


Perspectives de l'énergie nucléaire en Suisse

Rapport de base



MENTIONS LÉGALES

ÉDITRICE ET CONTACT

Académies suisses des sciences (a+)
Commission élargie de l'énergie des Académies suisses des sciences
Maison des Académies • Laupenstrasse 7 • Case postale • 3001 Berne • Suisse
+41 31 306 93 52 • urs.neu@scnat.ch • academies-suisse.ch •  Académies suisses

PROPOSITION DE CITATION

Neu U, Markard J, Betz R, Boulouchos K, Pautz A, Stadelmann I (2025)
Perspectives de l'énergie nucléaire en Suisse. Rapport de synthèse. Swiss Academies Reports 20 (6)

AUTEURES ET AUTEURS

Regina Betz (ZHAW) • Konstantinos Boulouchos (EPF Zurich) • Jochen Markard (EPF Zurich/ZHAW) •
Urs Neu (a+/SCNAT) • Andreas Pautz (PSI/EPF Lausanne) • Isabelle Stadelmann (Université de Berne)

DIRECTION DE PROJET

Urs Neu (a+/SCNAT)

CONSEIL SCIENTIFIQUE

Commission élargie de l'énergie des Académies suisses des sciences

RÉDACTION

Urs Neu (a+/SCNAT) • Martin Läubli

IMAGE DE COUVERTURE ET GRAPHISME

Olivia Zwygart (SCNAT)

MISE EN PAGE

Monique Borer (SCNAT) • Olivia Zwygart (SCNAT)

TRADUCTION

Translingua

1^{re} édition, 2025

Ce rapport a été élaboré par un groupe d'experts (voir auteurs et auteurs) en collaboration avec la Commission de l'énergie, complétée par des contributions et l'échange avec d'autres chercheurs, organisations et spécialistes actifs dans le domaine. Il a été rédigé dans le cadre d'un travail de milice, en toute indépendance et sans financement extérieur. La coordination et les frais matériels ont été financés par les fonds propres des Académies.

Le rapport de base ainsi que le rapport de synthèse sont disponibles sous forme électronique à l'adresse academies-suisse.ch/a-propos-de-nous/commissions-et-groupes-dexpertes/commission-elargie-de-lenergie

ISSN (en ligne) : 2297-1572

DOI : doi.org/10.5281/zenodo.17097278



Au travers de la présente publication, les Académies suisses des sciences contribuent à l'ODD 7 :

> sdgs.un.org

> agenda-2030.eda.admin.ch/fr

Table des matières

Résumé	2
1 Introduction	8
2 L'énergie nucléaire en Suisse Réacteurs existants, politique et prolongation de la durée d'exploitation	9
2.1 Situation actuelle (centrales nucléaires et cadre législatif).....	9
2.2 Prolonger l'exploitation des centrales nucléaires existantes : possibilités et exigences.....	10
3 Technologies de production d'électricité d'origine nucléaire – bref aperçu	13
3.1 Génération III/III+.....	13
3.2 Génération IV.....	13
3.3 Petits réacteurs modulaires (SMR).....	14
4 Développements internationaux	16
4.1 Évolutions antérieures et situation actuelle.....	16
4.2 Les principaux acteurs de la construction de nouvelles centrales nucléaires.....	16
5 Évaluation technique, économique et sociopolitique	19
5.1 Évaluation générale sur la base d'expériences internationales.....	19
5.1.1 Coûts et structure des coûts.....	19
5.1.2 Durée de construction.....	21
5.1.3 Secteur de la construction nucléaire et main-d'œuvre.....	21
5.1.4 Comportement en service du réacteur/Fonctionnement en rampe.....	22
5.1.5 Sécurité.....	23
5.1.6 Approvisionnement en combustible.....	24
5.1.7 Déchets radioactifs.....	25
5.1.8 Impact environnemental.....	25
5.1.9 Fermeture.....	26
5.2 Perspectives dans le système énergétique.....	26
5.2.1 Perspectives sociétales.....	26
5.2.2 Changements de système et impact sur l'énergie nucléaire.....	29
5.2.3 Intégration dans le futur système électrique: Marché et coopération internationale.....	32
5.2.4 Rôle de l'État.....	35
5.3 Évaluation.....	35
6 Évolutions majeures, décisions et calendrier potentiel pour une nouvelle centrale nucléaire en Suisse	39
6.1 Initiative « Stop au blackout » et contre-projet.....	39
6.2 Accord sur l'électricité avec l'UE.....	40
6.3 Investissements, exploitation et financement.....	41
6.4 Modifications du système d'approvisionnement en électricité, évaluation et décision de demander une autorisation générale.....	42
6.5 Octroi de l'autorisation générale.....	42
6.6 Octroi du permis de construire et début de la construction.....	43
6.7 Fin des travaux de construction, octroi du permis d'exploitation et début de la production d'électricité.....	43
6.8 Remarques finales.....	43
Bibliographie	47

Résumé

Le secteur suisse de l'électricité et les systèmes qui y sont liés connaîtront à l'avenir de profonds changements. Trois principaux facteurs alimentent cette transformation. Il s'agit de l'essor de la production d'électricité photovoltaïque (PV), d'une hausse significative de la demande en électricité conditionnée par l'électrification du chauffage et du transport routier, ainsi que de l'augmentation des centres de calcul et de services. Parallèlement, les centrales nucléaires existantes arrivent en fin de vie et devront être arrêtées (Beznau en 2032/2033). Pour y faire face, certains acteurs proposent la construction de nouvelles centrales nucléaires. Ceci étant impossible avec la législation actuelle, une initiative populaire (Stop au blackout) et un contre-projet indirect du Conseil fédéral visent à modifier la loi pour ouvrir la voie à de nouvelles centrales nucléaires. Il en découle un débat public sur les avantages et les inconvénients de la construction de nouvelles centrales nucléaires. Afin qu'il puisse être mené en toute connaissance de cause, le présent rapport a rassemblé les connaissances les plus récentes sur un large éventail de sujets à prendre en considération. Les aspects techniques, économiques, juridiques et politiques ont été analysés, ainsi que des questions liées à l'intégration du système et à la mise en œuvre. L'accent est mis sur l'énergie nucléaire et le dernier chapitre esquisse un calendrier potentiel pour la construction d'une nouvelle centrale nucléaire en Suisse. Il ne s'agit pas ici d'une prise de position pour ou contre de nouvelles centrales nucléaires. L'objectif n'est pas non plus d'établir une comparaison exhaustive entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, hormis à travers un tableau proposant un aperçu qualitatif global de différents aspects. La plupart de ceux-ci sont associés à de nombreuses incertitudes. Ils ont parfois des caractéristiques différentes et leur comparaison implique souvent des jugements de valeur (politiques).

Ce rapport a été rédigé par un groupe de chercheurs et de chercheuses issues de différentes disciplines et a été vérifié par des experts et expertes indépendantes.

A) Centrales nucléaires existantes et prolongation de la durée d'exploitation

Les quatre centrales nucléaires actuellement en service en Suisse ont entre 40 et 55 ans. L'exploitant des deux centrales les plus anciennes de Beznau a annoncé leur fermeture pour 2032/2033, après un peu plus de 60 ans d'exploitation. Si l'exploitation des deux centrales

nucléaires restantes était également prolongée à 60 ans ou davantage, elles devraient fermer en 2039, 2044 ou 2050, voire encore plus tard. La fermeture des centrales nucléaires entraînera une perte progressive de l'approvisionnement annuel en électricité de 6 térawattheures (TWh) en 2033 jusqu'à un total de 23,5 TWh dans les années 2040.

En Suisse, il n'existe pas de limite légale à la durée de vie des centrales nucléaires. D'un point de vue réglementaire, elles peuvent être exploitées aussi longtemps qu'elles sont sûres, l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) étant chargée de surveiller la sécurité des centrales nucléaires. Un réexamen périodique de la sécurité doit être effectué tous les dix ans pour chaque centrale nucléaire. D'un point de vue économique, les coûts de maintenance, de réparation et de mise à niveau, ainsi que les recettes attendues et leurs fluctuations au cours des 10 à 20 prochaines années, influencent la décision des propriétaires de centrales nucléaires quant au moment de les fermer. Si une prolongation n'est pas rentable, un soutien financier de l'État pourrait être envisagé du fait qu'une durée de vie prolongée présente des avantages pour la transformation du système énergétique.

Sans accord sur l'électricité avec l'UE, des installations de réserve d'une capacité équivalente à celle de la plus grande centrale nucléaire en service seraient nécessaires en cas d'arrêt imprévu.

B) Nouvelle centrale nucléaire

B1) Aspects techniques

Technologie : Le rapport se concentre sur la technologie de la troisième génération de centrales nucléaires (gén. III/III+), étant donné que cette génération technologique est actuellement disponible et que l'on dispose de suffisamment d'expérience pour procéder à une évaluation pertinente. La génération III/III+ constituera vraisemblablement la base de toute décision à court terme en vue de la construction de nouvelles centrales nucléaires. Les réacteurs de quatrième génération (gén. IV), y compris les petits et moyens réacteurs (SMR) de génération IV, en sont encore à un stade de développement précoce, marqué par de nombreuses incertitudes et une expérience relativement limitée. Au moment où des investisseurs et des exploitants pourraient prendre une décision quant à de

nouveaux projets de centrales nucléaires en Suisse (dans la première moitié des années 2030), quelques nouveaux concepts ou technologies de réacteurs, notamment les petits réacteurs modulaires de génération III/III+, seront disponibles sur le marché (certains le sont déjà), mais avec une expérience limitée en matière de construction et d'exploitation, alors que la génération IV (y compris les SMR correspondants) ne sera pas encore disponible.

Sécurité et risque: La plus grande amélioration de la génération III/III+ par rapport aux centrales nucléaires actuelles de la génération I (Beznau) ou II (Leibstadt et Gösgen) porte sur la sécurité. La probabilité d'un rejet important de radioactivité suite à un accident de fusion du cœur d'une centrale nucléaire est passée d'environ 10^{-5} /an pour les grandes centrales suisses existantes, après une mise à niveau des systèmes de sécurité, à moins de 10^{-7} /an pour une centrale de génération III, c'est-à-dire à moins d'un événement en 10 millions d'années par réacteur. Avec des valeurs si basses, les autorités européennes de sûreté nucléaire estiment généralement qu'un accident grave de fusion du cœur avec des rejets radioactifs significatifs est « pratiquement exclu ».

Industrie et période de construction: La construction de nouvelles centrales nucléaires est complexe et dépend de multiples facteurs, notamment de l'expérience de l'industrie ou de modifications tardives lors de la conception. Les délais de construction sont très variables, allant d'environ quatre ans au Japon (tous construits avant 2007 et ayant connu des problèmes pendant l'exploitation) à près de 17 ans en Europe. Les délais de construction les plus récents dans les pays occidentaux ou par des entreprises qui ne sont ni russes ni chinoises étaient d'au moins 8 ans. Les réacteurs nucléaires européens en Finlande, en France et au Royaume-Uni ont subi des retards allant jusqu'à douze ans, en partie en raison du caractère inédit de certains projets, de modifications tardives en termes de conception, d'incertitudes réglementaires, d'un manque de personnel qualifié et d'expérience ou d'une absence de coordination dans la chaîne d'approvisionnement. Au cours de la dernière décennie, les industries nucléaires européenne et américaine n'ont construit ou ne construisent que peu de nouvelles centrales, tandis que l'industrie japonaise n'en a plus construit depuis 2007. En 2025, la Chine et la Russie sont de loin les principaux pays constructeurs. La Corée du Sud (KEPCO) construit quelques nouvelles centrales dans le pays et à l'étranger, la France (EDF) en construit toujours au Royaume-Uni, mais a récemment reporté la construction de nouvelles centrales sur son territoire national. L'entreprise Westinghouse (États-Unis) propose de nouvelles installations et a reçu une commande de Pologne, mais n'a actuellement aucune installation en cours de construction.

Approvisionnement en combustible: Par le passé, une part importante du combustible utilisé dans les centrales suisses provenait de Rosatom (Russie), mais cela a changé ou est en train de changer. L'uranium utilisé dans la centrale nucléaire de Gösgen provient d'Australie et du Canada, le traitement ultérieur s'effectue en Allemagne et en France. La centrale nucléaire de Leibstadt a désormais de nouveaux contrats de livraison sans fournisseurs russes. Des efforts internationaux ont actuellement lieu en vue de rétablir l'extraction et l'enrichissement de l'uranium en Amérique du Nord et en Europe, afin de créer une chaîne d'approvisionnement complète et indépendante de la technologie russe. Les réserves naturelles d'uranium sont largement répandues et suffisent à couvrir les besoins pour les siècles à venir. En raison du faible prix de l'uranium, seuls quelques sites d'extraction sont cependant en activité dans le monde, principalement au Kazakhstan, au Canada, en Australie et en Namibie.

Impact environnemental: L'énergie nucléaire ne produit pratiquement pas de CO₂ pendant son exploitation; les émissions de CO₂ restantes proviennent principalement du processus d'enrichissement de l'uranium et, dans une moindre mesure, de l'extraction de l'uranium et du démantèlement. Globalement, les émissions de gaz à effet de serre de l'énergie nucléaire sont comparables à celles des énergies éolienne et hydraulique. De plus, en raison de la très haute densité énergétique du processus de production, l'énergie nucléaire est celle qui nécessite le moins d'espace par unité d'énergie produite. À l'exception de l'uranium (voir ci-dessus), la construction et l'exploitation de centrales nucléaires ne nécessitent que de faibles quantités de matériaux et aucune utilisation de minéraux critiques. L'utilisation de matériaux tels que l'acier, le béton, le cuivre ou l'aluminium est parfois d'un ordre de grandeur moindre pour l'énergie nucléaire que pour la production d'électricité renouvelable.

Déchets nucléaires: Les experts et expertes du monde entier s'accordent à dire que plusieurs types de roches sont susceptibles de répondre aux critères stricts garantissant le confinement sûr des isotopes radioactifs pendant des centaines de milliers d'années. En revanche, l'expérience internationale en matière de construction et d'exploitation de sites de stockage de déchets nucléaires hautement radioactifs reste encore limitée. Le premier dépôt final du monde, construit en Finlande, devrait être mis en service en 2025. La Suède a également commencé la construction d'un dépôt en profondeur pour le combustible usé, lequel devrait être mis en service dans les années 2030. En Suisse, un site de dépôt géologique en profondeur a été identifié. La procédure d'autorisation avec les autorités nucléaires, suivie d'un éventuel référendum, est en cours. La décision finale sur le choix du site et l'octroi du permis de construire devraient avoir lieu vers 2032. Une mise en

service serait possible aux environs de 2050. La capacité du dépôt final prévu est conçue pour les déchets des centrales nucléaires suisses actuelles, avec des réserves pour une éventuelle prolongation de leur exploitation.

Désaffectation : La Suisse commence à acquérir une première expérience en matière de démantèlement avec la centrale nucléaire de Mühleberg. Le processus devrait s'étendre sur une quinzaine d'années. Les coûts de désaffectation et de gestion des déchets sont pris en charge par les exploitants des centrales nucléaires suisses durant la période d'exploitation active des installations. Ils sont accumulés au fil du temps et sur la base d'estimations de coûts régulièrement mises à jour dans deux fonds dédiés : le fonds de démantèlement et le fonds de gestion des déchets. Ils sont donc déjà pris en compte dans les coûts de production de l'électricité en Suisse.

B2) Intégration dans le système énergétique

Caractéristiques de fonctionnement : Actuellement, les centrales nucléaires suisses fonctionnent à leur puissance nominale pendant environ 80 à 90 % du temps (fonctionnement en charge de base). Les arrêts planifiés à des fins de maintenance sont généralement organisés durant l'été (à partir de fin avril). À l'avenir, la croissance des énergies renouvelables pourrait réduire la demande, en particulier pendant la saison estivale. Les centrales nucléaires ont une certaine flexibilité de fonctionnement inférieur à la capacité nominale, notamment dans la plage de charge de 80 à 100 %. Un fonctionnement régulier sur une plage de charge de 50 à 100 % est possible, mais réduirait le facteur de charge global et augmenterait donc les coûts de production. En outre, cela ne représenterait qu'une contribution mineure du système à la flexibilité à court terme, de l'ordre de quelques dizaines de gigawatts (GW) au maximum par centrale nucléaire, par rapport aux 8-9 GW provenant des centrales hydroélectriques basées sur le stockage.

Intégration au système (technologique) : Selon la stratégie énergétique actuelle, l'approvisionnement futur de la Suisse en électricité devrait être dominé par l'énergie hydraulique et le PV. Les deux sources varient au cours des saisons et la production PV fluctue aussi à court terme (quotidiennement, hebdomadairement). L'équilibre saisonnier sera un défi du fait qu'en hiver la production d'hydroélectricité, notamment au fil de l'eau, est moindre et celle du PV sur les bâtiments est très faible. En parallèle, la demande est plus forte en hiver qu'en été, surtout en raison de l'utilisation de pompes à chaleur et de la mobilité électrique. La capacité de stockage des centrales hydroélectriques est en outre limitée, avec une capacité totale d'environ 8,8 TWh, mais l'expérience montre que

seuls environ 6,5 TWh sont effectivement utilisés pour la production d'électricité. De nouvelles centrales nucléaires pourraient produire de l'électricité à pleine capacité en hiver et réduire ainsi le besoin saisonnier de stockage. En été, l'énergie nucléaire pourrait éventuellement être utilisée pour produire de l'hydrogène et/ou des combustibles synthétiques, mais la viabilité économique d'une telle solution n'est pas encore claire. Afin d'augmenter l'approvisionnement hivernal en électricité, les autres options à faible émission de carbone sont l'énergie éolienne (avec une production typiquement supérieure en hiver), le PV alpin, la biomasse, peut-être la géothermie, les combustibles synthétiques et les importations d'électricité (en cas d'accord sur l'électricité avec l'UE et si ces importations proviennent de sources à faible émission de carbone). Chacune de ces options présente des avantages et des inconvénients, mais leur combinaison permet d'assurer un approvisionnement hivernal en électricité à moindre coût.

L'énergie nucléaire ne peut guère compenser les fluctuations à court terme des énergies renouvelables. Un fonctionnement selon la charge est certes possible, mais limité et financièrement difficile. L'équilibre à court terme du PV et de l'éolien peut s'effectuer par l'énergie hydraulique (p. ex. pompage-turbinage), le stockage par batterie (à proximité des installations de production), la gestion de la demande ou le commerce transfrontalier (en cas d'accord sur l'électricité avec l'UE).

B3) Coûts et intégration du marché

Coûts, risques d'investissement et soutien public : Une nouvelle grande centrale nucléaire de génération III/III+ d'une capacité de production de plus de 1000 MW nécessite d'importants investissements préalables. Sur les marchés libéralisés de l'électricité et dans les démocraties avec des processus de décision politique sur plusieurs niveaux, de tels investissements comportent un risque considérable. La plupart des nouveaux projets de centrales nucléaires lancés ces dernières années ont nécessité un soutien massif de l'État, par exemple sous la forme d'entreprises et d'investisseurs publics, de prêts publics, de contrats d'achat garantis, etc. Il est fort probable qu'il en sera de même en Suisse. Les énergies renouvelables ont bénéficié et bénéficient toujours d'un certain soutien, mais la loi prévoit la fin de ces aides dans les prochaines années.

Les coûts de production de l'énergie nucléaire dépendent d'un grand nombre de facteurs et d'hypothèses (coûts de construction, durée de construction, taux d'intérêt, nombre d'heures en fonctionnement à pleine charge, etc.). La standardisation technique et les alliances industrielles à l'échelle mondiale pourraient réduire les coûts par la

suite, mais elles sont encore rares. Les estimations des coûts de production (LCOE) pour les centrales nucléaires récemment construites dans des pays occidentaux se situent dans une fourchette comprise entre 7,5 à 19 centimes/kWh. Cet ordre de grandeur est comparable à celui des énergies renouvelables.

L'évaluation des coûts globaux du système avec et sans nouvelle centrale nucléaire est très complexe et comprend de nombreuses évolutions de facteurs majeurs qui sont difficiles à estimer. Des évaluations complètes sont encore rares. D'une part, l'intégration de grandes quantités d'énergies renouvelables nécessite une extension notable du réseau électrique ainsi que des capacités de stockage saisonnières. D'autre part, l'électrification du chauffage et surtout des véhicules nécessite également une importante extension du réseau local. L'extension requise peut être réduite par la baisse de la consommation propre, le stockage local et la gestion de la demande. Deux études commandées par l'OFEN et l'AES parviennent à des résultats différents concernant les coûts et les facteurs d'extension du réseau.

Intégration du marché: Il existe encore de grandes incertitudes quant à l'évolution de nombreux facteurs déterminants pour le marché (prix de l'électricité, capacité et type des futures installations de production, possibilités d'importation/d'exportation, capacités de stockage à court et à long termes, flexibilité de la demande, etc.). Les estimations de la rentabilité d'une nouvelle centrale nucléaire divergent fortement. Cette incertitude augmente nettement les risques d'investissement.

Sur le marché de l'électricité, l'énergie nucléaire est en concurrence avec d'autres technologies de production et de stockage. Les sources d'énergie renouvelables telles que le solaire, l'éolien et l'énergie hydraulique (uniquement les centrales au fil de l'eau) ont un coût marginal proche de zéro (voir chapitre 5.1.1). Elles seront les principales concurrentes des centrales nucléaires, dont les coûts marginaux sont également faibles. Si la part du PV augmente, les sources d'énergie concurrentes pourraient être moins utilisées que par le passé et, dans le cas des centrales nucléaires, se révéler moins rentables. La flexibilité, tant du côté de l'offre que de la demande, revêtira également une importance croissante. De nos jours, l'hydroélectricité produite par les barrages, y compris l'accumulation par pompage, est la principale source de flexibilité. Lorsqu'elles sont possibles, les importations et les exportations constituent également un facteur important, surtout sur une base saisonnière. Les futures sources de flexibilité pourraient inclure la gestion de la demande (p. ex. pompes à chaleur, véhicules électriques), mais aussi le stockage sur batterie ou le stockage saisonnier par le biais de combustibles synthétiques ou de chaleur. Le

rôle que chacune de ces sources jouera à l'avenir n'est pas clair. L'énergie nucléaire peut, dans une certaine mesure, être exploitée de manière flexible, mais avec un impact négatif sur la rentabilité.

B4) Accord sur l'électricité avec l'UE

La Suisse est traditionnellement fortement intégrée dans le système électrique européen. Celui-ci sert notamment de backup en cas de pénuries d'approvisionnement attendues ou imprévues. C'est particulièrement important dans le cadre de l'énergie nucléaire car la panne inattendue d'une centrale nucléaire en Suisse nécessite un backup qui est actuellement fourni en grande partie par nos voisins. Le besoin de capacités de réserve serait moins important dans le cas de petites unités modulaires si celles-ci devenaient disponibles et économiquement rentables.

La conclusion d'un accord sur l'électricité avec l'UE n'est pas encore certaine et fera probablement l'objet d'un référendum et d'une votation populaire. Si cet accord n'aboutissait pas, il serait d'autant plus urgent de couvrir les problèmes d'approvisionnement en hiver par des ressources indigènes, y compris éventuellement par de l'énergie nucléaire, que ce soit en prolongeant l'exploitation des centrales existantes ou par la construction d'une nouvelle centrale après 2050. Sans accord sur l'électricité, une centrale de secours d'une puissance équivalente à celle de la plus grande unité serait nécessaire. Dans un scénario avec ou sans nouvelles centrales nucléaires, la sécurité de l'approvisionnement en hiver nécessiterait donc l'installation de centrales à gaz d'une puissance similaire, que ce soit comme centrale de réserve ou comme source d'électricité supplémentaire flexible pour les mois d'hiver. L'initiative « Stop au blackout » demande qu'une telle centrale n'utilise que des énergies renouvelables, ce qui nécessiterait le recours à des combustibles synthétiques ou des technologies de capture et d'utilisation ou de stockage du carbone (CCUS), dont la disponibilité dans la mesure requise demeure incertaine.

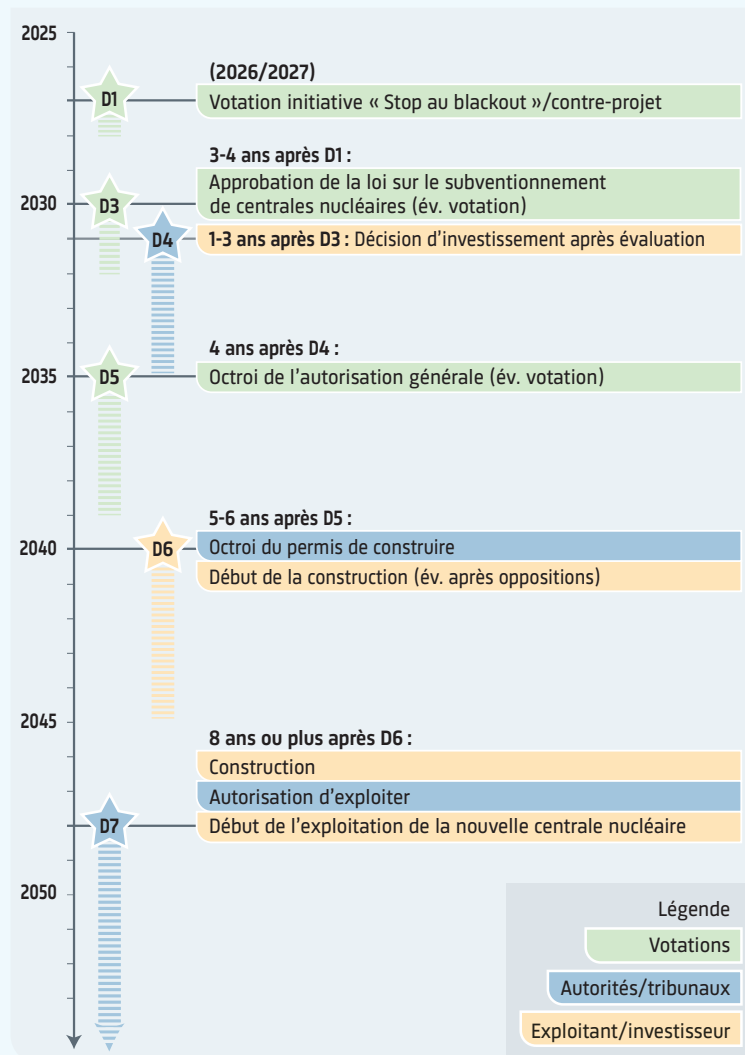
B5) Processus politique et horizon temporel

Faisabilité politique et acceptation par la société: La voie vers une nouvelle centrale nucléaire en Suisse passe par différentes étapes et décisions politiques. Les processus parlementaires, les référendums et l'opposition éventuelle de la population en font notamment partie. Les derniers sondages sur les sources d'énergie souhaitées par la population dans le futur mix électrique de la Suisse montrent que la société est divisée sur la question de l'énergie nucléaire. Une nouvelle centrale nucléaire et les processus

qui y sont liés pourraient par conséquent se heurter à des oppositions, ce qui pourrait prolonger sensiblement, voire stopper, le processus de planification et de décision à différents stades.

