabrication et d'éventuelles adaptations des exigences réglementaires susceptibles de réduire les coûts (OCDE/AEN 2020). D'autre part, la variante à coût élevé vise à refléter les défis auxquels l'ensemble du secteur nucléaire sera confronté après une longue période sans construction de nouvelles centrales : par exemple le manque de main-d'œuvre expérimentée, les modifications apportées à la portée ou à la conception des projets, ainsi que les retards dans la chaîne d'approvisionnement (Robb Stewart et Shirvan 2023 ; Manera et al. 2024 ; Sovacool et Ryu 2025). Parallèlement, certaines incertitudes en matière de coûts sont inhérentes aux projets nucléaires⁶, par exemple les risques liés à la gestion de projets complexes et de longue durée, l'incertitude réglementaire et l'acceptation sociale (Neu et al. 2025a). Selon l'expérience récente en Europe et aux États-Unis, ces divers risques peuvent entraîner des coûts réels nettement plus élevés pour les projets inédits, ce qui se reflète dans notre variante à coût élevé (Agence internationale de l'énergie 2025).

La variante « Sortie du nucléaire » sert de référence pour les autres variantes d'investissement et correspond à la politique énergétique actuelle de la Suisse, définie par le gouvernement dans la Stratégie énergétique 2050, à savoir qu'aucune nouvelle centrale nucléaire ne doit être construite.

2.2.3 Variantes de coût moyen pondéré du capital (WACC)

Enfin, nous faisons varier le WACC, entre 8 et 5%, pour les nouveaux investissements dans le nucléaire selon différentes hypothèses (Figure 1). Le WACC mesure la cherté du financement des projets. Un WACC plus élevé signifie que les investisseurs exigent des rendements plus élevés en raison de risques d'investissement plus importants (liés par ex. à des retards de construction ou à des dépassements de coûts, à l'incertitude quant aux futurs prix de l'électricité ou quant à l'évolution politique et réglementaire). L'incertitude génère ici deux risques financiers majeurs, d'abord celui lié à la construction d'une infrastructure complexe et de grande envergure (par ex. la concentration dans un seul actif, les retards et les dépassements de coûts qui augmentent les coûts de financement) et celui lié aux revenus futurs (par ex. les prix de gros futurs de l'électricité et l'utilisation de l'actif). Ces risques, et donc le WACC, varient selon la technologie (Steffen 2020 ; Steffen et Waidelich 2022). Mais il faut relever que la réduction d'un type de risque financier inhérent à la technologie ne fait pas nécessairement baisser le WACC : la réaction du WACC dépend du type des risques qui le déterminent. Ces différences du WACC peuvent avoir un impact important sur les résultats de la modélisation des systèmes énergétiques (Lonergan et al. 2023).

Le WACC estimé pour les centrales nucléaires financées par le secteur privé se situe entre 7 et 9%, contre 3 à 5% pour les autres technologies de production d'électricité, car les projets nucléaires présentent des risques plus élevés – en partie dus aux structures réglementaires et politiques actuelles – pour les investisseurs privés (EY 2024 ; Agence internationale de l'énergie

⁶ Toutes les technologies présentent des défis spécifiques. Les projets éoliens aussi sont confrontés à des problèmes réglementaires et d'acceptation sociale longs et complexes (par ex. Cousse et al. 2020).

2024b ; Neu et al. 2025b). Pour une centrale nucléaire hypothétique de 1 GW dont les coûts *overnight* s'élèvent à 8000 CHF₂₀₂₄/kW, le WACC de cet ordre implique des coûts de financement annuels compris entre 400 millions (pour un WACC de 5%) et 640 millions de CHF (pour un WACC de 8%).⁷ Pour les technologies dont le profil de risque d'investissement est réduit, nous retenons un WACC de 3,6 à 5%. Pour le nucléaire, nous utilisons un WACC de 8% dans la variante du scénario d'investissement du secteur privé. Et nous utilisons un WACC de 5% pour la variante du scénario d'investissement du secteur public, afin de placer le risque du nucléaire au même niveau que celui des autres technologies de l'étude.⁸

2.3 Contexte des hypothèses des scénarios

La fourchette des coûts d'investissement *overnight* est réaliste dans la mesure où nous admettons que les coûts *overnight* des nouvelles centrales nucléaires seront généralement de cet ordre en 2050. Nous n'émettons pas de prévisions concernant les investissements dans le nucléaire, et nos variantes de coûts ne doivent pas être interprétées comme telles. Nous ne nous appuyons pas non plus sur des hypothèses relatives à une technologie nucléaire spécifique (voir l'Encadré 1 pour plus d'informations sur les technologies plausibles et leur maturité commerciale). Notre objectif central consiste à déterminer, à l'aide de modèles électriques et énergétiques, si l'énergie nucléaire serait compétitive dans un système énergétique à zéro émission nette.

Dans ces modèles, la compétitivité est déterminée non seulement par les coûts de production, mais aussi par la date, le lieu, la manière et le coût de mise en œuvre d'une technologie ainsi que par sa production d'électricité (c'est-à-dire les coûts globaux du système). Chacune de ces dimensions influence la valeur de l'électricité produite et donc la compétitivité de la technologie par rapport aux alternatives. Les coûts de production restent un indicateur important de la compétitivité mais ils dépendent largement du mode d'exploitation au sein du système et des interactions avec d'autres technologies. Cette approche systémique de l'évaluation de la compétitivité reflète mieux la valeur de marché de l'électricité produite par une technologie, surtout dans les systèmes comportant une large part d'énergies renouvelables intermittentes, et offre ainsi une image plus fidèle du paysage des investissements pour toutes les technologies.

⁷ Prenons l'exemple d'une centrale nucléaire de 1 GW dont les coûts *overnight* sont de 8000 CHF₂₀₂₄/kW. Ces coûts *overnight* correspondent à un investissement initial total de quelque 8 milliards de CHF₂₀₂₄. L'utilisation d'un WACC de 8% pour l'investissement dans la centrale pleinement opérationnelle génère une charge de capital annuelle indicative d'environ 640 millions de CHF. Avec un WACC de 5%, la charge annuelle de capital correspondante serait de 400 millions de CHF environ. Ces chiffres représentent des charges annuelles indicatives sur le capital investi après la mise en service, et non les intérêts dus pendant la réalisation, lesquels dépendraient du calendrier des dépenses pendant cette période.

$$8000 \frac{\text{CHF}}{\text{kW}} * \frac{10^6 \text{kW}}{1 \text{GW}} * 0,08 = 640 \text{ millions CHF}$$

⁸ Toutes les hypothèses de modélisation sont disponibles dans la documentation de modélisation.

Encadré 1 : Les perspectives en matière d'énergie nucléaire

Les réacteurs nucléaires commerciaux en Suisse sont des réacteurs à eau légère (*light-water reactors*, LWR) de génération II qui constituaient la norme du secteur lors de leur construction, il y a quelque 60 ans. Les technologies nucléaires ont considérablement évolué depuis lors.

Les dernières générations de LWR commercialisées sont les générations III et III+, qui se distinguent des LWR de génération II par leur conception « à sûreté passive », reposant sur des phénomènes physiques fondamentaux, plutôt que sur des systèmes actifs nécessitant de l'électricité, pour déclencher des mesures de sécurité en cas d'urgence. Ces systèmes sont automatisés afin d'éliminer toute dépendance des opérateurs humains en situation d'accident. Les réacteurs nucléaires de génération III et III+ se caractérisent par un changement fondamental de la philosophie de sécurité. Des scénarios d'accident considérés auparavant comme situés hors du cadre de la conception y sont maintenant explicitement intégrés. Ce changement majeur en matière de sécurité est rendu possible par des systèmes comportant des niveaux supplémentaires de sûreté, souvent avec des dispositifs passifs, visant la « quasi-élimination » des séquences d'accident susceptibles d'entraîner des rejets radioactifs importants. Les LWR de génération III et III+ sont disponibles à grande et à petite échelle. Parmi les exemples à grande échelle, de l'ordre du GW, on peut citer les modèles EPR et AP1000, actuellement en service dans le monde entier (Manera et al. 2024).

Les petits réacteurs modulaires (*small modular reactors*, SMR) sont définis essentiellement par la taille de leur réacteur (50 à 300 MW) et leur mode de construction. Les SMR ne sont pas nécessairement à eau légère (LWR), mais la majorité de ces modèles le sont. Leur commercialisation est prévue entre le milieu et la fin des années 2030 et ils devraient bénéficier d'une fabrication standardisée, ce qui réduirait les incertitudes liées à la construction des centrales. De plus, ces modèles sont conçus pour offrir une plus grande flexibilité au niveau de l'implantation, des autorisations, de l'exploitation (adaptation à la demande) et de la production (des modules supplémentaires peuvent partager les installations non nucléaires d'une centrale, telles que le raccordement au réseau et les tours de refroidissement). Le secteur prévoit que ces avantages par rapport aux centrales de l'ordre du GW réduiront les coûts d'investissement *overnight* relatifs par kilowatt et les délais de construction des SMR (Manera et al. 2024). Mais d'autres chercheurs émettent des doutes quant à la concrétisation de ces économies (par ex. Malhotra and Schmidt 2020).

Compte tenu de la vaste expérience de la Suisse avec les LWR, de son cadre réglementaire et de sa chaîne d'approvisionnement actuelle (y compris les filières de gestion des déchets), le tout conçu en fonction des LWR, il est probable qu'elle opérerait pour un LWR de génération III ou III+, modulaire ou à l'échelle du GW, pour accélérer le déploiement.

