Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Le Conseil Fédéral

Berne, le 13 mai 2026

Exploitation à long terme des centrales nucléaires et sécurité de l'approvisionnement

Rapport du Conseil fédéral en réponse au postulat 23.4152 Burkart du 28 septembre 2023

Table des matières

1 Le postulat 23.4152 3
2 Résumé 3
3 Introduction 6
4 Exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes 7
4.1 Mesures techniques et évaluation des coûts pour une exploitation à long terme jusqu’à une durée maximale de 80 ans 8
4.2 Rentabilité de l’exploitation à long terme 10
4.3 Risques non financiers 13
4.4 Recommandations pour un soutien de nature réglementaire et financière 15
4.5 Conditions réglementaires pour le remplacement de composants nucléaires 19
5 Évolution du mix d’électricité de la Suisse 19
5.1 Nouvelles Perspectives énergétiques 2060 19
5.2 Perspectives énergétiques 2050+ 20
5.3 Scénarios ad hoc 21
6 Conclusions 26

1 Le postulat 23.4152

Le postulat 23.4152 « Pour le maintien en service des centrales nucléaires existantes » a été déposé le 28 septembre 2023 par le conseiller aux États Thierry Burkart et adopté par le Conseil des États le 6 mars 2024.

Texte déposé

Le Conseil fédéral est chargé d'exposer dans un rapport les éléments suivants :

1. le cadre réglementaire et financier à mettre en place pour pouvoir continuer à exploiter à long terme les centrales nucléaires en service tout en assurant la sécurité des installations,
2. les diverses options qui permettraient notamment d'alléger la structure des coûts d'exploitation ou de créer de nouvelles incitations financières visant à mettre en place des périodes de bas tarif (p. ex. rémunérer la production d'énergie hivernale assurée),
3. le cadre réglementaire à mettre en place pour permettre le remplacement des composants nucléaires d'une centrale (p. ex. remplacement d'une cuve de réacteur),
4. l'évolution prévue du mix électrique (importation, exportation, type de production en Suisse et à l'étranger) en Suisse et le volume des capacités de production d'énergie renouvelable à mettre en place (en particulier en hiver) d'ici 2030, pour pouvoir débrancher les centrales sans risque pour l'approvisionnement. Il envisagera dans ce contexte un scénario pour la construction de nouvelles centrales nucléaires dans le cas où la mise en place d'autres capacités à faibles émissions progresserait trop lentement.

2 Résumé

Le présent rapport examine les conditions réglementaires, financières et de politique énergétique nécessaires pour permettre l'exploitation sûre à long terme, au-delà de 60 ans, des centrales nucléaires suisses existantes. Parallèlement, la construction de nouvelles centrales nucléaires en Suisse est étudiée comme un scénario possible. Le rapport analyse les conséquences potentielles, sur le futur mix d'électricité de la Suisse, d'une exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à une durée maximale de 80 ans ainsi que de la construction d'une nouvelle centrale nucléaire. Le Conseil fédéral arrive à la conclusion qu'une exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à une durée maximale de 80 ans est possible techniquement et serait rentable dans la plupart des cas. Le Conseil fédéral ne juge actuellement pas nécessaire d'encourager financièrement l'exploitation à long terme.

En Suisse, quatre centrales nucléaires sont actuellement en service, à Beznau, Gösgen et Leibstadt. Depuis des décennies, elles apportent une contribution majeure à la production d'électricité de la Suisse. En 2024, la production d'électricité d'origine nucléaire en Suisse s'élevait à près de 23 térawattheures (TWh), soit environ 30 % de la production d'électricité indigène. Pendant le semestre d'hiver 2024/2025, l'énergie nucléaire a contribué à hauteur de 36 % à la production d'électricité indigène. Les centrales nucléaires existantes continuent de participer de manière importante à la sécurité d'approvisionnement, en particulier durant le semestre d'hiver. À l'avenir, l'exploitation à long terme peut permettre de combler une éventuelle pénurie d'électricité en hiver. Pour ce faire, les exploitants doivent faire les investissements nécessaires dans des rénovations. Les centrales nucléaires en Suisse disposent chacune d'une autorisation d'exploiter d'une durée illimitée et peuvent être exploitées aussi longtemps qu'elles sont sûres. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (IFSN) s'assure continuellement que la sécurité est garantie. Grâce à d'importants rééquipements, toutes les centrales nucléaires suisses présentent un bon niveau de sécurité en comparaison internationale.

Les quatre centrales nucléaires encore en service en Suisse ont été financées exclusivement par des fonds privés et sont exploitées aujourd'hui de manière rentable. La décision concernant la durée de vie d'une centrale nucléaire est liée à des considérations relevant de la gestion d'entreprise. Les exploitants vont viser une exploitation à long terme uniquement s'ils prévoient qu'ils pourront amortir complètement les investissements nécessaires de manière rentable. Les exploitants des centrales nucléaires

existantes en Suisse prévoient actuellement une durée d'exploitation d'environ 60 ans. Pour cette durée, l'exploitation à long terme semble possible techniquement et viable économiquement. Le Conseil fédéral estime que des mesures de soutien de l'État ne sont pas nécessaires à ce stade.

Le présent rapport se concentre sur l'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt pour une durée allant jusqu'à 80 ans. Sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), Frontier Economics et Siempelkamp NIS ont analysé les mesures techniques requises, les coûts d'investissement, la rentabilité ainsi que les risques non financiers. Ils sont parvenus à la conclusion que les investissements nécessaires aux rééquipements techniques pour assurer l'exploitation à long terme – entre 0,7 et 1,2 milliard de francs selon la centrale – devraient pouvoir être amortis, sur la base d'hypothèses réalistes concernant l'évolution future des prix de l'électricité et des coûts. Un déficit de rentabilité est observé uniquement dans un scénario très prudent avec des prix de l'électricité très bas et reste limité. Dans l'ensemble, une poursuite économiquement viable de l'exploitation des centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt pendant une durée de 80 ans semble très probable. Le remplacement de composants nucléaires comme la cuve du réacteur n'est ni nécessaire ni planifié pour une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans.

Les risques non financiers résultent d'incertitudes politiques et réglementaires, comme une éventuelle désaffectation anticipée ou un renforcement des exigences en matière de sécurité. De tels risques peuvent influencer la sécurité de planification et les coûts du capital. Une position politique claire du Conseil fédéral et du Parlement ainsi qu'un cadre réglementaire stable sont d'une importance capitale. Compte tenu des prix de l'électricité, qui sont actuellement élevés et devraient le rester, les investissements nécessaires pour une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans devraient pouvoir être amortis pendant la durée d'exploitation restante. Un subventionnement de l'exploitation à long terme n'est pas envisagé pour le moment. Si, contre toute attente, un déficit de rentabilité ou des obstacles considérables aux investissements devaient apparaître, le Conseil fédéral estime que des contrats pour différence à deux sens (« prime de marché flottante ») ou des contributions d'investissement constitueraient des mesures de soutien de l'État appropriées.

Le présent rapport analyse l'évolution du mix d'électricité suisse jusqu'en 2060 en se basant sur des scénarios ad hoc relatifs aux Perspectives énergétiques 2050+. Les résultats montrent qu'à l'avenir, il existe notamment en hiver un risque important de dépendance croissante de la Suisse vis-à-vis des importations. En combinaison avec un développement systématique des énergies renouvelables, une exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes peut contribuer à réduire la dépendance à l'égard des importations en hiver. À long terme, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire peut permettre de réduire les besoins. L'importance d'une nouvelle centrale nucléaire s'accentuerait en cas de développement insuffisant des énergies renouvelables ou si une autre pénurie d'électricité devait survenir.

Riassunto

Il presente rapporto esamina i presupposti normativi, finanziari e di politica energetica necessari per garantire un esercizio sicuro a lungo termine delle centrali nucleari svizzere esistenti oltre i 60 anni previsti. Nel contempo viene valutata, come possibile scenario, la costruzione di nuove centrali nucleari in Svizzera. Il rapporto analizza i potenziali effetti sul futuro mix elettrico della Svizzera derivanti da un esercizio a lungo termine fino a un massimo di 80 anni delle centrali nucleari di Gösgen e Leibstadt nonché della costruzione di una nuova centrale nucleare. Il Consiglio federale giunge alla conclusione che un esercizio a lungo termine fino a un massimo di 80 anni delle centrali nucleari di Gösgen e Leibstadt è tecnicamente possibile e quasi sempre anche redditizio. Per questi motivi attualmente non ritiene necessario un sostegno finanziario dell'esercizio a lungo termine.

In Svizzera sono attualmente in funzione quattro centrali nucleari a Beznau, Gösgen e Leibstadt. Da decenni esse contribuiscono in misura importante alla produzione nazionale di energia elettrica. Nel 2024 la produzione di energia elettrica da fonte nucleare in Svizzera è stata di circa 23 terawattora (TWh), pari a circa il 30 per cento della produzione nazionale di energia elettrica. Nel semestre invernale

2024/25 l'energia nucleare ha contribuito per il 36 per cento a tale produzione. Le centrali nucleari esistenti continuano quindi a fornire un apporto fondamentale alla sicurezza dell'approvvigionamento, in particolare durante il semestre invernale. Il loro esercizio a lungo termine potrà in futuro contribuire a colmare un'eventuale penuria di energia elettrica durante l'inverno. A tal fine, i gestori devono effettuare i necessari investimenti in lavori di retrofitting. Le centrali nucleari in Svizzera dispongono di autorizzazioni di esercizio a tempo indeterminato e possono rimanere in funzione fintantoché la loro sicurezza è garantita. L'Ispettorato federale della sicurezza nucleare (IFSN) verifica costantemente che tale condizione sia adempiuta. Oggi, grazie ad ampi interventi di retrofit, tutte le centrali nucleari svizzere presentano un buon livello di sicurezza nel confronto internazionale.

Le quattro centrali nucleari ancora in funzione in Svizzera sono state finanziate esclusivamente con capitali privati e attualmente il loro esercizio è redditizio. La decisione concernente la durata di vita di una centrale nucleare dipende quindi anche da considerazioni di tipo economico. I gestori sono interessati a un esercizio a lungo termine solo se ritengono possibile poter ammortizzare completamente gli investimenti necessari. I gestori delle centrali nucleari attualmente in funzione in Svizzera prevedono una durata di esercizio di circa 60 anni, un lasso di tempo considerato fattibile sul piano tecnico ed economicamente sostenibile. Il Consiglio federale è del parere che misure di promozione statali a tale scopo attualmente non siano necessarie.

Il presente rapporto pone l'attenzione sull'esercizio a lungo termine delle centrali nucleari di Gösgen e di Leibstadt per un periodo fino a 80 anni. A tal proposito, su incarico dell'Ufficio federale dell'energia (UFE) le due società di consulenza Frontier Economics e Siempelkamp NIS hanno analizzato le necessarie misure tecniche, i costi di investimento, la redditività e i rischi non economici. Sono giunte alla conclusione che, sulla base di ipotesi realistiche relative all'andamento futuro dei prezzi dell'energia elettrica e dei costi, gli investimenti necessari per il retrofit finalizzati all'esercizio a lungo termine – compresi tra circa 0,7 e 1,2 miliardi di franchi a seconda dell'impianto – dovrebbero essere ammortizzati. Un divario di redditività si verifica solo in uno scenario molto prudente, caratterizzato da prezzi dell'energia elettrica molto bassi, e anche in tal caso rimane limitato. Nel complesso, sembra molto probabile che l'esercizio delle centrali nucleari di Gösgen e Leibstadt possa continuare in modo economicamente sostenibile per un periodo fino a 80 anni. La sostituzione di componenti fondamentali, come ad esempio il contenitore a pressione del reattore, non è né necessaria né prevista per un esercizio a lungo termine fino a un massimo di 80 anni.