Horizon temporel et étapes : Compte tenu des modifications réglementaires requises, des votations populaires inhérentes, des oppositions, des planifications et des travaux de construction, l'horizon temporel pour une nouvelle centrale nucléaire de génération III/III+ est d'environ 25 ans à partir d'aujourd'hui. Cela signifie que, en l'absence de retards majeurs, de décisions négatives ou d'évolutions inattendues, une nouvelle centrale nucléaire pourrait être mise en service aux alentours de 2050 au plus tôt.

Les principales décisions seraient échelonnées sur plusieurs années: 1) Votation populaire sur l'initiative « Stop au blackout » et un éventuel contre-projet indirect (2026/2027); 2) Décision sur un accord sur l'électricité avec l'UE (vers 2028/2029); 3) Modifications législatives (et référendum facultatif) pour la mise en œuvre de l'initiative « Stop au blackout » (en cas d'acceptation) ainsi que sur les subventions et les garanties de l'État pour une nouvelle centrale nucléaire (~3 ans après l'étape 1 → vers 2030); 4) Examen et décision d'un fournisseur suisse d'énergie de demander une autorisation générale (1-3 ans → 1^{re} moitié des années 2030); 5) Octroi d'une autorisation générale après un éventuel référendum (~4 ans → 2^e moitié des années 2030); 6) Octroi d'un permis



Graphique 1 : Estimation du temps nécessaire cumulé pour les processus de décisions politiques et liés à l'exploitation pour une nouvelle centrale nucléaire. L'étoile indique l'estimation de la date la plus proche sur la base de valeurs empiriques des décisions D1 à D7 (voir chapitre 6).

Le trait en pointillé indique à chaque fois la plage d'incertitude cumulée de l'estimation de la durée des processus précédents.

Le calendrier est basé sur le cadre juridique existant et les modifications de la loi minimales à prévoir afin de permettre une nouvelle centrale nucléaire (D2 pas mentionnée ici étant donné qu'elle n'influence pas directement le cadre temporel).

de construire (y compris la possibilité de recours) et début des travaux (5-6 ans → 1^{re} moitié des années 2040).
7) Construction (8 ans ou plus), octroi de l'autorisation d'exploitation (y compris la possibilité de recours; peut se faire en parallèle) et début de la production d'électricité (vers/après 2050).

Plusieurs de ces étapes comportent un risque d'échec, ce qui empêcherait la construction d'une nouvelle centrale nucléaire ou, du moins, la retarderait fortement, si bien qu'elle ne pourrait être achevée avant 2050. En raison du nombre élevé de tels points d'arrêt potentiels, le processus est associé à énormément d'incertitudes pour les acteurs impliqués. Si une nouvelle centrale nucléaire devait devenir un pilier de la stratégie énergétique, cela impliquerait un risque élevé de perte d'une grande quantité d'électricité.

La prolongation de la durée de vie des centrales de Gösgen et/ou de Leibstadt jusqu'à 70 ans, c'est-à-dire l'arrêt de Gösgen en 2049 et celui de Leibstadt en 2054, pourrait permettre une transition presque sans rupture entre l'ancienne et la nouvelle génération de centrales, à condition toutefois que la construction d'une nouvelle centrale ne prenne aucun retard.

1 Introduction

Le secteur suisse de l'électricité est en pleine transformation et la demande d'électricité devrait très fortement augmenter dans les prochaines décennies, notamment en raison de l'électrification des transports routiers, du chauffage et de la climatisation, ainsi que de l'essor des centres de données. Un intense débat est en cours sur l'avenir de l'approvisionnement électrique et certains groupes d'intérêt proposent de construire de nouvelles centrales nucléaires et/ou de prolonger sensiblement la durée d'exploitation des centrales existantes en Suisse. Comme le cadre légal en vigueur interdit la construction de nouvelles centrales nucléaires, cela impliquerait d'abord sa modification. Ce rapport a pour but de fournir aux décideurs politiques et industriels ainsi qu'au public intéressé des informations fondées sur l'état de l'énergie et de l'industrie nucléaires, la prolongation de la durée de vie et la construction de nouvelles centrales nucléaires, l'intégration potentielle de nouvelles centrales dans un futur système électrique suisse et d'autres questions connexes.

À cette fin, la situation actuelle de la production d'électricité nucléaire en Suisse, y compris son cadre réglementaire, fait d'abord l'objet d'une analyse. La prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes est ensuite examinée, ainsi que les conditions dans lesquelles elle serait possible d'un point de vue juridique, technique et financier. Le chapitre suivant donne un aperçu des technologies nucléaires à prendre en compte ainsi que des développements internationaux et de l'état de l'industrie nucléaire.

Seule la génération actuelle de centrales nucléaires III/III+ serait envisageable pour la construction d'une nouvelle centrale en Suisse durant la prochaine ou les deux prochaines décennies. Des technologies concurrentes de génération IV existent bien, mais leur maturité technique est plutôt faible ou moyenne. À ce stade précoce, beaucoup d'incertitudes et d'inconnues demeurent et seules de rares données empiriques existent. C'est encore plus vrai pour les technologies de fusion nucléaire, qui ne sont pas abordées dans ce rapport. L'évaluation des perspectives de l'énergie nucléaire s'effectue en deux étapes : premièrement, les critères techniques et économiques sont approfondis ; deuxièmement, des critères sociopolitiques sont examinés, notamment les exigences réglementaires et les aspects déterminants pour les décisions d'investissement, ainsi que la question complexe de savoir comment intégrer de nouvelles centrales nucléaires dans le futur système énergétique suisse, qui sera probablement dominé par les énergies renouvelables. Comme l'environ-

nement politique suisse implique généralement une ou plusieurs votations populaires, ainsi que des possibilités de recours, les délais jusqu'aux décisions finales sont généralement assez longs. Un calendrier possible est donc esquissé, présentant les principales étapes en lien avec le futur mix de production d'électricité du pays. Malgré les incertitudes et les interdépendances sur le parcours, nous considérons qu'un tel calendrier est utile pour informer les principales parties prenantes et le grand public des « ramifications » éventuelles et des moments opportuns pour les décisions clés, en tenant compte du développement technico-économique des alternatives et des évolutions internationales en matière d'énergie et de géopolitique.

Les petits réacteurs modulaires (SMR) ne sont pas abordés dans le détail, du fait que les informations disponibles sont rares et que le développement technique ainsi que son calendrier demeurent assez incertains.

Nous avons également renoncé à une comparaison globale entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables, hormis un tableau présentant une comparaison qualitative sommaire de différents aspects [au chapitre 5.3](#). La plupart de ceux-ci sont associés à des incertitudes relativement importantes, les technologies présentent parfois des caractéristiques assez différentes et une comparaison nécessite souvent des jugements de valeur (politiques), par exemple en matière d'évaluation des différents risques, ce qui rend une comparaison extrêmement difficile et contestable.

2 L'énergie nucléaire en Suisse

Réacteurs existants, politique et prolongation de la durée d'exploitation

Les passages suivants décrivent le parc nucléaire suisse existant ainsi que les réglementations actuelles, et abordent les possibilités et exigences d'une prolongation de la durée d'exploitation des centrales en service, dans le but de dégager davantage de temps pour le développement de la production d'énergie renouvelable.

2.1 Situation actuelle (centrales nucléaires et cadre législatif)

En 2024, les centrales nucléaires ont produit environ 23 TWh d'électricité, ce qui représente 30 % de la production annuelle totale (centrales à accumulation 32 % nets, centrales au fil de l'eau 26 %, PV 8 %, éolien 0,2 % ; OFEN 2025). La Suisse compte actuellement trois centrales nucléaires avec quatre unités en exploitation commerciale – Beznau (unités de Beznau I et II), Gösgen et Leibstadt. Elles se trouvent sur trois sites différents et disposent de trois concepts de réacteurs et d'enceintes de confinement différents, fournis par trois fabricants de réacteurs différents. La centrale nucléaire de Mühleberg a été définitivement arrêtée en décembre 2019 pour des raisons économiques et se trouve actuellement en phase de désaffectation et de démantèlement. En 2025, le réacteur le plus ancien est en service depuis 56 ans et le plus récent depuis 41 ans (voir tableau 1).

Selon la Constitution fédérale, le pouvoir de légiférer en matière d'énergie nucléaire incombe à la Confédération. La loi sur l'énergie nucléaire, qui porte sur les biens et installations nucléaires ainsi que sur les déchets radio-

actifs, le met en application. Toute manipulation de matières nucléaires est soumise à autorisation. Les installations nucléaires requièrent une autorisation générale, une autorisation de construire et une autorisation d'exploitation. Il s'agit d'une procédure concentrée selon le droit fédéral qui englobe toutes les autorisations nécessaires à un projet.

L'octroi d'autorisations générales pour la construction de centrales nucléaires et un rééquipement de grande envergure des centrales existantes est actuellement interdit par la loi. Selon la législation en vigueur, le remplacement de la cuve d'un réacteur ainsi que des composants centraux limitant la durée de vie d'une centrale nucléaire n'est pas autorisé. Cela ne serait probablement pas non plus rentable. Contrairement à d'autres pays comme les États-Unis, les autorisations d'exploitation des centrales nucléaires suisses n'expirent pas à une date fixe (Müller 2015). Dans le même temps, les titulaires d'autorisation bénéficient d'une protection moindre que dans un cadre juridique avec des autorisations limitées dans le temps. Les exploitants sont tenus de moderniser leurs installations en fonction de l'expérience d'exploitation et de l'état actuel de la technique. Ils doivent également aller au-delà, si une modernisation supplémentaire est judicieuse et réduirait encore le risque pour l'être humain et l'environnement. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) surveille le respect de ces obligations par les exploitants.

Le niveau général de sécurité des centrales nucléaires suisses est cependant élevé, même en comparaison in-

Tableau 1 : Vue d'ensemble des centrales nucléaires en Suisse

	Centrale nucléaire de première génération			Centrale nucléaire de deuxième génération	
	Beznau I	Beznau II	Mühleberg	Gösgen	Leibstadt
Début de l'exploitation commerciale	1969	1971	1972	1979	1984
Statut	En service	En service	Fermeture/ Démantèlement en cours	En service	En service
Capacité nette de production d'électricité (MW)	365	365	373	1010	1285
Taux moyen d'exploitation	80 %	88 %	88 %	89 %	83 %
Production moyenne d'électricité (TWh/an)	3,0	3,0	-	8,1	9,4
Fermeture prévue	2032/2033 (annoncé)		2019	encore en suspens	encore en suspens

ternationale. Les centrales suisses les plus anciennes, Beznau et Mühleberg, ont été fortement et efficacement mises à niveau, avec des investissements successifs de l'ordre de 2,5 milliards de francs suisses pour les propriétaires de Beznau, et dépassent les standards observés dans la plupart des programmes d'énergie nucléaire étrangers. Grâce à ces mesures, les fréquences estimées de dommages nucléaires dans les analyses de sécurité probabilistes (ASP) ont été réduites d'un à deux ordres de grandeur pour ces installations (OFEN 2012). Les centrales de Gösgen et de Leibstadt, construites ultérieurement, ont été d'emblée conçues selon des exigences de sécurité accrues, ce qui se traduit par un degré élevé de redondance et de séparation. Ces caractéristiques sont particulièrement importantes pour une protection efficace contre les dangers internes et externes. Ces installations ont néanmoins aussi fait l'objet d'améliorations substantielles afin de respecter l'évolution des standards de sûreté nucléaire.

Les déchets faiblement et moyennement radioactifs ainsi que les déchets hautement radioactifs sont actuellement stockés dans deux halles très sécurisées à Würenlingen et Beznau dans le canton d'Argovie. Dans une installation de conditionnement (BEVA) qui sera aménagée sur le site de ZWILAG à Würenlingen AG, ils seront reconditionnés dans des contenants plus petits avant le stockage final. La Société coopérative nationale pour le stockage des déchets radioactifs (NAGRA) a déposé en novembre 2024 une demande d'autorisation générale pour la construction d'un dépôt en profondeur (« dépôt final ») de déchets radioactifs sur un site géologiquement approprié (Nord des Lägern ; voir chapitre 5.1.7).

Le cadre juridique de la responsabilité nucléaire se fonde sur la Convention de Paris sur la responsabilité civile dans le domaine de l'énergie nucléaire et sur la Convention complémentaire de Bruxelles. La loi sur la responsabilité civile en matière nucléaire reprend le concept de la responsabilité civile et stipule que l'exploitant d'une installation nucléaire répond de manière illimitée des dommages nucléaires. La notion de « dommage » comprend notamment les personnes blessées ou tuées, la perte ou la détérioration de biens, mais aussi les coûts de mesures prises pour rétablir un environnement dégradé (sauf si cette dégradation est négligeable) lorsque de telles mesures sont effectivement prises ou doivent l'être. De façon générale, la responsabilité doit être couverte par une assurance ou une autre garantie financière. Le Conseil fédéral fixe toutefois des montants de base correspondants, liés à des événements individuels, qui s'élèvent à 1,2 milliard d'euros pour les centrales nucléaires. Un montant supplémentaire de 300 millions d'euros est couvert par les États parties de la Convention de Bruxelles. Les dommages excédant cette somme d'assurance obligatoire sont couverts par les exploitants jusqu'au bout

de leurs capacités financières. Si l'exploitant n'a plus les moyens d'assumer les dommages, la Confédération verse des contributions supplémentaires pour la réparation des dommages non couverts.

2.2 Prolonger l'exploitation des centrales nucléaires existantes : possibilités et exigences

En Suisse, la consommation d'électricité devrait passer d'environ 56 TWh aujourd'hui à environ 70-90 TWh d'ici 2050 (Boulouchos et al. 2022, SWEET CROSS 2024), principalement en raison du passage à l'électromobilité, de l'utilisation croissante de pompes à chaleur et des tendances globales de numérisation liées à l'intelligence artificielle et aux grands centres de données. Les prévisions varient et dépendent notamment du degré d'autosuffisance souhaité (p. ex. importations vs. production nationale d'électricité et de carburants synthétiques) ou de la prise en compte de la décarbonisation du trafic aérien (la production de kérosène synthétique étant gourmande en énergie). La plupart des scénarios montrent une forte augmentation de la production d'électricité PV, qui passerait de 6 TWh en 2024 à une production annuelle de l'ordre de 20 à 40 TWh (SWEET CROSS 2024), alors que l'énergie éolienne pourrait également augmenter de quelques TWh (Boulouchos et al. 2022, Sanvito et Garrison 2024). Dans la plupart des scénarios, la demande sera couverte par des énergies renouvelables, principalement l'énergie solaire et l'énergie hydraulique, avec une part variable d'électricité importée ou de combustibles synthétiques et biogènes.

En raison de l'interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires, presque aucune tentative d'intégrer l'énergie nucléaire dans la modélisation des scénarios n'a été faite. Au cours de la phase de transition, il pourrait toutefois y avoir un décalage entre la fin de vie des centrales nucléaires existantes et le développement de l'approvisionnement en énergies renouvelables. De ce fait, la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires est généralement considérée comme un important soutien à la transition énergétique. La poursuite de l'exploitation des installations existantes aussi longtemps qu'elles restent sûres n'est donc guère contestée dans le monde politique.

Contribution à la sécurité de l'approvisionnement

Les deux centrales nucléaires de Beznau fournissent environ 6 TWh d'électricité par an, qu'il faudra remplacer après l'arrêt prévu en 2032/2033. Les deux plus récentes et plus grandes centrales suisses, Gösgen et Leibstadt, fourniraient 15 à 20 TWh d'électricité par an respectivement jusqu'en 2039 et 2044, avec une durée

d'exploitation de 60 ans. Des durées d'utilisation encore plus longues, jusqu'à 80 ans, font également débat. Aux États-Unis, les licences de la plupart des réacteurs ont été prolongées à 60 ans et douze centrales sur cent ont déjà obtenu le renouvellement de leur licence pour 80 ans d'exploitation, dix autres sont en cours de préparation et des déclarations d'intention ont été émises pour vingt autres sites (NRC 2025). Il est en tout cas certain que les réacteurs existants ont vieilli et nécessitent régulièrement des révisions de plus ou moins grande envergure, accompagnées d'investissements. De plus, ils devront tôt ou tard être arrêtés.

Exigences techniques

De manière générale, la fourniture de composants et d'équipements pour les centrales nucléaires dont la durée de vie est prolongée pose un certain nombre de défis liés au vieillissement des installations, au respect des réglementations et à la disponibilité de fournisseurs qualifiés. Comme certains composants d'origine ne peuvent peut-être plus être fabriqués, il faut parfois développer des pièces de rétro-ingénierie ou identifier des équivalents modernes répondant à des normes rigoureuses en matière de sécurité et de performance. En outre, l'évolution du cadre juridique requiert des procédures de contrôle et de certification strictes. C'est notamment le cas pour les mises à niveau logicielles/matérielles du système de contrôle et de protection du réacteur, de l'instrumentation nucléaire ou pour le remplacement de gros composants tels que les pompes de refroidissement principales, les générateurs de vapeur, etc. Malgré ces défis, les exploitants de centrales nucléaires semblent globalement convaincus que les progrès en matière de technologie de fabrication et la coopération entre les acteurs du secteur et les autorités de régulation favoriseront l'innovation nécessaire dans les chaînes d'approvisionnement, afin de garantir que les composants critiques puissent être fabriqués efficacement et dans le respect des normes de sécurité et de fiabilité les plus élevées. Par ailleurs, les fournisseurs qui ont construit les centrales nucléaires suisses (GE, Framatome) existent toujours.

Hormis le maintien continu de la sûreté et de la sécurité nucléaires, une prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires suisses n'est soumise à aucune prescription formelle, mais un rééquipement complet, incluant le remplacement de la cuve du réacteur, est actuellement interdit (voir chapitre 2.1). Un examen périodique complet de la sécurité (EPS) doit être effectué tous les dix ans. Dans le cadre du Radiation Portal Switzerland (RPS), chaque centrale doit évaluer ses propres expériences d'exploitation et tirer les leçons de l'exploitation de centrales nucléaires comparables. Dès que la quatrième décennie d'exploitation est atteinte, une preuve de sécurité supplémentaire doit en outre être apportée pour l'explo-

itation à long terme. Celle-ci comprend : a) la période d'exploitation de base (pour laquelle la centrale nucléaire a initialement été conçue), b) la preuve que les limites de conception pertinentes en matière de sécurité ne seront pas atteintes durant la période d'exploitation prévue, c) les mises à niveau et les améliorations prévues pour la décennie d'exploitation suivante et d) les mesures visant à garantir une dotation suffisante en personnel disposant de l'expertise technique requise pour la période d'exploitation prévue. Les RPS sont évalués et d'éventuelles mesures peuvent être ordonnées par l'IFSN (IFSN 2022). Le rapport correspondant est accessible au public.

Prise de décision

À condition que la sécurité soit garantie, les titulaires d'une autorisation ou les exploitants sont libres de décider combien de temps ils souhaitent exploiter leur installation. Les considérations économiques jouent un rôle important dans la durée de vie des centrales nucléaires, notamment la question de savoir si les investissements nécessaires au maintien et à l'amélioration de la sécurité pourront être amortis pendant la durée d'exploitation restante. Il peut également y avoir des contraintes techniques, comme la disponibilité des pièces de rechange pour les anciens types de réacteurs.

Sur la base de telles considérations, l'exploitant de Mühleberg a décidé en 2013 de fermer la centrale fin 2019 pour des raisons de rentabilité. L'exploitant de la centrale nucléaire de Beznau (I et II) a en revanche annoncé en 2024 qu'il investirait dans la mise à niveau des deux installations et les exploiterait jusqu'en 2032 et 2033 avant de les arrêter. Pour Gösgen et Leibstadt, une prolongation de la durée d'exploitation à 60 ans nécessite un entretien renforcé et un programme consolidé de mise à niveau/remplacement des pièces d'usure. En cas d'exploitation supérieure à 60 ans, il pourrait être nécessaire de remplacer des composants plus importants tels que les pompes de refroidissement ou les générateurs de vapeur, avec des investissements correspondants.

Les exploitants ne poursuivront donc vraisemblablement l'exploitation, surtout au-delà de 60 ans, que si elle est jugée économiquement viable ou s'il existe un soutien public suffisant ou des garanties et un partage des risques (y compris de risques politiques) qui pourraient, le cas échéant, assurer la rentabilité. Un tel soutien public pourrait imposer une modification de la législation et suppose donc une acceptation politique. Selon de récentes enquêtes, une prolongation pourrait être acceptée si cela permet d'améliorer la sécurité d'approvisionnement à un coût économique et prévisible.

Une évaluation plus détaillée se trouve auprès de l'OFEN (2024b).

Lien avec l'accord sur l'électricité

L'accès de la Suisse au marché de l'électricité de l'UE a une influence similaire sur la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires existantes (et leur rentabilité) tout comme sur la construction de nouvelles centrales. Cela signifie que, sans accord, des capacités d'équilibrage de réserve à court terme et des capacités de production à plus long terme (éventuellement une centrale à gaz de réserve) seraient nécessaires pour compenser l'arrêt imprévu d'une centrale nucléaire jusqu'à sa remise en service (voir chapitre 6.2).

3 Technologies de production d'électricité d'origine nucléaire – bref aperçu

Ce chapitre présente une brève description des technologies de réacteurs actuellement en service et en construction dans le monde, ainsi que des nouveaux concepts en cours de développement et des expériences acquises dans ce domaine.

3.1 Génération III/III+

Les réacteurs refroidis à l'eau constituent la technologie dominante depuis les débuts de l'industrie nucléaire commerciale, c'est-à-dire pour les générations I à III, avec une part de marché actuelle de plus de 95 % sur les plus de 400 réacteurs civils en service dans le monde. La plupart des réacteurs nucléaires actuellement en construction sont également refroidis à l'eau. Les réacteurs à eau légère (REL), comprenant les types de réacteurs à eau pressurisée (REP) et à eau bouillante (REB), sont les plus répandus dans le monde. Dans ces types de réacteurs, l'eau a la double fonction de réfrigérant et de modérateur. Dans les REB, la vapeur produite dans le cœur du réacteur est directement acheminée vers les turbines à vapeur où elle sert à produire de l'électricité. Dans les REP, le circuit de refroidissement du cœur (circuit primaire) échange de la chaleur, via un générateur de vapeur, avec le circuit secondaire, à partir duquel la vapeur est acheminée vers la turbine à vapeur. La flotte russe de réacteurs WVVER entre dans la catégorie plus large des REP, tandis que les réacteurs canadiens CANDU sont en principe des REP fonctionnant à l'eau dite lourde, dans lesquels les éléments combustibles ne sont pas placés dans une grande cuve sous pression, mais dans des tubes individuels sous pression.

Les réacteurs de génération III/III+ représentent une nouvelle génération de centrales nucléaires, qui se fonde sur la même technologie REL que les centrales actuellement en service (souvent appelées centrales de génération II), mais qui présente des caractéristiques et des philosophies de sécurité nettement améliorées. Cela comprend notamment une conception qui tient compte des enseignements tirés des trois accidents nucléaires majeurs de l'histoire, p. ex. l'intégration, dès la phase de conception, de systèmes de maîtrise des accidents graves ou encore une plus grande indépendance entre les différents stades de la sécurité à différents niveaux. Il en résulte une nouvelle génération de systèmes de sécurité passifs qui ne dépendent pas de sources d'énergie externes ou de l'intervention des exploitants. En outre, la réglementation

impose des délais de carence allongés, afin de minimiser le risque de séquences d'accidents graves avec fusion du cœur, suivies d'une défaillance de l'enceinte de confinement, qui pourraient conduire à un rejet précoce ou important de substances radioactives. La probabilité d'accident a ainsi été réduite d'un à deux ordres de grandeur par rapport aux centrales actuelles de la génération II, lesquelles ont déjà atteint un excellent niveau de sécurité grâce aux mesures de rééquipement et aux tests de résistance réalisés après Fukushima.

En janvier 2024, 38 grandes unités de REL de génération III/III+ étaient en service et 51 des 60 réacteurs en construction appartiennent à la catégorie des grands REL de génération III/III+, chacun d'une puissance nominale supérieure à 1000 MW. D'autres unités ont été commandées ou sont en phase d'appel d'offres (p. ex. trois unités en Pologne, deux au Royaume-Uni et une en République tchèque), tandis que plusieurs autres sont à un stade de planification avancé (voir chapitre 4). Les installations existantes et une industrie expérimentée dans plusieurs pays soulignent donc une large expérience opérationnelle. Malgré de grandes incertitudes, les coûts, la durée de construction, la sécurité de fonctionnement, etc. peuvent ainsi être estimés, au moins approximativement, sur cette base au chapitre 5.

3.2 Génération IV

Le développement des réacteurs de génération IV se fait parallèlement à celui des réacteurs de génération III. Il existe de nombreux concepts différents et plusieurs premières installations pilote et de démonstration. Le retard du développement technique par rapport à la génération III/III+ varie beaucoup selon les concepts, de quelques années à quelques décennies. Une commercialisation des premières installations de génération IV, au-delà de l'échelle du prototype, est attendue à partir de 2035.

Des prototypes de réacteurs à haute température refroidis au gaz et au sodium existent déjà, surtout en Chine et en Russie, et des installations de démonstration pourraient voir le jour dans les années 2030. L'expérience en la matière est cependant limitée pour la plupart des réfrigérants, si bien qu'il est difficile d'évaluer par exemple les coûts, la durée de construction ou la sécurité de fonctionnement. Par rapport aux réacteurs refroidis à l'eau, ces réfrigérants alternatifs présentent des risques ou des

défis différents, en raison de leur caractère corrosif et des dangers chimiques potentiels.

La génération IV comprend plusieurs concepts de réacteurs non refroidis à l'eau (p. ex. refroidissement par gaz, métaux liquides tels que le plomb ou le sodium, ou sels fondus), développés dans le but d'augmenter le rendement en améliorant l'efficacité thermodynamique et/ou l'utilisation du combustible et en réduisant davantage la quantité de déchets hautement radioactifs (réacteurs à spectre rapide). Cette approche permettrait d'accroître sensiblement l'exploitabilité des ressources naturelles d'uranium et de thorium et de réduire la production de déchets radiotoxiques. Les réacteurs de génération IV ont le potentiel d'augmenter les ressources en combustible nucléaire d'un facteur 100 dans le cas d'une gestion de combustible à base d'uranium et d'un facteur 400 si l'on inclut le thorium. Les ressources en minerais d'uranium et de thorium assurées aujourd'hui suffiraient alors à elles seules à couvrir l'ensemble de la production mondiale d'électricité pour plusieurs dizaines de milliers d'années. Si l'on incluait également l'uranium contenu dans l'eau de mer pour lequel les procédés d'extraction ne sont pas encore compétitifs, les ressources disponibles seraient pratiquement infinies (Zubair et al. 2023), mais la faisabilité technique reste à démontrer.

Les concepts les plus prometteurs pour des réacteurs de génération IV sont présentés ci-après :

Les réacteurs thermiques refroidis au gaz, qui utilisent l'hélium comme réfrigérant, ont un fort rendement thermodynamique, car ils fonctionnent à des températures beaucoup plus élevées que les réacteurs à eau légère. Ils permettent ainsi non seulement de produire de l'électricité, mais également de fournir de la chaleur à haute température pour les processus industriels. En Chine, deux réacteurs thermiques refroidis au gaz (conception HTR-PM) sont en service depuis 2021. Le Xe-100 (X-energy, USA) a réussi sa précertification au Canada, ce qui constitue une décision significative, puisque l'autorité nucléaire n'a pas identifié d'obstacles fondamentaux à l'autorisation de ce concept de réacteur particulier. Avec une puissance à haute température pouvant atteindre 1000° C, les réacteurs refroidis au gaz sont également adaptés à la production d'hydrogène par électrolyse de vapeur à haute température (HTSE) ou par dissociation thermo-chimique de l'eau.