Nous aurions pu recourir à d'autres méthodes d'analyse pour évaluer la compétitivité d'une nouvelle centrale nucléaire en Suisse, notamment la valeur actuelle nette (*net present value*, NPV) au niveau technologique, le coût actualisé de l'énergie (*levelized cost of electricity*, LCOE)

ou le LCOE du système (*system LCOE*). Les deux premières méthodes offrent une perspective de l'investissement spécifique à l'actif et à l'entreprise et, respectivement, le coût de production de l'électricité (pour plus d'informations sur les approches NPV et LCOE, voir Filippini et Srinivasan 2024 et Agence internationale de l'énergie 2025). La méthode du LCOE du système inclut les coûts d'intégration du réseau (par ex. les coûts d'équilibrage) afin de permettre d'établir des comparaisons technologiques à grande échelle (par ex. Ueckerdt et al. 2013). Nous n'avons pas retenu ces méthodes car notre objectif consiste à estimer la valeur et la compétitivité de l'énergie nucléaire au niveau du système. D'une part, comparer le LCOE de technologies pilotables (pouvant être ajustées ou modulées à la demande, par ex. le nucléaire) et non pilotables (par ex. les énergies renouvelables) peut être trompeur sans une perspective systémique sur le moment où l'électricité est produite par rapport aux besoins du système. D'autre part, le LCOE du système ne tient toujours pas compte de la dynamique réelle du système car il se concentre sur des technologies individuelles, hors de leur contexte énergétique spécifique (par ex. Lund et al. 2026). Notre méthode de modélisation adopte le point de vue d'une planification centrale (plutôt que celle d'une entreprise isolée) et intègre une relation dynamique avec la demande, la localisation et le calendrier de l'offre disponible, les taux d'utilisation de différentes technologies ainsi que d'autres interactions au niveau du système qui ne sont pas entièrement prises en compte dans les indicateurs de haut niveau susmentionnés mais qui peuvent impacter la compétitivité de l'énergie nucléaire.

Ainsi, une augmentation notable de la capacité photovoltaïque solaire réduirait la demande en électricité d'origine nucléaire pendant les périodes ensoleillées, surtout en été, car le photovoltaïque s'accompagne de coûts marginaux à court terme très faibles, de sorte qu'il est mis en service en priorité. Dans un réseau électrique à forte part d'énergies renouvelables, le temps de fonctionnement effectif d'une centrale nucléaire (son taux d'utilisation), ou sa durée de fonctionnement à pleine puissance, peut donc devenir inférieur aux taux d'utilisation historiques observés pour une exploitation en charge de base. En 2024, les quatre réacteurs nucléaires suisses affichaient un facteur de capacité moyen de 85% (Agence internationale de l'énergie 2026). Si les taux d'utilisation futurs sont plus faibles, la rentabilité de l'énergie nucléaire sera dégradée, car les coûts d'investissement et d'exploitation élevés devront être amortis sur un nombre réduit de mégawattheures d'électricité produite. Ces compromis sont pris en compte dans notre méthode de modélisation. Dans les modèles présentant un couplage sectoriel plus large, la baisse de l'utilisation du secteur de l'électricité peut être partiellement atténuée, car l'électricité ferme à faible émission de carbone peut également servir à des usages énergétiques couplés, donc au-delà de la demande directe en électricité.

3 Résultats et implications

Dans la présente section, nous examinons les conditions dans lesquelles les modèles sélectionnent des systèmes optimaux en termes de coûts, avec ou sans énergie nucléaire. Les divergences entre les résultats des modélisations s'expliquent principalement par des différences de structure, de portée et de résolution des modèles, par des variations dans leur

manière d'intégrer diverses hypothèses et par certains écarts entre ces hypothèses. Des résultats portant sur des horizons de plusieurs décennies doivent être interprétés avec prudence, mais nous estimons que, dans l'ensemble, ces résultats issus de plusieurs modèles constituent une précieuse source d'informations pour comprendre les dynamiques et les tendances plausibles à long terme.

Dans le scénario axé sur les énergies renouvelables, où seules celles-ci bénéficient d'un soutien politique pour atteindre l'objectif de production de 45 TWh, les modèles privilégient des systèmes sans nucléaire, misant sur les énergies renouvelables, la flexibilité, le stockage et les échanges d'électricité

Lors de l'évaluation du scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables », le plus proche du statu quo et des conditions d'investissement privé dans le nucléaire neuf (WACC de 8% et coûts *overnight* de 8000 CHF₂₀₂₄/kW), les modèles s'accordent à juger le nucléaire trop onéreux pour être intégré dans l'approvisionnement en électricité à l'horizon 2050 (Figure 2).

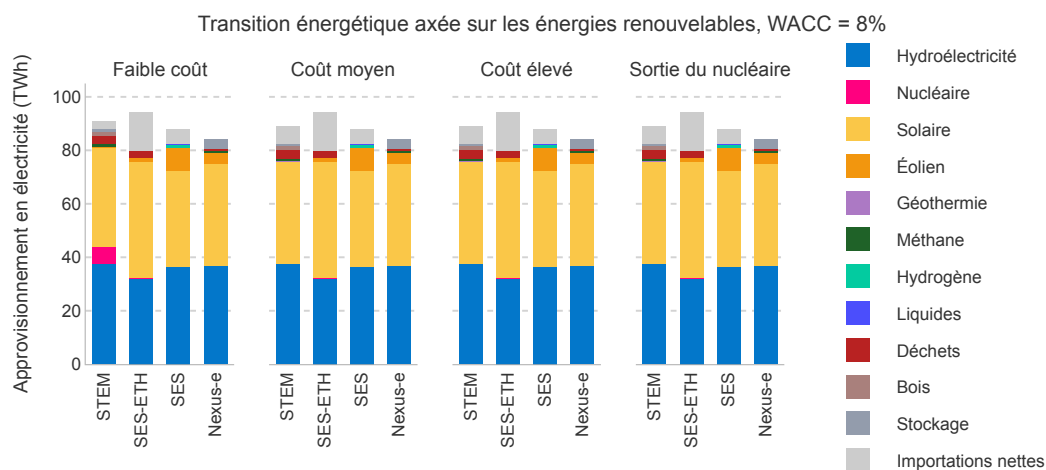


Figure 2 : Approvisionnement annuel en électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » – WACC de 8% – par technologie, modèle et variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et « Sortie du nucléaire ». Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables. Modèles répertoriés sur l'axe des x : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » reflète l'objectif énergétique de 45 TWh fixé dans la législation en vigueur sur l'approvisionnement en électricité grâce aux énergies renouvelables (Loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables 2024) – laquelle apporte un soutien politique aux technologies renouvelables, notamment le solaire, l'éolien, la géothermie et la biomasse, en vue d'atteindre l'objectif de production d'électricité de 45 TWh d'ici 2050. Dans ces conditions politiques, les modèles privilégient le solaire et, dans une certaine mesure, l'éolien pour un

approvisionnement en électricité au moindre coût. Au sens strict, les modèles ne sélectionnent pas l'hydroélectricité : la capacité installée est simplement utilisée comme donnée de base pour la modélisation. Mais l'hydroélectricité peut être exploitée différemment par les modèles afin d'augmenter la production issue de ces actifs.⁹ Le solde de la demande énergétique est couvert par un mix technologique qui varie selon les modèles. Ceux-ci équilibrent la production et la consommation d'électricité sur une échelle horaire à saisonnière en utilisant le stockage d'électricité (batteries, hydroélectricité par pompage) et en échangeant de l'électricité avec les voisins européens (ce qui se traduit par des importations nettes). Le stockage saisonnier d'énergie thermique, le stockage des déchets et le stockage chimique constituent d'autres options qui influencent le système énergétique global.

Le risque d'investissement plus élevé, qui se traduit ici par un WACC de 8%, désavantage le nucléaire neuf par rapport aux énergies renouvelables. Les coûts de financement annuels atteignent entre 400 millions de CHF (en supposant des OCC de 5000 CHF₂₀₂₄/kW) et 960 millions de CHF (en supposant des OCC de 12 000 CHF₂₀₂₄/kW) pour une centrale hypothétique de 1 GW. Cette comparaison doit toutefois être mise en regard de l'ampleur des investissements dans les énergies renouvelables, le stockage, le réseau et la flexibilité nécessaires pour la configuration globale, car les coûts de financement d'une tranche nucléaire ne permettent pas à eux seuls d'établir une comparaison complète des coûts du système.

Simulations des systèmes énergétiques en 2050 *sans* nouvelles centrales nucléaires, par rapport à la situation actuelle

En 2050, l'énergie solaire représentera environ 50% (36 à 43 TWh) de la production d'électricité, conformément à la *loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables*. Pour situer les choses au niveau territorial, une étude sur le potentiel solaire des 9,6 millions de toitures du pays indique un potentiel annuel d'environ 24 TWh (Walch et al. 2020). L'Office fédéral de l'énergie estime le potentiel des toitures à 50 TWh (Hügi et al. 2026). Selon le niveau de détail technologique du modèle, la production solaire peut inclure le photovoltaïque sur toiture, le photovoltaïque alpin et le photovoltaïque en plein champ. Nous avons aligné les modèles sur le coût moyen pondéré en fonction de la capacité des panneaux solaires sur les toitures¹⁰ afin de réduire les choix de sites trop optimistes, car de nombreux projets solaires ne peuvent pas être construits aux emplacements les plus économiques en raison de restrictions réglementaires (par ex. Office fédéral du développement territorial 2025). Les coûts des installations photovoltaïques en montagne et en plein champ sont harmonisés (voir la documentation de modélisation).