I rischi non economici derivano da incertezze in ambito politico e normativo, ad esempio a causa di un possibile spegnimento anticipato della centrale o di requisiti di sicurezza più rigorosi. Tali rischi possono influire sulla certezza della pianificazione e sul costo del capitale. Una chiara posizione politica da parte del Consiglio federale e del Parlamento come pure un quadro normativo stabile sono di fondamentale importanza. Considerati gli elevati prezzi dell'energia elettrica attuali e futuri, gli investimenti per un esercizio a lungo termine fino a un massimo di 80 anni dovrebbero poter essere ammortizzati entro la durata di esercizio residua. Al momento non si prevedono sussidi per l'esercizio a lungo termine. Qualora, contrariamente alle aspettative, dovessero emergere un divario di redditività o notevoli ostacoli agli investimenti, il Consiglio federale considera come misure di promozione statali adeguate i contratti bidirezionali per differenza (»premio di mercato fluttuante») o i contributi agli investimenti.

Il presente rapporto analizza inoltre l'evoluzione del mix elettrico svizzero fino al 2060 in base a scenari ad hoc delle Prospettive energetiche 2050+. I risultati indicano che in futuro in Svizzera, soprattutto in inverno, rimane un rischio considerevole di aumento della dipendenza dalle importazioni. Un esercizio a lungo termine delle centrali nucleari esistenti, accompagnato da un potenziamento sistematico delle energie rinnovabili, può contribuire a ridurre la dipendenza dalle importazioni durante l'inverno. Sul lungo periodo, la costruzione di una nuova centrale nucleare può favorire la riduzione del fabbisogno di copertura. L'importanza di una nuova centrale nucleare diventa ancora più evidente in caso di un potenziamento insufficiente delle energie rinnovabili o dell'insorgere di una penuria di energia elettrica dovuta ad altre cause.

3 Introduction

En Suisse, quatre centrales nucléaires sont actuellement raccordées au réseau. Elles sont réparties sur trois sites : Beznau 1 et 2, Gösgen et Leibstadt. La centrale nucléaire de Mühleberg a été mise définitivement hors service en 2019. Les centrales restantes sont en service depuis plus de 40 ans et sont donc exploitées à long terme. Elles disposent chacune d'une autorisation d'exploiter d'une durée illimitée et peuvent être exploitées aussi longtemps qu'elles sont sûres. En sa qualité d'autorité de surveillance, l'IFSN s'assure régulièrement que la sécurité est garantie. Elle est habilitée à ordonner toutes les mesures nécessaires et appropriées qui permettent de garantir la sécurité nucléaire. Si elle constate une carence, elle ordonne les mesures requises pour y remédier. Si elle estime que les exigences légales minimales nécessaires à la sécurité de l'exploitation ne sont plus remplies, elle peut ordonner la mise hors service provisoire de la centrale jusqu'à ce qu'il y soit remédié.

En vertu de l'art. 34 de l'ordonnance sur l'énergie nucléaire (OENu), l'exploitant d'une centrale nucléaire doit effectuer tous les dix ans un réexamen approfondi de la sécurité (réexamen périodique de la sécurité, RPS). L'IFSN évalue le RPS et, le cas échéant, exige des mesures de rééquipement ainsi que d'autres mesures d'amélioration de la sécurité. Lorsque la durée d'exploitation dépasse 40 ans, le RPS comprend de plus un justificatif de sécurité pour l'exploitation à long terme. La législation suisse définit des critères clairs pour la mise hors service provisoire et le rééquipement d'une centrale nucléaire (art. 44 OENu et ordonnance du DETEC sur la méthode et sur les standards de vérification des critères de la mise hors service provisoire d'une centrale nucléaire). Ces critères comprennent également les effets du vieillissement comme la fragilisation de la cuve du réacteur au fur et à mesure que la durée d'exploitation augmente[1].

En 2011, après l'accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima Daiichi, au Japon, le Conseil fédéral a pris la décision de sortir progressivement du nucléaire. Les centrales nucléaires actuelles devaient être mises à l'arrêt à la fin de leur durée d'exploitation et ne pas être remplacées. Le Parlement a suivi la décision du Conseil fédéral et a transmis durant la session d'hiver 2011 plusieurs motions visant une sortie progressive du nucléaire. Dans le même temps, il a chargé le Conseil fédéral d'établir une stratégie énergétique permettant de garantir l'approvisionnement énergétique de la Suisse à long terme sans recourir à l'énergie nucléaire. Le Conseil fédéral a alors fait élaborer la Stratégie énergétique 2050, qui contient la décision de principe d'interdire la construction de nouvelles centrales nucléaires. Le premier paquet de mesures de la Stratégie énergétique 2050 a été adopté par le Parlement le 30 septembre 2016. Le peuple suisse a accepté le projet lors du vote référendaire du 21 mai 2017. En revanche, une limitation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes a été refusée par le peuple et les cantons lors de la votation populaire du 27 novembre 2016 concernant l'initiative « Sortir du nucléaire ».

À la suite de l'accident nucléaire de Fukushima Daiichi, l'IFSN a contrôlé à nouveau la sécurité des centrales nucléaires suisses en cas de séisme ou d'inondation. La législation sur l'énergie nucléaire et celle sur la radioprotection ont été révisées en conséquence. Les centrales nucléaires ont dû fournir des justificatifs de sécurité supplémentaires et procéder à des rééquipements techniques, afin de satisfaire aux exigences de sécurité plus strictes en ce qui concerne les séismes, les inondations, ainsi que l'alimentation en électricité et en eau de refroidissement. Sous la direction de l'Office fédéral de l'environnement (OFEV), une nouvelle analyse complète du risque de crues sur l'Aar a également été réalisée en tenant compte de l'état actuel de la science et de la technique. En outre, l'IFSN fait contrôler régulièrement ses activités de surveillance par des experts internationaux et les centrales nucléaires suisses doivent réussir le test de résistance de l'Union européenne (UE).

Les centrales nucléaires existantes continuent de contribuer de manière substantielle à la production d'électricité en Suisse. En 2024, la production d'électricité d'origine nucléaire en Suisse s'élevait à près de 23 TWh, soit environ 30 % de la production d'électricité indigène[2]. Pendant le semestre d'hiver 2024/2025, l'énergie nucléaire a fourni plus de 36 % de la production d'électricité indigène. Il

[1] L'art. 4 de l'ordonnance du DETEC sur la méthode et sur les standards de vérification des critères de la mise hors service provisoire d'une centrale nucléaire (RS 732.114.5) fixe la limite de la fragilisation acceptable.
[2] Statistique suisse de l'électricité 2024. Disponible sous : www.bfe.admin.ch > Approvisionnement > Statistiques de l'énergie > Statistique de l'électricité.

apparaît donc que l'exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes revêt une importance cruciale pour assurer la sécurité d'approvisionnement. L'OFEN est en contact régulier avec les exploitants des centrales nucléaires, afin de connaître leurs hypothèses de planification pour la durée d'exploitation restante des centrales. Ces connaissances sont prises en compte dans la mise à jour des perspectives énergétiques et permettent d'évaluer la sécurité d'approvisionnement pour les décennies à venir.

Sur la base d'entretiens avec les exploitants et de prises de position formulées par Axpo Power AG (ci-dessous « Axpo », exploitant de la centrale nucléaire de Beznau et qui dirige la centrale nucléaire de Leibstadt) et Alpiq SA (ci-dessous « Alpiq », qui dirige la centrale nucléaire de Gösgen) en réponse à une liste de questions, l'OFEN a publié en 2024 une note sur l'exploitation à long terme des centrales nucléaires suisses[3]. L'OFEN y explique que les exploitants des centrales nucléaires planifient une exploitation à long terme des centrales, sur une durée d'environ 60 ans, et que cette planification semble fiable. Cette note couvre les questions du postulat 23.4152 concernant l'exploitation à long terme des centrales nucléaires pour une durée de 60 ans.

Au moment de la publication de la note, les hypothèses de planification des exploitants pour une exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes au-delà de 60 ans n'étaient pas encore claires. En décembre 2024, Axpo a fait savoir qu'elle envisageait d'exploiter la centrale de Beznau jusqu'en 2033 et d'investir 350 millions de francs à cet effet. Le bloc 2 de la centrale de Beznau doit rester raccordée au réseau jusqu'en 2032 et le bloc 1 jusqu'en 2033. Cela correspond à une exploitation à long terme de 60 ans pour le bloc 2 et de 64 ans pour le bloc 1, après quoi la centrale nucléaire de Beznau sera mise hors service et désaffectée[4]. La centrale de Gösgen atteindra une durée d'exploitation de 60 ans en 2039, celle de Leibstadt en 2044. Les exploitants de ces deux centrales nucléaires examinent actuellement la possibilité de les exploiter plus de 60 ans. Selon eux, cela serait techniquement faisable, mais des incertitudes demeurent, notamment concernant la rentabilité.

L'OFEN ne disposait pas des bases nécessaires pour répondre aux questions du postulat 23.4152 concernant l'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt au-delà de 60 ans. C'est pourquoi l'OFEN a chargé Frontier Economics et Siempelkamp NIS de réaliser une étude[5]. Il s'agissait de déterminer les conditions techniques et les coûts d'investissement requis pour une exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à une durée maximale de 80 ans, d'analyser la rentabilité ainsi que de présenter les risques non financiers. Le présent rapport en réponse au postulat 23.4152 examine une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans. La construction de nouvelles centrales nucléaires en Suisse est également un scénario envisagé. Les nouvelles Perspectives énergétiques 2060 de l'OFEN examineront en détail de tels scénarios portant sur la construction de nouvelles centrales nucléaires. Leurs résultats ne seront toutefois pas disponibles à temps pour être intégrés dans le présent rapport. Aussi, les considérations qu'il comporte sur la construction de nouvelles centrales nucléaires se fondent sur les Perspectives énergétiques 2050+ existantes et prennent la forme de scénarios ad hoc.

4 Exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes

Les exploitants tablent actuellement sur une durée d'exploitation à long terme de leurs centrales nucléaires allant jusqu'à 60 ans. L'OFEN estime que cette planification semble fiable, de sorte que les centrales nucléaires concernées peuvent vraisemblablement être exploitées jusqu'à 60 ans. Compte tenu des prix du marché prévisibles, les investissements nécessaires à cet effet devraient pouvoir être amortis sur la période d'exploitation restante. Des mesures de soutien de la Confédération ne semblent

[3] *Aktennotiz Langzeitbetrieb von Kernkraftwerken* (en allemand uniquement) *Note de l'OFEN du 9 juillet 2024*. www.bfe.admin.ch > Approvisionnement > Énergie nucléaire > Tâches de l'OFEN.
[4] *Axpo wird Kernkraftwerk Beznau bis 2033 betreiben und dafür weitere 350 Mio. Franken investieren* (Axpo va exploiter la centrale nucléaire de Beznau jusqu'en 2033 et investir 350 millions de francs supplémentaires à cet effet). Communiqué de presse d'Axpo du 5 décembre 2024 disponible en allemand ou en anglais sous : www.axpo.com/ch > Newsroom.
[5] Frontier Economics et Siempelkamp NIS sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) : *Grundlagenarbeiten zum Postulat 23.4152 « Langzeitbetrieb Schweizer Kernkraftwerke »* (en allemand avec synthèse en français).

pas nécessaires pour une exploitation de 60 ans. Le Conseil fédéral part du principe que les exploitants peuvent faire face eux-mêmes aux enjeux financiers de l'exploitation à long terme jusqu'à 60 ans.

En 2024, Axpo a annoncé que la centrale nucléaire de Beznau serait mise hors service après environ 60 ans d'exploitation. S'agissant des centrales de Gösgen et Leibstadt, il convient de partir du principe que leurs exploitants viseront une exploitation à long terme au-delà de 60 ans uniquement s'ils pensent pouvoir amortir complètement les investissements nécessaires. Les auteurs de l'étude externe réalisée par Frontier Economics et Siempelkamp NIS ont procédé de la manière suivante pour déterminer les défis liés à une exploitation à long terme au-delà de 60 ans et évaluer si les coûts pourraient vraisemblablement être amortis :

- Détermination des mesures techniques requises pour une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans et des coûts attendus à cet égard.
- Analyse de la rentabilité d'un investissement dans une exploitation à long terme ainsi que des causes possibles d'un éventuel déficit de rentabilité.
- Détermination d'éventuels obstacles supplémentaires à l'investissement et évaluation s'il y a lieu d'envisager des mesures étatiques à ce sujet.
- Formulation de recommandations pour des mesures de soutien réglementaires et financières qui pourraient permettre une exploitation à long terme des centrales de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à une durée maximale de 80 ans.