Les réacteurs rapides refroidis par des métaux liquides (sodium ou plomb/plomb-bismuth) fonctionnent également à des températures élevées, sur un point variable de l'échelle entre celles des réacteurs à eau légère et des réacteurs refroidis au gaz, et cela à une pression proche de la pression ambiante. Il en ressort une grande expé-

rience d'exploitation avec ces réacteurs et plusieurs installations étaient ou sont en service dans des pays comme la France, le Japon et la Russie. Terrapower, une entreprise américaine, développe un petit réacteur modulaire rapide (SMR) refroidi au sodium et a commencé la construction d'une installation de démonstration dans le Wyoming, aux États-Unis, en 2025 ; l'approbation des autorités de contrôle nationales pour un réacteur commercial avancé est attendue pour fin 2026. En Chine, deux installations de démonstration de 600 MW sont en service depuis 2023 ou devraient être mises en service en 2025. En Russie, deux réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium d'une puissance de 600/800 MW sont déjà en service depuis 1981 et 2016, et plusieurs autres unités sont en cours de construction. En Russie, un prototype de réacteur rapide refroidi au plomb est également actuellement en construction sur le site d'un groupe chimique sibérien près de Tomsk, dont la mise en service est prévue pour 2026. L'usine de production de combustible sur le même site a commencé son activité pilote en janvier 2025.

Les réacteurs à sel fondu (MSR) utilisent du sel fondu comme réfrigérant, combustible et/ou modérateur. Ces réacteurs fonctionnent à haute température et il en existe aussi bien des versions thermiques et rapides, c'est-à-dire qu'ils fonctionnent avec des neutrons thermiques ou rapides. L'un des plus grands défis à relever lors de l'exploitation de ces réacteurs est la forte corrosivité des sels. En décembre 2023, KAIROS (États-Unis) a obtenu l'autorisation de construire une première installation de démonstration dans le Tennessee, qui utilise uniquement du sel fondu comme réfrigérant associé à du combustible HALEU TRISO et du graphite comme modérateur. Un MSR (Terrestrial Energy) intégral est actuellement en cours de pré-approbation aux États-Unis et au Canada. En juin 2023, un MSR expérimental utilisant un sel fondu à base de thorium comme combustible a obtenu une autorisation d'exploitation en Chine.

3.3 Petits réacteurs modulaires (SMR)

Par SMR (Small Modular Reactors), on entend généralement les réacteurs avancés d'une puissance électrique nominale d'environ 20 à 500 MW par unité, dotés d'une technologie de génération III/III+ ou IV. Ils sont conçus pour une future production en usine suivie d'un montage sur le lieu d'utilisation afin de réduire les coûts. La plupart des concepts SMR ont une caractéristique de conception commune, à savoir qu'ils sont installés légèrement au-dessous de la surface de la terre pour apporter une protection supplémentaire contre les menaces et les dangers externes. En raison de leur taille réduite, la plupart des réacteurs sont dotés de caractéristiques de sécurité entièrement passives, c'est-à-dire qu'aucune intervention humaine n'est néces-

saire en cas d'urgence. Compte tenu de ces considérations, la Commission américaine (Nuclear Regulatory Commission) a approuvé une nouvelle méthode de mesure des zones de planification d'urgence (ZPU) pour le SMR de NuScale. Selon NuScale, cela permettra de limiter les ZPU au périmètre de l'installation sur de nombreux sites. Il n'est donc pas nécessaire de créer une zone d'évacuation. D'autres centrales nucléaires devraient bénéficier d'un régime similaire aux États-Unis.

La plupart des SMR disponibles à court terme sont des réacteurs à eau légère de génération III/III+. Les premières installations de démonstration dans des pays occidentaux sont attendues vers 2030. Il existe également des SMR de type génération IV qui utilisent d'autres agents de refroidissement que l'eau (p. ex. métal liquide, hélium, sels fondus). Ceux-ci sont développés par des start-up, mais aussi par de plus grandes entreprises comme Westinghouse. Dans un avenir relativement proche, c'est-à-dire dans une à deux décennies, seuls des SMR de génération III/III+ devraient ainsi entrer en ligne de compte pour une utilisation en Suisse, comme c'est le cas pour des installations de plus grande taille. Compte tenu de l'incertitude quant à l'évolution technique et économique du marché des SMR, ces derniers ne sont cependant pas inclus dans le calendrier du présent rapport pour une nouvelle centrale nucléaire en Suisse.

L'intérêt initial pour les SMR était motivé par la nécessité d'alimenter en électricité des régions reculées et des zones hors réseau. Dans les pays disposant de petits réseaux électriques, où l'utilisation de grandes centrales nucléaires n'est pas possible ou dans lesquels les investisseurs et les exploitants ne sont pas disposés ou aptes à de grands investissements, les SMR pourraient constituer une alternative. Ces petits réacteurs pourraient également servir à l'approvisionnement de sites industriels à forte consommation d'énergie tels que l'industrie du béton ou de l'acier, ou à une utilisation de l'énergie nucléaire à d'autres fins que la production d'électricité, par exemple le chauffage urbain, le dessalement de l'eau de mer ou la production d'hydrogène. Parmi les autres avantages potentiels des SMR, on peut citer des investissements initiaux moindres en raison de la taille réduite de l'installation, des délais de construction plus courts grâce au passage de la conception sur site à la production en usine, une flexibilité d'exploitation accrue en fonction de la charge par la conception à plusieurs modules et des caractéristiques de sécurité améliorées. Même si des prototypes existent, aucun d'entre eux n'a encore été fabriqué d'une manière ou dans une usine qui permettrait une production à la chaîne. Ce dernier point serait une condition préalable à la compétitivité. L'Agence internationale de l'énergie AIE (2024) ne prévoit pas de compétitivité avant la seconde moitié des années 2030.

Les fabricants d'installations partent du principe que les coûts de production de l'électricité (LCOE, voir encadré 1, voir chapitre 5.1.1) pour les centrales SMR atteindront un niveau comparable à celui des grandes centrales nucléaires, en utilisant les avantages de la fabrication (construction d'usines) pour compenser la perte des économies d'échelle (AIE 2024). On ne sait pas encore si ces attentes seront effectivement satisfaites. De plus, ces attentes divergent. Dans tous les cas, il faut prévoir des coûts plus élevés pour les premières installations. Les coûts de production du premier projet SMR de NuScale, qui sera construit dans l'Utah au cours des prochaines années, ont été estimés à environ 5,8 ct/kWh (estimation pour 2020). En raison d'une hausse des taux d'intérêt de 150 % et du renchérissement considérable des matériaux – 40 % pour l'acier par exemple – au cours des dix-huit mois précédents, les coûts prévus pour 2023 sont passés à 8,9 ct/kWh. Le projet a ensuite été annulé, car le prix prévu n'était plus compétitif par rapport aux options moins chères de gaz et de charbon disponibles dans l'Utah.

L'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE (AEN) prévoit que les SMR représenteront jusqu'à 9 % de la nouvelle capacité nucléaire totale d'ici 2035 (OCDE 2022), et peut-être jusqu'à 25 % en 2050 (AIE 2025). Quatre SMR sont actuellement en service en Russie et en Chine. L'AIEA et les autorités de sécurité nucléaire américaines et européennes travaillent actuellement à l'harmonisation des procédures d'autorisation des SMR. L'objectif est de créer un environnement d'autorisation stable et transparent évitant des modifications imprévisibles des régimes d'autorisation nationaux. Quelques SMR de génération III/III+ pourraient être commercialisées en Europe dès le début des années 2030. NuScale/USA a déjà obtenu l'autorisation de mise sur le marché aux États-Unis pour son réacteur VOY-GR, tandis que d'autres conceptions (de Rolls-Royce/UK, Westinghouse et Holtec/USA) font l'objet d'une procédure de précertification aux États-Unis, au Canada et dans certains pays européens. Des fournisseurs de SMR ont déjà reçu certaines commandes, par exemple GE-Hitachi (Japon) au Canada pour le BWRX-300. En 2022, NUWARD (EDF/France) a reçu une subvention de 500 millions d'euros du gouvernement français pour la construction du premier réacteur de concept REL conventionnel qui devrait débiter en 2030. Alors que des SMR non refroidis à l'eau sont déjà en service en Chine et en Russie, le premier dans les pays occidentaux pourrait être le SMR refroidi au sodium de Terrapower, dont la construction a commencé dans le Wyoming (États-Unis) en 2025.

4 Développements internationaux

Ce chapitre donne un bref aperçu de la situation et des évolutions dans le domaine de l'énergie nucléaire au niveau mondial. Les principaux acteurs actuellement impliqués dans la construction de centrales nucléaires seront ensuite examinés de plus près du point de vue de l'industrie.

4.1 Évolutions antérieures et situation actuelle

Selon l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA 2024), 415 réacteurs nucléaires d'une capacité totale d'environ 373 GW sont actuellement en service. L'énergie nucléaire a connu son apogée dans les années 1970 et 1980, quand de nombreuses centrales furent construites notamment aux États-Unis, en Europe, en Russie et au Japon. Au milieu des années 90, la part de l'énergie nucléaire dans la production mondiale d'électricité était au plus haut, à raison de 18%. Depuis, le marché des nouvelles centrales nucléaires s'est considérablement réduit et certaines grandes entreprises comme Siemens ou General Electrics ont vendu leur secteur nucléaire ou fusionné (Markard et al. 2020). La division nucléaire de Siemens a par exemple été vendue à Areva en 2011, après dix ans de joint-venture. Suite à sa faillite, le fournisseur français de combustible nucléaire Cogema a fusionné en 2018 avec Areva et été rebaptisé Framatome. Il est désormais détenu à 80,5 % par l'entreprise publique Electricité de France (EDF) et à 19,5 % par Mitsubishi Heavy Industries. L'entreprise américaine Westinghouse a déposé le bilan en 2017 et est désormais détenue par Brookfield à 51 % et par Cameco à 49 %.

Les perspectives pour les nouveaux réacteurs nucléaires se sont quelque peu améliorées vers et après 2010, quand la Chine a développé son propre programme d'énergie nucléaire. Ce pays est aujourd'hui le premier marché pour les nouveaux réacteurs, dont la plupart sont construits par des entreprises locales (voir chapitre 4.2). La capacité de production mondiale d'électricité d'origine nucléaire n'a pas beaucoup évolué depuis le début des années 2000. En raison de la croissance générale de la production d'électricité, la part du nucléaire a diminué au fil du temps pour atteindre 9,1 % en 2023. À titre de comparaison, les combustibles fossiles, notamment le charbon et le gaz naturel, couvraient 61 % des besoins, l'énergie hydraulique 14 %, l'énergie éolienne 7,8 % et l'énergie solaire 5,5 %. Le vieillissement du parc de centrales nucléaires pourrait entraîner une baisse importante de la capacité de production au cours des 10 à 20 prochaines années. En outre, les

investissements annuels dans de nouvelles installations et dans la prolongation de la durée de vie des centrales existantes ont augmenté de près de 50 % depuis 2020. Lors de la COP 28, un groupe de 28 pays, dont les États-Unis, le Royaume-Uni, le Canada, la France, la Corée du Sud et dix autres pays européens, se sont engagés à tripler leur capacité nucléaire d'ici 2050. L'Alliance nucléaire européenne, composée de 15 États membres de l'UE, a en outre décidé d'étendre le parc européen de 100 à 150 GW d'ici 2050 (AIE 2025). L'objectif semble très ambitieux et nécessiterait une nette accélération des activités actuelles de planification et de construction. Le dernier rapport de l'AIE sur l'énergie nucléaire (AIE 2025) considère que la part de l'énergie nucléaire dans l'approvisionnement en électricité au niveau mondial se maintiendra autour de 10 %, quel que soit le scénario d'augmentation de la demande. Ce ne sont toutefois que des intentions qui devront encore se concrétiser. En comparaison, la part des énergies renouvelables sera de 70 à 80 % en 2050 et les investissements annuels estimés dans les énergies renouvelables d'ici 2050 sont environ dix fois supérieurs à ceux de l'énergie nucléaire (AIE 2024, 2025).

4.2 Les principaux acteurs de la construction de nouvelles centrales nucléaires

En juillet 2023, 63 réacteurs nucléaires étaient en construction dans le monde (AIEA 2025). Sur les 52 réacteurs dont la construction a commencé depuis 2017, 25 sont de conception chinoise et 23 de conception russe (AIE 2025). La part de marché la plus élevée, d'environ 40 %, est actuellement détenue par la société russe Rosatom, qui participe à la construction de 24 nouveaux réacteurs, dont 19 à l'étranger (tableau 3). Les deux fabricants de réacteurs chinois, China National Nuclear Corporation et China General Nuclear Power Group, sont également leaders avec 19 réacteurs mais se concentraient jusqu'à présent sur leur marché national et n'ont construit qu'une seule fois un réacteur de deux unités hors des frontières chinoises, au Pakistan. La construction d'un autre a commencé fin 2024 et un accord de 8 milliards de dollars a été signé avec l'Argentine pour la construction d'un réacteur. La Korean Electric Power Corporation (KEPCO) construit actuellement deux nouveaux réacteurs (APR-1400) en Corée du Sud, elle débutera la construction de deux autres en 2025 et a livré quatre unités (désormais pleinement opérationnelles) sur le site de Barrakah, aux Émirats arabes unis, avec une durée de construction d'environ 8 ans par unité. KEPCO a été sélectionnée en 2024 pour la construction de deux

nouveaux réacteurs en République tchèque (Forum nucléaire suisse 2024), mais a retiré son offre pour la Slovaquie après la résolution d'un litige avec Westinghouse sur l'utilisation de sa technologie sous licence au sein de ses réacteurs. KEPCO et Westinghouse ont maintenant signé un contrat pour l'utilisation mondiale de leur technologie et une collaboration plus étroite à l'avenir (Forum nucléaire suisse 2025). Les implications sur la construction éventuelle d'une centrale en Suisse par l'une de ces entreprises ne sont pas claires. L'entreprise Electricité de France (EDF) participe actuellement à un projet de construction de deux réacteurs EPR au Royaume-Uni, à Hinkley Point C1 et C2. En 2023, le premier EPR a été raccordé au réseau à Olkiluoto, en Finlande, après plus de 16 ans de construction. L'EPR de Flamanville en France a été mis en service fin 2024 après 17 ans de construction. La mise en service probable des deux réacteurs d'Hinkley Point a été récemment repoussée entre 2029 et 2031, après 11 ou 12 ans de construction. La Cour des comptes française a recommandé en 2025 qu'EDF résolve d'abord ses problèmes financiers – notamment un déficit de financement de 11 milliards d'euros à Hinkley Point suite au retrait de la participation financière de la Chine (litige sur la couverture des dépassements de coûts à Olkiluoto) – avant d'entamer la construction du réacteur EPR en France. Elle souligne également que tout engagement futur à l'étranger devra apporter un bénéfice concret au programme nucléaire français.

L'entreprise américaine Westinghouse, qui avait commencé la construction des unités 3 et 4 récemment achevées de la centrale nucléaire de Vogtle, en Géorgie (réacteurs AP-1000), a fait faillite en 2017 et été rachetée par deux autres entreprises. La construction des réacteurs fut achevée par l'entreprise Bechtel sur la base de garanties de crédit fédérales, après dix ans de travaux. L'entreprise japonaise GE-Hitachi a construit quatre réacteurs ABWR au Japon entre 1992 et 2006, avec une durée de construction d'environ quatre ans pour chacun d'entre eux. Par la suite, après respectivement 2003 et 2007, les difficultés techniques d'exploitation étaient toutefois fréquentes et le taux de charge (pourcentage du temps pendant lequel une centrale fonctionne à pleine capacité) des quatre installations était relativement faible, à seulement 40 à 70 % en moyenne. En raison de l'arrêt des constructions au Japon après Fukushima en 2012, il n'y avait plus eu d'activités depuis 2014, mais celles-ci ont repris récemment.

En janvier 2025, seuls trois réacteurs étaient en construction en Europe et aux États-Unis (Hinkley Point C1/C2 et un en Slovaquie). Quelques constructions pourraient débiter dans les prochaines années en République tchèque et en Slovaquie, tandis que de nouveaux projets au Royaume-Uni (Sizewell C), en Finlande et en France (6 réacteurs) ont récemment été reportés sine die ou de

plusieurs années en raison de problèmes financiers. La construction de nouvelles centrales nucléaires a été annoncée dans d'autres pays d'Europe, notamment en Pologne, en Suède et en Roumanie. Au 1^{er} janvier 2025, seules la Russie (20), la Chine (1 au Pakistan) et la France (2 au Royaume-Uni) étaient engagées dans la construction de nouvelles grandes centrales nucléaires à l'étranger. La Chine (1 en Argentine) et la Corée du Sud (1 en République tchèque) ont signé des contrats en ce sens, tandis que Westinghouse et GE-Hitachi continuent de proposer leurs grands réacteurs, mais avec relativement peu de succès à ce jour. Les activités concrètes visant à mettre en œuvre les annonces de certains pays européens en faveur d'un retour à l'énergie nucléaire semblent actuellement plutôt timides. De plus, le partage d'expériences tirées de la construction de réacteurs EPR apparaît difficile et assez limitée au niveau mondial, comme le prouvent les dysfonctionnements des réacteurs EPR construits par EDF à Olkiluoto et à Taishan en Chine (Cour des Comptes 2025).

5 Évaluation technique, économique et sociopolitique

Ce chapitre contient une évaluation des nouvelles centrales nucléaires de la génération III/III+ en tenant compte de critères techniques, économiques et sociopolitiques. Il se compose de trois parties. La première partie comporte des estimations de nature plutôt technique, souvent basées sur des expériences internationales (voir chapitre 5.1). La deuxième partie rend compte de critères qui dépendent essentiellement de conditions spécifiques à la Suisse (voir chapitre 5.2). La troisième partie propose une synthèse sous la forme du [tableau 3](#). Les données disponibles ont été rassemblées à partir d'un large éventail de sources (voir [bibliographie](#)) et des experts indépendants ont été impliqués dans la révision de ce document (voir [encadré 1](#)). Aucune donnée primaire n'a toutefois été collectée, par le biais par exemple de nos propres enquêtes.

5.1 Évaluation générale sur la base d'expériences internationales

5.1.1 Coûts et structure des coûts

L'énergie nucléaire se caractérise par des coûts de capital élevés (conception et construction des réacteurs) et des coûts d'exploitation relativement faibles (coûts du combustible, coûts d'exploitation et de maintenance). Afin de réaliser des économies d'échelle, la technologie nucléaire actuelle favorise la construction et l'exploitation pendant des décennies de grandes installations de plus de 1000 MW de puissance nominale. Il en résulte trois défis pour la rentabilité de l'énergie nucléaire. Premièrement, des investissements préalables considérables sont nécessaires et le capital financier est engagé sur de longues périodes. De tels investissements comportent des risques élevés et de nombreux investisseurs privés sont réticents à devenir actionnaires majoritaires. Deuxièmement, la concurrence avec d'autres centrales sur les marchés de l'électricité libéralisés est forte. Les revenus futurs sont incertains, surtout au vu de la longue durée d'exploitation des centrales nucléaires. Troisièmement, étant donné la part variable croissante des énergies renouvelables dans la production d'électricité, les centrales nucléaires pourraient ne plus être exploitées à pleine capacité pendant la majeure partie de l'année, comme c'était le cas par le passé. Le taux d'utilisation, qui est actuellement d'environ 80 à 90 %, pourrait alors nettement baisser. La plupart des nouveaux projets de centrales nucléaires lancés ces dernières années nécessitaient un important soutien de l'État pour être compétitifs par rapport aux centrales existantes (voir [chapitre 5.2.4](#)).

Les coûts de construction d'une nouvelle centrale nucléaire varient et dépendent de nombreux facteurs, notamment le type et la taille des réacteurs, la durée de construction, les taux d'intérêt, l'expérience du secteur, les modifications de conception en cours de construction, la stabilité des chaînes d'approvisionnement, etc. Les réacteurs Advanced Power Reactors (APR) de KEPCO construits aux Émirats arabes unis ont coûté environ 8 milliards de dollars par unité, les unités EPR françaises d'Olkiluoto et de Flamanville respectivement 11 et 13 milliards d'euros et les estimations de coûts par EDF en septembre 2024 pour les deux unités d'Hinkley C (2 × EPR) au Royaume-Uni sont passées à 18-20 milliards d'euros par unité. Le coût des deux réacteurs Westinghouse de Vogtle (États-Unis) a finalement atteint environ 17 milliards de dollars par unité.

Ces chiffres correspondent à une fourchette de 4 à 15 millions de francs suisses par MWe (mégawatt électrique) de capacité de production d'électricité installée. Cette large fourchette s'explique par des projets qui ont respecté le calendrier d'une part et, d'autre part, par des projets ayant connu des retards et des renchérissements importants en raison de goulots d'étranglement dans la chaîne d'approvisionnement, de problèmes administratifs, de modifications tardives de la conception ou de la première construction d'un type de réacteur.

Les coûts de l'électricité produite par les nouvelles centrales nucléaires dépendent de différents facteurs, notamment les coûts de construction (voir ci-dessus), les coûts de démantèlement (voir [chapitre 5.1.7](#)), la durée de vie escomptée et le taux d'utilisation des capacités. Une étude PSI réalisée en 2017 sur mandat de l'OFEN (Bauer et al. 2017) a calculé un coût de 7,5 ct/kWh pour un EPR dont la construction durerait six ans avec un taux d'intérêt de 6 % et un taux d'utilisation moyen de 85 %. Pour une durée de construction de 9 ans, les coûts passeraient à 8,8 ct/kWh. Les résultats du PSI correspondent aux estimations de l'AIE (2025) de 6-11,5 USct/kWh. Avec un facteur de charge de seulement 60 % et une durée de construction de neuf ans, les coûts grimperaient à 12,5 ct/kWh. Par rapport à ces estimations, les calculs de coûts réels pour l'EPR de Flamanville, en supposant un taux d'intérêt de 6 % et un facteur de charge de 85 %, s'élèvent à 14 ct/kWh (en valeur monétaire de 2015; Cours des Comptes 2025). Pour Okiluoto, le prix de revient (LCOE, voir [encadré 1](#)) s'élève à environ 7,5 ct/kWh et comprend la part payée par EDF (Rothwell 2022). Les coûts de l'énergie nucléaire comportent le risque de « courbes d'apprentissage » négatives, c'est-à-dire une tendance à augmenter plutôt que

de baisser avec le nombre d'installations en raison par exemple d'une augmentation des exigences de sécurité au fil du temps (Lovering et al. 2016).

Les grandes fluctuations des coûts des centrales nucléaires construites en Europe et aux États-Unis sont principalement dues aux premières centrales construites dans des régions où aucune ne l'avait plus été depuis

des décennies, ainsi qu'à des exigences de sécurité supplémentaires pendant la période de construction. La Corée du Sud et la Chine annoncent des coûts nettement inférieurs, qui ne peuvent être justifiés qu'en partie par des coûts de main d'œuvre plus faibles. Parmi les autres raisons pourraient figurer un travail de planification et d'autorisation plus court et moins intense, ainsi que des calculs ou des rapports de coûts différents.

Encadré 1: Différents types de coûts pour la production d'énergie et les défis économiques associés

Coût de production de l'électricité (Levelized Cost of Electricity – LCOE): la somme des coûts de production (actualisés) sur la durée de vie – y compris les coûts de construction, de combustible et d'exploitation – divisée par la somme de l'électricité produite sur la durée de vie de l'installation de production. Le LCOE comprend des coûts fixes du capital (CAPEX), principalement pour la construction de l'installation (dans le cas des centrales nucléaires, également pour le démantèlement et la gestion des déchets), ainsi que des coûts d'exploitation fixes ou variables (OPEX; p. ex. personnel ou combustible). Les coûts d'exploitation variables dépendent fortement des heures de pleine charge pendant lesquelles l'installation doit être en service. Le taux d'actualisation (conversion des coûts futurs en valeur actuelle) est un paramètre pertinent qui dépend des taux d'intérêt futurs estimés mais en principe inconnus, et qui peut varier entre différentes technologies.

Le coût de production de l'électricité est le plus souvent utilisé dans les études comparatives, mais il présente des lacunes qui doivent être prises en compte afin de permettre une comparaison équitable. Si l'on considère plutôt les « coûts de système », par exemple pour les installations PV ou éoliennes, il faut au besoin tenir compte des coûts de production d'électricité pour les technologies de stockage et l'extension du réseau. Par ailleurs, le stockage ou la régulation peut également s'avérer nécessaire pour la production de base lors des périodes de surproduction, tout comme une extension du réseau s'imposerait pour d'autres raisons telles qu'une augmentation de la consommation.

Coût marginal: coût d'exploitation de la dernière unité d'électricité produite par une installation à un moment donné. Dans un marché libéralisé, le principe du « merit order » favorise les technologies dont les coûts marginaux sont pratiquement nuls, comme le PV ou l'éolien, suivies de l'hydroélectricité et du nucléaire, peut-être aussi de la géothermie, et finalement des sources fossiles, notamment les centrales à turbines à gaz. Le prix est donc déterminé par la dernière unité de production nécessaire pour satisfaire la demande, dont le coût marginal est le plus bas; voir encadré 2). Les « coûts marginaux » des

installations hautement disponibles, telles que les centrales hydroélectriques de stockage, ne se réfèrent pourtant souvent pas aux coûts d'exploitation de la dernière électricité produite, mais au prix qui pourrait être obtenu alternativement en période de forte demande et de prix élevés.

Les installations avec un CAPEX élevé et un OPEX faible, comme les centrales nucléaires, seront confrontées à des incertitudes quant à leurs heures de fonctionnement à pleine charge, notamment en fonction de l'évolution de la structure temporelle de la production et de la demande. Leur charge d'exploitation devrait nettement diminuer à l'avenir. Cela rend ces technologies de production assez coûteuses par rapport aux installations à très faibles CAPEX (même celles à OPEX élevés comme les centrales à gaz). En revanche, les installations PV et éoliennes ne sont pas modulables, tout au moins sans systèmes de stockage spéciaux, mais leurs coûts marginaux sont faibles, voire nuls, et elles sont souvent privilégiées sur un marché libéralisé. Les sources d'approvisionnement modulables qui fournissent de l'électricité « à la demande », comme les barrages hydroélectriques et les turbines à gaz ou les centrales de cogénération, peuvent cependant être économiquement avantageuses par rapport aux centrales de charge de base et, plus encore, par rapport aux sources de production volatiles, car elles peuvent obtenir des prix supérieurs en période de forte demande et de faible production.

Coûts pour la clientèle finale (prix de détail de l'électricité): le prix à payer par l'utilisateur et l'utilisatrice finale, y compris les marges des fournisseurs, les taxes et les redevances (p. ex. frais de réseau) et parfois le coût (ou l'avantage) de mesures de subvention.