⁹ Il est important de rappeler que l'hydroélectricité n'est pas incluse dans l'objectif de 45 TWh. Elle a son objectif spécifique, mais nous n'en tenons pas compte dans la présente étude de modélisation.

¹⁰ Les installations photovoltaïques sur les toits sont de tailles très diverses. Comme tous les modèles ne disposent pas du niveau de détail nécessaire pour inclure différentes variations de capacité, nous utilisons ici une moyenne des coûts pondérée en fonction de la capacité.

En 2025, la Suisse a généré 12% (environ 8 TWh) de sa production totale d'électricité grâce au photovoltaïque (Office fédéral de l'énergie 2025). Après une expansion rapide, le solaire a connu un recul des installations en 2025. Pour atteindre l'objectif de 18,7 TWh fixé pour 2030, les taux d'installation photovoltaïque devront à nouveau augmenter. Selon une étude de l'AIE, il faudrait installer 1700 à 1900 MWc par an pour atteindre l'objectif de 39 GWc fixé pour 2050 (Agence internationale de l'énergie 2024a). Le gouvernement a étudié les meilleurs moyens de mettre en place un soutien financier et réglementaire permettant d'atteindre cet objectif ambitieux (Office fédéral de l'énergie 2023).

La plupart des modèles s'accordent à reconnaître les avantages de l'énergie éolienne. Mais la production éolienne varie considérablement d'un modèle à l'autre : entre 0,3% (0,3 TWh) et 9,8% (8,6 TWh). Cette fourchette illustre les différences structurelles entre les modèles et montre que la production future d'électricité ne dépend pas nécessairement de l'énergie éolienne. En d'autres termes, les modèles proposent de multiples configurations, certaines faisant davantage appel à l'éolien et d'autres moins. En 2025, la Suisse a produit environ 0,15 TWh (Office fédéral de l'énergie 2025) avec 47 éoliennes (SuisseEnergie 2024). Le nombre d'éoliennes nécessaire pour fournir jusqu'à 8,6 TWh d'électricité dépend d'un ensemble de facteurs techniques et politiques. En se basant sur des hypothèses restrictives concernant l'implantation des éoliennes, Spielhofer et al. estiment qu'il faudrait 760 éoliennes pour atteindre l'objectif de la Stratégie énergétique suisse de 4,3 TWh/an (Spielhofer et al. 2023).

Sans surprise, dans les variantes où la part des énergies renouvelables est élevée et où la production nucléaire est absente, la structure saisonnière des échanges d'électricité montre que les modèles exportent surtout en été et importent surtout en hiver (Figure 3). Presque systématiquement, comme c'est le cas aujourd'hui, la Suisse est un exportateur net en été et un importateur net en hiver. Les importations estivales varient selon les modèles entre 0,03 et 8,2 TWh. Les exportations estivales sont plus variables, oscillant entre 1,3 et 18,6 TWh. Les importations hivernales se situent entre 5,4 et 12,4 TWh. À noter ici qu'une production éolienne plus importante ne correspond pas forcément à une diminution des importations d'électricité en hiver, pour les raisons expliquées plus bas. Les exportations hivernales varient également selon les modèles, de 0,02 à 3,2 TWh. Les écarts importants entre les modèles s'expliquent principalement par les facteurs suivants :

Tout d'abord, les modèles représentent la demande en électricité de différentes manières. Dans les modèles qui englobent l'ensemble du système énergétique (SES, SES-ETH et STEM), la demande finale en électricité est le résultat de l'optimisation, comme le montrent les variations de la consommation finale d'électricité illustrées à la Figure 4. De ce fait, les modèles ne montrent pas de réduction directe des importations hivernales en présence, par exemple, d'une production éolienne supplémentaire en hiver, car les modèles peuvent augmenter ou diminuer la consommation d'électricité en fonction des options économiques correspondantes. En d'autres termes, les modèles peuvent considérer qu'il y a un avantage économique à importer de l'électricité en hiver, si celle-ci est suffisamment bon marché, pour approvisionner d'autres

secteurs (par ex. l'industrie), même si l'approvisionnement « de base » est déjà couvert. Dans le modèle Nexus-e, qui porte uniquement sur le système électrique, la demande d'électricité est donnée¹¹ et reste constante dans tous les scénarios.

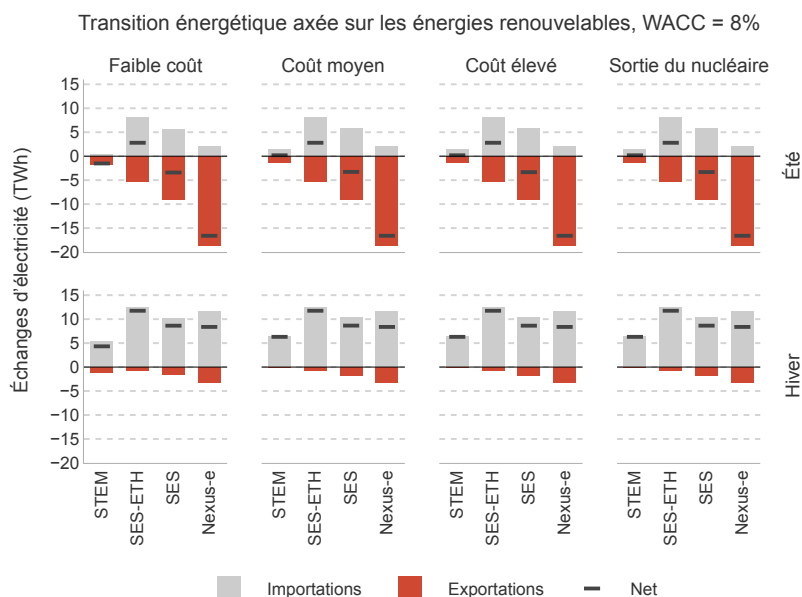


Figure 3 : Échanges saisonniers d'électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » – WACC de 8% – par modèle et par variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et « Sortie du nucléaire ». Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables. Modèles répertoriés sur l'axe des x : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

Deuxièmement, les modèles diffèrent quant à la couverture temporelle des échanges d'électricité. Par exemple, Nexus-e gère les opportunités d'arbitrage à court terme et la valeur financière des échanges avec une plus grande précision temporelle. Les modèles dont la résolution temporelle est agrégée considèrent également les échanges comme une option économique, mais ils lissent une partie de la variabilité des prix à court terme et représentent donc l'arbitrage intrajournalier de manière moins explicite. Il faut relever ici que, bien que la Suisse soit un importateur net en hiver, elle peut, même alors, exporter de l'électricité pendant les heures où les prix sont plus élevés sur les marchés européens voisins. Ce comportement est déjà observé sur les marchés de l'électricité actuels.

¹¹ Nexus-e accepte en principe l'acquisition et l'exploitation d'électrolyseurs supplémentaires pour le stockage d'électricité s'ils sont rentables, ce qui modifierait la demande d'électricité de manière endogène. Mais Nexus-e a écarté cette option dans tous les scénarios de l'étude.

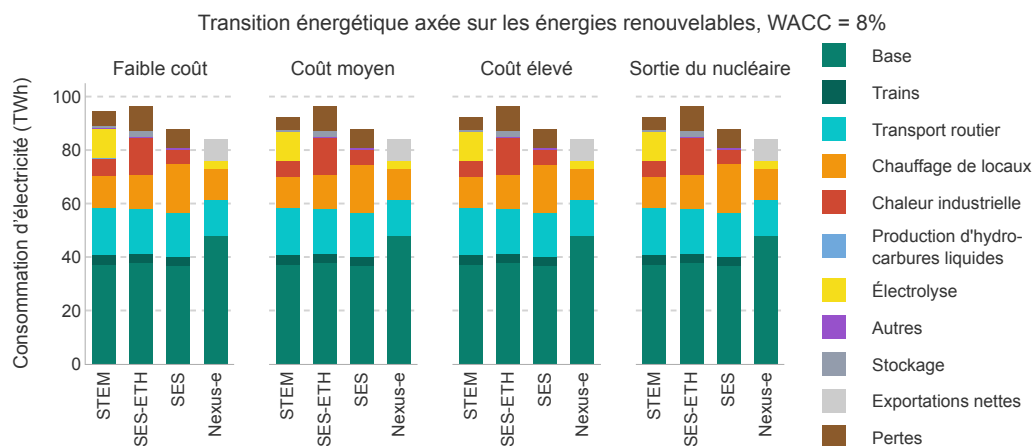


Figure 4 : Consommation annuelle d'électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » – WACC de 8% – par usage final, modèle et variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et « Sortie du nucléaire ». Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables. « Base » désigne la demande de tous les appareils électriques ; « Autres » inclut la demande liée au captage direct de l'air ; « Pertes » inclut à la fois les pertes sur le réseau et les pertes de stockage. Modèles répertoriés sur l'axe des x : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

Troisièmement, les écarts observés s'expliquent aussi par la manière dont chaque modèle représente le réseau électrique : les modèles diffèrent ainsi dans leur traitement du réseau, notamment au niveau des interconnexions avec les pays européens voisins, la congestion du réseau, les contraintes des lignes et d'autres aspects liés au réseau. Les modèles présentant une résolution du réseau moins fine peuvent négliger ou simplifier les contraintes physiques imposées par les connexions réelles (voir la documentation de modélisation).