4.1 Mesures techniques et évaluation des coûts pour une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans

4.1.1 Méthode d'évaluation des coûts

Les coûts d'investissement pour une exploitation à long terme des centrales de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à une durée maximale de 80 ans ont été déterminés de la manière suivante :

1. Examen des conditions techniques : L'analyse a porté sur les rééquipements techniques et les adaptations d'ordre opérationnel nécessaires pour une exploitation sûre au-delà de 60 ans. Elle se fonde sur des entretiens avec les exploitants et sur la littérature spécialisée[6].
2. Estimation des coûts non spécifiques à la centrale : Le niveau et le calendrier des investissements en ce qui concerne les coûts génériques et non spécifiques à la centrale ont été calculés avec un outil de calcul des coûts propre à Siempelkamp NIS.
3. Estimation des coûts spécifiques à la centrale : Les exploitants ont communiqué leurs propres estimations des coûts d'investissement attendus pour une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans. Ces données complètent l'évaluation des coûts indépendante réalisée par Siempelkamp NIS.
4. Vérification de la plausibilité : Les estimations de coûts de Siempelkamp NIS et des exploitants ont été comparées avec des informations sur les coûts et la littérature spécialisée internationale[7].

4.1.2 État des installations après 60 ans d'exploitation

La législation en matière d'énergie nucléaire prescrit des normes de sécurité élevées pour l'exploitation des centrales nucléaires. Ces normes de sécurité portent tant sur l'état technique des installations que sur les structures opérationnelles et le personnel. Selon l'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS, les centrales de Gösgen et Leibstadt devraient encore être dans un bon état technique après 60 ans d'exploitation. À cet égard, elle se fonde sur les prises de position en matière de sécurité

[6] Voir la littérature spécialisée et les publications utilisées au ch. 2.5 ainsi que les explications à l'annexe A de l'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS. L'étude est publiée en même temps que le présent rapport en réponse au postulat.
[7] Voir note de bas de page 6.

technique émises par l'IFSN dans le cadre du réexamen périodique de sécurité[8] de ces deux centrales nucléaires ainsi que sur les considérations suivantes :

- Les exigences en matière de sécurité en Suisse requièrent des rééquipements techniques réguliers. L'art. 22, al. 2, let. g, de la loi sur l'énergie nucléaire (LENu) prévoit que l'exploitant doit rééquiper l'installation dans la mesure où les expériences faites et l'état de la technique du rééquipement l'exigent, et au-delà si cela contribue à diminuer encore le danger et pour autant que ce soit approprié. Une inspection approfondie de la sécurité, c'est-à-dire un réexamen périodique de sécurité (RPS), doit être effectuée tous les dix ans (art. 22, al. 2, let. e, LENu).
- Des exigences supplémentaires en matière de sécurité s'appliquent en cas d'exploitation à long terme. L'exploitant doit présenter un justificatif de sécurité pour l'exploitation à long terme (art. 34*a* OENu).
- Les centrales de Gösgen et de Leibstadt disposent d'autorisations d'exploiter d'une durée illimitée. Cela incite à réaliser des investissements continus pour respecter à tout moment les exigences de sécurité et éviter les pannes liées à des problèmes techniques.

Les exploitants des centrales de Gösgen et de Leibstadt ont indiqué à l'OFEN quels rééquipements sont prévus pour une exploitation à long terme jusqu'à 60 ans. Les rééquipements corroborent l'hypothèse d'un bon état des installations après 60 ans d'exploitation. Pour la période restante, les exploitants veulent assurer la mise en place de toutes les mesures nécessaires à une exploitation sûre et mettre en œuvre les rééquipements requis afin de maintenir et d'améliorer la conformité à l'état de la technique.

L'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS a pris en compte les catégories suivantes de composants pour procéder à l'examen détaillé des mesures techniques nécessaires à une exploitation à long terme au-delà de 60 ans :

- Composants majeurs : composants essentiels et coûteux présentant de longs délais de livraison.
- Composants limitant la durée de vie qui ne peuvent pas être remplacés ou seulement moyennant des coûts disproportionnés. Ils limitent la durée de vie technique.
- Composants remplaçables : composants et pièces de rechange pouvant être remplacés dans le cadre d'une procédure de remplacement éprouvée.

De nombreuses mesures techniques sont nécessaires pour une exploitation à long terme au-delà de 60 ans. Il s'agit notamment du renouvellement de turbines, d'alternateurs et de transformateurs, du remplacement de condenseurs, du renouvellement du système d'eau d'alimentation, de l'adaptation ou du renouvellement des installations de protection incendie, de la modernisation de l'approvisionnement en électricité et des postes électriques, de la numérisation des systèmes de gestion de l'exploitation ainsi que du renouvellement de la structure des bâtiments et des installations de sécurité. Dans le cas de réacteurs à eau pressurisée, comme à la centrale nucléaire de Gösgen, ou de réacteurs à eau bouillante, comme à la centrale nucléaire de Leibstadt, la cuve du réacteur (y compris les équipements), la structure des bâtiments, comme le bouclier biologique ou l'enceinte de confinement, ainsi que certaines parties du câblage sont considérées comme des composants limitant la durée de vie. Ces composants ne peuvent pas être remplacés. Par ailleurs, selon les exploitants, pour certains composants majeurs tels que le système de génération de vapeur de la centrale nucléaire de Gösgen, un remplacement n'est pas prévu même dans l'éventualité d'une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans.

4.1.3 Estimation des coûts non spécifiques à la centrale

L'estimation des coûts non spécifiques à la centrale dans l'optique d'une exploitation à long terme au-delà de 60 ans tient compte de nombreuses mesures techniques, notamment le renouvellement et le remplacement de divers composants et systèmes.

[8] *Sicherheitstechnische Stellungnahme zur Periodischen Sicherheitsüberprüfung 2018 des Kernkraftwerks Gösgen* (prise de position en matière de sécurité technique émise par l'IFSN sur le réexamen périodique de sécurité 2018 de la centrale de Gösgen, en allemand uniquement) du 17 janvier 2024 (ENSI 17/2962) et *Sicherheitstechnische Stellungnahme zur periodischen Sicherheitsüberprüfung 2022 des Kernkraftwerks Leibstadt* (prise de position en matière de sécurité technique émise par l'IFSN sur le réexamen périodique de sécurité 2022 de la centrale de Leibstadt, en allemand uniquement) du 19 décembre 2025 (ENSI 12/3775). www.ensi.ch > Dokumente > Stellungnahmen.

Les calculs et les résultats de l'estimation des coûts non spécifiques à la centrale sont similaires pour les centrales nucléaires de Gösgen et Leibstadt. Il n'en ressort aucune différence significative au niveau des investissements. Trois fourchettes de coûts ont été déterminées pour les coûts d'investissement et, dans chacune d'elles, les coûts correspondants ont été estimés (valeurs réelles au 31 décembre 2025, sans tenir compte de l'inflation, des coûts du capital et du taux d'escompte) :

- « *Best Estimate* » (meilleure estimation[9]) : 1052,5 millions de francs.
- Limite inférieure de la fourchette de coûts (minimum) : 935,3 millions de francs.
- Limite supérieure de la fourchette de coûts (maximum) : 1264,5 millions de francs.

4.1.4 Estimation des coûts spécifiques à la centrale

Les estimations de coûts réalisées et communiquées par les exploitants des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt concernant la prolongation de la durée d'exploitation de 60 à 80 ans prennent également en compte les mesures d'investissement attendues jusqu'à la 60e année d'exploitation. Les coûts d'investissement attendus diffèrent entre les deux centrales.

D'après l'exploitant de la centrale de Gösgen, les coûts d'investissement se situent entre 1021,5 millions de francs et 1381,2 millions de francs. La valeur « *Best Estimate* » est de 1151 millions de francs. Ces coûts seraient répartis sur 36 ans.

Selon l'exploitant de la centrale de Leibstadt, les coûts d'investissement se situent entre 640 millions de francs et 865,4 millions de francs. La valeur « *Best Estimate* » est de 721,1 millions de francs. Ces coûts seraient répartis sur une période de 36 ans. Étant donné que la centrale nucléaire de Leibstadt tient compte dans ses planifications de besoins en investissement plus élevés pour l'exploitation à long terme jusqu'à 60 ans, les coûts d'investissement attendus pour une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans sont moins importants.

4.1.5 Vérification de la plausibilité des estimations des coûts

Afin de vérifier la plausibilité de l'estimation des coûts non spécifiques à la centrale et des estimations de coûts des exploitants, les résultats de l'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS ont été comparés avec la littérature spécialisée de premier plan au niveau international[10]. Ces dernières contiennent parfois des informations sur les coûts d'investissement possibles pour l'exploitation à long terme.

Les sources considérées indiquent des coûts d'investissement qui vont de 900 à 1200 millions de francs environ pour une exploitation d'une durée de 60 à 80 ans. Les estimations pour la centrale nucléaire de Gösgen se situent dans le même ordre de grandeur que les valeurs issues de la littérature spécialisée. Par contre, les estimations pour la centrale de Leibstadt sont inférieures. L'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS explique cet état de fait par des investissements plus élevés prévus pour l'exploitation à long terme jusqu'à 60 ans.

Les informations ressortant de la littérature spécialisée internationale ne peuvent s'appliquer que de manière limitée aux centrales nucléaires suisses. D'une part, les coûts énoncés sur le plan international peuvent aussi contenir des coûts de financement. D'autre part, ces publications ne prennent pas en considération les conditions-cadres spécifiques de la Suisse. Par ailleurs, la littérature spécialisée porte généralement sur des installations plus anciennes et d'une puissance plus faible. Ceci fait que les coûts d'investissement ne peuvent être mis à l'échelle ou comparés qu'à certaines conditions.

4.2 Rentabilité de l'exploitation à long terme

4.2.1 Logique du modèle

Afin d'éviter un déficit de rentabilité, les investissements estimés pour l'exploitation à long terme doivent être amortis sur la durée d'exploitation planifiée de 20 ans. L'étude de Frontier Economics et

[9] La meilleure estimation est l'estimation moyenne des coûts fondée sur une expertise. Elle se base sur des analyses techniques, des valeurs empiriques et des données comparatives et représente la valeur la plus probable à l'intérieur d'une fourchette.
[10] Voir note de bas de page 6.

Siempelkamp NIS utilise un modèle de valeur actuelle nette (VAN, en anglais *net present value*, *NPV*), pour évaluer la rentabilité. Ayant fait ses preuves dans la pratique, ce modèle est employé régulièrement par Frontier Economics concernant des décisions d'investissement dans le domaine de l'énergie et des infrastructures.

Le modèle permet de représenter les flux de paiement futurs attendus, c'est-à-dire les coûts d'investissement, les frais d'exploitation courants et les recettes, sur l'ensemble de la période considérée et de les actualiser à la date de la décision d'investissement. La valeur attendue obtenue pour les coûts et les recettes est appelée « valeur actuelle ». La somme de toutes les valeurs actuelles constitue la valeur actuelle nette. Le modèle tient également compte des coûts du capital, de l'inflation et de l'utilisation.

4.2.2 Marchés pertinents

Les centrales nucléaires peuvent générer des recettes sur différents marchés. Le marché de gros de l'électricité constitue la principale option pour la commercialisation. Afin de réduire le plus possible les risques liés aux prix, les exploitants vendent l'électricité produite essentiellement dans le cadre de contrats à long terme ou sur les marchés à terme. En cas d'injection importante d'électricité issue des énergies renouvelables, les marchés à court terme peuvent entraîner des prix de l'électricité très bas, voire négatifs. En vendant leur production à l'avance, les centrales nucléaires se prémunissent en partie contre ce risque.