Coûts externes: ils reflètent les effets négatifs sur l'environnement et d'autres aspects sociaux, qui ne sont généralement pas supportés par le producteur, mais par la société dans son ensemble, en particulier les générations futures.

Coûts du système: ils comprennent toutes les dépenses nécessaires pour la production, le transport, la distribution et la gé-

stion de l'électricité. Cela englobe les coûts de capital et d'exploitation des centrales, des lignes de transport, des réseaux de distribution et l'exploitation du système. Le respect des réglementations, les coûts administratifs et des effets exter-

nes tels que l'impact environnemental en font également partie. L'ensemble de ces coûts détermine la charge économique globale de l'approvisionnement en électricité des consommateurs.

5.1.2 Durée de construction

La construction d'une centrale nucléaire est une opération complexe qui comporte de nombreuses tâches et sous-projets interdépendants. Les possibilités de réduire les rapports de dépendance, par exemple par le biais d'une préfabrication, étaient jusqu'à présent limitées. Si des retards surviennent dans certains domaines, ils ont souvent des répercussions sur l'ensemble du projet et sur la durée de construction. Afin d'assurer la comparabilité des délais de construction des différentes installations, nous utilisons toujours dans ce rapport les chiffres de la base de données de l'AIEA (2024).

La durée de construction moyenne des 38 réacteurs de génération III/III+ actuellement en service était de 7,7 ans, avec une médiane de 8 ans. Les délais de construction peuvent varier fortement en fonction du projet et du contexte. Les dépassements de délais dans les projets EPR récemment achevés ou en cours ont suscité beaucoup d'attention. La construction des deux premiers EPR (Olkiluoto, Finlande et Flamanville, France) a duré plus de 16 ans, avec des retards d'environ 12 ans. La durée de construction des deux réacteurs EPR d'Hinkley Point au Royaume-Uni est actuellement estimée à 12-14 ans. La construction de l'APR-1000 de Westinghouse aux États-Unis (Vogtle-3 et 4) a pris 10 ans. Il a été mis en service en 2023/2024 avec 7 ans de retard.

À l'inverse, certaines installations sont livrées clés en main en moins de 6 ans, à condition qu'une chaîne d'approvisionnement opérationnelle soit mise en place pour les principaux composants. Les unités ABWR au Japon ont été construites dans un délai remarquablement court, puisque toutes ont été achevées en environ 4 ans. Elles présentent toutefois des durées de vie (pourcentage du temps d'exploitation depuis la mise en service jusqu'à l'arrêt, en 2012) exceptionnellement bas, de ~70 % pour les unités les plus anciennes et de ~45 % seulement pour les plus récentes (AIEA 2024). En comparaison, les centrales nucléaires suisses ont des facteurs d'utilisation de 85-90 %. Les projets en Chine, en Inde et en Corée du Sud ont respecté les délais de construction et le budget prévus. Cela montre que les retards mentionnés ci-dessus sont à rapporter à une conjonction de facteurs: des défis particuliers ont dû être surmontés, tels que la construction de la première grande centrale de ce type en Europe et aux États-Unis après des décennies d'inactivité, et la

nécessité de restaurer des capacités de production, des chaînes d'approvisionnement et une main-d'œuvre formée, y compris pour la construction civile. En outre, les autorités nucléaires finlandaises et américaines ont exigé d'importantes modifications de la construction pour satisfaire aux exigences de sécurité, et ce alors que les travaux étaient déjà bien avancés. Il restera à voir dans quelle mesure la courbe d'apprentissage de ces producteurs influencera la durée de construction, compte tenu du contexte politique et réglementaire en Europe en général et en Suisse en particulier. Sur la base des évolutions observées, les durées de construction en Suisse sont estimées à 8 ans au minimum.

5.1.3 Secteur de la construction nucléaire et main-d'œuvre

La planification, la construction, l'exploitation et le démantèlement des centrales nucléaires ainsi que l'approvisionnement et l'élimination des combustibles nucléaires nécessitent, outre un large éventail d'entreprises très spécialisées et qualifiées, des réseaux de fournisseurs et une main-d'œuvre hautement qualifiée. Aussi bien l'industrie que la main-d'œuvre sont nécessaires non seulement pour la construction d'une nouvelle centrale, lorsque la charge de travail est la plus élevée, mais également pour chaque centrale nucléaire, à des degrés divers de capacité et de compétence, sur des périodes pouvant aller jusqu'à 100 ans, si l'on tient compte de la planification, de la construction, de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement.

Le **tableau 2** présente les principales entreprises des pays occidentaux actuellement engagées dans la construction de nouvelles centrales nucléaires de génération III/III+, ainsi que leur expérience dans les nouvelles centrales nucléaires. Il s'agit ici de l'industrie qui construit la structure de base de l'installation, c'est-à-dire les réacteurs, tandis que d'autres entreprises sous contrat (comme Bechtel, Hyundai et Samsung, AECON) interviennent dans les phases ultérieures de la construction. En Europe et aux États-Unis, la base industrielle pour la construction de nouvelles centrales nucléaires s'est considérablement réduite, surtout par rapport à l'âge d'or de l'énergie nucléaire dans les années 1970 (Markard, 2020). Suite à la restructuration du secteur, seules Framatome et Westinghouse sont restées des entreprises « occidentales » (voir

ci-dessus). En Russie, en Chine, en Corée du Sud et au Japon, l'industrie nucléaire est beaucoup plus puissante, mais il est difficile de dire quelles entreprises seraient envisageables et disposées à construire une nouvelle cen-

trale nucléaire en Suisse (voir encadré 1). Il serait aussi possible de créer des joint-ventures entre plusieurs de ces entreprises.

Tableau 2: Les entreprises des pays occidentaux qui construisent actuellement de nouvelles centrales nucléaires de génération III/III+ ou disposant de savoir-faire dans ce domaine.

	Propriétaires	Construction de centrales nucléaires de génération III/III+	Durée de construction (années)*	Expérience opérationnelle (facteur d'utilisation*)
Framatome/EDF (anciennement Areva)	Les propriétaires sont EDF (80,5 %) et Mitsubishi Heavy Industries (19,5 %); EDF est détenue par l'État français	Olkiluoto, Fin (EPR-1750) Flamanville, F (EPR-1650) Hinkley Point C, UK (EPR-1630, deux unités), Taishan (Chine, deux unités)	14-17	Olkiluoto et Flamanville depuis 2024, Taishan depuis 2019
KEPCO	Détenue par la Corée du Sud (51 %)	Barakah, VAE (APR-1400) Saeul et Shin-Hanul, SK (deux unités chacun)	7-10	Facteur d'utilisation de 80-85 % pour les deux unités ayant plus de deux ans de service
Westinghouse	Propriété de Brookfield Renewable Partners et de Cameco; sortie de l'insolvabilité en 2017 suite à des dépassements de coûts dans la centrale nucléaire de Vogtle	Vogtle, US (APR-1000, deux unités)	10-11	En service depuis 2023 et 2024
Toshiba/GE-Hitachi Nuclear Energy	Propre entreprise (Toshiba); Détenue par Hitachi (40 %) et General Electric (60 %)	Kashiwasaki/Kariwa (deux unités), Hamaoka, Shika (toutes ABWR), toutes construites avant 2008. Accent porté actuellement sur les SMR (projets au Canada; abandon du projet de grande centrale au Royaume-Uni en 2020)	4 (au Japon); 2 unités à l'étranger stoppées après 4 et 7 ans (après Fukushima)	Facteur d'utilisation pendant la durée de service: ~70 % pour les deux plus anciennes (en baisse après 2003), ~45 % pour les plus récentes

*Source: Agence internationale de l'énergie atomique: Système d'information sur les réacteurs de puissance (PRIS): pris.iaea.org/PRIS/home.aspx

Outre une base industrielle solide, il est indispensable de disposer d'une main-d'œuvre qualifiée possédant les connaissances, les compétences, la formation et l'expérience requises. Un nouveau rapport du ministère américain de l'énergie souligne que l'industrie nucléaire connaît un exode aux deux extrémités du spectre de l'emploi (DOE 2024). Ainsi, les jeunes trouvent souvent d'autres domaines plus attrayants, comme l'informatique, les médias ou les affaires, alors que ceux qui partent à la retraite emportent avec eux une expérience et des connaissances implicites inestimables (DOE 2024, IAEA 2023). L'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et le département américain de l'énergie (DOE) proposent des programmes ciblés pour augmenter et rajeunir le personnel dans l'industrie nucléaire. Ils préviennent du risque pour les installations existantes et les futures expansions si les ressources humaines venaient à manquer à l'avenir.

5.1.4 Comportement en service du réacteur/ Fonctionnement en rampe

Deux groupes de caractéristiques de fonctionnement sont ici au premier plan: fonctionnement en suivi de charge et fiabilité dans un climat changeant. Le suivi de charge, c'est-à-dire la modification à court terme de la puissance fournie, est important en raison de l'augmentation des sources variables d'énergies renouvelables dans le réseau électrique. La fiabilité pourrait devenir un problème si des étés très chauds et/ou très secs devenaient plus fréquents en raison du changement climatique, ce qui affecterait le refroidissement des centrales nucléaires.

Fonctionnement en suivi de charge: Même si la capacité d'adaptation de la puissance des centrales nucléaires est généralement un peu plus lente que celle par exemple des centrales à gaz, le fonctionnement en suivi de charge s'est généralisé dans des pays comme l'Allemagne et la France depuis le début des années 2000 pour tenir compte du

recours croissant à l'énergie éolienne et solaire. Les réacteurs à eau pressurisée et à eau bouillante typiques de ces pays sont ou étaient en mesure de faire varier régulièrement leur puissance entre 30 et 100 % de la puissance nominale, d'augmenter ou de diminuer la puissance de 2 à 5 %/minute pendant le transfert de charge et de participer à la régulation primaire et secondaire de la fréquence à raison de ± 2 à 3 % par minute (régulation primaire de la fréquence) et de ± 3 à 5 % par minute (régulation secondaire de la fréquence voire plus de 5 % pour les installations les plus avancées). Selon la conception et le mode de fonctionnement précis, la capacité à fonctionner à faible puissance ou à monter en puissance rapidement peut être partiellement limitée dans les phases très tardives du cycle du combustible.

Lorsqu'il fonctionne presque à pleine charge, c'est-à-dire à plus de 80 % de sa puissance nominale, un réacteur à eau pressurisée comme celui de Gösgen peut augmenter ou réduire sa puissance de 10 % de sa puissance nominale par minute. Dans le cas d'un réacteur de 1 GW comme Gösgen, cela représente 100 MW par minute lors de la réduction en registre de pleine puissance, c'est-à-dire davantage que la puissance de réglage primaire de Swissgrid. Une augmentation de la puissance, par exemple pour compenser la baisse de production d'autres sources d'électricité, n'est toutefois possible que si la centrale n'est pas exploitée par défaut à pleine puissance. Cela réduit cependant la rentabilité de la centrale, à moins que la configuration réglementaire ou du marché ne permette un modèle économique correspondant. Un autre facteur à prendre en compte est le nombre de cycles de charge dans lesquels les installations peuvent être exploitées. Chaque cycle de charge entraîne une sollicitation mécanique des matériaux et, en cas de répétition fréquente, contribue à la fatigue des matériaux (Lokhov 2011). Il s'agit d'un mécanisme généralement bien compris et les centrales nucléaires ont été conçues pour un nombre maximal de cycles jusqu'à ce qu'une limite de fatigue soit atteinte. Dans la plage de charge supérieure, par exemple lorsque la puissance passe de 100 % de la puissance nominale à 80 % et inversement, la température et la pression du liquide de refroidissement ne varient pratiquement pas. C'est pourquoi les centrales sont conçues pour supporter jusqu'à 100 000 cycles de ce type, ce qui offre une marge de manœuvre suffisante bien au-delà de la durée de vie de l'installation. Dans la plage de charge inférieure, la sollicitation alternée des composants augmente et le nombre maximal de cycles se réduit nettement, mais procure encore suffisamment de flexibilité pour plusieurs changements de charge quotidiens pendant toute la durée de vie de l'installation, même éventuellement prolongée.

Fiabilité dans un climat en mutation : Normalement, la fiabilité des centrales nucléaires est élevée. Elles fonctionnent

traditionnellement à pleine puissance pendant de longues périodes, de 12 à 18 mois, et ne sont généralement interrompues que pour des pauses de maintenance planifiées de 2 à 6 semaines, pendant les moments de faible demande en électricité. Lors de périodes de fortes chaleurs ou de sécheresse, les performances des centrales nucléaires, en particulier celles refroidies par l'eau de rivières, peuvent être affectées par l'augmentation de la température des sources d'eau de refroidissement et par la réduction de l'efficacité du refroidissement. Dans des cas extrêmes, si la température de l'eau dépasse certaines limites, il peut être nécessaire de réduire la puissance afin de garantir la sécurité du fonctionnement et le respect des réglementations environnementales. Rétrospectivement, les effets du changement climatique, surtout la canicule et une hausse de la température des rivières, n'ont pas eu d'impact significatif sur la production d'électricité. La fermeture de centrales nucléaires en raison de périodes de chaleur extrême a entraîné depuis l'an 2000 une baisse de la puissance des centrales nucléaires européennes d'environ 0,1 %. En France, avec ses nombreuses centrales fluviales à l'intérieur du pays, la valeur correspondante atteint environ 0,15 %. Même en période de pointe, moins de 5 % de la capacité nucléaire européenne était indisponible en raison d'arrêts de production pendant les récentes vagues de chaleur. La disponibilité de l'énergie nucléaire durant ces périodes était ainsi plus élevée que celle de toutes les autres technologies de production d'électricité à faible émission de carbone en Europe, y compris le PV, l'éolien et l'hydroélectricité (Clean Air Task Force 2023). En résumé, même si le changement climatique pose de nouveaux défis à tous les types de production d'électricité, l'énergie nucléaire, lorsqu'elle n'est pas refroidie par l'eau des rivières, demeure plutôt robuste et les problèmes de baisse de production conditionnée par le climat restent donc maîtrisables. Il reste toutefois possible que la puissance doive être réduite pendant les périodes de très fortes chaleurs.

5.1.5 Sécurité

Le niveau de sécurité des installations de génération II, dont font partie la plupart des réacteurs actuellement en service, a fait l'objet d'améliorations continues et d'efforts d'harmonisation à l'échelle internationale, sur la base des enseignements tirés de l'exploitation internationale et des tests de résistance post-Fukushima. C'est également le cas pour les centrales suisses (voir encadré 1).

Le plus grand risque est la possibilité d'un accident avec des conséquences pour le public, c'est-à-dire dépassant les limites de l'installation, notamment en cas de fusion du cœur. La notion de « risque résiduel » est utilisée pour décrire la possibilité de scénarios d'accident dont la pro-

babilité est extrêmement faible, mais qui entraîneraient d'énormes conséquences. Ce risque ne peut jamais être totalement exclu, mais néanmoins fortement réduit.

Les réacteurs de génération II présentent à ce jour une durée de vie totale d'environ 20 000 ans. Jusqu'à présent, 5 réacteurs (Harrisburg, Tchernobyl, trois à Fukushima) ont subi des dommages dans leur cœur, avec des rejets de quantités importantes de radioactivité. Il en résulte une probabilité correspondante d'environ 2×10^{-4} par réacteur et par an. Statistiquement, c'est comparable aux estimations initiales lors de la mise en service des centrales de génération II dans les années 1970 (fréquence estimée des dommages nucléaires pour les centrales nouvellement construites de 10^{-4}). Avant 2011 déjà, mais surtout dans le cadre des tests de résistance post-Fukushima, presque toutes les centrales de deuxième génération dans le monde ont été sensiblement améliorées pour faire face à des événements rares tels que des tremblements de terre, des inondations ou des combinaisons de tels phénomènes. La fréquence des dommages nucléaires et, en particulier, le nombre de grands rejets de radioactivité (important pour toutes les centrales suisses) ont donc nettement diminué par rapport à la période de construction et se situent entre 10^{-5} et 10^{-6} par année-réacteur.

Les générations III et III+ se distinguent par de nettes améliorations de la construction qui augmentent encore la sécurité, en particulier dans les domaines de la prévention et de la réduction des accidents. L'objectif initial de ces évolutions était d'éviter les mesures d'urgence hors du site en cas de scénarios d'accident crédibles. Cet objectif a été poursuivi par l'amélioration des systèmes de sécurité active existants pour prévenir les dommages nucléaires et l'introduction d'un concept de confinement du cœur à même d'éviter les conséquences graves d'un dommage nucléaire à l'extérieur de l'installation. Les concepts de génération III+ reposent davantage sur des fonctions de sécurité passives, même si la combinaison de systèmes actifs et passifs sert également à accroître la diversification. Ce nouveau concept de sécurité a par ailleurs conduit à un allongement de la durée nécessitant aucune intervention humaine (« délai de carence »), passant de trente minutes (typiques des réacteurs de génération II) à au moins trois jours. De plus, la fréquence des dommages au cœur est inférieure à 10^{-6} par année-réacteur, tandis que la probabilité d'une rupture ultérieure de l'enceinte de confinement avec rejets dans l'environnement est inférieure à 10^{-7} par année-réacteur. La fréquence prévisionnelle de tels scénarios d'accident pour les centrales de génération III est ainsi généralement de 10 à 100 fois inférieure à celle des centrales de génération II actuellement en service.

Si la probabilité d'un événement entraînant des rejets radioactifs importants et précoces, qui nécessiterait une

évacuation rapide de certaines zones autour de la centrale, est inférieure à 10^{-7} /année-réacteur, la loi française sur le nucléaire considère que le risque de tels événements est « pratiquement éliminé ». La plupart des réacteurs modernes de génération III atteignent cet objectif de sécurité par leur conception. En Suisse, une telle valeur limite n'a pas encore été définie.

La libération de radioactivité par les déchets nucléaires (voir encadré 1) et celui de prolifération de matières radioactives constituent d'autres risques. Les centrales nucléaires elles-mêmes ne sont pas considérées comme ayant un risque élevé de prolifération, car il est difficile de produire des matériaux de qualité militaire directement à partir du combustible du réacteur. La principale préoccupation concerne les abus potentiels du cycle du combustible nucléaire civil, comme par exemple des installations d'enrichissement, le retraitement du combustible usé ou la réutilisation potentielle d'installations et de technologies utilisées dans les programmes d'énergie nucléaire.

5.1.6 Approvisionnement en combustible

Les réserves naturelles d'uranium sont une ressource largement répandue et suffisent à couvrir la demande pour les prochains siècles, si l'on se base sur le niveau actuel de la production nucléaire mondiale et en tenant compte de gisements plus complexes à exploiter, et donc plus coûteux, ainsi que de gisements supplémentaires pronostiqués et raisonnablement sûrs. Les gisements connus aux prix actuels sont suffisants pour environ 60 à 100 ans. Les principaux gisements connus sont situés en Autriche (28 % en 2021), au Kazakhstan, au Canada, en Russie et en Namibie (entre 8 et 13 % chacun; World Nuclear Association 2024). L'uranium de la centrale nucléaire de Gösgen provient d'Australie et du Canada, le traitement ultérieur est effectué en Allemagne et en France. Selon l'association des exploitants de centrales nucléaires suisses Swissnuclear, la centrale nucléaire de Leibstadt a de nouveaux contrats de livraison sans fournisseurs russes. Comme pour d'autres ressources naturelles, le prix du marché est un facteur supplémentaire à prendre en compte. L'uranium faiblement enrichi utilisé dans les réacteurs à eau légère est produit dans plusieurs installations d'enrichissement, ce qui garantit une chaîne d'approvisionnement diversifiée et fiable. Il n'y a pas actuellement de risques pour la sécurité d'approvisionnement de la Suisse en combustible nucléaire à long terme, malgré la situation géopolitique actuelle qui se caractérise par une pénurie temporaire en raison de la concentration d'une grande partie des capacités d'enrichissement mondiales en Russie. Le combustible nucléaire est toutefois un combustible facile à stocker et de grands efforts ont été en-

trepris dans les pays occidentaux, en raison de la guerre en Ukraine, pour reconstituer des capacités industrielles d'enrichissement. On peut donc s'attendre à ce que les capacités d'enrichissement des États-Unis et de l'Europe soient suffisantes pour couvrir les besoins à moyen et à long terme. Le minerai d'uranium lui-même est une ressource très répandue, même si seule une poignée de mines dans le monde couvre actuellement la demande mondiale. Cela s'explique principalement non pas par sa disponibilité au niveau mondial, mais par le faible prix de l'uranium ces dernières années. Si, pour une quelconque raison, l'uranium provenant des mines actuellement exploitées venait à manquer, d'autres mines existantes pourraient aisément prendre le relais, bien qu'à un prix supérieur. Dans ce contexte, il convient de relever que les coûts du combustible ne représentent que 10 à 15 % des coûts d'exploitation d'une centrale nucléaire et que seule une faible partie de ces 10 à 15 % est imputable au prix du minerai d'uranium, c'est-à-dire que les coûts du minerai d'uranium ne représentent que 1 à 2 % des coûts d'exploitation totaux.

Une utilisation accrue de l'énergie nucléaire dans la seconde moitié de ce siècle entraînera sans doute une augmentation des activités d'exploration et donc des réserves d'uranium. Par ailleurs, la technologie des réacteurs de génération IV devrait être suffisamment avancée pour que d'autres combustibles ayant un potentiel énergétique supérieur à l'uranium 235 puissent être utilisés dans un cycle de combustible fermé, prolongeant ainsi la disponibilité du combustible nucléaire de centaines à plusieurs milliers d'années. Plusieurs réacteurs rapides sont déjà en service ou en construction dans le monde (voir chapitre 3.3). L'uranium hautement enrichi (HALEU; teneur en uranium 235 de 5 à 20 %) est un important combustible pour les réacteurs avancés non refroidis à l'eau, y compris le concept Terrapower. La production de combustible HALEU a de ce fait augmenté. Les perturbations de la chaîne d'approvisionnement en combustible nucléaire en raison de la guerre en Ukraine pourraient entraîner le renforcement et l'expansion des capacités d'approvisionnement en combustible et de la résilience de l'Occident au cours des cinq à dix prochaines années. De nouvelles chaînes d'approvisionnement en combustible HALEU sont actuellement mises en place aux États-Unis et en France. La capacité des installations existantes d'uranium faiblement enrichi (UFE), généralement utilisé dans les réacteurs conventionnels refroidis à l'eau, a également été augmentée en Europe et aux États-Unis.

5.1.7 Déchets radioactifs

Le stockage des déchets radioactifs dans des couches géologiques profondes est la méthode de gestion des dé-

chets privilégiée dans la plupart des pays ayant des programmes d'énergie nucléaire. Au niveau international, ce procédé est considéré comme la principale méthode de gestion du combustible usé. Les déchets sont placés dans des conteneurs hautement résistants à la corrosion, entourés de protections naturelles et de techniques supplémentaires telles que l'argile bentonitique. Le dépôt final est aménagé dans des formations géologiques stables à plusieurs centaines de mètres de profondeur. L'instabilité géologique, l'incertitude quant à la détérioration de la protection à long terme ou l'intrusion accidentelle de personnes dans le dépôt dans un avenir plus lointain font partie des risques résiduels. Aucun dépôt final n'est en service pour l'instant. Le premier site au monde de stockage définitif de déchets radioactifs est actuellement en phase de test en Finlande et sa mise en service est prévue pour 2025. En Suisse, la Nagra a déposé en novembre 2024 sa demande d'autorisation générale pour un dépôt final dans la région du nord des Lägern. Elle fera l'objet d'un examen approfondi par l'autorité de surveillance suisse IFSN. Un référendum et une votation populaire sur l'autorisation générale du Conseil fédéral (vers 2030) ont déjà été annoncés. La planification actuelle prévoit une mise en service en 2050. Les coûts prévisionnels pour l'ensemble de la filière de gestion des déchets (démantèlement de la centrale et gestion des déchets) sont réévalués tous les 5 ans. Les estimations actuelles se chiffrent à environ 24 milliards de francs suisses (3,8 milliards pour le démantèlement et 20 milliards pour la gestion des déchets selon l'étude suisse des coûts 2021). Cela correspond à environ 1,0 centime par kilowattheure produit, ce qui, comme nous l'avons déjà mentionné, est inclus dans le coût de production de l'électricité pour les centrales nucléaires suisses. Conformément à la loi suisse sur l'énergie nucléaire, les provisions pour le passif différé de la gestion des déchets sont imputées aux centrales nucléaires pendant l'exploitation des installations et accumulées dans deux fonds spéciaux, le fonds de désaffectation et le fonds de gestion des déchets radioactifs. La capacité prévue du dépôt en profondeur est conçue pour les déchets des centrales nucléaires actuelles (y compris une éventuelle prolongation de leur exploitation), mais pas pour ceux d'une nouvelle centrale nucléaire. Les conditions géologiques autoriseraient une extension du site, mais cela nécessiterait à nouveau une procédure d'autorisation.

5.1.8 Impact environnemental

L'impact environnemental de l'énergie nucléaire, quantifié par une analyse du cycle de vie (ACV), comprend les effets sur le changement climatique, les émissions de polluants atmosphériques et de substances toxiques ainsi que la consommation de terres, d'eau et d'autres ressources.

Les résultats de l'analyse du cycle de vie permettent de procéder à une comparaison de l'impact environnemental de différentes technologies de production d'électricité. Plusieurs études internationales existent, dont des analyses de l'Institut Paul Scherrer effectuées spécifiquement sur les centrales nucléaires suisses. Les centrales nucléaires ne produisent pas d'émissions directes de gaz à effet de serre (GES) ou de polluants atmosphériques durant leur fonctionnement. Le bilan environnemental des centrales nucléaires suisses est largement déterminé par l'origine de l'uranium. Les émissions totales de GES pour les grandes centrales nucléaires suisses, Gösgen/REP et Leibstadt/REB, sont respectivement d'environ 6 g CO₂eq/kWh et 9 g CO₂eq/kWh (Zhang et Bauer 2018). Ces valeurs se situent dans l'ordre de grandeur de celles de l'énergie éolienne et hydraulique. Elles sont également inférieures à celles de l'énergie solaire et nettement inférieures à celles des combustibles fossiles. Ces données permettent de considérer l'énergie nucléaire comme une source d'énergie à faible émission de CO₂.

Une analyse comparative des autres métriques montre que l'hydroélectricité a le plus faible impact environnemental global et que l'énergie nucléaire, sans tenir compte des rayonnements ionisants et de la toxicité humaine, ainsi que l'énergie éolienne, indépendamment de l'utilisation des sols et de la toxicité humaine, ont un impact environnemental comparativement faible dans la plupart des catégories (Zhang et Bauer 2018). L'utilisation de matériaux en vrac tels que l'acier, le béton, le cuivre et l'aluminium est parfois d'un ordre de grandeur moindre pour l'énergie nucléaire que pour la production d'électricité renouvelable, par exemple un facteur 10 pour le béton par rapport à l'énergie hydraulique et éolienne, un facteur 30 pour le cuivre par rapport à l'énergie solaire et un facteur 5 à 10 pour l'acier par rapport à l'énergie éolienne et solaire (DOE 2015).