Enfin, la fourchette des résultats modélisés reflète les fluctuations observées dans les échanges d'électricité au cours des cinq dernières années, en partie déterminées par les prix de gros internationaux de l'électricité sur le marché journalier. En 2024, la Suisse a été un exportateur net d'électricité (14,4 TWh), alors qu'en 2021 et 2022, elle était un importateur net (respectivement 2,4 et 3,4 TWh) (Office fédéral de l'énergie 2024). Tous les modèles s'alignent sur une série chronologique de prix fournie par Nexus-e comme donnée d'entrée. Ces valeurs représentent le prix de gros suisse pour le lendemain (*day-ahead*) à la frontière et, aux fins de la modélisation, correspondent aux prix auxquels la Suisse peut importer et exporter de l'électricité dans les scénarios (Figure 5). Ces prix reflètent l'évolution des choix d'investissement et des coûts d'exploitation en Suisse et dans les pays voisins, dont les conditions de marché influencent les prix suisses par le biais des échanges. Les prix de l'électricité modélisés en 2050 sont en moyenne inférieurs aux prix actuels en raison du déploiement massif de sources renouvelables à coût marginal nul. Entre les deux scénarios, sans nucléaire (courbe bleue dans le panneau de droite) et avec nucléaire (courbe rouge dans le panneau de droite), l'évolution des prix est similaire, avec un prix moyen compris entre 44 et 45 €₂₀₂₄/MWh. Le prix de gros moyen de l'électricité pour le lendemain en 2025 a été de 102 €₂₀₂₅/MWh.

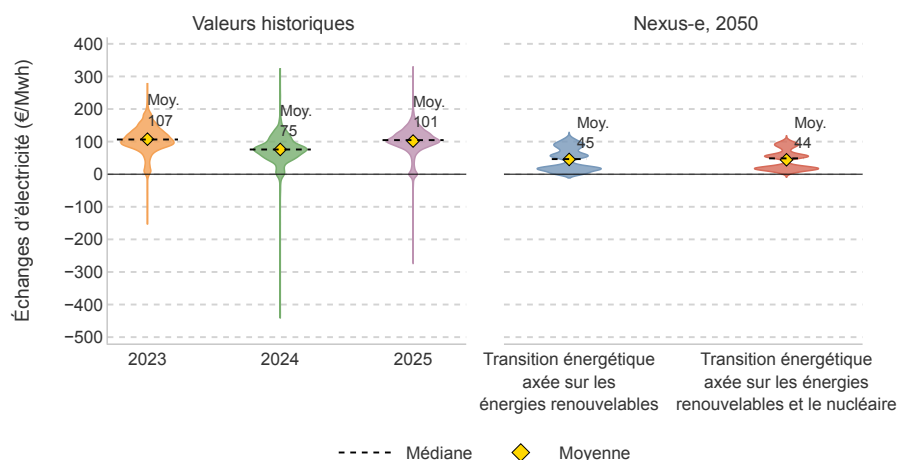


Figure 5: Prix de gros de l'électricité pour le lendemain modélisés pour 2050. Le panneau de gauche indique les prix de gros de l'électricité pour le lendemain en Suisse (2023, 2024, 2025) (TNC Consulting AG et al. 2026) ; le panneau de droite présente les prix modélisés en fonction du scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » (courbe bleue, partie gauche) et du scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » (courbe rouge, partie droite).

Si le gouvernement soutient les énergies renouvelables *et le nucléaire* (par ex. par le biais de subventions) dans le cadre d'un objectif de production nationale de 45 TWh et, de plus, fournit un soutien politique visant à atténuer les risques liés aux investissements nucléaires (par ex. garanties de prêt ou cofinancement des coûts d'investissement) pour réduire le WACC, les modèles sélectionnent des systèmes optimisés en termes de coûts incluant de nouvelles centrales nucléaires, des énergies renouvelables, des options flexibles, des installations de stockage et des échanges d'électricité

L'intégration de nouvelles capacités nucléaires dans l'objectif de production nationale de 45 TWh/an modifie l'optimisation des coûts, car tant le nucléaire que les technologies renouvelables bénéficient d'un soutien politique (par ex. des subventions) et le gouvernement fournit des aides supplémentaires (par ex. des garanties de prêt ou le cofinancement des coûts d'investissement initiaux) limitant les risques d'investissement, ce qui ramène de 8 à 5% le WACC du nucléaire. Nous constatons alors que les systèmes électriques combinant le nucléaire et une forte pénétration des énergies renouvelables sont techniquement réalisables et optimaux en termes de coûts dans certaines conditions.

Comme le montre la Figure 6, les modèles prévoient des investissements dans de nouvelles capacités nucléaires de l'ordre de 2,6 à 4,9 GW lorsque les coûts *overnight* sont « faibles », soit de 5000 CHF₂₀₂₄/kW. Dans la partie basse de cette fourchette, la nouvelle capacité de 2,6 GW correspond approximativement à celle actuellement installée et en service en Suisse, à savoir environ 3 GW, et qui a fourni 27% de l'électricité en 2025 (Office fédéral de l'énergie 2025). Dans la partie haute de cette fourchette, la nouvelle capacité de 4,9 GW représente une nette

augmentation, de quelque 60%. La capacité nucléaire installée diminue à mesure que les coûts *overnight* augmentent, avec un recul notable pour des coûts *overnight* moyens de 8000 CHF₂₀₂₄/kW et une chute globale encore plus marquée pour des coûts *overnight* élevés de 12 000 CHF₂₀₂₄/kW.

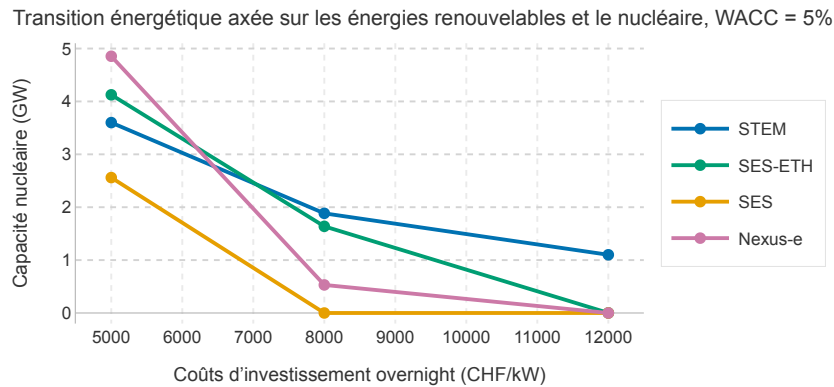


Figure 6 : Capacité nucléaire totale installée (GW) en 2050 par rapport aux variantes de coûts d'investissement *overnight* pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 5% – par modèle et variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW. Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables et au nucléaire. Modèles énumérés dans la légende : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

Le scénario prévoyant un soutien politique, des mesures de réduction des risques (par ex. des garanties de prêt) et des coûts d'investissement *overnight* « faibles » réunit les conditions les plus optimistes pour le nucléaire en Suisse (Figure 6). Nous ne pouvons certes pas prédire les coûts effectifs du nucléaire en 2050, mais il faut relever que l'expérience actuelle en Europe et en Amérique du Nord – des régions proches de la Suisse en matière d'institutions réglementaires et économiques – correspond à des coûts se situant dans la fourchette haute (Agence internationale de l'énergie 2025). Sur la base d'une analyse de ces pays, Axpo a retenu des coûts de 8530 CHF₂₀₂₄/kW pour son récent rapport sur l'énergie nucléaire (Maeder et al. 2026), soit une valeur située entre nos variantes à coûts moyens et élevés.¹² Le secteur prévoit de réduire ces coûts grâce, notamment, à de nouvelles conceptions, à des changements réglementaires, à la standardisation et à la modularité (OCDE/AEN 2020). Cette aspiration se reflète dans des coûts *overnight* inférieurs à ceux (env. 10 000 CHF₂₀₂₄/kW) des projets achevés de type inédit. On peut mentionner ici par exemple les réacteurs EPR en France (8288 CHF₂₀₂₄/kW) (EDF présente son devis prévisionnel du programme EPR2 à hauteur de 72,8 Md€ 2025) et les nouveaux modèles AP1000 aux États-Unis (8277–10 346 CHF₂₀₂₄/kW) (Shirvan 2024).

¹² À titre d'exemple, une centrale nucléaire d'une puissance de 1 GW avec des coûts *overnight* de l'ordre de 8000 à 10 000 CHF/kW nécessiterait un investissement total de 8 à 10 milliards de CHF. Pour atteindre les niveaux de coûts auxquels le nucléaire devient compétitif dans le modèle (environ 5000 CHF/kW), il faudrait donc un soutien public initial de l'ordre de 3 à 5 milliards de CHF par GW installé.

Modélisation de systèmes énergétiques en 2050 avec de nouvelles centrales nucléaires, comparés à la situation actuelle

Pour toutes les variantes de coûts *overnight* du nucléaire, les modèles prévoient également des investissements dans les technologies renouvelables, ce qui montre la compatibilité technique et économique de ces technologies au sein d'un même système (Figure 7). Indépendamment de la variante de coûts, les modèles traitent l'hydroélectricité comme l'épine dorsale de l'approvisionnement en électricité en Suisse, car la capacité installée actuelle est utilisée comme donnée d'entrée dans la modélisation. L'autre source d'électricité dominante dans tous les modèles est l'énergie solaire. Les parts de l'électricité d'origine solaire, éolienne et importée augmentent à mesure que les coûts *overnight* du nucléaire s'alourdissent, mais l'évolution des parts relatives n'est pas uniforme d'un modèle à l'autre, car les modèles s'adaptent différemment aux variations des coûts *overnight*.