Les services-système acquis par Swissgrid pour assurer la stabilité du système pourraient théoriquement générer des recettes supplémentaires. Dans le cas des centrales nucléaires, il s'agit pour l'heure notamment de la mise à disposition de puissance de réglage et d'énergie de réglage. En raison de la taille réduite du marché et de la capacité croissante des installations de production d'électricité d'origine renouvelable, en particulier hydroélectrique et photovoltaïque, à mettre à disposition de l'énergie de réglage négative aux heures appropriées, il ne faut cependant plus s'attendre à ce que les centrales nucléaires engrangent des recettes supplémentaires significatives grâce aux services-système à partir de 2040.

Dans certains pays, des mécanismes de capacité offrent des rétributions pour la mise à disposition de puissance lors de périodes critiques. En Suisse, il existe une réserve d'électricité. Toutefois, les centrales nucléaires n'y participent pas. Une participation à des mécanismes étrangers serait envisageable à long terme, mais n'est pas réaliste actuellement faute de conditions-cadres, telles qu'un accord sur l'électricité avec l'UE, ainsi qu'en raison d'incertitudes notables. C'est pourquoi de telles recettes n'ont pas été prises en compte dans le modèle.

4.2.3 Définition des scénarios et des sensibilités

La procédure choisie par Frontier Economics et Siempelkamp NIS permet, grâce à des analyses de cause à effet, d'examiner dans quelles conditions il est possible de continuer à exploiter de manière économiquement viable les centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt au-delà de 60 ans, et à partir de quel moment leur exploitation n'est plus rentable. Les analyses montrent quels facteurs sont déterminants pour la rentabilité de l'exploitation à long terme et dans quelle mesure les résultats sont affectés en cas de variations de ces facteurs.

L'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt au-delà de 60 ans ne commencera qu'en 2040 respectivement 2045. Les investissements sont amortis sur un grand nombre d'années. Les coûts et les recettes futurs sont donc particulièrement entachés d'incertitudes. Les prévisions de prix se fondent sur des modèles de marché de l'électricité comportant de nombreuses hypothèses dont la réalisation est incertaine. Le modèle VAN en tient compte grâce à trois scénarios de prix et à différentes sensibilités. Dans ce contexte, une analyse de sensibilité permet d'évaluer l'impact qu'aura la variation de l'une ou l'autre des hypothèses sur le résultat (p. ex. coûts d'investissement plus élevés, hausse des coûts de financement ou durée d'exploitation raccourcie).

Trois scénarios de prix sont examinés afin de représenter l'éventail des évolutions possibles des prix de gros de l'électricité et leurs conséquences sur la valeur actuelle nette.

- Scénario de prix bas : prix moyens variant entre environ 42 et 45 francs par mégawattheure (CHF/MWh) de 2040 à 2064. Ce scénario se base sur un rapport succinct de l'OFEN et constitue une estimation plutôt prudente en l'état actuel des connaissances et selon les attentes de Frontier Economics[11].
- Scénario de prix élevés : prix moyens d'environ 96 CHF/MWh. Ces hypothèses se basent sur les Perspectives énergétiques 2050+, le niveau des prix étant maintenu constant après 2040 pour des raisons de plausibilité.
- Scénario de prix moyens : prix moyens variant entre environ 69 et 70 CHF/MWh. Il s'agit de la moyenne arithmétique des deux autres scénarios. Frontier Economics qualifie ces scénarios d'évolutions possibles des prix.

Il convient de noter que ces scénarios représentent le prix de base, c'est-à-dire la moyenne de toutes les heures de l'année et tiennent donc aussi implicitement compte d'éventuels prix nuls ou négatifs.

Afin d'évaluer la fiabilité des résultats et de possibles obstacles à l'investissement, les sensibilités suivantes sont examinées :

- Variation des coûts d'investissement : impacts sur la rentabilité si les mesures pour l'exploitation à long terme ont un coût supérieur ou inférieur.
- Montant des coûts du capital (coût moyen pondéré du capital, en anglais *weighted average cost of capital*, WACC) : impacts de coûts de financement croissants en raison d'intérêts plus élevés ou d'un nouveau profil de risque.
- Désaffectation anticipée : contraintes d'ordre politique et réglementaire ou technique qui réduisent la durée d'exploitation et ont une incidence sur l'amortissement des investissements.
- Exploitation en hiver : scénarios avec une exploitation limitée à certaines saisons en cas de fluctuations importantes dans le niveau de prix.

Les analyses montrent que les prix de l'électricité, l'utilisation de la centrale, les coûts d'investissement et les coûts du capital influent considérablement sur la rentabilité de l'exploitation à long terme.

4.2.4 Résultat de l'analyse de rentabilité

Les analyses de Frontier Economics et Siempelkamp NIS montrent qu'un déficit de rentabilité est certes possible, mais qu'il est considéré comme improbable sur la base des hypothèses examinées. Cette affirmation se fonde sur les estimations de coûts des exploitants ainsi que sur les hypothèses retenues concernant les coûts d'exploitation fixes et variables et les recettes générées par la vente d'électricité.

L'analyse de la valeur actuelle nette montre un déficit de rentabilité uniquement dans le scénario de prix bas, ce déficit représentant moins de 7 % des coûts d'investissement respectifs. Dans les autres scénarios, la valeur actuelle nette est en revanche clairement positive : elle atteint environ 900 millions de francs dans le scénario de prix moyens et environ 2 milliards de francs dans le scénario de prix élevés.

Les analyses de sensibilité réalisées montrent dans quelle mesure les résultats sont fiables :

- Coûts d'investissement : même en cas de coûts nettement supérieurs, la valeur actuelle nette demeure positive dans le scénario de prix moyens tant que les coûts supplémentaires ne dépassent pas un seuil donné. Ce dernier se situe à 911 millions de francs pour la centrale nucléaire de Gösgen et à 884 millions de francs pour la centrale nucléaire de Leibstadt.
- Exploitation en hiver : une exploitation pendant six mois uniquement, à savoir durant les mois d'automne et d'hiver, réduit nettement la rentabilité, mais celle-ci reste positive dans le scénario de prix moyens. Un déficit de rentabilité se creuse clairement dans le scénario de prix bas.

La rentabilité dépend fortement des prix de l'électricité, de l'utilisation ainsi que du montant des investissements. Sur la base d'hypothèses réalistes, il est très vraisemblable qu'une exploitation à long terme soit économiquement viable.

[11] AFRY Management Consulting AG sur mandat de l'OFEN : *Scénarios de prix pour les rétributions uniques et les contributions d'investissement. Processus de calcul 2024 pour les années 2025 et suivantes*. Rapport succinct d'avril 2025. https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/11481.

4.2.5 Conclusions concernant l'analyse de rentabilité

Les analyses de Frontier Economics et Siempelkamp NIS montrent que du point de vue actuel, l'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à une durée maximale de 80 ans devrait, en principe, être rentable. Des hypothèses réalistes concernant les coûts d'investissement et les prix de l'électricité donnent une valeur actuelle nette positive dans la plupart des scénarios. Le prix d'équilibre (*break-even*) est le prix de l'électricité à partir duquel les coûts d'investissement sont entièrement amortis. Il se situe juste au-dessus des valeurs du scénario de prix bas. Compte tenu d'informations actuelles du marché et de l'expertise de Frontier Economics, ce dernier est considéré comme n'étant pas réaliste. Pour autant que les prix de gros ne soient pas inférieurs aux attentes à partir de 2040, les investissements dans une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans peuvent selon toute vraisemblance être amortis.

Les analyses de sensibilité montrent, par ailleurs, que la valeur actuelle nette reste nettement positive, même avec des coûts d'investissement supérieurs de près de 20 % dans le scénario de prix moyens. De possibles recettes supplémentaires résultant de prestations au service du système ou de l'utilisation d'électricité excédentaire pour produire de l'hydrogène n'ont pas été prises en considération. Elles pourraient toutefois encore améliorer la rentabilité. Un déficit de rentabilité apparaît uniquement dans le scénario de prix bas, dans une mesure limitée, à savoir moins de 10 % des coûts d'investissement.

Dans le même temps, il existe des incertitudes qui devront à nouveau être examinées en cas de décision d'investissement ultérieure, notamment :

- l'évolution des prix de l'électricité à long terme et l'intégration de la Suisse dans le marché européen,
- l'utilisation future dans le contexte d'une injection croissante d'électricité d'origine renouvelable et de fluctuations de prix saisonnières,
- les possibles modifications du cadre réglementaire.

Sur la base des hypothèses actuelles, la rentabilité d'une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt est assurée. Du point de vue actuel, un déficit de rentabilité est très peu probable, mais ne peut être totalement exclu si les conditions sont défavorables. L'appréciation finale de la rentabilité doit à nouveau être vérifiée au moment de la décision d'investir.

4.3 Risques non financiers

4.3.1 Risques politiques et réglementaires

Outre un déficit de rentabilité, des risques non financiers sont concevables en cas d'exploitation à long terme. Des risques politiques et réglementaires peuvent notamment affecter fortement la rentabilité de l'exploitation à long terme des centrales nucléaires. Ils peuvent entraîner des désaffectations anticipées ou des investissements supplémentaires, les coûts planifiés ne pouvant alors pas être amortis en totalité. Les exploitants des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt soulignent donc l'importance d'un cadre réglementaire stable pour leurs décisions d'investir.

Parmi les principaux risques, on compte des désaffectations anticipées motivées par des raisons politiques, pouvant résulter par exemple d'une décision populaire ou d'une modification de loi à la suite d'événements ayant trait à la sécurité. Un renforcement des exigences en matière de sécurité, des obligations de fournir des justificatifs ou une interprétation plus restrictive des règles existantes ainsi que de nouvelles obligations en matière d'autorisation peuvent nécessiter des rééquipements supplémentaires et faire augmenter les coûts considérablement. Des modifications ayant des répercussions sur l'exploitation peuvent faire baisser les recettes et mettre à mal la sécurité de planification. D'une manière générale, en cas d'incertitudes d'ordre politique et réglementaire, il se peut que les investisseurs demandent des primes de risque plus élevées, ce qui accroît les coûts du capital (WACC).

Des exemples en Finlande et en Suède montrent que les investissements dans l'exploitation à long terme sont possibles sans soutien de l'État lorsque les conditions-cadres politiques sont positives et

stables. Selon Frontier Economics et Siempelkamp NIS, certains signes révèlent depuis 2024 une acceptation croissante de l'énergie nucléaire en Suisse. Au cours des dernières années, la crainte d'une éventuelle pénurie d'électricité est devenue un thème central de la politique énergétique suisse. Or, les centrales nucléaires contribuent à la sécurité d'approvisionnement particulièrement en hiver. D'après Frontier Economics et Siempelkamp NIS, le contre-projet indirect à l'initiative populaire « De l'électricité pour tous en tout temps (Stop au blackout) », qui prévoit la levée de l'interdiction de construction de nouvelles centrales nucléaires, est un indice supplémentaire de cette adhésion grandissante. Des sondages révèlent eux aussi que l'énergie nucléaire recueille davantage d'opinions favorables[12]. Un cadre réglementaire fiable demeure cependant nécessaire.

L'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS examine, à l'appui d'analyses de sensibilité, quel impact des risques de nature politique et réglementaire peuvent avoir sur le plan économique :

- Dans le cadre de l'exploitation à long terme, une désaffectation anticipée réduit fortement la valeur actuelle nette. Si la durée d'exploitation est raccourcie de dix ans, la valeur actuelle nette diminue de plus de la moitié. La valeur actuelle nette demeure toutefois clairement positive. Une désaffectation de la centrale nucléaire de Gösgen qui intervient cinq ans après le début de l'exploitation à long terme au-delà de 60 ans (autrement dit, après 65 ans d'exploitation) se traduit par une perte. D'importants déficits économiques résulteraient d'une désaffectation qui interviendrait deux ans à peine après le début de l'exploitation à long terme au-delà de 60 ans (autrement dit, après 62 ans d'exploitation) pour la centrale nucléaire de Gösgen et pour celle de Leibstadt.
- Des coûts du capital plus élevés ont également une influence importante : si l'incertitude augmente quant aux recettes futures ou aux conditions réglementaires, les bailleurs de fonds demandent généralement un relèvement de la prime de risque. Cela se traduit par une hausse des coûts des fonds propres, mais aussi éventuellement des intérêts sur les capitaux étrangers. Il en résulte un WACC supérieur. Une augmentation du WACC de 7 à 10 % réduit de moitié la valeur actuelle nette dans le scénario de prix moyens.