5.1.9 Fermeture

Depuis la fermeture de la centrale nucléaire de Mühleberg en 2019, la Suisse acquiert ses premières expériences en matière de démantèlement. Les éléments combustibles usés ont été transférés en 2023 au centre de stockage intermédiaire de Würenlingen et toutes les parties de l'installation contaminées par la radioactivité seront démantelées d'ici 2031. Les matériaux nettoyés et libérés sont recyclés lorsque c'est possible ou mis en décharge en tant que déchets normaux, alors que les déchets radioactifs sont acheminés au centre de stockage intermédiaire. Le propriétaire du site (BKW) doit déposer une demande auprès de l'OFEN d'ici fin 2027 pour la réutilisation du site et étudie actuellement plusieurs possibilités.

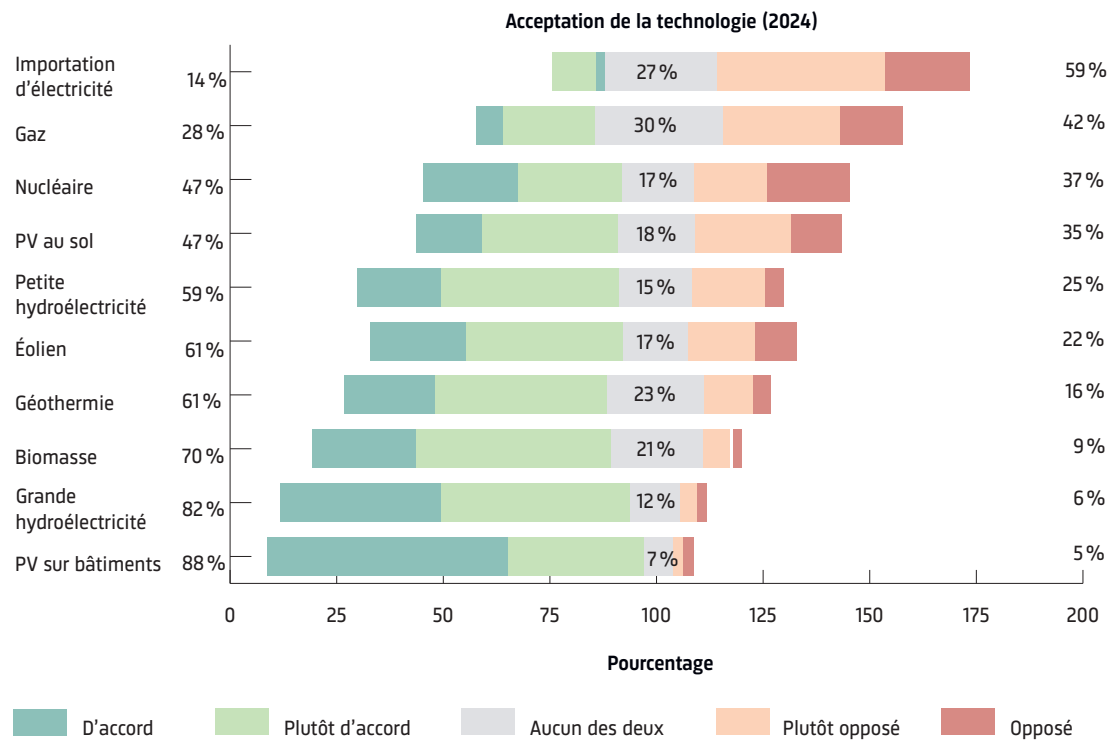
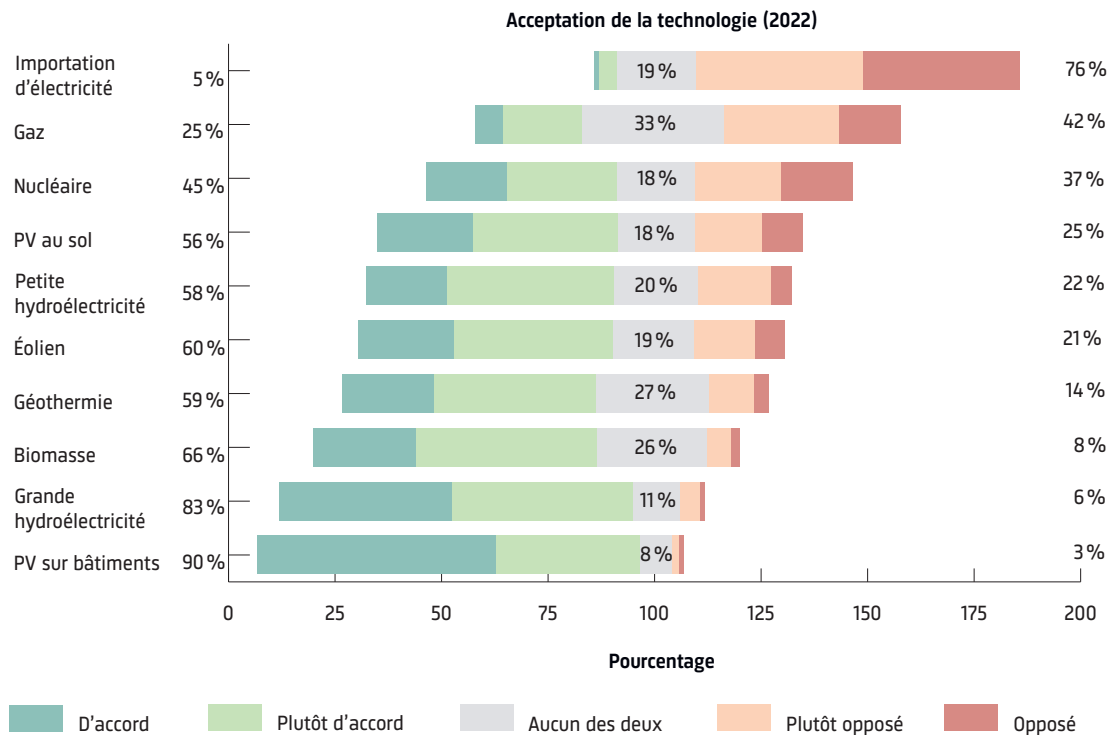
Le démantèlement nucléaire entraîne d'importants coûts de désaffectation et de gestion des déchets, qui doivent être supportés par les exploitants des centrales nucléaires suisses conformément au principe du pollueur-payeur. Les coûts de désaffectation, de stockage intermédiaire et de dépôt final sont estimés à environ 3 milliards de francs par site pour les centrales de Mühleberg (BKW, 2020) et de Beznau. À titre de garantie des coûts de désaffectation, les exploitants des centrales nucléaires versent régulièrement des contributions aux fonds de désaffectation et de gestion des déchets. Les coûts prévisionnels et les contributions annuelles correspondantes sont réévalués et adaptés tous les cinq ans sur la base des expériences à disposition.

5.2 Perspectives dans le système énergétique

5.2.1 Perspectives sociétales

En Suisse, les infrastructures énergétiques ne peuvent guère être construites contre la volonté de la population, du fait que le contexte participatif offre aux opposants moult possibilités de stopper ou de retarder des projets d'infrastructure. Les technologies énergétiques nécessitent en principe une très large acceptation à l'échelle de la société, appelée « acceptation sociopolitique » (Dermont et al. 2017, Wüstenhagen et al. 2007), pour qu'un projet concret d'infrastructure puisse franchir les étapes du processus politique.

Il ressort d'une étude récente sur l'opinion publique quant aux sources d'énergie que le PV sur les bâtiments et la grande hydraulique sont les technologies énergétiques les mieux acceptées par la population suisse (citation ; voir graphique 3). Même les grands projets hydroélectriques font néanmoins l'objet d'oppositions. Dans ce classement, l'énergie nucléaire fait partie des technologies les moins bien acceptées. Une majorité relative est favorable au principe de l'énergie nucléaire, mais une forte minorité ne veut pas que cette technologie fasse partie du futur mix énergétique de la Suisse. Il n'y a guère de différences sur ce plan entre les sondages de 2022, en pleine crise énergétique, et ceux de fin 2024, après l'annonce par le Conseil fédéral d'un contre-projet direct à l'initiative visant à lever l'interdiction de nouvelles centrales nucléaires (voir graphique 3 et tableau 3). L'opinion générale sur l'énergie nucléaire est similaire à celle sur l'énergie éolienne ou le PV au sol, dont les projets d'infrastructure concrets font l'objet de vives oppositions et de retards majeurs.



Graphique 3: Opinion publique sur la question de savoir quelles sources d'énergie devraient faire partie du futur mix énergétique de la Suisse.
 Source: Van Liedekerke et al. 2025 (Préférences en matière de technologies énergétiques). Les données pour 2022 proviennent de l'enquête Edge Survey menée à l'automne 2022 (nombre de réponses: 4852), les données pour 2024 proviennent de l'enquête SURE effectuée en novembre/décembre 2024 (nombre de réponses: 965).

Au cours des deux dernières années, l'acceptation sociale de l'énergie nucléaire a fait l'objet de plusieurs enquêtes auprès de la population.¹ Même si les études diffèrent par l'origine, les focalisations, la période et la formulation des questions (voir tableau 3), elles permettent de tirer deux conclusions communes. Premièrement, alors que l'acceptation de l'énergie nucléaire varie fortement en fonction de l'enquête, c'est-à-dire de l'aspect soulevé (p. ex. poursuite de l'exploitation des centrales existantes ou construction de nouvelles centrales) et de la formulation des questions, il n'existe pas de tendance temporelle claire sur l'acceptation au cours des dernières années. Le modèle général est très stable: même dans un contexte d'insécurité générale et de guerre, environ la moitié de la population est favorable à l'énergie nucléaire et environ la moitié y est opposée. Deuxièmement, la population est nettement plus favorable à la prolongation des centrales existantes qu'à la construction d'une nouvelle centrale. Alors que, dans le sondage AES/gfs de mars 2024, plus de 70 % des personnes interrogées se sont prononcées en faveur de la prolongation, la population est à peu près divisée en deux pour toutes les autres approches de l'éner-

gie nucléaire. Cela s'applique également à la récente proposition du Conseil fédéral de lever l'interdiction de construire de nouvelles centrales électriques.

Il convient toutefois de noter que le soutien mesuré dans les sondages est nettement supérieur à l'acceptation ultérieure de projets concrets ou au comportement de vote effectif (Dermont et al. 2017). Cela s'explique par le fait que les données d'enquête fournissent des informations sur l'état d'esprit général de la population, mais restent typiquement à un niveau hypothétique et abstrait, et ne prennent pas explicitement en compte les compromis inhérents tels que les coûts, les risques ou les alternatives, qui s'expriment plus clairement au cours du processus de mise en œuvre. Les informations disponibles indiquent par conséquent que des propositions et projets concrets dans le domaine de l'énergie nucléaire se heurteront probablement à une résistance similaire à celle que l'on observe actuellement dans le domaine de l'infrastructure des énergies renouvelables. L'opposition politique pourrait donc constituer un obstacle de taille à la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Tableau 3 : Données actuelles sur le soutien de la population à l'énergie nucléaire

Étude commandée et réalisée par	Date	Quel aspect	Proportion de soutien/d'approbation*
Forum nucléaire suisse/ DemoSCOPE	Février 2022 Juillet 2022	– L'énergie nucléaire dans le mix énergétique	44 %
		– L'énergie nucléaire dans le mix énergétique	52 %
SWEET-EDGE-Umfrage/BFE	Août 2022	L'énergie nucléaire dans le mix énergétique	45 %
Ringier/sotomo	Mars 2023	– Soutien à la sortie du nucléaire d'ici 2037	36 %
		– Subventions pour la poursuite de l'exploitation des centrales nucléaires	49 %
		– Levée de l'interdiction de nouvelles centrales nucléaires	57 %
		– Construction de nouvelles centrales électriques (production d'électricité) comme mesure contre la pénurie d'électricité	56 %
AES/gfs	Mars 2024	– Construction de nouvelles centrales électriques (production d'électricité) comme mesure contre la pénurie d'électricité	40 %
		– Construction de nouvelles centrales électriques (nouvelle génération) comme mesure contre la pénurie d'électricité	52 %
		– Réflexions sur la construction de nouvelles centrales nucléaires	49 %
		– Prolongation des centrales existantes	71 %
Watson/DemoSCOPE	Septembre 2024	Soutien de la décision du Conseil fédéral de lever l'interdiction de nouvelles centrales nucléaires	44 %
Sondage SWEET-SURE/OFEN	Novembre/Décembre 2024	L'énergie nucléaire dans le mix énergétique	47 %

*Remarque : Les pourcentages de oui indiquent la proportion de personnes interrogées qui sont plutôt ou nettement d'accord avec l'affirmation.

¹ <https://cms.nuklearforum.ch/sites/default/files/2022-08/2022%2008%2009%20Online-Quick-Survey%20Kernenergie%20-%20Bericht.pdf> ;
https://sotomo.ch/site/wp-content/uploads/2023/03/sotomo_ringier_mar23_Energie.pdf ;
<https://www.gfsbern.ch/wp-content/uploads/2024/05/242006-versorgungssicherheit-w3-schlussbericht.pdf> ;
<https://www.watson.ch/schweiz/energie/834526951-umfrage-zu-akw-plaenen-des-bundesrates-romandie-will-deutschweiz-nicht>

Par le passé, l'acceptation politique et sociale de l'énergie nucléaire a connu des fluctuations en fonction des événements. Les deux accidents graves survenus jusqu'à présent, Tchernobyl en 1986 et Fukushima en 2011, ont notamment modifié la politique et massivement réduit l'acceptation sociale à court terme. Ils ont conduit à l'abandon de projets en cours (Grabau et Kaiseraugst deux ans après Tchernobyl; Niederram et deux installations d'Axpo peu après Fukushima) et même à l'interdiction de nouvelles centrales nucléaires en votation populaire après Fukushima (Kriesi 2017). Dans les deux cas, le souvenir des accidents s'est cependant estompé au bout d'une à deux décennies (Kristiansen et al. 2018) et le débat sur de nouvelles centrales nucléaires refait surface, comme c'est le cas actuellement. L'opinion publique sur l'énergie nucléaire est ainsi restée généralement assez stable sur le long terme, même si elle traverse quelques fluctuations. Cette dynamique implique toutefois que des événements externes, tels que des accidents quelque part dans le monde ou parfois des événements moins dramatiques, peuvent avoir une influence décisive sur l'opinion publique, du moins à court terme. Cela augmente les risques d'investissement et l'incertitude, du fait que la planification et la construction d'une nouvelle centrale nucléaire impliquent vraisemblablement plusieurs concertations publiques sur une période dépassant largement une décennie (voir chapitre 6.4). En outre, des décisions populaires contradictoires sont également possibles: la population pourrait par exemple accepter une nouvelle centrale nucléaire, mais voter contre un soutien public ou un dépôt final. Conformément à la loi sur l'énergie nucléaire, les déchets radioactifs provenant des centrales nucléaires suisses doivent être éliminés dans le pays. La manière dont une telle situation serait jugée par un tribunal n'est pas évidente.

5.2.2 Changements de système et impact sur l'énergie nucléaire

L'évolution du futur système électrique en Suisse dépend de nombreux facteurs différents, dont les progrès des technologies existantes et nouvelles, les évolutions géopolitiques, des mesures et décisions de politique intérieure (p. ex. relatives aux grandes installations pour les énergies renouvelables et aux capacités de stockage), les préférences de la société ou des progrès en matière d'efficacité et de suffisance. L'évaluation détaillée de toutes ces évolutions dépasserait le cadre du présent rapport.

La demande en électricité devrait passer d'environ 55-60 TWh/an aujourd'hui à 70-90 TWh/an vers 2050 (Boulouchois et al. 2022). L'électrification des transports, le chauffage et le refroidissement des bâtiments ainsi que la numérisation croissante sont les principaux moteurs

de cette évolution. Dans le même temps, de nets gains d'efficacité des appareils, etc. ont été observés par le passé et cette tendance positive se poursuivra sans doute à l'avenir.

La Suisse et l'Union européenne ont récemment renégocié leurs accords bilatéraux. Un nouvel accord sur le marché de l'électricité en constitue un élément central. Cet accord est indispensable au maintien de l'intégration au réseau électrique de l'UE et à la participation de la Suisse aux différents marchés de l'électricité (marchés de l'énergie et marchés d'équilibrage). Sans un tel accord avec l'UE, le besoin d'un approvisionnement national flexible ou de réserves de sécurité de fréquence, de rétablissement et de remplacement augmentera considérablement, indépendamment de la répartition des sources d'électricité.

À l'avenir, la Suisse prévoit une forte augmentation du PV à 25-40 TWh, une légère augmentation de l'énergie hydraulique à environ 40 TWh et une augmentation de l'énergie éolienne à environ 4 TWh, afin de couvrir les besoins croissants et de remplacer l'arrêt progressif des centrales nucléaires existantes en raison de leur âge. Beznau sera arrêtée en 2032/2033, Gösgen et Leibstadt respectivement en 2039 et 2044 après une durée d'exploitation de 60 ans. Des durées plus courtes ou plus longues pour les deux dernières sont envisageables, mais cela dépend de la compétitivité des investissements requis et ne pourrait le cas échéant être concrétisé qu'avec un soutien financier de l'État. Comme l'injection croissante d'électricité PV et éolienne varie dans le temps alors que la puissance de base des centrales nucléaires est progressivement réduite, l'approvisionnement en électricité sera plus variable à toutes les échelles de temps, c'est-à-dire de quelques minutes à une année. Des capacités de production plus flexibles sont donc nécessaires, associées à une demande plus souple sur une échelle temporelle plus courte, ainsi que des capacités de stockage supérieures à l'échelle saisonnière. En plus de ces changements opérationnels, il faut également s'attendre à des modifications structurelles dans l'approvisionnement en électricité. Cela comprend notamment une répartition spatiale plus fine de l'offre d'électricité, en particulier grâce au PV sur les toits, et une injection accrue dans les réseaux de basse et moyenne tensions (grâce au PV ou au PV et à l'éolien).

Dans l'exploitation des réseaux électriques, le maintien de l'équilibre entre l'offre et la demande est un aspect opérationnel fondamental. Par le passé, les fluctuations de la demande étaient toujours compensées par des modifications de l'offre. Des pannes imprévues des centrales électriques ont été remplacées par d'autres sources connectées via les réseaux nationaux et internationaux. Traditionnellement, la Suisse s'appuie sur de grandes

centrales hydroélectriques et des centrales de pompage-turbinage, qui peuvent être exploitées de manière très flexible, ainsi que sur des centrales nucléaires et au fil de l'eau, nettement moins flexibles et qui fonctionnent essentiellement en charge de base. Au niveau international, la Suisse était jusqu'à il y a quelques années complètement intégrée dans le réseau de l'UE et bénéficiait de possibilités de compensation et de puissances de réserve correspondantes. Par exemple, en cas d'arrêt d'urgence – rare – et imprévu d'une grande centrale nucléaire (Gösgen ou Leibstadt), plus de 90 % de la puissance compensatoire requise était fournie directement par la réserve européenne de sauvegarde du spectre et remplacée progressivement par des réserves nationales de rétablissement et de remplacement du spectre. Ces dernières années, la coopération et l'intégration au sein du réseau électrique de l'UE ont déjà progressivement diminué dans le cadre des négociations sur un accord-cadre avec l'UE et seraient largement limitées en l'absence d'un nouvel accord sur l'électricité.

Comment ces défis peuvent-ils être relevés et quel rôle les nouvelles centrales nucléaires pourraient-elles jouer dans cette future structure du système d'approvisionnement énergétique suisse ?

Variabilité à court terme : Comme la demande est plus élevée le jour que la nuit, une augmentation de la production PV permettra de couvrir le pic de la demande de la mi-journée, l'été en tout cas. Contrairement au passé lorsque les centrales de pompage-turbinage étaient utilisées notamment pour stocker la production de charge de base des centrales nucléaires de la nuit pour le jour, elles pourraient à l'avenir être utilisées pour stocker la surproduction PV de la mi-journée pour le soir/la nuit ou des conditions météorologiques ensoleillées pour des conditions nuageuses. La production fluctuante d'énergie PV et éolienne peut être prédite avec une certaine fiabilité sur une échelle de temps quotidienne, mais des installations flexibles et des mécanismes de marché et de contrôle appropriés sont néanmoins nécessaires pour équilibrer l'offre et la demande. En ce qui concerne l'échelle quotidienne, différents réseaux électriques où les énergies renouvelables sont prédominantes, comme en Australie et en Californie, montrent que les grandes batteries offrant une fiabilité et une puissance élevées dont nous disposons actuellement, par exemple avec un rendement Round Trip très élevé et une grande flexibilité de puissance, constituent une option importante pour les réseaux électriques futurs. Les récents développements qui démontrent une réduction significative des coûts des grandes batteries ont suscité un fort intérêt de la part des investisseurs pour la fourniture de services de stabilisation du système. L'absorption très rapide du courant excédentaire et la décharge tout aussi rapide en cas de goulot d'étranglement sont des caracté-

ristiques essentielles. La disponibilité de telles batteries, ainsi que l'autoconsommation et le stockage local dans des bâtiments ou des quartiers équipés d'installations PV, procurent le potentiel de réduire les coûts d'extension du réseau, à condition que les installations correspondantes soient intégrées de manière optimale dans la topologie du réseau local/régional et dans l'infrastructure existante.

L'ampleur de la capacité d'installation flexible requise peut être réduite par le biais des facteurs suivants :

- un accord sur l'électricité avec l'UE, permettant de compenser dans une large mesure les déficits ou les excédents d'approvisionnement ;
- la gestion de la demande, c'est-à-dire l'adaptation de la demande à la disponibilité de l'offre (p. ex. réseaux intelligents, fonctionnement flexible des pompes à chaleur et recharge intelligente des véhicules électriques) ;
- une baisse de la demande, p. ex. par des gains d'efficacité ou des changements de comportement ;
- un stockage de l'énergie sous différentes formes, à proximité des installations de production, dans les réseaux locaux, etc. et avec différentes technologies (p. ex. batteries, Power-to-X) et concepts (p. ex. utilisation de véhicules électriques comme moyen de stockage). Ceux-ci ont un degré de maturité technique variable, mais progressif. Les coûts des batteries ont considérablement baissé au cours de la dernière décennie, par exemple pour les batteries lithium-ion d'environ 60 % entre 2013 et 2021, avec une stabilité en 2022/2023 en raison de l'augmentation des prix des minéraux suivie d'une nouvelle baisse en 2024. Des baisses supplémentaires sont attendues à l'avenir.
- une production de charge de base des centrales nucléaires existantes ou nouvelles pendant les périodes où les énergies renouvelables ne couvrent pas ou que partiellement les besoins en électricité, c'est-à-dire principalement en hiver.

Les installations flexibles disponibles sont principalement des centrales de pompage-turbinage, utilisées depuis des décennies et qui font actuellement l'objet d'améliorations fondamentales afin d'élargir la fourniture de services flexibles (voir p. ex. le projet XFLEX Hydro de l'UE-H2020), ainsi que des systèmes de stockage par batterie pour compenser les fluctuations journalières. La principale option en tant que centrale de réserve en cas de conditions météorologiques défavorables (peu de soleil et de vent) sera probablement, à court terme, voire à plus long terme, celle des centrales à gaz ou à bicom bustible, très flexibles et d'un coût d'exploitation relativement élevé, mais avec de faibles coûts de capital. Ces dernières présentent cependant des émissions de CO₂ élevées, ce qui nécessitera à plus long terme l'utilisation de combustibles biogènes ou de combustibles synthétiques renouvelables, produits à l'aide de technologies de cap-

ture du carbone, qui sont gourmandes en capitaux et pas encore disponibles à l'échelle industrielle.

Le fonctionnement des centrales nucléaires en fonction de la charge serait une autre option et est possible dans une certaine mesure (principalement entre environ 50 % et 100 % de la pleine capacité) et à une certaine fréquence, mais cela implique un concept d'exploitation différent de celui du système électrique actuel, dans lequel les centrales nucléaires fournissent généralement une puissance stable et continue. Cela impliquera cependant un facteur d'utilisation moindre qu'aujourd'hui et donc un coût moyen supérieur, étant donné que les centrales nucléaires ont des coûts de capital élevés et des coûts d'exploitation faibles. Cette option doit être comparée, en termes de performances environnementales, économiques et techniques et en tenant compte des modifications de la réglementation, de l'accès et de la gestion du réseau, aux centrales à gaz alimentées à long terme par du gaz synthétique produit à partir d'énergies renouvelables. Une étude suisse (ESC 2023) travaille par exemple sur des estimations de taux d'utilisation futurs de l'ordre de 71-80 % (actuellement environ 80-90 %). La plage de modulation totale est toutefois relativement faible, avec un maximum de 1100 MW pour les deux centrales existantes fonctionnant à 50 % en suivi de charge, contre 8 à 9 GW pour les centrales à barrage.

Variations saisonnières: Comme la production d'électricité à partir du PV est élevée en été et faible en hiver, une production d'électricité supplémentaire s'impose en hiver, notamment en raison d'une demande accrue par les pompes à chaleur. Selon la plupart des scénarios, ces besoins supplémentaires devraient être de l'ordre de 10 à 15 TWh (Perspectives énergétiques 2050, Boulouchois et al. 2022). Outre le développement de l'énergie de stockage et le stockage saisonnier de la chaleur pour réduire la demande d'électricité pour les pompes à chaleur en hiver, les centrales thermiques alimentées par des combustibles renouvelables constituent, comme pour la compensation des fluctuations à court terme, une option également adaptée à un nombre relativement faible d'heures de fonctionnement par an, étant donné que le coût du capital de ces installations est proportionnellement bas. Le principal défi est qu'il n'a pas encore été possible de démontrer que les technologies dont les principes sont connus pourraient effectivement produire de tels combustibles à grande échelle et à des coûts compétitifs. En outre, une partie des combustibles renouvelables devrait être stockée temporairement dans le pays afin de garantir un niveau élevé de sécurité d'approvisionnement. L'énergie éolienne serait la plus apte à une augmentation de la production hivernale, saison d'efficacité maximale, mais elle se heurte à une forte résistance, généralement locale. Il y aura quelques installations PV alpines et des

centrales hydroélectriques supplémentaires, mais ces extensions de capacité sont limitées, principalement en raison de conflits avec la protection des paysages et de la biodiversité.

Une nouvelle centrale nucléaire pourrait augmenter la production d'environ 5 à 6 TWh pour une unité de 1,2 GW pendant les six mois d'hiver et contribuer à améliorer l'approvisionnement hivernal, surtout en cas d'incertitude quant aux possibilités d'importation. Mais si les centrales nucléaires fonctionnent à pleine charge principalement en hiver et seulement partiellement ou pas du tout en été, leur facteur d'utilisation diminue et les coûts augmentent. Une solution pourrait consister à maintenir les centrales nucléaires en service toute l'année et à produire de l'hydrogène à grande échelle en été ou pendant les périodes de surplus de production d'électricité, pour l'utiliser dans des carburants synthétiques si cela peut se faire à prix compétitif. En revanche, si l'électricité excédentaire ne peut être utilisée de manière rentable, il pourrait y avoir des exigences différentes quant aux installations de production, centrales nucléaires ou énergies renouvelables, qui devraient être réduites durant ces périodes. Cela n'a cependant pas d'effet sur la rentabilité, puisque les prix sont nuls ou négatifs pour tous les producteurs en période de restriction.