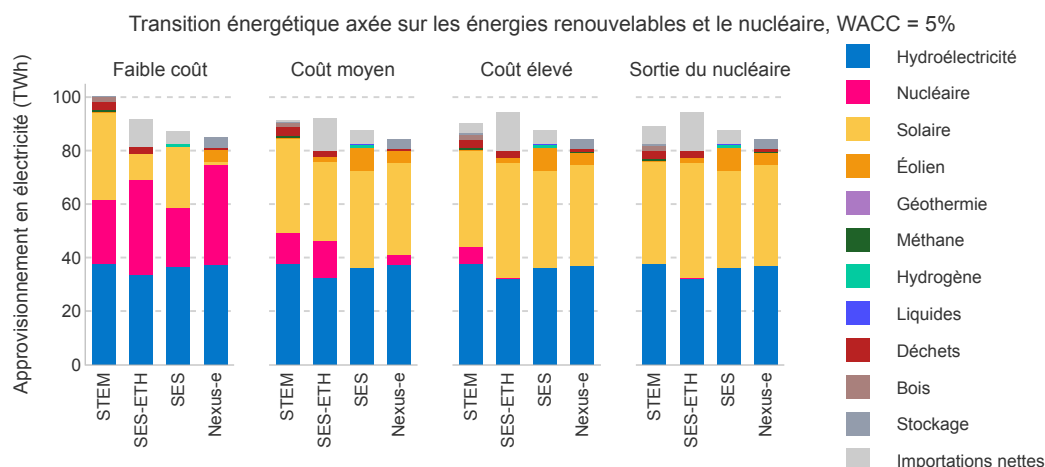


Figure 7 : Approvisionnement annuel en électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 5% – par technologie, modèle et variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et « Sortie du nucléaire ». Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables et au nucléaire. Modèles répertoriés sur l'axe des x : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

Dans la variante à faible coût, où les modèles prévoient de créer une capacité de 2,6 à 4,9 GW, on constate que la plupart des modèles continuent d'investir massivement dans l'énergie solaire, en plus du nucléaire. Notre modèle de trajectoire, STEM, présente une production solaire plus élevée que les modèles snapshot, car il optimise l'ensemble de la transition jusqu'en 2050 plutôt que de se limiter à l'état final. Ainsi, les investissements solaires initiaux restent en service, en raison de la durée de vie des actifs, et la décarbonisation progressive ainsi que les conditions politiques en matière d'énergies renouvelables encouragent ces ajouts avant la mise à disposition du nucléaire à grande échelle. En revanche, dans le scénario à faible coût de Nexus-e, le nucléaire bon marché évince largement les investissements dans le solaire.

Lorsque les coûts *overnight* du nucléaire neuf dépassent 5000 CHF₂₀₂₄/kW, tous les modèles remplacent la capacité nucléaire par le photovoltaïque (jusqu'à 45% de l'approvisionnement total en électricité) et, à des degrés variables, par l'éolien (jusqu'à 10% de la production totale d'électricité). Dans un modèle de trajectoire du système énergétique global tel que STEM, avec des choix endogènes de couplage sectoriel, des coûts nucléaires plus élevés peuvent également réduire la consommation totale d'électricité dans certaines applications couplées, de sorte que l'approvisionnement total en électricité diminue quelque peu à mesure que les coûts nucléaires augmentent. De légères variations de la consommation d'électricité sont également observables dans les autres modèles à couplage sectoriel, soit SES-ETH et SES (Figure 8).

La production d'énergie éolienne augmente également pour compenser la baisse de la production nucléaire, mais le potentiel éolien exploitable de manière réaliste est soumis à des contraintes dont le solaire est exempté. Si les modèles évaluent le potentiel de production des technologies renouvelables en fonction des conditions météorologiques d'un site donné (rayonnement solaire et potentiel éolien), les sites propices au photovoltaïque, par exemple, sont beaucoup plus nombreux que ceux convenant à l'éolien. Les sites disponibles pour l'installation de nouvelles éoliennes peuvent aussi ne pas être économiquement viables. Dans un modèle de trajectoire comme STEM, l'éolien peut également être limité par des délais de mise en œuvre plus longs, ce qui se traduit par davantage d'investissements dans le solaire. Comme dans le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables », sans nucléaire, la fourchette de production éolienne est large : de 0,3 à 8,6 TWh par an – il existe donc des scénarios de zéro émission nette réalisables avec ou sans augmentation de la production éolienne par rapport à aujourd'hui.

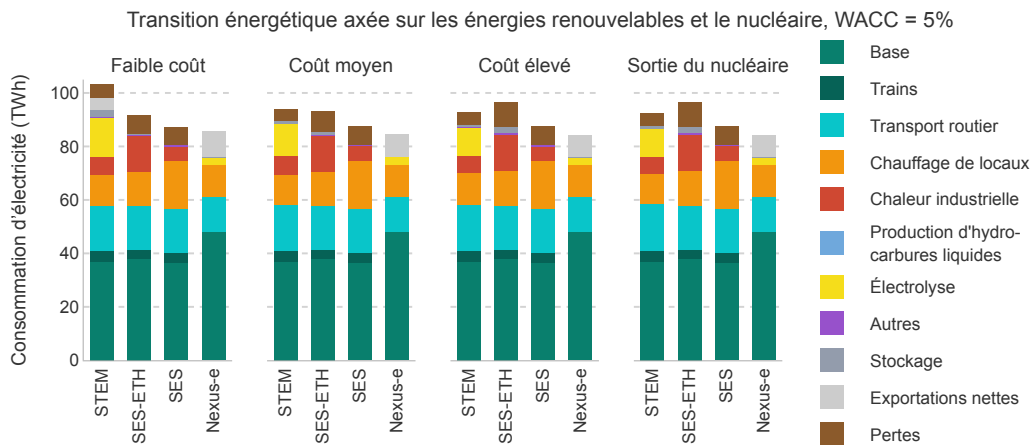


Figure 8 : Consommation annuelle d'électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 5% – par usage final, modèle et variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et « Sortie du nucléaire ». Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables et au nucléaire. « Base » désigne la demande de tous les appareils électriques ; « Autres » inclut la demande liée au captage direct du dioxyde de carbone ; « Pertes » inclut à la fois les pertes sur le réseau et les pertes de stockage. Modèles répertoriés sur l'axe des x : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

La présence de l'énergie nucléaire ne modifie pas fondamentalement l'ampleur et la répartition saisonnière des échanges d'électricité (Figure 9) : les modèles indiquent toujours des importations plus élevées en hiver et des exportations en hausse durant l'été. Toutefois, par rapport à un système sans nucléaire, les importations diminuent au cours de ces deux saisons, tombant à 0,8–12,4 TWh en hiver et 0–4,3 TWh en été, selon le modèle. Lorsque les coûts *overnight* sont au plus bas et que les investissements dans la capacité nucléaire sont au plus haut, la réduction des importations d'électricité en hiver varie entre 1 et 6 TWh, selon le modèle. Cela représente 3 à 20% de la production totale actuelle en hiver (d'octobre à mars). De nouvelles centrales nucléaires réduisent les besoins d'importations en hiver, bien que les échanges d'électricité restent une source importante de flexibilité du système. Dans la variante à faible coût, certains modèles suggèrent que la Suisse optimiserait ses coûts en devenant un exportateur net d'électricité en hiver. Les niveaux d'exportation estivaux restent similaires (1,3 à 18,6 TWh), tandis que les exportations hivernales augmentent (0,1 à 9,9 TWh). La large fourchette des échanges nets reflète les différentes structures spatiales et temporelles des modèles.

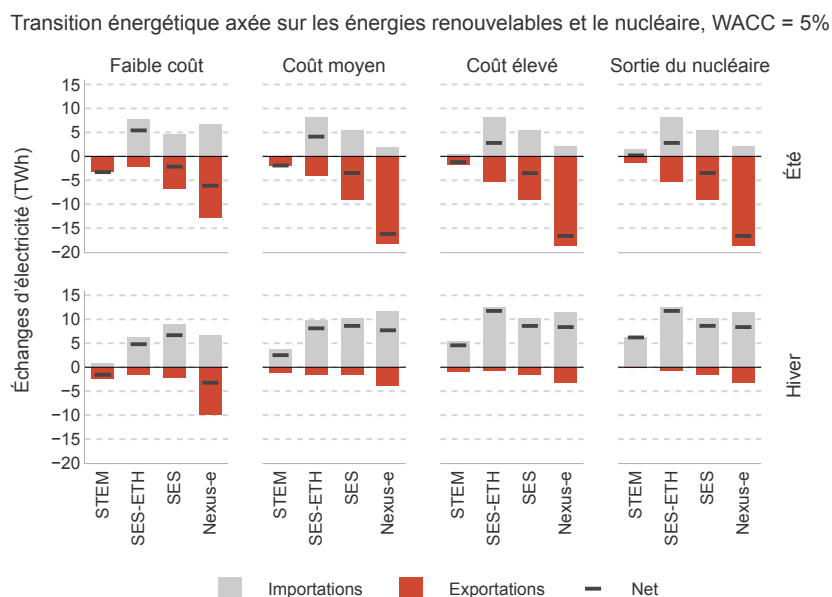


Figure 9 : Échanges saisonniers d'électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 5% – par modèle et par variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et « Sortie du nucléaire ». Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables et au nucléaire. Modèles répertoriés sur l'axe des x : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