4.3.2 Autres obstacles possibles à un investissement dans l'exploitation à long terme

Outre des risques de nature politique et réglementaire, d'autres facteurs peuvent compromettre un investissement dans l'exploitation à long terme jusqu'à 80 ans :

- Risques techniques : Dans le cadre de la gestion ciblée du vieillissement pour l'exploitation à long terme au-delà de 60 ans, des rééquipements techniques, des contrôles du matériel et de l'intégrité sont nécessaires, ainsi que, le cas échéant, le remplacement de composants majeurs. Un problème au niveau de composants critiques pour la sécurité et non remplaçables comme la cuve du réacteur ou l'enceinte de confinement est certes considéré comme un risque résiduel, mais pourrait empêcher une poursuite de l'exploitation sur le plan technique. Par ailleurs, une anomalie concernant des composants majeurs en principe remplaçables peut entraîner des difficultés sur le plan économique si la durée d'exploitation restante ne suffit pas pour amortir les coûts de remplacement. Or, le risque de telles défaillances augmente avec le temps.
- Risques concernant la chaîne d'approvisionnement et la pénurie de main-d'œuvre qualifiée : L'avenir incertain de l'énergie nucléaire en Europe à la suite de l'accident de Fukushima Daiichi au Japon a restreint la disponibilité concernant les composants, les matières premières et le personnel qualifié. Les exploitants signalent que la préservation des connaissances et le maintien des compétences constituent un défi, notamment dans le cadre de l'exploitation à long terme.

4.3.3 Conclusions concernant l'analyse des risques non financiers

Outre la rentabilité, des incertitudes d'ordre politique, réglementaire et technique peuvent influer de manière déterminante sur la décision d'investir dans une exploitation à long terme. Ces risques ont avant tout une incidence sur la sécurité de planification et la durée d'amortissement des

[12] La sécurité d'approvisionnement est la priorité absolue de la population suisse : le sondage de l'AES le confirme | AES

investissements. Des changements au niveau de l'agenda politique, de nouvelles conditions ou un renforcement des exigences de sécurité peuvent réduire nettement la rentabilité et accroître les coûts du capital.

Les analyses de sensibilité de Frontier Economics et Siempelkamp NIS montrent qu'une hausse modérée des coûts du capital ou une durée d'exploitation légèrement raccourcie réduisent certes la valeur actuelle nette, mais ne génèrent pas de déficit de rentabilité en cas de prix moyens de l'électricité. Des risques plus conséquents, comme une désaffectation anticipée, peuvent quant à eux affecter notablement la rentabilité. Un cadre politique stable est donc déterminant pour la rentabilité de l'exploitation à long terme.

Il existe aussi des risques techniques et structurels, comme la défaillance de composants majeurs, une pénurie de personnel qualifié ou des perturbations de la chaîne d'approvisionnement. Ces risques peuvent toutefois être atténués grâce à une gestion prévisionnelle du vieillissement, à des mesures en vue de maintenir les compétences et à des coopérations internationales.

4.4 Recommandations pour un soutien de nature réglementaire et financière

4.4.1 Mesures d'encouragement

Même si un déficit de rentabilité est très peu probable en cas d'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt au-delà de 60 ans, il ne peut cependant pas être entièrement exclu en raison de l'évolution incertaine des prix de l'électricité et des coûts d'investissement. S'y ajoutent des risques d'ordre politique et réglementaire qui peuvent affecter la rentabilité de l'exploitation à long terme.

L'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS a donc examiné de potentiels instruments d'encouragement qui pourraient permettre de surmonter les obstacles à l'investissement dans une exploitation à long terme des centrales nucléaires. Ces instruments d'encouragement ont été évalués à l'appui des trois critères suivants :

1. Praticabilité et faisabilité dans le contexte suisse (compatibilité avec le cadre légal, charge administrative, compatibilité avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État),

2. Efficience (éviter un encouragement excessif et des incitations inappropriées, assurer l'efficacité en termes de coûts et une exploitation conforme au marché),

3. Compatibilité environnementale (aucun impact négatif sur l'intégration des énergies renouvelables et les flexibilités).

Les instruments suivants ont été examinés :

<u>Prime de marché flottante (contrat pour différence à deux sens)</u>

La prime de marché flottante définit un taux de rétribution en francs suisses par mégawattheure pour une période donnée. Ce taux de rétribution se base sur les coûts de revient. Si les recettes sont inférieures à ce taux de rétribution, l'exploitant perçoit la différence. En revanche, si elles sont supérieures au taux de rétribution, il doit reverser la différence. La prime de marché flottante fonctionne de la même manière que les contrats pour différence à deux sens dans l'UE. L'exploitant est ainsi protégé contre les risques liés aux prix du marché. Si le taux de rétribution est relevé au-dessus du niveau des prix attendu à long terme, il est par ailleurs possible de compenser un déficit de rentabilité prévu.

- Praticabilité : les contrats pour différence à deux sens sont bien établis en Europe et en Suisse (primes de marché flottantes pour la biomasse, l'énergie éolienne et la force hydraulique) et compatibles avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État. La charge induite par la mise en place dépend de la teneur du contrat. La détermination du taux de rétribution est d'une importance fondamentale. Dans le cas des centrales nucléaires, il est défini lors de négociations qui peuvent se révéler ardues.

- Efficience : les contrats pour différence à deux sens peuvent être conçus de manière à éviter des incitations inappropriées en ce qui concerne la production d'électricité. Il existe diverses possibilités pour créer des incitations à la production adéquates, afin par exemple que les périodes dédiées à la révision des centrales correspondent à des périodes de prix bas. Par ailleurs, des règles spécifiques peuvent être mises en place pour les heures pendant lesquelles les prix sont négatifs ; des prescriptions en matière de disponibilité peuvent être instaurées pour l'hiver. En cas de solution négociée, il peut toutefois être difficile d'éviter des effets d'aubaine en raison d'un taux de rétribution qui aurait été fixé trop haut.
- Compatibilité environnementale : le contrat pour différence doit être conçu de manière à ce qu'il n'y ait aucune incitation à produire durant des heures où les prix sont bas. L'introduction d'une règle en cas de prix négatifs peut permettre d'éviter des incitations inefficaces, qui pourraient avoir un impact négatif sur la production issue des nouvelles énergies renouvelables.

Modèle de la base d'actifs régulés (en anglais *regulated asset base*, RAB)

L'exploitant perçoit un rendement réglementé sur les coûts d'investissement reconnus et une compensation pour les coûts d'exploitation. Les recettes engrangées sur le marché sont imputées de manière à réduire les coûts. L'autorité de régulation contrôle régulièrement les coûts, les recettes et l'efficience. Cet instrument permet de compenser un déficit de rentabilité et de réduire différents risques.

- Praticabilité : le modèle de la base d'actifs régulés est bien établi en Europe pour les réseaux énergétiques et est utilisé dans le cadre du nouveau projet de construction « Sizewell C » en Grande-Bretagne. La compatibilité avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État devrait cependant encore être précisée.
- Efficience : sans mécanismes d'incitation supplémentaires, il manque des encouragements à réduire les coûts et à optimiser l'utilisation, étant donné que la rétribution est versée même lorsque des recettes supérieures aux prévisions sont réalisées sur le marché. De telles incitations (p. ex. répartition des excédents de coûts, prix de référence) sont possibles, mais elles sont plus complexes et plus coûteuses que dans le cas des contrats pour différence à deux sens. En revanche, l'adaptation continue des versements présente des avantages par rapport aux contrats pour différence à deux sens. Cela nécessite certes un travail de mise en œuvre considérable, mais peut réduire les risques d'encouragement excessif et d'effets d'aubaine.
- Compatibilité environnementale : en l'absence d'incitation, il n'est pas garanti que la production soit réduite lorsque les prix sont bas dans le contexte d'une injection importante de nouvelles énergies renouvelables. Si les mécanismes d'incitation sont efficaces, l'effet est comparable à celui des contrats pour différence à deux sens.

Contribution d'investissement

Une contribution d'investissement est un encouragement de l'État qui prend la forme d'un versement unique ou de paiements échelonnés. Elle peut se présenter comme un pourcentage appliqué aux coûts ou comme un montant fixe. Le but est d'éviter un déficit de rentabilité et de réduire les besoins en matière de financement. Comme une partie des investissements est amortie dès le début, cela réduit le risque que des coûts soient irrécouvrables en cas de désaffectation anticipée.

- Praticabilité : par rapport aux autres instruments présentés, cet instrument est simple, est réalisable rapidement et en principe compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État. La Suisse a déjà une certaine expérience avec des encouragements similaires, par exemple dans le cadre des rétributions uniques ou des contributions d'investissement pour les énergies renouvelables. Le calcul du montant de l'encouragement sur la base d'une analyse de la rentabilité est l'aspect occasionnant le plus de travail. Il s'agit de limiter les effets d'aubaine.
- Efficience : la contribution d'investissement est l'instrument qui occasionne le moins de distorsions du marché, car les signaux de prix du marché sont préservés. Les exploitants continuent d'être incités à procéder aux révisions de centrales pendant les périodes où les prix sont bas. Lors de l'exploitation à long terme, un point demeure peu clair, à savoir dans quelle mesure les incitations se traduiront effectivement par des investissements supplémentaires si

les prix de l'électricité sont bas. Si les investissements requis sont élevés alors que les prix sont bas, l'exploitant pourrait envisager de désaffecter une centrale de manière anticipée. Par ailleurs, il y a un risque d'encouragement excessif, car les prix ne sont pas déterminés par le marché (contrairement à ce qui prévaut dans le cas des contrats pour différence à deux sens). Des règles prévoyant le prélèvement des rendements excédentaires permettraient de répondre à ce problème. Leur mise en œuvre entraînerait toutefois une charge administrative et pourrait nuire à l'efficacité en termes de coûts.
- Compatibilité environnementale : il ne devrait pas en résulter de recul au niveau des énergies renouvelables.

Entreprise commune (en anglais *joint venture*) avec participation de l'État

Dans le cadre d'une entreprise commune, l'État participe à l'exploitation à long terme en tant que bailleur de capitaux propres et partage ainsi à la fois les opportunités et les risques. Cet instrument réduit les risques liés au financement, étant donné que les besoins en capital sont moins importants et que des conditions de financement plus avantageuses sont rendues possibles. En cas de désaffectation anticipée, l'État assume une part des coûts irrécouvrables.

- Évaluation : la mise en œuvre est toutefois complexe dans le contexte suisse, étant donné que les centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt sont des centrales partenaires, qui regroupent plusieurs propriétaires, auxquels participent à leur tour des cantons et des communes. Une participation étatique requiert des bases juridiques claires et des règles de gouvernance. La charge de travail sur les plans administratif et politique serait considérable.
- Efficience et compatibilité environnementale : en principe, une entreprise commune n'entraîne pas de distorsion de la concurrence et n'a pas d'influence négative sur l'utilisation des installations tant que les décisions opérationnelles restent orientées sur le marché. L'intégration des énergies renouvelables et les flexibilités ne sont pas remises en question.

Conclusions concernant les mesures d'encouragement

D'après l'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS, des mesures d'encouragement ne sont pas nécessaires. Les mesures d'encouragement suivantes sont recommandées dans l'éventualité où cette évaluation changerait :

- contrats pour différence à deux sens et prime de marché flottante si un déficit de rentabilité est attendu ou en cas de risques élevés liés au marché. Ces instruments permettent de prémunir contre les risques liés aux prix du marché et peuvent compenser un déficit de rentabilité. La charge induite par la mise en place est cependant importante et des vérifications périodiques du taux de rétribution sont nécessaires.

- contribution d'investissement notamment en cas de risques liés au financement ou à la désaffectation. Cet instrument réduit les besoins en capital et le risque de coûts irrécouvrables.

Le modèle de la base d'actifs régulés et les entreprises communes avec participation de l'État sont considérés comme étant peu judicieux et difficiles à mettre en œuvre. La décision concernant un instrument d'encouragement devait être prise au moins 10 ans avant que la centrale atteigne dans sa 60^{e} année d'exploitation.