Adaptations du réseau électrique: L'approvisionnement est actuellement assuré par de grandes centrales nucléaires ou hydroélectriques à accumulation. Les centrales hydroélectriques peuvent être « day-ahead-dispatched »² et fournissent simultanément différents services de régulation pour le réseau, tels que la régulation de la fréquence, les réserves de reconstitution et différentes réserves de remplacement. Le nombre de ces grandes centrales est relativement limité et elles sont reliées au réseau de transport à haute ou très haute tension. En revanche, les installations éoliennes et PV sont des sources décentralisées d'une puissance nominale de l'ordre du MW ou moins, qui sont raccordées à des réseaux à moyenne et basse tensions ou à des réseaux de distribution. La production est en principe stochastique et ne peut pas être contrôlée explicitement, sauf par un réglage temporaire, mais elle est à peu près prévisible dans une fourchette de quelques jours. Leur utilisation croissante doit s'accompagner d'une extension et d'un renforcement adéquats de la capacité actuellement limitée des réseaux de distribution électrique, ce qui implique des coûts de système corres-

2 Le dispatching day-ahead fait référence au processus de planification de l'exploitation des centrales électriques un jour à l'avance afin de répondre à la demande d'électricité prévue pour le jour suivant. Dans le cadre de cette procédure, les exploitants de centrales électriques soumettent des offres de fourniture d'électricité et les gestionnaires de réseau ou les acteurs du marché déterminent l'horaire optimal sur la base de la demande prévue, de l'offre disponible et des contraintes du système.

pondants (Gupta et al. 2021). Parallèlement, une extension du réseau est également nécessaire pour répondre à la demande locale croissante de pompes à chaleur et surtout de stations de recharge pour véhicules électriques (Willemsen et al. 2022).

Le passage progressif d'une production d'électricité centralisée conventionnelle à une production d'électricité renouvelable décentralisée et variable nécessite en outre une capacité de stockage accrue en période de surproduction ainsi que des capacités de production de réserve plus importantes pour les cas extrêmes tels que des conditions météorologiques défavorables ou des pannes inattendues de grandes centrales, afin de stabiliser le réseau électrique (p. ex. AEMO 2017, CAISO 2016). Sans accord sur l'électricité et en cas, par conséquent, de faible intégration au réseau de l'UE, une nouvelle centrale nucléaire ne réduirait pas significativement le besoin de capacités de réserve, du fait que l'arrêt impromptu d'une centrale nucléaire nécessiterait des capacités de réserve similaires à la capacité de production de la plus grande centrale. Cet effet pourrait être atténué par l'installation de plusieurs petites unités (SMR) à la place d'une seule grande unité, à condition que de telles unités aient démontré leur fiabilité et leur rentabilité en exploitation commerciale de sorte à convaincre des exploitants potentiels.

5.2.3 Intégration dans le futur système électrique : Marché et coopération internationale

La transformation du système d'approvisionnement en énergie nécessite, outre des installations flexibles, des mécanismes de marché et de contrôle appropriés afin de soutenir l'efficacité du système et de favoriser les adaptations requises, telles que le développement de capacités de stockage à court terme et saisonnières. Les marchés d'équilibrage ont récemment joué un rôle majeur dans la composition du prix final de l'électricité et devraient encore gagner en importance à l'avenir. Les prestataires de ces marchés proposent de fournir ou d'acheter de l'électricité pendant une période donnée pour compenser des déficits d'approvisionnement ou réduire les excédents d'offre.

Les revenus de l'électricité nucléaire provenant de la vente d'électricité sur le réseau dépendent des prix futurs de l'électricité et de la durée d'exploitation (ou de la charge) d'une centrale nucléaire. Sur le marché suisse de l'électricité, les prix sont déterminés par le commerce transfrontalier et un prix de l'électricité « purement suisse » n'existe que dans les rares cas où les capacités de transport transfrontalier sont limitées. En théorie, les prix de l'électricité sont fixés par le rapport entre l'offre et la

demande. La courbe de l'offre (également appelée « merit order », voir encadré 2) classe les capacités des centrales électriques en fonction de l'augmentation des coûts marginaux, par exemple des coûts des combustibles, sans tenir compte des coûts fixes des investissements. Les prix de l'électricité en Suisse, un petit pays, sont principalement influencés par de plus grands pays voisins comme l'Allemagne, l'Italie et la France, qui peuvent offrir leurs capacités sur le même marché (Schleiniger, Betz, Winzer 2019).

Dans le cadre du « merit order », la préférence est accordée, pour l'achat d'électricité, aux installations de production présentant les coûts marginaux à court terme les plus bas, ce qui comprend les sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie hydraulique. L'énergie nucléaire a aussi de faibles coûts marginaux, mais qui peuvent néanmoins dépasser ceux des énergies renouvelables. Les énergies renouvelables étant de plus en plus utilisées en Suisse et dans les pays voisins, le marché de l'électricité aura avant tout besoin d'installations flexibles pour garantir un approvisionnement stable en électricité. L'utilisation des centrales nucléaires devrait donc dépendre à l'avenir de la capacité de suivi de charge (voir encadré 2) et de charges flexibles. Les centrales nucléaires ne sont pas bien adaptées à ce rôle, pas d'un point de vue technique mais plutôt économique, du fait qu'un fonctionnement en suivi de charge à grande échelle fait baisser le taux d'utilisation qui est l'un des principaux facteurs de coût de l'énergie nucléaire. Durant des périodes de prix de l'électricité négatifs, les centrales nucléaires doivent par exemple payer pour l'injection de courant dans le réseau, étant donné qu'elles n'ont que des possibilités limitées de suivi de charge et ne peuvent descendre à zéro pour de courts intervalles de temps de quelques heures. Les travaux de maintenance dans les centrales nucléaires sont donc effectués lors des périodes où les prix sont en moyenne bas, c'est-à-dire l'été, et le problème s'en trouve quelque peu réduit mais pas éliminé.

Encadré 2 : Le principe du « merit order »

Le « merit order » classe les capacités des centrales électriques en fonction des coûts marginaux croissants, qui se composent principalement des coûts de combustible et d'exploitation et ne tiennent pas compte des coûts fixes d'investissement, des taxes ou des frais de réseau. Les tarifs de rachat fixes peuvent être pris en compte dans le prix de l'offre sur le marché, ce qui se traduit parfois même par des prix négatifs pouvant résulter du fait que les producteurs n'arrêtent pas leurs installations éoliennes ou PV, car ils perdraient alors les primes de rachat telles qu'il en existe par exemple en Allemagne (Keles 2020). Le « merit order » est une courbe d'offre à court terme des producteurs d'électricité existants, disponible à un moment donné et qui évolue au fil du temps.

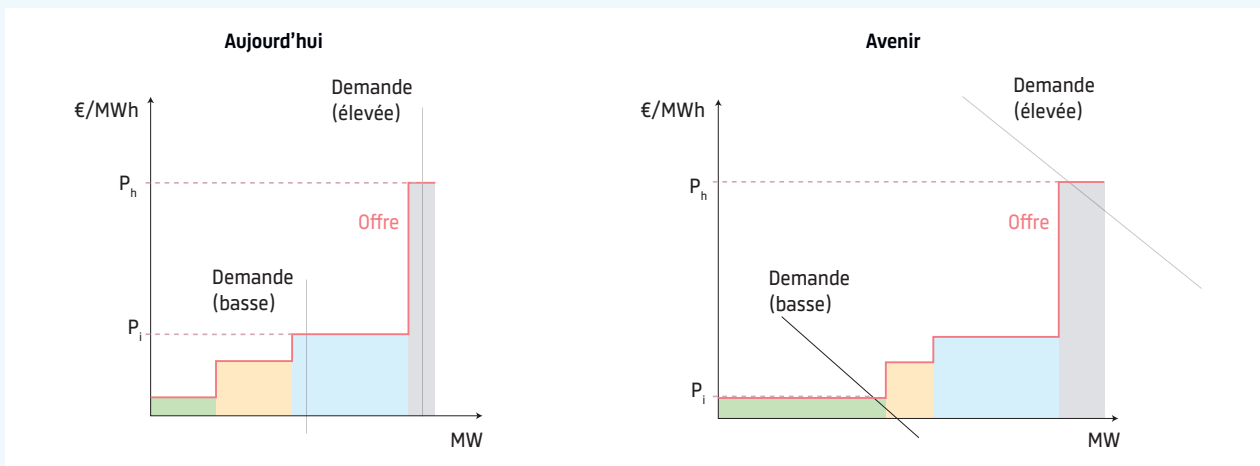
L'illustration suivante montre une telle courbe stylisée, représentant un marché avec peu d'options de production :

- Énergies renouvelables à coût marginal proche de zéro comme le PV, l'éolien et le fil de l'eau (en vert)
- Centrales nucléaires (en jaune)
- Centrales hydroélectriques telles que les centrales de pompage-turbinage (en bleu)
- Centrales électriques à combustibles avec coûts variables élevés (en gris)

L'axe horizontal indique la quantité d'électricité que chacune de ces options de production peut fournir au prix correspondant (indiqué sur l'axe vertical), dans l'ordre croissant des coûts marginaux, et représente aussi la courbe de l'offre (en rouge). La courbe de la demande (en noir) montre la quantité d'électricité que les acheteurs sont prêts à acheter à différents niveaux tarifaires.

Le prix actuel du marché est déterminé par l'intersection entre la courbe de l'offre et celle de la demande. Actuellement, la courbe de la demande ne réagit guère aux prix, en raison de la faible flexibilité de la demande, ce qui explique sa forme verticale rigide. Le graphique montre deux niveaux de demande (élevé et faible), qui reflètent la situation aux heures de pointe ou lorsque la demande est plus faible, par exemple en fin de semaine. Ces deux courbes de la demande conduisent à deux niveaux tarifaires de l'électricité différents (Ph et Pi).

Si la part de la production d'énergies renouvelables issues du PV et de l'éolien continue d'augmenter (graphique de droite), les autres centrales qui participent à l'offre seront repoussées vers la droite de la courbe. En fonction de la demande, cela entraînera une baisse des prix, du fait que les capacités à coûts variables supérieurs sont de moins en moins utilisées. Comme la demande devient toujours plus flexible, la courbe de la demande s'aplatit et entraînera à long terme une baisse des prix moyens.



Encadré 2 : « Merit order » stylisé montrant un marché avec peu d'options de production : les énergies renouvelables d'un coût marginal proche de zéro comme le PV, l'éolien et le fil de l'eau (en vert) ; les centrales nucléaires (en jaune) ; l'hydroélectricité comme le pompage-turbinage (en bleu) ; et les centrales à combustibles à coûts variables élevés (en gris). Description du texte dans l'encadré 2. Source : Regina Betz

Privilégier l'arrêt des énergies renouvelables par rapport aux centrales nucléaires n'aidera guère, puisque les prix sont négatifs pendant les périodes où l'arrêt est nécessaire et celui-ci ne modifie pas les recettes, du moins pas sur un marché libre. Une compensation partielle du manque à gagner en cas de faible utilisation des centrales nucléaires pourrait être obtenue par un rendement accru en période de faible production d'énergies renouvelables, c'est-à-dire lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés. L'énergie nucléaire est néanmoins encore principalement en concurrence avec l'énergie hydraulique. En cas d'utilisation d'un électrolyseur pour la production de carburants synthétiques, une centrale nucléaire présente l'avantage, du point de vue du système, de pouvoir être exploitée directement sur le site de l'installation et de réduire ainsi la charge du réseau par rapport à un système comprenant des installations de production décentralisées. La viabilité économique du Power-to-X par les centrales nucléaires dépend toutefois de l'évolution du marché correspondant, et est très incertaine. Globalement, la charge de l'énergie nucléaire baissera probablement dans un marché avec une part élevée d'énergies renouvelables, ce qui engendrera une hausse des coûts pour l'énergie nucléaire (Hirth, Ueckerdt, Edenhofer 2015).

Une série d'études portent sur les coûts de production de l'électricité (LCOE), mais les études complètes et les évaluations relatives aux coûts du système, c'est-à-dire aux coûts incluant les adaptations du système global comme par exemple l'extension du réseau, sont encore rares.³ L'intégration de grandes quantités d'énergies renouvelables nécessite une extension considérable du réseau électrique pour assimiler les pics de production ainsi que des capacités de stockage saisonnières. L'extension requise du réseau pourrait par exemple être réduite

3 Dans une récente étude, l'Agence de l'énergie nucléaire de l'OCDE (2022) a par exemple analysé les coûts de la décarbonisation du système énergétique suisse pour différentes combinaisons de sources de production d'électricité. Cette étude parvient à la conclusion que les scénarios basés sur un mix de production d'énergies renouvelables et de charge de base nucléaire présentent tous des coûts de système inférieurs à ceux des scénarios basés exclusivement sur des énergies renouvelables variables. Certaines conclusions semblent incontestées, par exemple que le scénario le plus rentable pour atteindre des émissions nettes nulles en 2050 consisterait à exploiter à long terme les deux centrales nucléaires suisses les plus récentes tout en maintenant les capacités d'interconnexion pour les échanges d'électricité avec les pays voisins au niveau de 2022, ou que des capacités d'interconnexion suffisantes restent essentielles pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité de la Suisse. Il est toutefois important de noter que, en ce qui concerne les scénarios avec de nouvelles centrales nucléaires, l'étude ne prend en compte ni l'autoconsommation et du stockage local des énergies renouvelables, ni la gestion de la demande (si bien que le coût d'extension du réseau en raison des énergies renouvelables est surestimé). Elle exclut également la possibilité d'un arrêt imprévu d'une grande centrale nucléaire (ce qui, en cas de faible intégration dans le réseau de l'UE, nécessiterait une capacité de réserve élevée, comme pour les énergies renouvelables, et augmenterait les coûts du système pour les centrales nucléaires). Hélas, l'étude ne comporte pas d'indications sur la sensibilité ou de barres d'erreur pour ses résultats. Une autre étude (ESC 2023) évalue également les coûts de divers scénarios avec la prolongation de l'exploitation des centrales nucléaires existantes et la construction de nouvelles centrales, mais néglige aussi un certain nombre de facteurs.

par l'autoconsommation, le stockage local et la régulation ou encore la gestion de la demande. De plus, une extension du réseau local s'impose également pour l'électrification du chauffage et des véhicules (stations de recharge locales nécessitant des capacités accrues). Les résultats des études dont nous disposons divergent passablement, ce qui montre la grande influence du choix et des hypothèses du modèle sur les résultats. Dans une étude de l'OFEN (Willemssen et al. 2022), le soutirage par les consommateurs restera le facteur déterminant pour l'extension du réseau dans la plupart des réseaux régionaux jusqu'en 2050, malgré une production PV importante alors que, dans les scénarios de l'AES (Demiray et Ingold 2024), c'est plutôt l'extension du PV qui est le facteur pertinent, sauf dans les zones urbaines, et les coûts d'extension du réseau sont globalement trois fois moins élevés que dans l'étude de l'OFEN. De manière générale, l'évaluation des coûts totaux du système, avec ou sans nouvelle centrale nucléaire, en réponse aux différentes évolutions de l'offre et de la demande, est très complexe et implique de multiples hypothèses concernant l'évolution future, encore inconnue, de facteurs clés. En plus du fait que les données LCOE fiables et comparables sont encore rares, cela concerne notamment les durées de construction et coûts de nouvelles centrales nucléaires, l'intégration dans le marché de l'électricité de l'UE, l'évolution de l'autoconsommation et du stockage local des énergies renouvelables, la disponibilité et les coûts des combustibles synthétiques, les coûts de back-up pour les centrales nucléaires, des évolutions politiques et réglementaires ou la structure locale et la répartition dans le temps des stations de recharge des véhicules électriques. Des hypothèses correspondantes sont donc nécessaires dans les études de coûts systémiques, en sachant que différents modèles impliquent des hypothèses divergentes et prennent en compte ou écartent divers facteurs. Il est donc compréhensible que les résultats des études aient de grandes incertitudes et que les conclusions varient fortement.

Si davantage de ménages privés deviennent des « producteurs », c'est-à-dire qu'ils produisent et consomment, la demande résiduelle sur le marché de l'électricité diminuera. Il sera donc plus difficile de réguler les énergies renouvelables, si bien que la probabilité de contrats publics spécifiques augmentera. Cela nécessitera des prix fixes plus élevés pour l'énergie nucléaire, en raison d'une réduction de la durée et de la capacité d'utilisation.

L'intégration de nouvelles centrales nucléaires au marché dépendra également du niveau d'intégration au marché de l'électricité de l'UE. Un accord sur l'électricité avec l'UE et/ou l'intégration dans le marché européen de l'électricité réduira le besoin d'approvisionnement hivernal national et fera baisser les prix du marché en hiver,

l'UE disposant d'importantes capacités éoliennes dont la production est essentiellement hivernale (voir chapitre 6.2).

5.2.4 Rôle de l'État

La plupart des projets de construction de nouvelles centrales nucléaires lancés ces dernières années dans le monde ont nécessité d'importants soutiens étatiques, par exemple sous la forme d'entreprises ou d'investisseurs publics, de prêts publics, de contrats d'achat d'électricité à prix fixe (p. ex. Royaume-Uni, Finlande), d'indemnités en cas d'annulation du projet ou de fermeture pour raison politique et/ou de contrats de partage des coûts et bénéfices (p. ex. Suède). L'intervention de l'État s'explique principalement par les différents risques d'investissement et des revenus incertains (voir chapitre 5.1.1).

Il est très probable qu'un soutien de l'État sera également nécessaire en Suisse. Dans ce contexte, le soutien étatique signifie un soutien de la Confédération, vu que l'énergie nucléaire est de sa compétence, contrairement à la plupart des énergies renouvelables. En cas de décision politique de promouvoir l'énergie nucléaire, la mise en œuvre ainsi que les réglementations et prescriptions correspondantes ne peuvent pas être transférées aux cantons, c'est la Confédération qui devrait apporter le soutien. Compte tenu du fait que la plupart des sociétés d'exploitation, du moins des grandes centrales nucléaires existantes, sont détenues par les cantons, ceux-ci pourraient, s'ils y sont disposés, contribuer indirectement à la couverture du risque ou au soutien financier. Il semble probable que la nature et l'ampleur du soutien de l'État et/ou éventuellement des cantons doivent être définies politiquement et nécessiteront des modifications législatives avant que les investisseurs et les exploitants potentiels ne se décident à demander une autorisation générale.

L'énergie nucléaire est actuellement subventionnée indirectement, par la limitation de la responsabilité des exploitants de centrales nucléaires en cas d'accident grave. Cela est aussi valable pour les grandes centrales hydroélectriques, mais pas pour les centrales éoliennes et PV, pour lesquelles, en raison de leur caractère décentralisé, le dommage potentiel en cas d'accident serait bien moindre et peut aisément être assuré. Un soutien supplémentaire de l'État se concentrera probablement sur des garanties financières de quelque nature que ce soit. Des interventions sur le marché de l'électricité, par exemple en privilégiant l'énergie nucléaire en cas de surproduction (Verbruggen et Yurchenko 2019), n'auraient toutefois guère d'utilité en raison des prix négatifs de l'électricité dans ces périodes.

En l'absence d'accord sur l'électricité avec l'UE, des capacités de réserve sont nécessaires pour compenser à court terme la défaillance imprévue d'une centrale. Ces capacités de réserve sont d'abord mises à disposition par une activation automatique de capacités de réserve (jusqu'à 15 secondes après la défaillance), puis par Swissgrid, soit en activant des options de prélèvement, par exemple de centrales hydroélectriques, soit par une centrale à gaz de réserve (jusqu'à 15 minutes après la défaillance). Passé ce délai, l'exploitant de la centrale en panne est responsable du remplacement de l'électricité manquante jusqu'à sa remise en service. Cela ne sera guère possible sans une centrale de réserve disposant de réserves de combustible suffisantes, car les réservoirs d'eau existants ne suffiraient pas et les importations depuis l'UE ne sont pas garanties, par exemple en cas de pénurie d'électricité.

5.3 Évaluation

Le tableau 4 résume les informations susmentionnées et fournit un premier aperçu.

Tableau 4: Principaux points de l'évaluation des caractéristiques et expériences pour de nouvelles centrales nucléaires de génération III/III+, commentaires correspondants et conséquences potentielles.

	Caractéristiques et expériences	Remarques/Conséquences
Coûts et structure des coûts (chap. 5.1.1)	De grandes installations sont nécessaires pour réaliser des économies d'échelle; investissements à long terme à forte intensité de capital; risques financiers élevés; fortes incertitudes; l'installation d'EDF coûte 10 à 13 milliards de CHF par unité; coûts spécifiques 4-15 MCHF/MWe (différents types de réacteurs); coût de revient (LCOE) 7,5-19 ct./kWh.	Les coûts varient fortement en fonction de la durée de construction, des intérêts et de l'utilisation future; une aide publique sera probablement indispensable.
Durée de construction (chap. 5.1.2)	Projets complexes avec de nombreuses tâches interdépendantes; les durées de construction dans le monde varient entre 4 et 17 ans; dans les pays occidentaux, il faut compter au minimum 8 ans.	Les durées de construction s'allongent en cas de modifications tardives de la conception, de problèmes avec des projets initiaux ou de goulots d'étranglement dans la chaîne d'approvisionnement.

höher weil nicht genügend Platz

Structure du secteur de la construction (chap. 5.1.3)	L'industrie occidentale et les chaînes d'approvisionnement sont fragmentées; une pénurie de main-d'œuvre qualifiée est possible; EDF/France et Westinghouse/USA, éventuellement KEPCO/Corée du Sud et GE-Hitachi/Japon, pourraient être des entreprises de construction potentielles pour une nouvelle centrale nucléaire en Suisse.	Faible choix de prestataires, défis dans la chaîne d'approvisionnement, peu de concurrence; les fournisseurs potentiels ont des problèmes financiers.
Caractéristiques opérationnelles (chap. 5.1.4)	Actuellement, charge de base avec un taux d'utilisation de 80-90 %; fonctionnement en suivi de charge possible dans une plage de taux d'utilisation de 30-100 % (80-100 % facilement réalisable; 30-50 % possible, mais moins favorable); des taux d'utilisation plus faibles ont un effet négatif sur la rentabilité.	Le fonctionnement en suivi de charge est possible, mais la plage de modulation de 1 à 2 centrales nucléaires est relativement faible par rapport aux centrales à barrage et au développement à long terme des installations PV.
Sécurité (chap. 5.1.5)	Risque majeur: risque résiduel d'un accident avec une probabilité très faible et des conséquences très lourdes; les normes de sécurité se sont améliorées au fil des ans; les nouvelles centrales de génération III/III+ ont un niveau de sécurité bien supérieur à celui requis dans le passé; la probabilité d'un endommagement du cœur du réacteur est au moins 100 fois inférieure à celle de l'ancienne génération II.	La sécurité des nouvelles centrales nucléaires est bien plus élevée que celle des centrales actuelles.
Approvisionnement en combustible (chap. 5.1.6)	Réserves naturelles d'uranium largement répandues, couvrant les besoins pour les siècles à venir; peu de sites d'extraction dans le monde en raison des prix bas; efforts de reconstruction de l'extraction minière et de l'enrichissement aux États-Unis et en Europe; l'approvisionnement en combustible pour les centrales nucléaires suisses ayant été diversifié.	L'approvisionnement en combustible pour l'utilisation future de l'énergie nucléaire n'est pas un thème majeur (question de prix et de sécurité d'approvisionnement, mais le prix du combustible n'est pas un facteur déterminant).
Déchets radioactifs (chap. 5.1.7)	Manque d'expérience internationale en matière de construction et d'exploitation (complète) d'un dépôt en profondeur. Un site a été identifié en Suisse. Le processus politique correspondant est en cours. Mise en service prévue pour 2050.	Processus de planification en cours; démonstration de la faisabilité (à long terme) sur la base des connaissances actuelles en matière de procédures.
Impact environnemental (chap. 5.1.8)	Les centrales nucléaires comptent parmi les sources d'énergie à faibles émissions de CO ₂ et les autres incidences sur l'environnement sont également moindres, à l'exception de rayonnements ionisants en cas d'accidents (improbables).	Hormis les rayonnements ionisants, l'énergie nucléaire est la source d'énergie la moins polluante.
Fermeture et démantèlement (chap. 5.1.9)	Premières expériences avec le démantèlement de la centrale nucléaire de Mühleberg; le processus prend env. 15 ans. Le démantèlement et l'élimination des déchets sont payés à l'avance par les exploitants (constitution d'un fonds).	Le démantèlement est devenu un travail de routine.
Perspectives sociétales (chap. 5.2.1)	L'énergie nucléaire est un sujet qui polarise et fait débat politiquement, aussi pour une prolongation de la durée d'exploitation des centrales existantes. Rôle important de l'opposition de la population à l'énergie nucléaire en général, mais aussi aux décisions de financement (subventions publiques). L'ampleur de l'opposition ou du soutien dépend fortement du projet concret (technologie; prolongation ou nouvelle installation) et peut être influencée par des événements extérieurs.	La résistance sociale peut stopper ou prolonger les processus. L'approbation ou le rejet par la population dans un cas concret dépend de facteurs situationnels et externes ainsi que des progrès dans le développement des énergies renouvelables.
Changements de système et conséquences (chap. 5.2.2)	Le système énergétique suisse est en pleine mutation. Ancien système: énergie nucléaire et hydroélectrique en charge de base; très flexible. L'hydroélectricité à accumulation stocke l'électricité de base ou l'électricité excédentaire de l'UE et la vend en fonction des besoins en cas de forte demande et de prix élevés en Suisse et à l'étranger; forte intégration dans le réseau électrique de l'UE. Nouveau système: part élevée de production renouvelable fluctuante, avec surproduction en été et sous-production en hiver; intégration peu claire dans le réseau électrique de l'UE; besoin croissant en capacités d'équilibrage (à court terme et surtout de manière saisonnière) et de production en hiver.	Nouveaux défis pour l'énergie nucléaire: une surproduction générale en été et un éventuel fonctionnement en suivi de charge réduisent le taux d'utilisation et augmentent les coûts moyens de production si aucune utilisation rentable de la surproduction ne peut être trouvée. De nouveaux modèles commerciaux sont nécessaires, ce qui imposera probablement des incitations gouvernementales.
Intégration du marché (chap. 5.2.3)	Périodes prévisibles de prix de marché très bas ou négatifs (surtout en été); compensation des recettes en période de prix élevés incertaine; le marché de l'électricité nécessite en premier lieu une production d'électricité flexible; grandes incertitudes quant à l'évolution de facteurs susceptibles d'influencer les prix (prix de l'électricité, possibilités d'importation/exportation, capacités de stockages, etc.) et à la rentabilité d'une nouvelle centrale nucléaire; risques d'investissement élevés pour les nouvelles centrales nucléaires; les nouveaux projets dans des pays de l'OCDE ont nécessité un soutien public massif.	Le futur taux d'utilisation des centrales nucléaires sera probablement déterminé par les besoins en puissance de réglage et en charges flexibles; les nouvelles centrales nucléaires nécessiteront très probablement un soutien financier et des garanties considérables de la part de l'État.
Rôle de l'État (chap. 5.2.4)	La plupart des centrales nucléaires construites dans le monde ces dernières années ont nécessité des soutiens publics en raison de risques d'investissement élevés et de revenus incertains; l'énergie nucléaire est subventionnée indirectement par la limitation de la responsabilité des exploitants de centrales nucléaires en cas d'accident majeur; sans accord sur l'électricité avec l'UE, il faudra des capacités de production de réserve en cas de panne imprévue.	En Suisse, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire nécessitera probablement un soutien de l'État; sans accord sur l'électricité avec l'UE, il faudra des capacités de réserve de l'ordre de grandeur d'une centrale nucléaire.