Si les énergies renouvelables bénéficient d'un soutien politique, le déploiement de nouvelles centrales nucléaires diminue en l'absence de soutien politique ou de conditions de financement favorables

Les résultats suggèrent que le déploiement du nucléaire est fortement tributaire d'un soutien politique (par ex. sous forme de subventions ou d'autres aides, à l'instar des énergies renouvelables dans notre modélisation) et/ou de mesures de réduction des risques, telles que des garanties de prêt ou le cofinancement des coûts d'investissement initiaux, qui atténuent le risque d'investissement. Les niveaux d'investissement dépendent fortement de l'hypothèse retenue pour le WACC. Avec un WACC de 8%, taux probable auquel des investisseurs privés seraient confrontés, les modèles prévoient d'installer moins de capacité nucléaire, car le nucléaire devient alors moins compétitif dans les scénarios du système énergétique, même avec un soutien politique lié à l'objectif énergétique visé (Figure 10). Avec des coûts *overnight* faibles (5000 CHF₂₀₂₄/kW), trois des quatre modèles prévoient encore de créer de nouvelles capacités nucléaires, mais l'augmentation des coûts *overnight* à un niveau moyen (8000 CHF₂₀₂₄/kW) réduit la présence du nucléaire dans le mix de production.

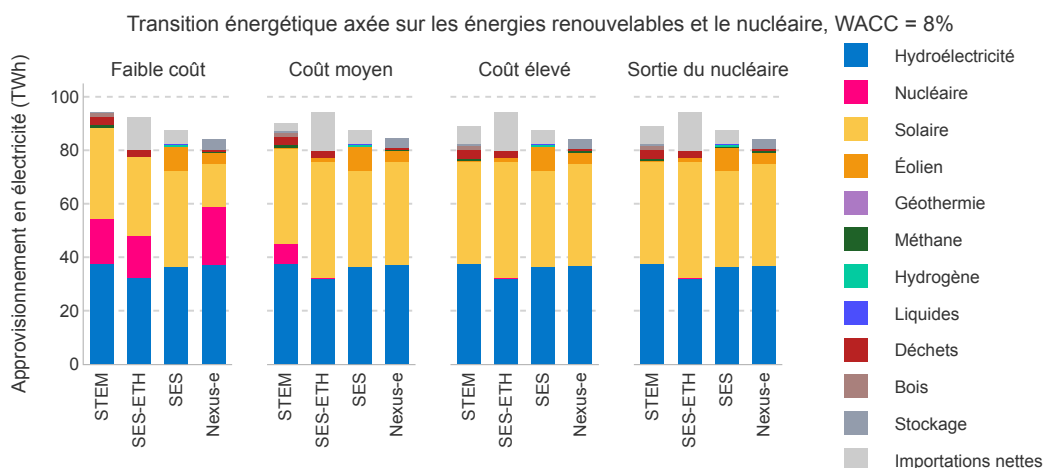


Figure 10 : Approvisionnement annuel en électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » – WACC de 8% – par technologie, modèle et variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et « Sortie du nucléaire ». Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables et le nucléaire » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables et au nucléaire. Modèles répertoriés sur l'axe des x : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

De même, lorsque nous n'accordons un soutien politique qu'aux énergies renouvelables (à l'exclusion du nucléaire), tout en maintenant les mesures du gouvernement visant à réduire les risques liés aux investissements (par ex. des garanties de prêt permettant de ramener le WACC de 8 à 5%), l'énergie nucléaire devient moins compétitive. Ces deux scénarios montrent que les mesures de soutien (qui peuvent revêtir de nombreuses formes) permettant de réduire les risques commerciaux à long terme exercent une influence plus importante sur la compétitivité du nucléaire neuf qu'un simple WACC favorable.

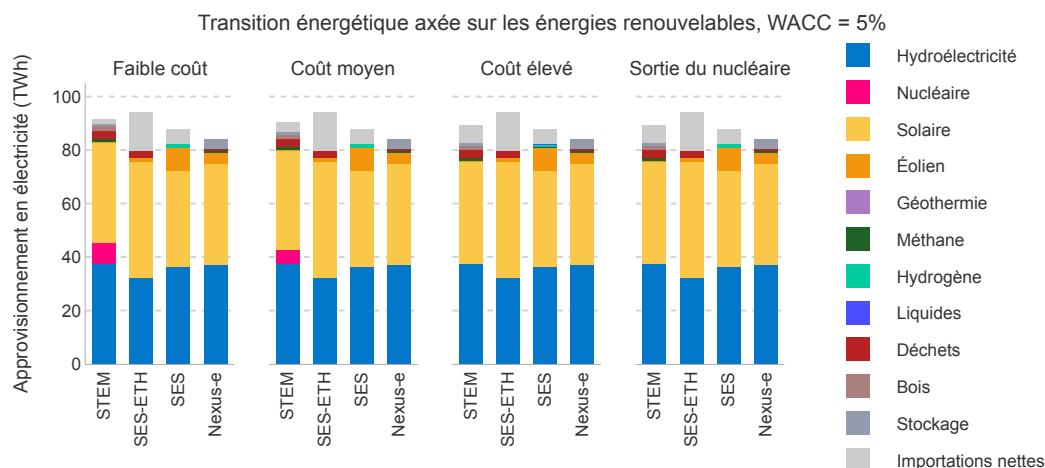


Figure 11 : Approvisionnement annuel en électricité en 2050 pour le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » – WACC de 5% – par technologie, modèle et variante d'investissement dans le nucléaire : « Faible coût » – 5000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût moyen » – 8000 CHF₂₀₂₄/kW ; « Coût élevé » – 12 000 CHF₂₀₂₄/kW et « Sortie du nucléaire ». Le scénario « Transition énergétique axée sur les énergies renouvelables » prévoit un objectif de production d'électricité nationale de 45 TWh atteint grâce à une sélection d'énergies renouvelables. Modèles répertoriés sur l'axe des x : Swiss TIMES Energy Systems Model (STEM), Swiss Energy Scope – ETH (SES-ETH), Swiss Energy Scope (SES), Nexus-e.

Nous constatons que le déploiement de nouvelles capacités nucléaires dépend largement de deux décisions politiques : 1) l'octroi au nucléaire, par le gouvernement, d'un soutien politique similaire à celui dont bénéficient les énergies renouvelables, et 2) l'octroi par le gouvernement d'un soutien financier supplémentaire permettant de réduire les risques d'investissement dans le nucléaire par le biais de garanties de prêt (ou de mesures exerçant un effet comparable), ce qui se traduirait par une baisse du WACC.

4 Conclusion

Notre analyse visait à déterminer dans quelles conditions de nouvelles centrales nucléaires pourraient contribuer à la transition énergétique de la Suisse. À l'aide de quatre modèles technico-économiques complémentaires et d'un ensemble harmonisé de scénarios, nous avons constaté que la Suisse peut atteindre un système électrique à zéro émission nette sans recourir à de nouvelles centrales nucléaires, en continuant à soutenir politiquement la production d'énergie renouvelable (ce soutien pouvant revêtir différentes formes, telles que des mandats politiques, des modifications réglementaires et des subventions). Les énergies renouvelables – en particulier le solaire, l'hydroélectricité et, dans une certaine mesure, l'éolien – constituent systématiquement la base la moins coûteuse du système, avec le soutien d'options flexibles, du stockage et des échanges d'électricité. Avec un coût moyen pondéré du capital de 8% pour les nouvelles centrales nucléaires et le cadre réglementaire actuel, le nucléaire ne s'inscrit pas dans le mix énergétique optimal en termes de coûts, à moins de fonder le calcul sur des coûts d'investissement *overnight* de 5000 CHF₂₀₂₄/kW.

Lorsque les conditions sont adaptées pour inclure un soutien politique au nucléaire similaire à celui dont bénéficient les énergies renouvelables ainsi que des mesures de réduction des risques permettant de diminuer les coûts de financement des nouvelles centrales nucléaires (par ex. via une garantie de prêt), ce qui ramène le coût moyen pondéré du capital de 8 à 5%, les modèles privilégient le nucléaire dans les variantes de coûts d'investissement *overnight* comprises entre 5000 et 8000 CHF₂₀₂₄/kW. Outre le nucléaire, les modèles sélectionnent une part importante d'énergies renouvelables, indiquant qu'un système à forte pénétration des énergies renouvelables est techniquement et économiquement compatible avec de nouvelles capacités nucléaires, de l'ordre de 2,6 à 4,9 GW dans le scénario à faible coût. Cependant, à mesure que les coûts *overnight* augmentent pour atteindre les niveaux observés dans les projets inédits réalisés actuellement en Europe et en Amérique du Nord, le déploiement du nucléaire diminue fortement.

Nos résultats mettent en évidence d'importantes différences structurelles entre les réseaux électriques avec ou sans nouvelles centrales nucléaires.