4.4.2 Mesures de nature réglementaire et politique

Dans le cadre de l'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS, des mesures visant à faciliter une exploitation à long terme au-delà de 60 ans ont également été évaluées :

- Un positionnement politique clair du Conseil fédéral et du Parlement en ce qui concerne l'exploitation à long terme apporte une sécurité de planification pour les exploitants et les services fédéraux compétents. Il réduit les risques politiques et donc les coûts du capital. Par ailleurs, en donnant un signal positif au marché du travail, il contribue à atténuer la pénurie de main-d'œuvre qualifiée.
- Règles étatiques en matière d'indemnisation en cas de désaffectation anticipée : des réglementations contractuelles ou des droits à une indemnisation en cas de désaffectation motivée par des raisons politiques permettent de réduire le risque de coûts irrécouvrables. Une

réglementation explicite, inscrite dans la loi, en ce qui concerne l'indemnisation peut réduire les risques politiques pour les exploitants.
- Instruments fiscaux : des déductions préférentielles ou des crédits d'impôt accroissent les liquidités et améliorent la capacité de financement. Indirectement, ils peuvent atténuer le risque de désaffectation anticipée, mais sont uniquement judicieux à titre de complément ou d'alternative à d'autres instruments d'encouragement.

De telles mesures ne s'immiscent pas dans la commercialisation de l'électricité, n'occasionnent aucune distorsion du marché et ne nuisent pas à l'intégration des énergies renouvelables. Un positionnement politique clair est particulièrement recommandé. Des règles en matière d'indemnisation et des instruments fiscaux nécessitent, quant à eux, un examen juridique et politique approfondi.

4.4.3 Instruments de financement

Quatre instruments susceptibles d'être en partie combinés sont envisageables pour couvrir les dépenses liées aux mesures de soutien de l'État concernant l'exploitation à long terme des centrales nucléaires (financement) :

- Les suppléments réseau ou autres prélèvements analogues sont des suppléments affectés à un but particulier, appliqués par kilowattheure sur la facture d'électricité des consommateurs finaux. Ils sont ajustables de manière flexible et très répandus en Europe. En Suisse, il existe déjà un supplément réseau limité aux énergies renouvelables et qui ne peut actuellement pas dépasser 2,3 ct./kWh. Un encouragement de l'exploitation à long terme ou une augmentation du supplément réseau nécessiterait une modification de la loi.
- Les tarifs d'utilisation du réseau visent à répercuter les coûts sur les consommateurs finaux par le biais des tarifs de réseau régulés. Ils sont bien établis en Suisse, par exemple pour financer le réseau de transport ou soutenir l'industrie de l'acier et de l'aluminium. Compte tenu de l'acceptation dans la société, l'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS estime qu'un financement des coûts d'encouragement liés à l'exploitation à long terme serait possible, même s'il ne s'agit pas, en l'occurrence, de coûts du réseau. Dans ce cas, les coûts pour les consommateurs finaux sont cependant moins transparents que s'agissant de prélèvements.
- Les solutions basées sur un fonds reposent sur un fonds affecté qui reçoit des apports réguliers provenant de prélèvements ou de tarifs et qui procède à des versements aux bénéficiaires. Elles permettent un lissage des coûts au fil du temps pour les consommateurs et un préfinancement par le biais de crédits ou d'emprunts. Les solutions basées sur un fonds ont fait leurs preuves en Suisse et sur le plan international.
- Les solutions fiscales avec affectation à un but offrent une large base de financement, mais leur mise en œuvre est moins flexible et plus complexe que dans le cas de prélèvements ou de tarifs. Elles requièrent des bases légales claires et peuvent nécessiter de modifier la Constitution. En raison de la charge administrative importante et de la capacité d'adaptation limitée, cet instrument est considéré comme inapproprié.

4.4.4 Conclusions concernant les mesures de soutien

Les analyses de Frontier Economics et Siempelkamp NIS montrent que l'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt devrait, selon toute vraisemblance, être économiquement viable. Un déficit de rentabilité surviendrait uniquement dans des conditions défavorables, par exemple en cas de prix de l'électricité très bas.

Si, contre toute attente, la nécessité d'un encouragement devait apparaître, deux mesures ciblées seraient envisageables : des contrats pour différence à deux sens afin de se prémunir contre les risques liés aux prix du marché et de compenser un déficit de rentabilité, et des contributions d'investissement afin de réduire les risques financiers ainsi que le risque lié à une désaffectation anticipée. Par contre, le modèle de la base d'actifs régulés et les entreprises communes avec participation de l'État sont considérés comme peu adéquats.

L'étude de Frontier Economics et Siempelkamp NIS recommande des prélèvements pour financer d'éventuels coûts d'encouragement, car ils ont l'avantage d'être transparents et flexibles. Des mesures

de nature politique et réglementaire, comme des règles explicites en matière d'indemnisation, l'utilisation des potentiels techniques de flexibilisation et surtout une stratégie claire de la Confédération concernant l'énergie nucléaire peuvent contribuer à accroître la sécurité de planification. Les réflexions pourraient prendre en considération les instruments pertinents de collaboration internationale, en particulier les activités de l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) dans le secteur du nucléaire ainsi que les contributions du programme de recherche et de formation Euratom.

4.5 Conditions réglementaires pour le remplacement de composants nucléaires

Le remplacement de composants nucléaires n'est pas nécessaire en cas d'exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans. Les exploitants des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt ne planifient donc pas de remplacement de ces composants. Les exploitants estiment qu'il est impossible de remplacer la cuve du réacteur. Selon eux, les composants nucléaires essentiels qui sont à la fois pour la sécurité, d'importance critique et non remplaçables, tels que la cuve du réacteur, l'enceinte de confinement ou le bouclier biologique, ne sont, du point de vue actuel, pas du tout considérés comme faisant obstacle à une exploitation à long terme jusqu'à 80 ans. Dans la perspective de l'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt, il n'est par conséquent pas nécessaire d'adapter le cadre réglementaire afin de permettre le remplacement de composants nucléaires.

Si, indépendamment de la question des besoins effectifs, le législateur souhaite examiner les possibilités réglementaires pour remplacer des composants nucléaires d'une centrale, il convient de distinguer différents types de composants. Les composants majeurs tels que le système de génération de vapeur ou les turbines peuvent, selon la législation sur l'énergie nucléaire en vigueur, être remplacés moyennant une autorisation de l'IFSN. De tels rééquipements ont déjà eu lieu dans les centrales nucléaires existantes en Suisse. Par contre, des rééquipements visant à rénover intégralement une centrale nucléaire dans le but d'en prolonger de façon significative la durée d'exploitation nécessitent une modification de l'autorisation générale. L'art. 65, al. 1, let. b, LENu cite explicitement l'exemple du remplacement de la cuve du réacteur.

Les centrales nucléaires existantes en Suisse ne disposent certes pas d'une autorisation générale, mais elles peuvent, en vertu de l'art. 106, al. 1, LENu, continuer d'être exploitées sans cette autorisation aussi longtemps qu'aucune modification exigeant une autorisation générale selon l'art. 65, al. 1, LENu, n'y est apportée. L'art. 106, al. 1bis, LENu, prévoit que l'octroi d'autorisations générales pour la modification de centrales nucléaires existantes est interdit. En l'état actuel du droit, le remplacement de la cuve du réacteur ne serait par conséquent pas autorisé. Le législateur devrait abroger l'art. 106, al. 1bis, LENu s'il souhaite que des rénovations intégrales de centrales nucléaires existantes dans le but d'en prolonger de façon significative la durée d'exploitation soient possibles à l'avenir.

Dans le cadre du contre-projet indirect à l'initiative populaire « De l'électricité pour tous en tout temps (Stop au blackout) », le Conseil fédéral propose au Parlement d'abroger l'art. 106, al. 1bis, LENu. Il justifie sa demande par le fait que l'interdiction d'accorder des autorisations générales pour des modifications apportées aux centrales nucléaires existantes ne se justifie plus en raison de l'ouverture aux différentes technologies, même si le remplacement de la cuve du réacteur ne devrait pas être possible et, dans tous les cas, ne serait pas rentable.

5 Évolution du mix d'électricité de la Suisse

5.1 Nouvelles Perspectives énergétiques 2060

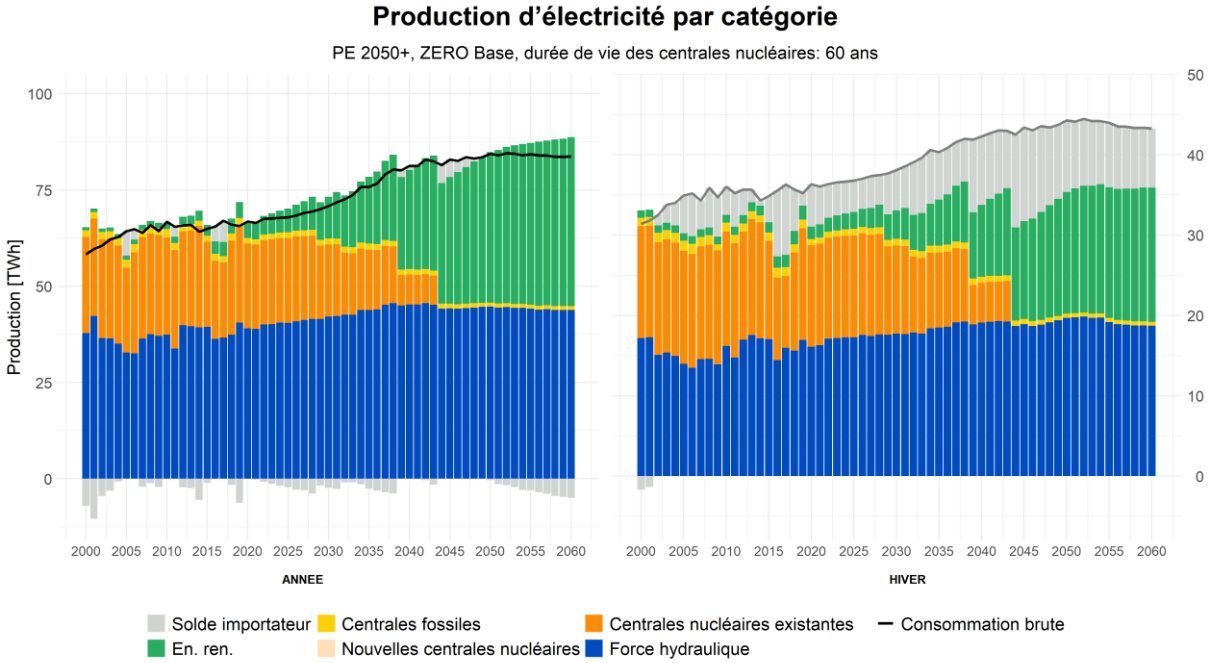
L'OFEN élabore actuellement les nouvelles Perspectives énergétiques 2060. Sur la base de différents scénarios, elles montrent l'évolution future du mix d'électricité suisse. L'accent est notamment mis sur la question de savoir comment les besoins croissants en électricité suite à la décarbonation du système énergétique pourront être couverts à l'avenir, en particulier durant le semestre d'hiver. L'évolution de la

production d'électricité par les différentes technologies ainsi que celle des importations et des exportations jusqu'en 2060 est présentée à l'appui de plusieurs scénarios. Le système électrique européen dans son ensemble est pris en compte pour la modélisation des scénarios. Ces derniers diffèrent en ce qui concerne le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, l'exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes ainsi que la construction de nouvelles centrales nucléaires. Les résultats des Perspectives énergétiques 2060 devraient être disponibles fin 2027.