Comparaison avec les sources d'énergie renouvelables: Une comparaison approfondie entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables ne fait pas partie de notre rapport. Néanmoins, le tableau 5 présente une comparaison entre l'énergie nucléaire et les énergies renouvelables les plus courantes pour un certain nombre de caractéristiques. Cette comparaison n'est effectuée que qualitativement pour l'ensemble des caractéristiques pour la raison suivante: de nombreuses caractéristiques, dont les coûts, les émissions de CO₂, etc., englobent de multiples paramètres présentant une grande variabilité ou incertitude et qui dépendent d'évolutions inconnues. Chaque étude doit de

ce fait effectuer de nombreuses hypothèses et, selon le modèle, inclure ou exclure diverses influences et ces décisions peuvent être conditionnées par certains intérêts. Comme les plages d'incertitude des différentes sources d'énergie se chevauchent bien souvent, des données plus quantitatives, bien que parfois souhaitables, ne présenteraient guère d'utilité pour les décisions politiques. En outre, certaines caractéristiques ont des propriétés spécifiques qui rendent les comparaisons très difficiles (par exemple les effets de la radioactivité sur la santé par rapport aux dommages physiques causés par la rupture d'un barrage).

Tableau 5: Comparaison entre l'énergie nucléaire et les sources d'énergie renouvelables sur un certain nombre d'aspects (LCOE: coût de revient; CAPEX: coût du capital; OPEX: coûts d'exploitation; CHP: production combinée de chaleur et d'électricité; TGCC: centrale à gaz et à vapeur; kWh: kilowatt-heure)

Caractéristique	Nucléaire	Énergie hydraulique (au fil de l'eau)	Énergie hydraulique (stockage)	PV solaire	Éolien	Biomasse
Régularité/ Flexibilité	Charge de base (sauf pour les travaux d'entretien); en général constante; fonctionnement en suivi de charge principalement dans la plage 80-100 %, 30-100 % possible	En général, faible variabilité (principalement saisonnière, pics occasionnels en cas de fortes précipitations)	Flexibilité maximale	Très volatile (minutes à saisonnier)	Très volatile (minutes à saisonnier)	Principalement charge de base (issue de l'incinération des déchets et de la gazéification); flexible dans les installations de CCF ou de TGCC
Part d'électricité hivernale	~55 % ¹	~35 % ¹	~50 % ¹	20-30 % (sur le toit) à 50 % (alpin) ²	~deux tiers ³	Environ 50 % (estimation)
Structure des coûts	CAPEX élevés, OPEX faibles	CAPEX élevés, OPEX faibles	CAPEX élevés, OPEX faibles	CAPEX élevés, OPEX faibles	CAPEX élevés, OPEX faibles	CAPEX et OPEX sont tous deux pertinents
« Merit order » (rang du coût marginal le plus bas)	2	1	L'offre dépend des fluctuations de prix attendues	1	1	1-2
LCOE pour les nouvelles constructions (par rapport à l'énergie nucléaire; les coûts peuvent varier d'un facteur 2 à 4 pour tous les types) ⁴	Dépend de nombreux facteurs (type, pays, expérience, temps de planification et de construction, modifications de la construction, taux d'utilisation moyen, etc.)	Tendance plus faible que pour l'énergie nucléaire	Tendance plus faible que pour l'énergie nucléaire	Généralement plus faible pour les grandes installations; comparable ou plus élevé sur le toit, selon la taille de l'installation et le site (en plein air – sauf alpin – plus faible que sur le toit); l'autoconsommation du toit peut être plus avantageuse que l'électricité du réseau	Généralement comparable à l'énergie nucléaire (onshore plus faible qu'offshore)	Selon l'origine de la biomasse: à partir de déchets dans l'ordre de grandeur du nucléaire, sinon tendance supérieure
Coûts supplémentaires du système (en plus du LCOE; p. ex. extension du réseau, stockage saisonnier, etc.)	Centrale de réserve nécessaire en cas de faible intégration au réseau de l'UE	Aucune	Aucune	Stockage saisonnier (en fonction des possibilités d'importation/exportation et du degré d'autarcie souhaité)/ extension du réseau (en fonction de l'utilisation/ du stockage local et de la gestion de la demande), centrale de réserve nécessaire en cas de faible production hivernale, en particulier en cas de faible intégration au réseau de l'UE	Extension du réseau (en fonction du réseau existant ainsi que de l'utilisation et du stockage locaux)	Aucune

Subventions publiques/ Soutien/Dettes externalisées (les subventions pour les énergies renouvelables proviennent du supplément réseau de 2,3 ct/kWh) ⁵	Centrale nucléaire existante: couverture des coûts des dommages en cas d'accident > CHF 1,5 milliard; éventuellement soutien financier pour l'entretien en cas de prolongation de l'exploitation Nouvelle centrale nucléaire: sans doute garantie supplémentaire de sécurité de l'investissement (prix minimum, garantie contre les risques politiques et techniques, etc.)	Voir l'hydro-électricité à accumulation	Actuellement: couverture des coûts des dommages résultant d'un accident > fonds de l'exploitant; indemnisation unique pour la construction de nouvelles installations ou prix minimum garanti (somme totale de 0,5 ct/kWh provenant du supplément réseau) À l'avenir: Indemnisation jusqu'à fin 2030/2031; éventuellement prime pour le stockage ou la mise à disposition de flexibilité supplémentaire (pompage-turbinage)	Actuellement: Indemnisation unique et appels d'offres pour la construction de nouvelles installations (1,0 ct/kWh provenant du supplément réseau), plus de nouvelles rétributions de l'injection (contrats restants: 0,1 ct/kWh provenant du supplément réseau) À l'avenir: Les rémunérations prennent fin en 2030/2031	Actuellement: Indemnité unique pour la construction de nouvelles installations (0,3 ct/kWh prélevé sur le supplément réseau) À l'avenir: Indemnités jusqu'à fin 2030/2031	Actuellement: (Petite) indemnité unique pour la construction de nouvelles installations (0,03 ct/kWh provenant du supplément réseau combiné avec la petite hydroélectricité) À l'avenir: Indemnisation jusqu'à fin 2030/2031 Nouvelles subventions pour le biométhane prévues dans l'ordonnance CO ₂
Émissions de gaz à effet de serre ⁴	Faibles (par rapport à l'énergie fossile)	Faibles (par rapport à l'énergie fossile)	Faibles (par rapport à l'énergie fossile)	Faibles (par rapport à l'énergie fossile), tendancielle-ment supérieures à celles d'autres énergies renouvelables	Faibles (par rapport à l'énergie fossile)	Tendanciellement supérieures à celles d'autres énergies renouvelables
Besoins en espace/surfaces, impact sur le paysage (par kWh) ⁶	Très faibles	Moyens	Grands	Très grands pour les espaces ouverts; remplace d'autres constructions artificielles sur les bâtiments	Faibles (espace)/ Grands (paysage)	Moyens
Besoins en matériaux par kWh (béton, acier, cuivre, terres rares) sauf uranium ⁷	Faibles	Moyens	Grands (surtout béton)	Très grands (cuivre, béton, acier, aluminium)	Très grands (acier, béton, terres rares)	Grands
Autres impacts environnementaux majeurs (par kWh) ⁴ (avec des caractéristiques différentes et donc difficilement comparables)	Toxicité pour l'homme (rayonnements ionisants: aucun pendant le fonctionnement; élevés en cas d'accidents rares)	Très faible	Très faible (élevée pour les dommages aux infrastructures et aux personnes en cas de rupture de barrage)	Eau douce, poussières fines, faible risque d'écotoxicité/toxicité humaine	Toxicité humaine (non cancérigène)	Poussières fines
Acceptation par le public ⁸	Varie au fil du temps, environ 50/50 à long terme. La prolongation de la durée d'exploitation est mieux acceptée que les nouvelles centrales nucléaires; critique au niveau régional/local	Très élevée pour les grandes installations, moyenne pour les petites	Très élevée pour les grandes installations existantes, moyenne pour les petites et de nouvelles grandes installations	Très élevée sur les bâtiments, moyenne pour les espaces ouverts	Générale-ment élevée, plutôt faible au niveau local	Élevée
Dépendance à l'égard d'intrants étrangers (combustible/technologie)	Technologie: très élevée (quatre fournisseurs potentiels: USA/FRA/KOR/JAP); Combustible: très élevée (plusieurs pays)	Technologie: mixte (Suisse/Europe); Combustible: aucune	Technologie: mixte (Suisse/Europe); Combustible: aucune	Technologie: Cellules solaires: très élevée (généralement Chine); modules: élevée (généralement Chine); Combustible: aucune	Technologie: mixte (Suisse/Europe/Chine); Combustible: aucune	Technologie: mixte Combustible: très faible

Sources : 1 OFEN 2024a (graph. 7/8; tableau 11) ; 2 p. ex. BKW 2024 ; 3 OFEN 2022 ; 4 Zhang et Bauer 2018 ; Lazard 2024 ; 5 OFEN 2024c ; 6 Zhang et Bauer 2018 ; 7 Peterson et al. 2005 ; AIE 2021 ; 8 voir chapitre 5.2.1

6 Évolutions majeures, décisions et calendrier potentiel pour une nouvelle centrale nucléaire en Suisse

Ce chapitre examine et analyse l'articulation et la chronologie des principales évolutions susceptibles d'influencer le processus menant à une nouvelle centrale nucléaire en Suisse, avec un résumé dans les [graphiques 4 et 5](#). Ces évolutions comprennent notamment des décisions politiques telles que des révisions de la loi ou des votations populaires, mais aussi des développements technologiques, par exemple dans le domaine des énergies renouvelables. Nous nous intéressons plus particulièrement à l'initiative « Stop au blackout » et à son contre-projet, à l'accord sur l'électricité conclu avec l'Union européenne, à l'évolution du développement des énergies renouvelables et des combustibles synthétiques ainsi qu'aux autorisations accordées pour de nouvelles centrales nucléaires. Des décisions d'investisseurs et d'exploitants potentiels joueront également un rôle important. C'est sur cette base que les principales décisions sont identifiées et qu'un calendrier potentiel des événements et des développements, ainsi que de leurs interrelations, est établi d'aujourd'hui à 2050. L'accent est mis sur les parties prenantes et les principales décisions, ainsi que sur les interdépendances complexes entre les décisions et le temps nécessaire à la construction et à l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire.

Ce calendrier ne signifie pas que les auteurs du rapport considèrent que de nouvelles centrales nucléaires sont plus ou moins probables ou qu'elles sont plus ou moins appropriées que des alternatives pour le système électrique suisse. Ils partent cependant du principe qu'avec ou sans nouvelles centrales nucléaires un développement massif des énergies renouvelables est indispensable. Les moments des décisions et le calendrier sont basés sur des estimations et comportent dès lors une certaine incertitude.

6.1 Initiative « Stop au blackout » et contre-projet

La législation en vigueur interdit l'octroi d'autorisations générales pour la construction d'une nouvelle centrale nucléaire en Suisse ([voir chapitre 2](#)). Actuellement, l'initiative populaire « Stop au blackout » visant à modifier la Constitution ainsi qu'un contre-projet indirect du Conseil fédéral, qui modifierait la loi, ont pour but de lever cette interdiction. L'initiative sera certainement soumise au vote du peuple, le contre-projet le sera très probablement s'il est adopté par le Parlement. Ce vote pourrait

avoir lieu fin 2026 ou en 2027, simultanément ou à des moments différents et dans l'un ou l'autre ordre. L'acceptation de l'initiative nécessiterait une double majorité, celles du peuple et des cantons. En cas de référendum facultatif, seule la majorité du peuple est requise pour qu'un contre-projet indirect soit adopté. Celui-ci pourrait entrer en vigueur peu après le vote, à moins que le Parlement ne décide de le soumettre uniquement après un rejet de l'initiative.

Si l'initiative « Stop au blackout » est acceptée par la majorité du peuple et des cantons, le Parlement devra se prononcer sur la suite de la mise en œuvre juridique et proposer une modification de la loi. Celle-ci sera à nouveau soumise au référendum facultatif, éventuellement avec une nouvelle votation populaire. Ce processus prendrait de nouveau environ 2 à 4 ans. Si le contre-projet indirect était, lui, accepté dans la forme proposée, il faudrait procéder à une modification de la loi pour appliquer le contenu de l'initiative en ce qui concerne la possibilité de construire de nouvelles centrales nucléaires et l'entrée en vigueur pourrait être immédiate. La mise en œuvre des exigences supplémentaires de l'initiative, notamment la production d'énergie respectueuse du climat, sans origine fossile, devra être transposée dans la loi, mais n'aura pas de conséquences directes sur la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Si l'initiative et le contre-projet sont tous deux rejetés, les chances de construire une nouvelle centrale nucléaire en Suisse d'ici environ 2050 diminueront considérablement. La première décision (D1) est l'issue de la votation populaire sur l'initiative « Stop au blackout » et le contre-projet au cours du semestre d'hiver 2026/2027 (début des débats parlementaires au cours du semestre d'hiver 2025/2026). La dernière date de votation possible dans le cas où le contre-projet serait adopté par le Parlement sera juin 2028.

Calendrier: 2026/2027 (dans la plupart des cas), environ 2030 en cas d'adoption de l'initiative « Stop au blackout » (avec une estimation de 3 ans de débats parlementaires sur sa transposition dans la loi, y compris référendum facultatif).

Responsabilité: Parlement et population.

6.2 Accord sur l'électricité avec l'UE

Les négociations sur la stabilisation et le développement des relations bilatérales entre la Suisse et l'UE ont atteint une étape importante en décembre 2024, quand le Conseil fédéral a annoncé l'aboutissement des négociations substantielles. La signature des projets d'accord en mai 2025 a marqué la fin formelle des négociations. Dans les années à venir, les accords doivent être ratifiés par la Suisse, ce qui implique le processus de décision parlementaire et, dans le cas (très probable) d'un référendum, une ou plusieurs votations populaires. Ces votations auront probablement lieu vers 2028. Parmi l'ensemble du paquet de mesures négociées, l'accord sur l'électricité sera d'une importance capitale pour la planification du système d'approvisionnement en électricité, en général, et pour l'énergie nucléaire en particulier. Il sera déterminant notamment pour l'intégration de la Suisse dans le système électrique européen, la disponibilité des interconnexions transfrontalières, les besoins en capacités de stockage à court et à long terme ainsi que pour la sécurité d'approvisionnement. Le vote sur l'accord sur l'électricité est donc la deuxième décision (D2).

La Suisse est traditionnellement fortement intégrée dans le système électrique européen. Cela signifie notamment que le commerce de l'électricité via les interconnexions de réseau améliore l'efficacité économique et la sécurité d'approvisionnement et que le système électrique de l'UE sert de sauvegarde en cas de pénuries prévues ou imprévues. Ce dernier point est particulièrement important concernant l'énergie nucléaire: en cas de panne imprévue d'une centrale nucléaire en Suisse, la capacité d'équilibrage nécessaire à court et moyen termes peut être couverte principalement par des importations en provenance du marché intérieur de l'électricité de l'UE (actuellement à plus de 90 %).

Deux scénarios sont abordés ci-après: d'une part, l'intégration complète de la Suisse dans le réseau et le marché de l'UE, c'est-à-dire avec un accord sur l'électricité, et d'autre part une faible intégration sans accord. Nous aborderons les conséquences potentielles pour le système électrique dans son ensemble, en portant l'accent sur la compensation et les importations/exportations, et pour l'énergie nucléaire en particulier avec un accent sur le back-up.

Scénario avec intégration élevée (voir aussi Conseil fédéral 2024):

- Le système énergétique de l'UE peut être utilisé pour compenser une part importante des fluctuations saisonnières et ponctuelles de l'offre et de la demande d'électricité, notamment en cas de congestion hivernale.

- Le réseau électrique de l'UE peut servir de réserve, à court et à plus long terme, en cas de défaillances imprévues de grandes centrales électriques.
- Un certain niveau de sécurité d'approvisionnement peut être atteint à un coût relativement faible.
- Il n'y a pas de nécessité technique d'équilibrer l'offre et la demande au niveau national, que ce soit à court terme ou à long terme. Cela n'exclut pas les efforts politiques visant à produire autant d'électricité que possible dans le pays ou à atteindre un certain degré d'autarcie dans l'approvisionnement en électricité.
- Pour les centrales nucléaires existantes ou nouvelles, une réserve nationale complète n'est pas nécessaire.
- Il faudra moins de réserves d'eau et l'hydroélectricité offre davantage de possibilités d'optimiser la rentabilité.
- L'accord sur l'électricité renforce juridiquement la disponibilité des interconnexions transfrontalières, même dans des périodes de pénuries ou de crise énergétique.
- Dans le cadre d'un accord sur l'électricité, la Suisse peut choisir librement son mix énergétique. Les aides publiques nécessaires à la construction de nouvelles capacités nucléaires doivent être conformes aux règles de l'UE en la matière et aux dispositions de l'accord sur l'électricité.

Scénario à faible intégration:

- La Suisse est exclue des organes et des plateformes de l'UE qui coordonnent les échanges transfrontaliers d'électricité et le réglage de la tension dans les pays membres. Elle est également mal, voire incorrectement, représentée dans les modèles du réseau électrique de l'UE, ce qui pourrait entraîner des entrées et des sorties d'électricité inattendues à sa frontière, qui devront être compensées. C'est déjà de plus en plus le cas actuellement (T2 2025) et cela s'aggraverait encore si aucun accord n'était trouvé.
- Le système électrique de l'UE ne peut être utilisé que dans une mesure limitée pour compenser les fluctuations ponctuelles et saisonnières ou pour couvrir des pénuries d'approvisionnement, c'est-à-dire qu'un rejet de l'accord ne veut pas dire que l'état antérieur des échanges d'électricité pourra se poursuivre. Cela s'applique plus particulièrement aux périodes de pénurie d'approvisionnement dans les grandes régions de l'UE, par exemple des baisses de régime. Le commerce avec les pays voisins resterait possible (les frontières seraient ouvertes), mais il serait limité en raison des incertitudes plus élevées par rapport à des accords

conclus avec les États membres de l'UE, ce qui rendrait ce commerce probablement secondaire pour ces pays (Frontier Economics 2021).

- Le système électrique de l'UE ne pourrait alors pas, comme c'est le cas aujourd'hui, servir de sauvegarde en cas de panne inattendue d'une centrale nucléaire ou d'une autre grande centrale. Pour le réglage de la tension à court terme, Swissgrid devra se procurer des options d'achat sur le marché domestique, s'il en existe. Au bout d'un certain temps, l'exploitant doit fournir l'énergie de réserve, c'est-à-dire l'acheter sur le marché, jusqu'à ce que la centrale redémarre.
- Avec ou sans nouvelles centrales nucléaires, des centrales de secours très flexibles et à faibles coûts de capital sont nécessaires en Suisse, l'une avec une capacité de l'ordre de grandeur de la plus grande centrale nucléaire (cela vaut également pour Gösgen et Leibstadt), d'autres pour pouvoir compenser les périodes de faible production solaire (et éolienne), dans la mesure où elles ne sont pas couvertes par des capacités saisonnières de stockage, notamment en hiver.
- L'arrêt prévisible des centrales nucléaires existantes, par exemple Beznau en 2032/2033, doit être compensé en Suisse en temps réel. Si les importations sont limitées, surtout en cas de pénuries, il faudra accroître la capacité de production d'électricité nationale, par le biais des énergies renouvelables (dont la part augmentera à moyen et long terme), du stockage saisonnier et/ou de la gestion de la demande et des centrales à gaz.
- La sécurité d'approvisionnement doit être assurée principalement par des sources et des capacités de stockage nationales.
- La disponibilité des lignes d'interconnexion transfrontalière ne peut être garantie à tout moment.
- La Suisse n'est pas limitée par les règles de l'UE en matière d'aides publiques pour les nouvelles installations nucléaires.

Calendrier: Votation populaire vraisemblablement en 2028-2029.

Responsabilité: Parlement et population.

6.3 Investissements, exploitation et financement

Une troisième décision (D3) englobe des discussions politiques sur l'investissement, l'exploitation et le finance-

ment d'une nouvelle centrale nucléaire. Il s'agit de préciser les conditions-cadres juridiques et financières pour des entreprises privées et publiques, nationales et internationales (p. ex. entreprises d'approvisionnement cantonales ou fournisseurs de technologie internationaux), en impliquant également les cantons, la Confédération, le Parlement et la population.

En raison de la structure en capital élevée et des faibles coûts d'exploitation des centrales nucléaires, le retour sur investissement dépend dans une large mesure d'un certain nombre d'évolutions futures associées à de grandes incertitudes, telles que les prix (internationaux) de l'électricité, les réglementations du marché, les développements techniques de sources d'énergie concurrentes et d'autres secteurs (p. ex. capacités et prix de stockage, gestion du réseau), les besoins futurs en production de base, les prix futurs de l'hydrogène ou des combustibles synthétiques, l'acceptation par la population, etc. (voir chapitre 5). Les investisseurs et exploitants potentiels attendront donc à minima les principales décisions politiques (D1, D2 et décisions relatives aux subventions et garanties financières de l'État) avant de se lancer dans la planification d'une nouvelle centrale nucléaire.

Une question fondamentale sera de définir qui supporte quels coûts et risques d'investissement d'une nouvelle centrale nucléaire (voir chapitre 5). Les réponses à cette question conditionnent la décision D3. Tout type de soutien étatique pour l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires nécessite une nouvelle loi ou une modification de la loi. Cela entraînera probablement des discussions et des négociations entre des investisseurs/exploitants potentiels et les responsables politiques (gouvernement/parlement) sur les réglementations et les adaptations juridiques requises pour ramener les risques financiers à un niveau acceptable. Une voie possible consisterait pour le gouvernement à proposer les modifications législatives correspondantes, suivies de négociations au Parlement. Si un consensus est trouvé, une telle modification pourrait encore être contestée par un référendum, assorti d'une votation populaire.

Ce processus peut, mais ne doit pas, se dérouler en parallèle ou en combinaison avec la mise en œuvre juridique de l'initiative « Stop au blackout » si celle-ci est acceptée par la population (voir chapitre 6.1 et D1). Le processus menant à D3 pourrait commencer dès que D1 aura ouvert la voie. Le temps que cela prendra est difficile à estimer, probablement trois à quatre ans, voire davantage.

Calendrier: La décision sera prise vers ou après 2030.

Responsabilité: Parlement (et population)

6.4 Modifications du système d'approvisionnement en électricité, évaluation et décision de demander une autorisation générale

La quatrième décision (D4) implique la décision de futurs exploitants et investisseurs potentiels de demander une autorisation générale (à défaut, aucune installation ne sera construite). Cette décision dépendra de considérations économiques liées à D3 (abordées [aux chapitres 5.2.3 et 6.3](#)), des évolutions attendues dans le système suisse d'approvisionnement en énergie (abordées [au chapitre 5.2.2](#)) ainsi que du développement observé des capacités d'électricité renouvelable ainsi que d'une évaluation des technologies nucléaires disponibles et des expériences correspondantes (abordées [aux chapitres 4.2 et 5.1.3](#)). Elle peut également inclure des décisions de l'administration fédérale.

Un autre point important de la période entre D3 et D4 sera la décision des exploitants concernant l'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt, qui définira à quel moment la quantité d'électricité correspondante devra être remplacée. Une exploitation prolongée devrait être techniquement réalisable, de sorte que les décisions relatives à la durée d'exploitation de Gösgen et de Leibstadt seront prises par les exploitants principalement sur la base de facteurs économiques, c'est-à-dire de la rentabilité des installations au vu des mises à niveau requises. D'éventuelles subventions publiques pourraient également jouer un rôle dans cette réflexion. Compte tenu des arrêts actuellement prévus en 2039 et 2044 pour Gösgen et Leibstadt, la décision d'exploiter au-delà de ces dates devra en tout cas être prise relativement longtemps à l'avance, ce qui impliquerait une décision à la fin des années 2020 ou au début des années 2030.

En termes de calendrier, nous partons du principe que les exploitants potentiels ne pourront engager des réflexions sérieuses qu'au moment où les relations avec l'UE ainsi que les conditions-cadres financières seront définies ou prévisibles. Il n'est toutefois pas exclu que des clarifications préalables soient effectuées notamment quant au site ou aux types et constructeurs de réacteurs potentiels, ou qu'une nouvelle construction soit envisagée sur un site existant dont les conditions d'implantation sont connues, ce qui pourrait raccourcir le délai de dépôt de la demande. L'estimation de 1 à 3 ans est donc plutôt optimiste. Probablement dans la première moitié des années 2030 (au plus tôt en 2031/2032).

Calendrier: La durée peut être très variable et dépend entre autres des clarifications préalables, de la durée des négociations concernant le site, des fournisseurs, des financements, etc. La durée estimée est de 1 à 3 ans.

Responsabilité: Entreprises/Exploitants potentiels

6.5 Octroi de l'autorisation générale

D5 est le résultat d'une votation populaire si un référendum est lancé (ce qui est très probable) sur l'autorisation générale pour une nouvelle centrale nucléaire. Parmi les acteurs principaux du processus menant à D5, on compte les investisseurs/exploitants, l'IFSN, le Conseil fédéral, le Parlement et enfin la population.

Trois autorisations sont nécessaires pour la construction et l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire en Suisse: une autorisation générale, un permis de construire et une autorisation d'exploiter (ces deux derniers pouvant être combinés).

L'autorisation générale est accordée à une société anonyme, à une société coopérative ou à une corporation de droit public. Si le requérant est une société étrangère, celle-ci doit avoir une succursale en Suisse inscrite au registre du commerce. L'exploitant d'une centrale nucléaire doit en être propriétaire. Le ou la propriétaire / L'exploitant doit remplir les conditions d'octroi d'une autorisation générale et d'un permis de construire ainsi que les obligations générales du titulaire de l'autorisation (Marti 2016).

Contrairement aux cantons et à leurs entreprises d'approvisionnement, la Confédération ne peut pas agir en tant qu'investisseur/exploitant car elle n'est pas autorisée à détenir des capacités de production d'électricité. Constituent une exception les mesures de gestion prévues par la loi fédérale du 17 juin 2016 sur l'approvisionnement économique du pays, qui offre des possibilités de mise à disposition de capacités de production en cas de goulots d'étranglement stratégiques (Müller 2016a).

L'autorisation générale est délivrée par le Conseil fédéral. Cet octroi est soumis à l'approbation du Parlement. Une décision du Parlement sur l'octroi d'une autorisation générale (mais pas son refus; Müller 2016b) est soumise au référendum facultatif. Comme l'énergie nucléaire est un sujet très controversé en Suisse depuis le milieu des années 1970 ([au chapitre 5.2.1](#)), il est hautement probable que toute nouvelle centrale nucléaire fasse l'objet d'une votation populaire. De plus, la procédure d'autorisation générale permet de larges formes de participation: participation (et éventuellement votation populaire) du canton d'implantation de l'installation, possibilités d'oppositions pour des particuliers, ainsi que de recours pour les personnes reconnues comme parties. L'autorisation générale ne peut toutefois pas faire l'objet de recours auprès du Tribunal administratif fédéral.