- Approvisionnement hivernal : Les systèmes sans nucléaire s'appuient davantage sur l'hydroélectricité, l'éolien, le stockage saisonnier (par ex. le stockage thermique et chimique) et les importations pour assurer l'approvisionnement en électricité pendant l'hiver. Les systèmes avec composante nucléaire réduisent alors les importations d'électricité. Lorsque les coûts *overnight* sont faibles et que la capacité nucléaire installée est à son maximum (5000 CHF₂₀₂₄/kW, 2,6–4,9 GW installés), les nouvelles centrales nucléaires peuvent réduire les importations hivernales jusqu'à 6 TWh (environ 20% des importations hivernales actuelles). Mais les importations d'électricité en hiver restent un important facteur de flexibilité du système.
- Échanges d'électricité : Indépendamment du modèle ou du scénario considéré, la Suisse continue de dépendre (et de tirer profit) des échanges internationaux d'électricité. Les systèmes sans nucléaire affichent des exportations estivales et des importations hivernales plus élevées ; les systèmes avec nucléaire présentent des variations saisonnières plus modérées, mais restent tributaires des échanges pour assurer l'équilibre du réseau. Ces constats confirment que les échanges vont rester une caractéristique structurelle du système électrique suisse, que de nouvelles centrales nucléaires soient construites ou non.

Dans l'ensemble, les résultats montrent que les énergies renouvelables, en particulier l'hydroélectricité et le solaire, constituent le principal pilier bas carbone national d'un système électrique suisse à zéro émission nette, tandis que le rôle de l'éolien, du stockage et des échanges varie selon les modèles et les scénarios. La décision du gouvernement de soutenir la création de nouvelles centrales nucléaires (par ex. en réduisant les coûts *overnight* par le biais de subventions directes, de contrats de différence ou de modifications politiques ou réglementaires) et, en outre, de mettre en place des mesures visant à réduire les risques de

financement (par ex. par le biais de garanties de prêt ou d'un cofinancement) est de nature politique.

Sans soutien politique explicite, le nucléaire n'est pas compétitif par rapport aux alternatives, qui bénéficient d'un tel soutien politique dans notre cadre de modélisation. Des coûts *overnight* faibles (5000 CHF₂₀₂₄/kW) à moyens (8000 CHF₂₀₂₄/kW) améliorent la compétitivité du nucléaire. À des niveaux de coûts d'investissement *overnight* plus élevés, le déploiement diminue fortement et devient de plus en plus dépendant du soutien politique et de conditions favorables de financement et de réseau. Une baisse des coûts *overnight* du nucléaire pourrait se concrétiser d'ici 2050 grâce à un effort concerté d'harmonisation de la réglementation au niveau européen (par ex. Neu et al. 2025b). La complexité et la durée des projets nucléaires ainsi que la réglementation stricte restent des défis majeurs en matière de gestion de projet et d'estimation des coûts. La présente étude se distingue des comparaisons de coûts statiques en montrant que le rôle potentiel du nucléaire dépend non seulement des coûts *overnight* et du WACC, mais aussi de conditions systémiques plus larges, notamment le couplage sectoriel, les hypothèses relatives aux échanges d'électricité et la dynamique de transition.

L'évolution à long terme d'un système énergétique est un processus d'une grande complexité, qu'aucun ensemble de modèles ne peut représenter intégralement. Notre analyse s'appuie sur une modélisation technico-économique respectant une logique économique cohérente, mais elle repose nécessairement sur des simplifications et des hypothèses incluant une grande part d'incertitudes. Ces simplifications et ces hypothèses limitent les résultats de la modélisation et déterminent la manière dont ces résultats doivent être interprétés. Cela dit, lorsqu'on les examine en gardant ces réserves à l'esprit, les résultats de notre étude multimodèle montrent clairement que le nucléaire pourrait jouer un rôle dans la transition énergétique de la Suisse. Nos modèles indiquent toutefois aussi que les investissements dans le nucléaire dépendent fortement du soutien politique, des conditions de financement et des coûts d'investissement *overnight*. Ces perspectives générales à l'horizon 2050 apportent une contribution importante au débat en cours sur le rôle futur des nouvelles centrales nucléaires en Suisse.

5 Références

Axpo. 2026. « Axpo Powerswitcher ». <https://powerswitcher.axpo.com/en>.

Axpo Newsroom. 2024. « Axpo will operate Beznau until 2033 ». mai 12.
<https://www.axpo.com/ch/en/newsroom/media-releases/2024/axpo-will-operate-the-beznau-nuclear-power-plant-until-2033--inv.html>.

Bauer, C., S. Hirschberg, Y. Bäuerle, et al. 2017. *Potentials, Costs and Environmental Assessment of Electricity Generation Technologies*. The Paul Scherrer Institute.

Bundesamt für Energie. 2023. *Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen*. EFK-22325. Eidgenössische Finanzkontrolle.
www.efk.admin.ch/wp-content/uploads/publikationen/berichte/sicherheit_und_umwelt/energie_und_kommunikation/22325/22325be-endgueltige-fassung-v04.pdf.

Bundesamt für Energie. 2024. *Schweizerische Elektrizitäts-Statistik 2024*. 805.005.24/07.25/700/860574203. Bern.

Bundesamt für Energie. 2025. « Energy Dashboard: Power Production ». Website.
<https://energiedashboard.admin.ch/strom/produktion>.

Bundesamt für Raumentwicklung. 2025. *Freistehende Photovoltaikanlagen*.
<https://www.are.admin.ch/de/freistehende-photovoltaikanlagen>.

Cousse, Julia, Rolf Wüstenhagen, et Nina Schneider. 2020. « Mixed Feelings on Wind Energy: Affective Imagery and Local Concern Driving Social Acceptance in Switzerland ». *Energy Research & Social Science* 70 (décembre): 101676.
<https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101676>.

EDF. 2024. « Hinkley Point C Update ». *Press Release*.
<https://www.edf.fr/sites/groupe/files/epresspack/7023/Hinkley-Point-C-PR-23012024.pdf>.

EDF shares its forecasted cost estimate of the EPR2 programme for EUR 72.8bn. 2025. EDF Groupe. <https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/edf-shares-its-forecasted-cost-estimate-of-the-epr2-programme-for-eu728bn>.

Energiegesetz, SR 730.0 (2016). <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2017/762/de>.

EnergieSchweiz. 2024. « Schweizer Windenergieanlagen ». [https://www.energieschweiz.ch/tools/windenergieanlagen/#:~:text=Im%20Jahr%202024%20produzieren%2047%20grosse%20Schweizer%20Windenergieanlagen%20rund%20170%20Gigawattstunden%20\(GWh\)%20Windstrom](https://www.energieschweiz.ch/tools/windenergieanlagen/#:~:text=Im%20Jahr%202024%20produzieren%2047%20grosse%20Schweizer%20Windenergieanlagen%20rund%20170%20Gigawattstunden%20(GWh)%20Windstrom).

Eur. Comm. (European Commission). 2026. « Speech by President von der Leyen at the Nuclear Energy Summit ». Paris, octobre 3.
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/speech_26_581.

- EY. 2024. *Financing New Nuclear in Sweden*. Stockholm.
https://www.ey.com/en_se/insights/energy-resources/financing-new-nuclear-in-sweden.
- Federal Act on a Secure Electricity Supply from Renewable Energy Sources, Acte jurid. N° AS 2024 679 (2024). <https://www.admin.ch/en/federal-act-on-a-secure-electricity-supply-from-renewable-energy-sources>.
- Filippini, Massimo, et Suchita Srinivasan. 2024. *An Introduction to Energy Economics and Policy*. 1^{re} éd. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009471831>.
- Fingleton, John. 2025. *Nuclear Regulatory Review 2025*. UK Department for Energy Security and Net-Zero and Ministry of Defence.
<https://assets.publishing.service.gov.uk/media/692080f75c394e481336ab89/nuclear-regulatory-review-2025.pdf>.
- Garrison, Jared B., Blazhe Gjorgiev, P. Jain, et al. 2022. *Nexus-e: Interconnected energy systems modeling platform - Input data and setup*. Energy Science Center. https://nexus-e.org/wp-content/uploads/2022/10/Nexuse_Report_InputData_v2-1.pdfsa.
- Gjorgiev, Blazhe, Jared B. Garrison, Xuejiao Han, et al. 2022. « Nexus-e: A Platform of Interfaced High-Resolution Models for Energy-Economic Assessments of Future Electricity Systems ». *Applied Energy* 307 (février): 118193.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118193>.
- Hug, Gabriela, Turhan Demiray, Massimo Filippini, et al. 2023. *Energy Security in a Net-Zero Emissions Future for Switzerland*. ETH Zurich. https://ethz.ch/content/dam/ethz/special-interest/mavt/energy-science-center-dam/research/publications/ETH_Zurich_ESC_White_Paper_Energy_Security.pdf.
- Hügi, Matthias, Christof Bucher, Domenico Chianese, Ebrar Özkalay, et Mauro Cacciavo. 2026. *Technologie-Monitoring: Untersuchung der Wirkungsgrade von Photovoltaik-modulen sowie der Investitions- und Betriebskosten von PV-Systemen*. Bundesamt für Energie.
- International Atomic Energy Agency. 2026. « IAEA Power Reactor Information System ». Vienna. <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>.
- International Energy Agency. 2024a. *National Survey Report of PV Power Applications in Switzerland 2024*. International Energy Agency. https://iea-pvps.org/national_survey/nsr-switzerland-2024/.
- International Energy Agency. 2024b. *World Energy Outlook 2024*. Paris.
<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>.
- International Energy Agency. 2025. *The Path to a New Era for Nuclear Energy*. (Paris).
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/21947d24-cbe3-4f8e-a5b7-5c94de5c60f2/ThePathtoaNewEraforNuclearEnergy.pdf>.
- Jorio, Luigi. 2025. *Why climate change and wars are reviving interest in nuclear energy*.
<https://www.swissinfo.ch/eng/emissions-reduction/why-climate-change-and-wars-are-reviving-interest-in-nuclear-energy/89676654>.