5.2 Perspectives énergétiques 2050+

Les Perspectives énergétiques 2050+ ont été élaborées en 2020/2021 et constituent les scénarios actuels de la Confédération[13]. La figure 1 montre la production d'électricité selon les différentes technologies, la consommation d'électricité ainsi que les besoins en matière d'importation selon le scénario *ZERO Base* des Perspectives énergétiques 2050+, pour l'année civile et pour le semestre d'hiver, jusqu'en 2060. L'hypothèse est celle d'une durée d'exploitation moyenne des centrales nucléaires suisses de 60 ans. Il en ressort un besoin d'importation maximal de 11,7 TWh en hiver et de 4,7 TWh pendant l'année civile suivant la mise hors service de la dernière centrale nucléaire. Grâce à la poursuite du développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, les besoins en matière d'importation d'électricité diminuent à nouveau par la suite. Les Perspectives énergétiques 2050+ n'envisageaient pas une exploitation à long terme des centrales nucléaires au-delà de 60 ans ni la construction éventuelle d'une nouvelle centrale nucléaire.

Figure 1 Consommation et production d'électricité, scénario *ZERO Base*, durée de vie des centrales nucléaires de 60 ans



Source : Prognos/TEP Energy/INFRAS 2021, représentation de l'OFEN

Le système énergétique a évolué depuis la publication des Perspectives énergétiques 2050+. La mobilité électrique et le développement des énergies renouvelables ont évolué de manière particulièrement dynamique. Par ailleurs, la consommation des centres de calcul liée aux applications de l'intelligence artificielle (IA) gagne en importance. Dans le cadre de l'accord sur l'électricité, les relations entre la Suisse et l'UE et l'intégration de la Suisse dans le marché de l'électricité de l'UE doivent faire l'objet d'une nouvelle réglementation. Les effets de la pandémie de COVID-19 et de la guerre en Ukraine n'ont pas été pris en compte dans les Perspectives énergétiques 2050+. Des sujets comme la sécurité d'approvisionnement ou la construction de nouvelles centrales nucléaires font actuellement l'objet d'un large débat. En outre, plusieurs projets de loi entrés en vigueur concernant la

[13] Prognos SA, INFRAS SA, TEP Energy GmbH, Ecoplan AG sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (OFEN) : *Perspectives énergétiques 2050+. Rapport succinct*. Novembre 2020. www.bfe.admin.ch > Politique > Perspectives énergétiques 2050+.

politique énergétique et climatique ne figurent pas encore dans les Perspectives énergétiques 2050+. Il s'agit par exemple de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, de l'offensive solaire et de l'offensive éolienne, de la loi sur le climat et l'innovation (LCI) et de la révision de la loi sur le CO_2. Les hypothèses fondamentales, comme les scénarios concernant l'évolution démographique, les scénarios économiques, ainsi que les perspectives d'évolution du transport, ne sont également plus actuelles.

5.3 Scénarios ad hoc

Les résultats des Perspectives énergétiques 2050+ présentés à la figure 1 illustrent la demande en électricité et la production de certaines technologies ; ils ont été adaptés sous une forme agrégée pour le présent rapport. L'intégration de la production d'électricité et l'utilisation des flexibilités dans le système électrique ne pouvaient notamment pas être représentées sans modélisation détaillée du système énergétique. L'encadré 1 énumère les aspects n'ayant pas pu être retenus et qu'il convient de prendre en compte lors de l'interprétation des graphiques suivants. Dans les nouvelles Perspectives énergétiques 2060, le système électrique suisse sera intégré au système électrique européen et modélisé en détail, en résolution horaire, jusqu'en 2060. Les aspects mentionnés à l'encadré 1 seront pris en compte dans les Perspectives énergétiques 2060, ce qui permettra un débat de fond sur les questions soulevées.

Encadré 1 : Aspects non pris en compte dans les scénarios ad hoc

- La demande supplémentaire en électricité en raison des besoins croissants des centres de calcul pour les applications de l'intelligence artificielle n'a pas été prise en compte.
- Le développement de la force hydraulique n'a pas pu être adapté aux évolutions récentes. Les quinze centrales hydroélectriques à accumulation visées à l'annexe 2 de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl) et l'état d'avancement des projets n'ont notamment pas pu être pris en considération.
- Concernant la demande et la production d'électricité, il n'a pas été possible de prendre en compte l'utilisation des flexibilités suite à la plus large pénétration de la mobilité électrique et aux adaptations liées au développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables.
- L'intégration au système des capacités supplémentaires de production d'électricité s'agissant des énergies renouvelables et des centrales nucléaires n'a pas pu être représentée. En raison des taux de développement élevés des énergies renouvelables, il faut s'attendre à des défis au niveau de l'intégration au système.
- Des considérations liées aux coûts n'ont joué aucun rôle concernant le développement des technologies de production.

5.3.1 Composition des scénarios

Trois scénarios ad hoc ont été retenus. Ils diffèrent en ce qui concerne le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables ainsi que le rôle de l'énergie nucléaire :

a) **Scénario « *ER haut* »** : Du point de vue actuel, la tendance concernant le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables est optimiste avec des taux élevés. Les objectifs visés à l'art. 2, al. 1, de la loi sur l'énergie (LEne) seront atteints. Conformément à ce qu'ont annoncé ses exploitants, la centrale nucléaire de Beznau sera mise hors service en 2033. On se base sur une durée d'exploitation de 60 ans pour les deux centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt.

b) **Scénario « *ER moyen* » *avec une exploitation à long terme des centrales nucléaires*** : Du point de vue actuel, le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables affiche des taux réalistes, qui s'inscrivent dans le prolongement de ceux des dernières années. Les objectifs visés à l'art. 2, al. 1, LEne ne sont pas réalisés pour 2035 et l'objectif de développement pour 2050 n'est pas tout à fait atteint. Conformément à ce qu'ont annoncé ses exploitants, la centrale nucléaire de Beznau est mise hors service en 2033. On se

base sur une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans pour les centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt.

c) **Scénario « *ER bas » avec une exploitation à long terme des centrales nucléaires et la construction d'une nouvelle centrale nucléaire*** : Du point de vue actuel, la tendance est pessimiste en ce qui concerne le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Les taux de développement sont faibles. Les objectifs visés dans la LEne ne sont clairement pas atteints. Conformément à ce qu'ont annoncé ses exploitants, la centrale nucléaire de Beznau est mise hors service en 2033. On se base sur une exploitation à long terme jusqu'à une durée maximale de 80 ans pour les centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt. Une nouvelle centrale nucléaire est mise en exploitation en 2050.

Les adaptations suivantes ont été apportées aux scénarios des Perspectives énergétiques 2050+ :

Demande en électricité : L'électrification du trafic routier a notamment été sous-estimée dans les Perspectives énergétiques 2050+. De nouvelles évaluations de l'électromobilité ont été intégrées.

Développement des énergies renouvelables : Au cours des dernières années, le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables a été supérieur à ce que prévoyaient les Perspectives énergétiques 2050+. La loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables fixe en outre des valeurs cibles nettement supérieures pour le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables : 35 TWh en 2035 et 45 TWh en 2050. Trois variantes adaptées sont prises en compte concernant le développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables : le scénario « ER haut » suit les objectifs ressortant de la loi sur l'énergie pour 2035 et poursuit la tendance de manière modérée. Les objectifs fixés par la loi pour 2050 sont ainsi dépassés. Le scénario « ER bas » part d'un net ralentissement du développement des énergies renouvelables. Le scénario « ER moyen » se situe entre les deux. Il atteint une production de 27,5 TWh en 2035 et de 44 TWh en 2050. Le mix technologique et la répartition de la production entre l'été et l'hiver restent globalement les mêmes que dans les scénarios des Perspectives énergétiques 2050+. En cas de développement élevé de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, l'objectif technologique pour le photovoltaïque (18,7 TWh en 2030 conformément à l'art. 1*a* de l'ordonnance sur l'énergie [OEne]) est atteint. En revanche, l'objectif de 2,3 TWh pour l'énergie éolienne n'est pas atteint. La trajectoire de développement pour la force hydraulique n'a pas été adaptée et correspond à celle des Perspectives énergétiques 2050+.

Exploitation des centrales nucléaires : Les exploitants des centrales nucléaires suisses partent aujourd'hui de durées d'exploitation d'au moins 60 ans. Le 5 décembre 2024, Axpo a publié un communiqué dans lequel elle expliquait qu'elle exploiterait la centrale nucléaire de Beznau jusqu'en 2033 (bloc 2 jusqu'en 2032, bloc 1 jusqu'en 2033). La centrale serait donc en service pendant 64 ans au total. Les propriétaires de la centrale nucléaire de Gösgen n'ont, pour leur part, pas encore indiqué de date pour la mise hors service prévue ou concernant une durée d'exploitation minimale. Aucune information n'a par ailleurs été publiée concernant la mise hors service planifiée de la centrale nucléaire de Leibstadt. Il a toutefois été annoncé qu'elle continuerait de produire de l'électricité au moins jusqu'en 2045.[14] Les propriétaires respectivement exploitants doivent déterminer si une exploitation au-delà de 60 ans est possible et rentable. Dans tous les scénarios ad hoc, la durée d'exploitation de la centrale nucléaire de Beznau est prolongée jusqu'en 2033. Dans le scénario ad hoc a), la durée d'exploitation des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt reste de 60 ans. Les scénarios ad hoc b) « ER moyen » et c) « ER bas » se basent sur une durée d'exploitation à long terme de 80 ans pour les centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt.

Les figures suivantes montrent les résultats des trois scénarios ad hoc concernant le bilan annuel et hivernal jusqu'en 2060. La figure 2 présente les résultats pour le scénario ad hoc a) « ER haut ». Ceux pour le scénario ad hoc b) « ER moyen » (durée d'exploitation à long terme des centrales nucléaires) sont à la figure 3, la figure 4 correspondant au scénario ad hoc c) « ER bas » (durée d'exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes et construction d'une nouvelle centrale nucléaire).

[14] Voir « Stromproduktion auf konstant hohem Niveau », communiqué du 14 janvier 2026 (en allemand uniquement).

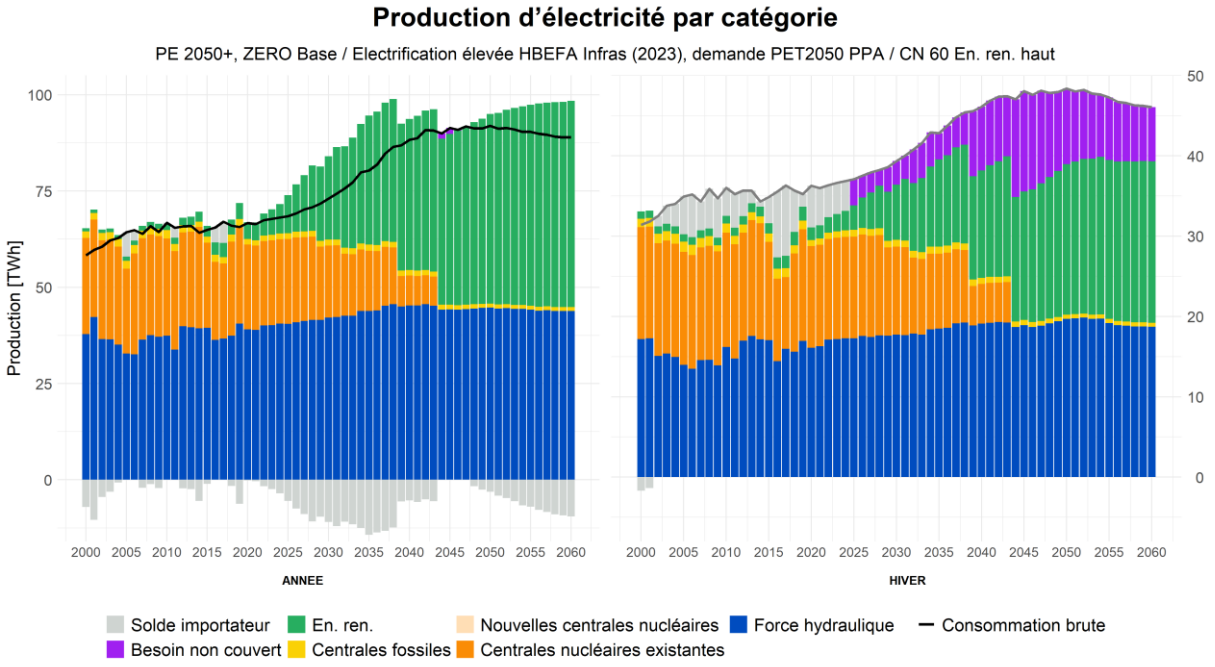
La différence entre la demande en électricité et la production d'électricité indigène est représentée dans les scénarios comme un excédent de production ou comme des besoins supplémentaires à satisfaire. Ces derniers surviennent en particulier en hiver. Pour autant que les capacités de production nécessaires soient disponibles à l'étranger et qu'il existe des possibilités d'importation, les besoins peuvent être couverts par des importations. C'est ce qui est supposé ici. Il serait toutefois également possible de réduire les besoins à satisfaire grâce à un développement des capacités de production indigènes plus important que ne le supposent les scénarios ad hoc. Par exemple, la production d'électricité issue des énergies renouvelables pourrait être plus fortement développée ou les capacités de production de l'énergie nucléaire pourraient être accrues.