Calendrier: L'ensemble du processus, y compris l'élaboration de l'autorisation générale par l'exploitant, l'évaluation par les autorités et éventuellement une votation, prend environ quatre ans (Manera et al. 2024, chap. 9). Probablement dans la deuxième moitié des années 2030.

Responsabilité: Parlement; canton et commune d'implantation; population nationale, (évtl.) cantonale et communale; Conseil fédéral

6.6 Octroi du permis de construire et début de la construction

D6 est liée à la délivrance du permis de construire et au début des travaux de construction.

La procédure de permis de construire comprend, entre autres, les appels d'offres auprès des fournisseurs, l'évaluation de celles-ci et une procédure complexe de sélection des fournisseurs, la préparation de la demande de permis de construire et l'évaluation de la demande par les autorités. Selon les estimations d'une organisation de la branche (Forum nucléaire suisse 2007), cette procédure prend environ 3 à 4 ans, sans recours. Conformément à la loi sur la procédure administrative du 20 décembre 1968, le permis de construire et l'autorisation d'exploiter peuvent faire l'objet d'un recours. Des recours auprès du Tribunal administratif fédéral et du Tribunal fédéral sont possibles (et probables) et peuvent prendre un certain temps (env. 2 ans).

Calendrier: L'ensemble du processus dure de 5 à 6 ans (p. ex. Manera et al. 2024, chap. 9). Probablement dans la première moitié des années 2040.

Responsabilité: Exploitant, constructeur du réacteur/consortium, IFSN, tribunaux.

6.7 Fin des travaux de construction, octroi du permis d'exploitation et début de la production d'électricité

La dernière décision (D7) comprend différentes étapes: achèvement de la construction, octroi de l'autorisation d'exploitation et mise en service de la centrale nucléaire. L'autorisation d'exploitation peut toutefois être accordée parallèlement à la construction de l'installation et le processus correspondant prend environ six ans (p. ex. Manera et al. 2024).

Il est difficile d'estimer la durée de construction et les expériences varient considérablement selon le fournisseur, la région et le pays, comme expliqué au chapitre 5.1.2.

Les expériences vont de 10 ans (États-Unis, Westinghouse) et 14-17 ans (Europe, EDF) dans les pays occidentaux jusqu'à environ 8-10 ans (Corée du Sud et Arabie saoudite; KEPCO) ou 9 ans (Chine; EPR d'EDF à Taishan) ailleurs dans le monde. Au Japon, la durée a même été de seulement 4 ans environ, mais pour des centrales construites il y a une vingtaine d'années et qui ont connu des problèmes techniques et de faibles facteurs de charge durant la période d'exploitation jusqu'à leur fermeture en 2011. Les leçons tirées des projets actuels dans des pays occidentaux pourraient réduire le temps de construction, mais l'échange d'expériences ne semble pas optimal. De plus, les différences entre les cadres législatifs de ces pays et de la Suisse, avec par exemple des exigences supplémentaires en matière de tremblements de terre et d'autres conditions de travail, pourraient encore entraîner des aspects considérés comme « inédits ». Nous partons du principe que la construction prendra 8 ans ou davantage, en tenant compte du fait que la Russie, dont les délais de construction sont relativement courts, n'est guère à l'ordre du jour; que la Chine est peu active à l'étranger et a récemment retiré son engagement financier à Hinkley Point (GB; Cour des Comptes 2025); que le Japon/GE-Hitachi semble se concentrer sur des SMR et n'a acquis que peu d'expérience en matière de construction au cours des vingt dernières années; qu'il n'y a pas eu de durée de construction effective inférieure à 8 ans de la part d'entreprises de construction potentielles au cours des dix dernières années; et que KEPCO en République tchèque a récemment proposé une durée de construction de huit ans (Forum nucléaire suisse 2024).

Des recours judiciaires sont également possibles à cette dernière étape de la délivrance de l'autorisation d'exploitation.

Calendrier: Durée de construction de 8 ans ou davantage. Probablement au plus tôt vers 2050, en tenant compte du fait que le calendrier prévu est serré pour toutes les étapes.

Responsabilité: Exploitants, constructeurs de réacteurs, IFSN, tribunaux

6.8 Remarques finales

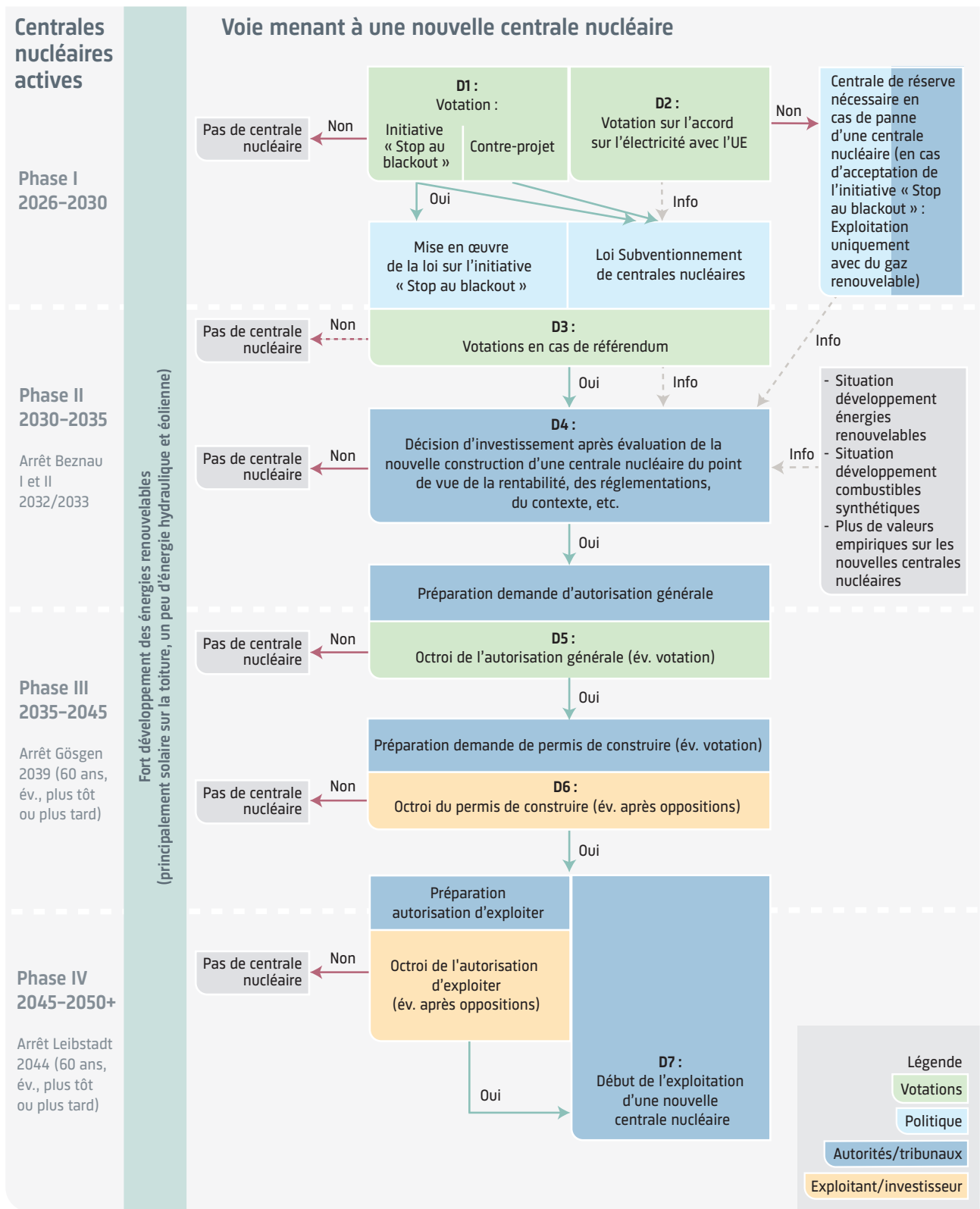
Il convient tout d'abord de relever que les étapes mentionnées ici sont associées à de nombreuses interdépendances entre différents développements et décisions parallèles (par exemple des discussions politiques et des évolutions techniques aux niveaux national et international), qui ne peuvent pas être détaillées dans une telle discussion ou dans le graphique 4.

En outre, ces étapes se concentrent sur un scénario possible – plutôt optimisé – menant à une nouvelle centrale nucléaire en Suisse, ainsi que sur les étapes et les obstacles correspondants. Il ne s'agit ni d'évaluer des voies alternatives ni de comparer des voies ou des décisions différentes. Cependant, il convient de noter que les différentes étapes du parcours comportent toujours des obstacles, surtout des votations populaires ou des décisions de nature politique ou juridique, ainsi que des évolutions internationales imprévisibles telles qu'un accident nucléaire quelque part dans le monde, susceptibles de mettre un terme abrupt au processus ou de le prolonger massivement. Il existe de ce fait un risque élevé qu'une grande quantité d'électricité fasse finalement défaut si la stratégie énergétique devait reposer sur une nouvelle centrale nucléaire. Dans tous les cas, des raisons de sécurité d'approvisionnement devraient inciter à se préparer à une telle situation et à poursuivre le plus rapidement possible le développement du système d'approvisionnement énergétique conformément à la stratégie énergétique qui a été acceptée, tout en gardant à l'esprit l'option de l'intégration des centrales nucléaires comme moyen de production supplémentaire ou complémentaire à faible émission de carbone en cas de développements techniques et économiques favorables.

En résumé, nous soulignerons encore trois aspects :

- Le calendrier ci-dessus peut évoluer différemment en fonction de la modification de certains paramètres clés (vitesse de développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, durée de vie des centrales nucléaires existantes, alternatives compétitives, augmentation de l'efficacité, etc.). Les principales caractéristiques, telles que les périodes de prise de décision et les dépendances sur la voie, devraient toutefois être suffisamment robustes pour servir d'aide à la décision aux acteurs politiques le moment venu.
- Le calendrier montre que, sur la base de diverses évolutions, des décisions importantes devront être prises au cours des prochaines années quant aux orientations à prendre en matière d'approvisionnement énergétique entre le début et la fin des années 2030. Ces décisions constitueront la base permettant de mettre en place, d'ici le milieu ou la fin des années 2040, un système d'approvisionnement en énergie, et notamment en électricité, qui soit résilient à tout moment.
- Afin d'assurer la sécurité de la planification, il est important que les responsables politiques donnent des signaux clairs sur l'orientation à suivre, c'est-à-dire sur les options à soutenir et la manière de le faire.

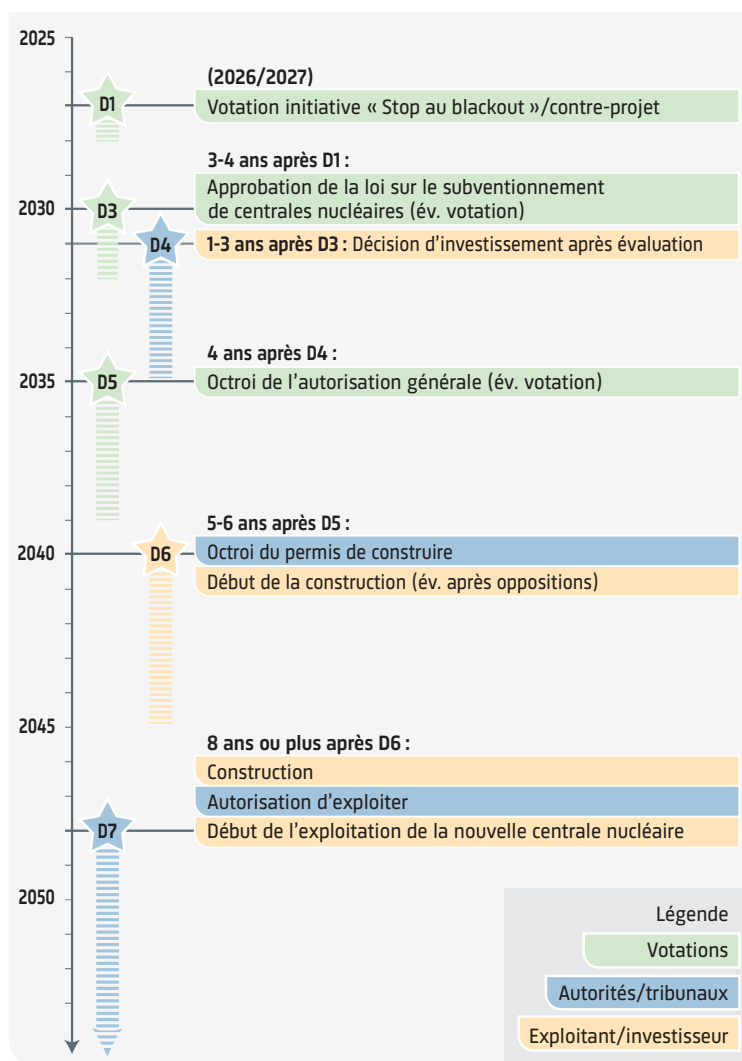
Les interdépendances sur le parcours sont résumées dans le [graphique 4](#).



Graphique 4 : Les principaux points ou phases de bifurcation et de décision (D1 à D7) sur la voie menant à une nouvelle centrale nucléaire dotée de la technologie actuellement disponible commercialement (gén. III/III+) en Suisse. Les lois et réglementations actuelles ainsi que des initiatives politiques en constituent le fondement.

Le processus politique décrit dans ce chapitre conduit à une succession de décisions politiques qui prennent toutes un certain temps, de sorte qu'un délai minimum est nécessaire avant la mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire (voir graphique 5). Il est très probable que des investisseurs potentiels attendront pour planifier une nouvelle centrale nucléaire que les décisions politiques fondamentales soient prises (levée de l'interdiction de nouvelles centrales nucléaires, décisions sur l'ac-

cord sur l'électricité avec l'UE, soutien public et garanties financières pour de nouvelles centrales nucléaires). Le temps que prendra le processus de décision jusqu'à la demande d'autorisation générale est difficile à évaluer. Le graphique 5 intègre la succession de ces décisions, avec certaines zones d'incertitude, dans un calendrier qui donne une idée de la possibilité la plus proche de mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire.



Graphique 5: Estimation du temps nécessaire cumulé pour les processus de décisions politiques et liés à l'exploitation d'une nouvelle centrale nucléaire. L'étoile indique l'estimation de la date la plus proche sur la base de valeurs empiriques des décisions D1 à D7 (voir chapitre 6). Le trait en pointillé indique à chaque fois la plage d'incertitude cumulée de l'estimation de la durée des processus précédents. Le calendrier est basé sur le cadre juridique existant et les modifications de la loi minimales à prévoir afin de permettre une nouvelle centrale nucléaire (D2 pas mentionnée ici étant donné qu'elle n'influence pas directement le cadre temporel).

Bibliographie

- AEMO (2017) **Review of the Black System South Australia Report – System Event of 28 September 2016**. AEMO, Melbourne, VIC, Australie, 2017.
- Bauer C, Hirschberg S et al. (2017) **Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies PSI, WSL, ETHZ, EPFL**. Institut Paul Scherrer, Villigen PSI. <https://www.psi.ch/sites/default/files/import/lea/HomeEN/Final-Report-BFE-Project.pdf>
- OFEN (2022) **Combien d'électricité produit le rotor d'une éolienne en une rotation?** Energiea plus. <https://energieaplus.com/2022/04/14/liebes-bfe-combien-de-courant-produit-le-volant-une-éolienne-en-une-rotation>
- OFEN (2025) **Statistique suisse de l'électricité 2024**. Berne, OFEN. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/statistiques-et-geodonnees/statistiques-de-lenergie/statistique-de-lelectricite.html>
- OFEN (2024b) **Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken**. BFE. <https://pubddb.bfe.admin.ch/de/publication/download/11837>
- OFEN (2024c) **Energies renouvelables (mesures d'encouragement)**. OFEN. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/mesures-d-encouragement/energies-renouvelables/retribution-de-injection.html>
- OFEN (éd.) (2012) **Bewertung aktueller und zukünftiger Kernergietechnologien. Erweiterte Zusammenfassung des Berichts «Current and Future Nuclear Technologies»**. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWwRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmx-vYWQvOTA0NA==.html>
- BKW (2024) **Assurer l'approvisionnement hivernal avec le PV? Oui, mais...** <https://www.bkw.ch/fr/qui-sommes-nous/actualites/blog/lenergie-pour-demain/assurer-lapprovisionnement-hivernal-avec-le-photovoltaïque>
- BKW (2020) **Désaffectation de la centrale nucléaire de Mühleberg**. https://www.bkw.ch/fileadmin/user_upload/03_Energie/03_05_Energieproduktion/Stillelegung_Kernkraftwerk_Muehleberg/Brochure_competence_desaffectation_CNM_FR.pdf
- Boulouchos K, Neu U et al. (2022) **Système énergétique suisse 2050: pistes pour assurer le « zéro émission nette » de CO₂ et la sécurité de l'approvisionnement**. Rapport de synthèse. Swiss Academies Reports 17 (3)
- CAISO (2016) **Frequency Response Phase 2**. CAISO, Folsom, CA, États-Unis.
- Clean Air Task Force (2023) **The 2022 French nuclear outages: Lessons for nuclear energy in Europe**. <https://www.catf.us/2023/07/2022-french-nuclear-outages-lessons-nuclear-energy-europe>
- Cour des comptes (2025) **La Filière EPR: une dynamique nouvelle, des risques persistants. Rapport public thématique, Cour des Comptes**. https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2025-01/20250114-La-filiere-EPR%20-une-dynamique-nouvelle-des-risques-persistants_0.pdfCours%20des%20comptes
- Demiray T, Ingold T (2024) **Avenir énergétique 2050. Scénarios pour l'avenir énergétique et climatique**. Association des entreprises électriques suisses AES (éd.). <https://www.strom.ch/fr/avenir-energetique-2050/telechargements>
- Le Conseil fédéral (2024) **Fiche d'information sur l'électricité [Accord sur l'électricité avec l'UE]**. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/91311.pdf>
- Dermont C, Ingold K, Kammermann L, Stadelmann-Steffen I (2017) **Bringing the policy making perspective in: A political science approach to social acceptance**. Energy Policy, 108 (July 2016), 359–368. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.062>
- DOE (2015) **An Assessment of Energy Technologies and research**. Quadrennial Technology Review. U.S. Department of Energy. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/09/f26/Quadrennial-Technology-Review-2015_0.pdf
- Keles D, Dehler-Holland J, Densing M, Panos E, Hack F, (2020) **Cross-border effects in interconnected electricity markets – an analysis of the Swiss electricity prices**. Energy Economics: 90, 104802. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104802>
- IFSN (2022) **Convention on Nuclear Safety 2022**. <https://ensi.admin.ch/en/wp-content/uploads/sites/5/2022/08/Switzerland-9th-CNS-National-Report.pdf>
- ESC (2023) **Swiss electricity supply after the «Mantelerlass» – quo vadis? – A perspective on Nuclear Power**. Energy Science Center de l'EPF Zurich. https://nexus-e.org/wp-content/uploads/2023/09/Report_Economiesuisse_Schwarz_Nuclear_Study-20.pdf
- Frontier Economics (2021) **Analyse de la coopération électrique CH-UE**. Rapport final, septembre 2021. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/68913.pdf>
- Gupta R, Sossan F, Paolone M (2021) **Countrywide PV hosting capacity and energy storage requirements for distribution networks: The case of Switzerland**, Applied Energy, 116010, vol. 281.
- IAEA (2024) **IAEA Power Reactor Information System (PRIS)**. <https://pris.iaea.org/pris>
- IEA (2021) **The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions**. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>
- IEA (2024) **World Energy Outlook 2024**. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>
- IEA (2025) **The Path to a New Era for Nuclear Energy**. International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy>
- Kriesi H (2017) **Switzerland**. In Müller WC, Thurner PW (éd.), The Politics of Nuclear Energy in Western Europe (Vol. 1, pp. 259-285). Oxford University Press. <https://doi.org/10.1093/oso/9780198747031.001.0001>
- Kristiansen S, Bonfadelli H, Kovic M (2018) **Risk Perception of Nuclear Energy after Fukushima: Stability and Change in Public Opinion in Switzerland**. International Journal of Public Opinion Research, 30 (1), 24–50. <https://doi.org/10.1093/ijpor/edw021>
- Lazard (2024) **LCOE+ Levelized Cost of Energy Version 17.0**. Lazard. <https://www.lazard.com/media/gjyffoqd/lazards-lcoeplus-june-2024.pdf>
- Hirth L, Ueckerdt F, Edenhofer O (2015) **Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability**. Renewable Energy, Volume 74, Pages 925-939. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>
- Lokhov A (2011) **Load-following with nuclear power plants**. NEA-News No 29.2. <https://www.oecd-nea.org/nea-news/2011/29-2/nea-news-29-2-load-following-e.pdf>

- Lovering JR, Yip A, Nordhaus T (2016) **Historical construction costs of global nuclear power reactors**. Energy Policy 91: 371-382. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.01.011>
- Manera A, Pautz A (éd.), Bauer C, Williams T, Krepel J, Mikityuk K, Schwarz G, Theiler Ch, Fasoli A, Schlatter Ch, Sedlak K (2024) **«Technology Monitoring of Nuclear Energy»**. PSI, ETHZ, EPFL. Institut Paul Scherrer, Villigen PSI, Suisse.
- Markard J, Bento N, Kittner N, Nuñez-Jimenez A (2020) **Destined for decline? Examining nuclear energy from a technological innovation systems perspective**. Energy Research and Social Science 67: 101512.
- Marti J (2016) In: Kratz et al., **Kommentar zum Energierecht**. Tome II, Berne, art. 22, margin figures 5 ss.
- Müller RP (2016a) **Stromversorgungssicherheit – Zwischen zukunftsgerichteter Planung und Bewirtschaftung**. Revue centrale suisse de droit public et administratif 2016, p. 59 ss, p. 64 s. et p. 80 s.
- Müller RP (2016b) In: Kratz et al., **Kommentar zum Energierecht**. Tome II, Berne, art. 48, margin figures 29 s.
- Müller RP (2015) **Nuklearaufsicht in der Schweiz**. Sécurité et Droit 3/2015, p. 189 ss / 194 s.
- NRC (2025) **Status of Subsequent License Renewal Applications**. United States Nuclear Regulatory Commission. <https://www.nrc.gov/reactors/operating/licensing/renewal/subsequent-license-renewal.html>
- Forum nucléaire suisse (2024) <https://www.nuklearforum.ch/fr/nouvelles/republique-tcheque-la-part-du-nucleaire-setablira-68-lhorizon-2040/>
- Forum nucléaire suisse (2025) <https://www.nuklearforum.ch/fr/nouvelles/westinghouse-sera-responsable-du-montage-de-lenceinte-vide-diter/>
- OCDE (2022) **Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050**.
- Peterson P, Zhao H, Petroski R (2005) **Metal And Concrete Inputs For Several Nuclear Power Plants**. University of Berkeley, Report UCBTH-05-001, 2005. https://fhr.nuc.berkeley.edu/wp-content/uploads/2014/10/05-001-A_Material_input.pdf
- Rothwell G (2022) **Projected electricity costs in international nuclear power markets**. Energy Policy 164: 112905.
- Schleiniger R, Betz R, Winzer C (2019) **Der schweizerische Strommarkt zwischen Liberalisierung und Regulierung: eine ökonomische Auslegeordnung**. Zurich Dike
- SWEET CROSS (2024) **SWEET: Results using CROSS scenarios V2022-09**. <https://sweet-cross.ch/results>
- Académies suisses des sciences (2022) **Swiss Energy System 2050: Pathways to Net Zero CO₂ and Security of Supply**. Berne. [https://proclim.scnat.ch/en/for_the_media/uuid/i/5eca5222-206f-5922-8168-97a73b4a6e1e-Swiss_Energy_System_2050_Pathways_to_Net_Zero_CO₂ and Security of Supply](https://proclim.scnat.ch/en/for_the_media/uuid/i/5eca5222-206f-5922-8168-97a73b4a6e1e-Swiss_Energy_System_2050_Pathways_to_Net_Zero_CO2_and_Security_of_Supply)
- Trutnevyte E et al. (2024) **Renewable Energy Outlook for Switzerland**. <https://doi.org/10.13097/archive-ouverte/unige:172640>
- Van Liedekerke A, Giorgiev B, Savelsberg J, Eberhard S, Schmidt T, Steffen B, Sansavini G, Wen X, Sasse JP, Trutnevyte E, Darudi A, Dujardin J, Lehning M, Thalmann P, Vielle M, Nathani C, Stadelmann Steffen I (2025) **Renewable Energy Outlook II for Switzerland**. EPF Zurich, Zurich, Suisse. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000735887>
- Verbruggen A, Yurchenko Y (2017) **Positioning Nuclear Power in the Low-Carbon Electricity Transition, Sustainability**, Volume 9 (1), 163, doi:10.3390/su9010163
- Willemsen S et al. (2022) **Conséquences d'une forte électrification et d'un développement massif de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sur les réseaux de distribution d'électricité suisses**. OFEN (éd.). <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/approvisionnement/approvisionnement-en-electricite/reseaux-d-electricite/dveloppement-de-reseaux-lung-strategie-stromnetze.exturl.html>
- WNISR (2025) **World Nuclear Industry Status Report**. <https://www.worldnuclearreport.org/Fewer-Countries-Building-New-Reactors>
- World Nuclear Association (2024) <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium>
- Wüstenhagen R, Wolsink M, Bürer MJ (2007) **Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept**. Energy Policy, 35(5), 2683-2691. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.001>
- Zhang, Bauer (2018) **Life Cycle Assessment (LCA) of Nuclear Power in Switzerland**. Institut Paul Scherrer, Villigen, Suisse.
- Zubair et al. (2023) **Enhanced uranium extraction selectivity from seawater using dopant engineered layered double hydroxides**. Renewable Energy, 2023, 2-113

Qui sommes-nous ?

Les **Académies suisses des sciences** regroupent les quatre académies scientifiques suisses, l'Académie suisse des sciences naturelles (SCNAT), l'Académie suisse des sciences humaines et sociales (ASSH), l'Académie suisse des sciences médicales (ASSM) et l'Académie suisse des sciences techniques (SATW). Elles comprennent en outre les centres de compétences TA-SWISS et Science et Cité ainsi que d'autres réseaux scientifiques. La relève scientifique s'organise dans la Jeune Académie Suisse. Les Académies suisses des sciences promeuvent la collaboration entre les scientifiques à l'échelon régional, national et international. Elles représentent la communauté scientifique aussi bien sur le plan des disciplines qu'au niveau interdisciplinaire et indépendamment des institutions et des branches spécifiques. Leur activité est orientée vers le long terme et vise l'excellence scientifique. Elles se fondent sur les savoirs scientifiques pour conseiller les politiques et le public sur des questions touchant de près la société.

La **Commission élargie de l'énergie des Académies suisses des sciences** promeut et coordonne la discussion et l'échange scientifique sur les thèmes de l'énergie et de l'utilisation durable des ressources au sein de la communauté de recherche et cultive le dialogue avec la politique et la société. Elle recherche la collaboration avec les hautes écoles et les hautes écoles spécialisées suisses et entretient un réseau de la communauté de recherche suisse sur le thème de l'énergie.