- Limpens, Gauthier, Stefano Moret, Hervé Jeanmart, et Francois Maréchal. 2019. « EnergyScope TD: A Novel Open-Source Model for Regional Energy Systems ». *Applied Energy* 255 (décembre): 113729. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113729>.
- Liu, Shangwei, Gang He, Minghao Qiu, et Daniel M. Kammen. 2025. « China Reins in the Spiralling Construction Costs of Nuclear Power — What Can Other Countries Learn? » *Nature* 643 (8074): 1186-88. <https://doi.org/10.1038/d41586-025-02341-z>.
- Lonergan, Katherine E., Florian Egli, Sebastian Osorio, et al. 2023. « Improving the Representation of Cost of Capital in Energy System Models ». *Joule* 7 (3): 469-83. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2023.02.004>.
- Luderer, Christoph, et Frank Sensfuß. 2024. *Modellgestützte Systemanalyse zur potentiellen Rolle von Grundlastkraftwerken im Rahmen eines dekarbonisierten europäischen Energiesystems*. Karlsruhe.
- Lund, Henrik, Jakob Zinck Thellufsen, Poul Alberg Østergaard, et al. 2026. « SLCOE – System-Based LCOE for Comparing Energy Technologies in Different Systems ». *Energy* 353 (juin): 140880. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.140880>.
- Maeder, H., M. Bellotti, F. Feger, et al. 2026. *Axpo Energy Reports: Nuclear Power*. Axpo.
- Malhotra, Abhishek, et Tobias S. Schmidt. 2020. « Accelerating Low-Carbon Innovation ». *Joule* 4 (11): 2259-67. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.09.004>.
- Manera, A., A. Pautz, Christian Bauer, et al. 2024. *Technology Monitoring of Nuclear Power*. Swiss Federal Office of Energy.
- Marcucci, Adriana, Gianfranco Guidati, et Domenico Giardini. 2021. *Swiss Energy Scope – ETH: Swiss Energy Scope with Hourly Resolution*. Avec ETH Zurich. Joint Activity Scenarios and Modelling. Application/pdf. <https://doi.org/10.3929/ETHZ-B-000540917>.
- Neu, Urs, Jochen Markard, Regina Betz, Konstantinos Boulouchos, Andreas Pautz, et Isabelle Stadelmann. 2025a. *Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht*. juillet 1. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.15599182>.
- Neu, Urs, Jochen Markard, Regina Betz, Konstantinos Boulouchos, Andreas Pautz, et Isabelle Stadelmann. 2025b. *Perspektiven für die Kernenergie in der Schweiz. Grundlagenbericht*. juillet 1. <https://doi.org/10.5281/ZENODO.15599182>.
- OECD/NEA. 2020. *Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants*. OECD / NEA. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2000/02/reduction-of-capital-costs-of-nuclear-power-plants_g1gh1cd8/9789264180574-en.pdf.
- Panos, Evangelos, James Glynn, Socrates Kypreos, et al. 2023. « Deep Decarbonisation Pathways of the Energy System in Times of Unprecedented Uncertainty in the Energy Sector ». *Energy Policy* 180 (septembre): 113642. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113642>.

- Robb Stewart, W., et Koroush Shirvan. 2023. « Construction Schedule and Cost Risk for Large and Small Light Water Reactors ». *Nuclear Engineering and Design* 407 (juin): 112305. <https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2023.112305>.
- Schlumpf, Martin. 2023. « Beim Winterstrom helfen Kernkraftwerke. Sie liefern zuverlässiger als Solaranlagen ». *NZZ*. <https://www.nzz.ch/meinung/beim-winterstrom-helfen-kernkraftwerke-sie-liefern-zuverlaessiger-als-solaranlagen-ld.1764714>.
- Shirvan, Koroush. 2022. *Overnight Capital Cost of the Next AP1000*. MIT-ANP-TR-193. Massachusetts Institute of Technology. <https://web.mit.edu/kshirvan/www/research/ANP193%20TR%20CANES.pdf>.
- Shirvan, Koroush. 2024. *2024 Total Cost Projection of Next AP1000*. MIT-ANP-TR-201. Massachusetts Institute of Technology. <https://web.mit.edu/kshirvan/www/research/ANP201%20TR%20CANES.pdf>.
- Sovacool, Benjamin K., et Hanees Ryu. 2025. « Beyond Economies of Scale: Learning from Construction Cost Overrun Risks and Time Delays in Global Energy Infrastructure Projects ». *Energy Research & Social Science* 123 (mai): 104057. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104057>.
- Spielhofer, Reto, Jonas Schwaab, et Adrienne Grêt-Regamey. 2023. « How Spatial Policies Can Leverage Energy Transitions – Finding Pareto-Optimal Solutions for Wind Turbine Locations with Evolutionary Multi-Objective Optimization ». *Environmental Science & Policy* 142 (avril): 220-32. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2023.02.016>.
- Steffen, Bjarne. 2020. « Estimating the Cost of Capital for Renewable Energy Projects ». *Energy Economics* 88 (mai): 104783. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104783>.
- Steffen, Bjarne, et Paul Waidelich. 2022. « Determinants of cost of capital in the electricity sector ». *Progress in Energy* 4 (3): 033001. <https://doi.org/10.1088/2516-1083/ac7936>.
- Swissgrid. 2026. *System Adequacy 2028, 2030, und 2035 - Technischer Bericht*. El Com. <https://www.elcom.admin.ch/dam/de/sd-web/6QE7Ijql4ntz/system-adequacy-2028-2023-2035.pdf>.
- TNC Consulting AG, Feldmeilen, et Fraunhofer ISE. 2026. « Swiss Energy Charts ». <https://www.energy-charts.info/index.html?l=en&c=CH>.
- Ueckerdt, Falko, Lion Hirth, Gunnar Luderer, et Ottmar Edenhofer. 2013. « System LCOE: What Are the Costs of Variable Renewables? ». *Energy* 63 (décembre): 61-75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>.
- Van Liedekerke, Ambra, Blazhe Gjorgiev, Jonas Savelsberg, et al. 2025. « Policy-Relevance of a Model Inter-Comparison: Switzerland in the European Energy Transition ». *Applied Energy* 391 (août): 125906. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.125906>.
- Walch, Alina, Roberto Castello, Nahid Mohajeri, et Jean-Louis Scartezzini. 2020. « Big Data Mining for the Estimation of Hourly Rooftop Photovoltaic Potential and Its Uncertainty ». *Applied Energy* 262 (mars): 114404. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114404>.

Weigt, Hannes, Turhan Demiray, Ingmar Schlecht, Giovanni Beccuti, Moritz Schillinger, et Ali Darudi. 2020. *Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom 2019*. Basel. file:///Users/rlordan/Downloads/10020-SACH2019_final_for_publication_31012020-4.pdf.

World Nuclear Association. 2026a. *Nuclear Power in China*. World Nuclear Association. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/china-nuclear-power>.

World Nuclear Association. 2026b. *Nuclear Power in South Korea*. World Nuclear Association. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/south-korea>.

Référence recommandée

André Bardow, Peter Burgherr, Ali Darudi, Lucas Fernandez de Losada, Massimo Filippini, Gianfranco Guidati, Gabriela Hug, Rebecca Lordan-Perret, Annalisa Manera, Russell McKenna, Stefano Moret, Evangelos Panos, Anthony Patt, Andreas Pautz, Giovanni Sansavini, Jonas Savelsberg, Christian Schaffner, Tobias Schmidt et Evren Turan (2026). "L'énergie nucléaire et le futur système énergétique suisse : une analyse par modélisation technico-économique". l'ETH Zurich et l'Institut Paul Scherrer, Livre blanc.

Lien permanent

<https://doi.org/10.3929/ethz-c-000802090>

Droits/License

<http://rightsstatements.org/vocab/InC-NC/1.0/>

Versions linguistiques

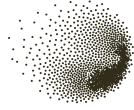
En cas de divergence ou d'ambiguïté entre les versions traduites du présent livre blanc (et de tous les autres documents annexes) et la version originale en anglais, c'est la version originale en anglais qui fera foi.

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier SWEET-CROSS, une initiative de recherche qui facilite les études de comparaison entre modèles en soutenant la collecte, l'harmonisation et la visualisation des données de résultats. Dans le cadre de la présente étude, SWEET-CROSS a contribué au traitement des données et au développement des outils de représentation graphique utilisés dans l'analyse. [SWEET-CROSS](#) est soutenu par l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) dans le cadre du consortium SWEET CoSi.

Ont également contribué à la réalisation de ce livre blanc :

- Dr. Adriana Marcucci, Energy Science Center, ETH Zurich
- Dr. Matthieu Boubat, Energy Science Center, ETH Zurich
- Dr. Vinh Dang, Laboratory for Energy Systems Analysis, PSI
- Dr. Kannan Ramachandran, Laboratory for Energy Systems Analysis, PSI



Contact

ETH Zurich
Energy Science Center (ESC)
Sonneggstrasse 28
8006 Zurich

info@esc.ethz.ch
www.esc.ethz.ch

© ETH Zurich, Juin 2026



Energy
Science
Center