L'échange d'électricité avec le système électrique européen, et à l'intérieur de ce dernier, permet d'optimiser l'approvisionnement en électricité pour le rendre efficace et judicieux d'un point de vue économique. La sécurité d'approvisionnement s'en trouve globalement renforcée grâce aux flexibilités accrues. Une bonne intégration de la Suisse dans le système électrique européen est une condition préalable. Pour renforcer l'indépendance de l'approvisionnement électrique en Suisse, une valeur indicative maximale de 5 TWh pour les importations d'électricité en hiver a été fixée à l'art. 2, al. 3, LEne. Cette valeur indicative n'est cependant pas conçue comme une interdiction d'importation ou une restriction au commerce ; elle constitue plutôt une base politique pour le développement des capacités de production en hiver en Suisse. Dans ce contexte, les scénarios ad hoc attachent une importance particulière à la part d'importation d'électricité pendant l'hiver. Pour évaluer la sécurité de l'approvisionnement en électricité de manière concrète, des analyses de l'adéquation du système, telles celles effectuées régulièrement par la Commission fédérale de l'électricité, sont toutefois nécessaires.

a) Scénario ad hoc « ER haut » — exploitation des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans

Le développement des énergies renouvelables est important et la production d'électricité dépasse la consommation sur l'ensemble de l'année. À partir du milieu des années 2040, les besoins supplémentaires à satisfaire durant le semestre d'hiver, qui font suite à l'arrêt des deux centrales nucléaires, diminuent jusqu'en 2060. Cette baisse résulte d'un léger recul de la consommation d'électricité et d'une part plus élevée des énergies renouvelables.

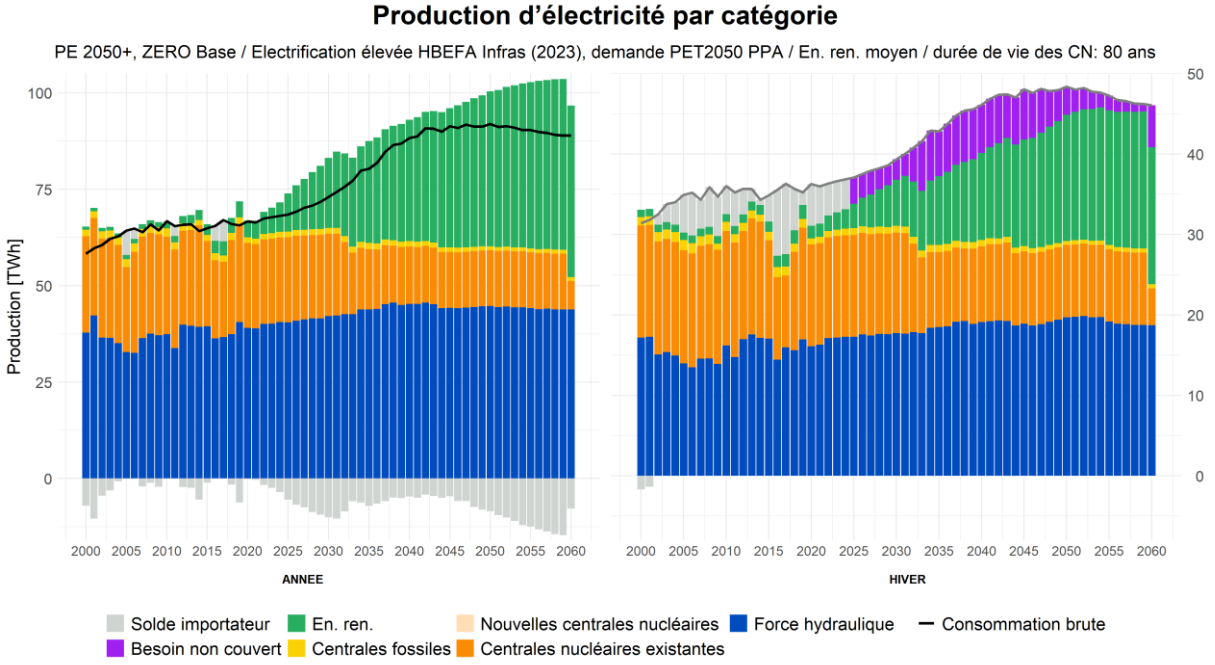
Figure 2 Consommation et production d'électricité, scénario ad hoc a) « ER haut » (PET: Perspective d'évolution du transport)



b) Scénario ad hoc « ER moyen » — exploitation à long terme des centrales nucléaires jusqu'à une durée maximale de 80 ans

Dans le scénario « ER moyen », la production d'électricité est également supérieure à la consommation d'électricité sur toute l'année sur l'ensemble de la période considérée. Étant donné que par rapport au scénario a), les deux centrales nucléaires restent en service 20 ans de plus, les besoins à satisfaire en hiver diminuent en particulier entre la 61e et 80e année d'exploitation des centrales. Dans le même temps, la poursuite du développement des énergies renouvelables entraîne elle aussi une réduction des besoins à satisfaire. À compter de 2060, ces besoins augmentent toutefois, les hypothèses retenues prévoyant que la centrale nucléaire de Gösgen continue de produire de l'électricité seulement jusqu'en 2059. Ce scénario ne prévoit pas la construction de nouvelles centrales nucléaires qui contribueraient à réduire les besoins à couvrir.

Figure 3 Consommation et production d'électricité, scénario ad hoc b) « ER moyen » avec exploitation à long terme des centrales nucléaires (PET: Perspective d'évolution du transport)



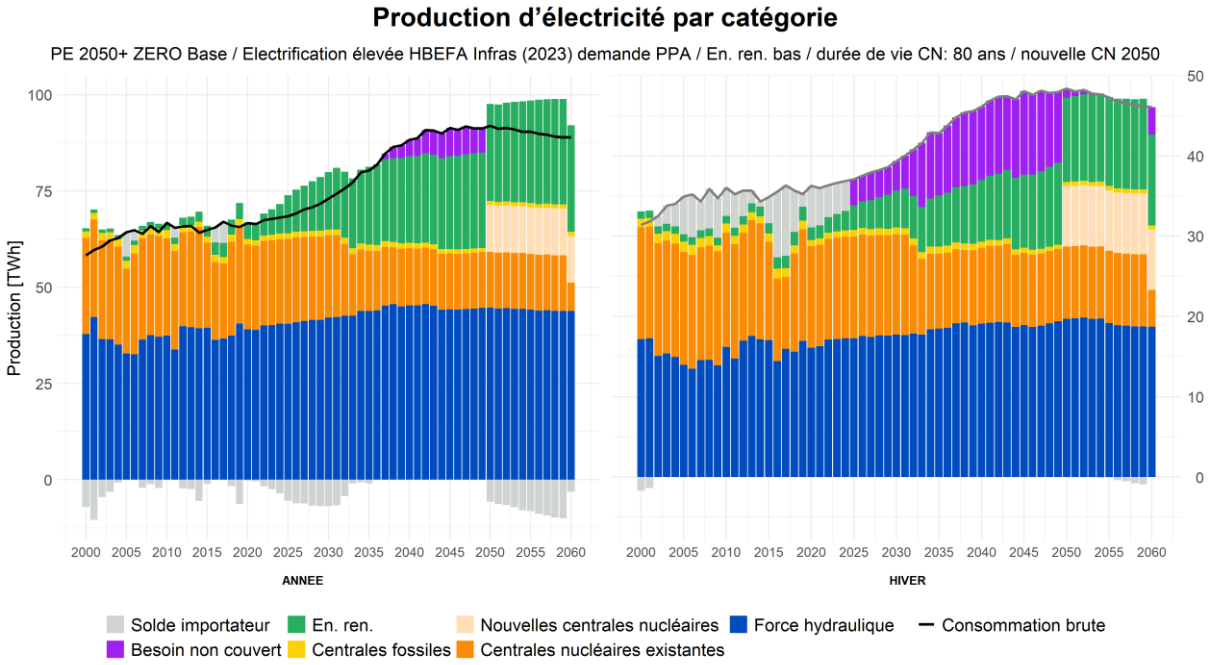
c) Scénario ad hoc « ER bas » — exploitation à long terme des centrales nucléaires jusqu'à une durée maximale de 80 ans et construction d'une nouvelle centrale nucléaire

Le scénario ad hoc c) « ER bas » part de l'hypothèse d'une nouvelle centrale nucléaire en 2050. Sa puissance serait de 1,6 gigawatt (GW). Contrairement aux scénarios a) et b), le scénario « ER bas » (voir figure 4) présente entre 2037 et 2049 des besoins à satisfaire sur l'ensemble de l'année. Au demeurant, on relève à moyen terme d'importants besoins en hiver. Grâce à l'exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt, les besoins à satisfaire en hiver n'augmentent pas encore davantage. Ils demeurent toutefois élevés à plus long terme jusqu'à l'entrée en service de la nouvelle centrale nucléaire. La construction de cette dernière permet de réduire les besoins à couvrir.

Mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire : Pour que de nouvelles centrales nucléaires puissent être construites en Suisse, la suppression de l'interdiction, inscrite dans la loi, de construire de nouvelles centrales nucléaires doit être approuvée par le Parlement et le peuple suisse. Dans des conditions optimales, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire serait possible d'ici à 2050 compte tenu du régime d'autorisation actuellement en vigueur. Cependant, si l'on tient compte de délais de développement de projet plus longs et d'éventuelles procédures de recours, il faudrait sans doute s'attendre à une mise en service plus tardive. D'autre part, il est possible que les procédures puissent être simplifiées sans compromettre la sécurité si l'acceptation de nouvelles centrales nucléaires venait à progresser, si la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement revêtait un caractère plus

urgent et si la disponibilité des technologies correspondantes augmentait. Dans ce contexte, le scénario ad hoc c) « ER bas » prévoit la mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire en 2050.

Figure 4 Consommation et production d'électricité, scénario ad hoc c) « ER bas » avec exploitation à long terme des centrales nucléaires et construction d'une nouvelle centrale nucléaire



5.3.2 Enseignements tirés des trois scénarios ad hoc

Les importations et exportations d'électricité varient selon les scénarios : dans tous les scénarios, la Suisse est clairement une exportatrice nette sur l'ensemble de l'année. La période entre 2037 et 2049 dans le scénario ad hoc c) constitue une exception : un solde importateur est enregistré sur l'année.

D'un point de vue saisonnier, la situation est toutefois différente : le développement important de la production d'électricité issue des énergies renouvelables dans le scénario ad hoc a) (voir figure 2) permet de limiter à moyen terme les besoins à satisfaire en hiver. Ces besoins connaissent cependant une hausse sensible à la suite de la mise hors service des centrales nucléaires après environ 60 ans d'exploitation. Grâce à la poursuite du développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables, ils diminuent ensuite dans une certaine mesure.

Rôle de l'exploitation à long terme des centrales nucléaires : l'exploitation à long terme des centrales de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à une durée maximale de 80 ans peut contribuer à limiter les besoins à satisfaire en hiver, y compris à plus long terme. Comme le montre le scénario ad hoc b) (voir figure 3), les besoins à couvrir n'augmentent pas significativement à moyen terme en cas de trajectoire moyenne de développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. L'exploitation à long terme des centrales de Gösgen et de Leibstadt combinée à la poursuite du développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables permet de réduire considérablement les besoins à satisfaire en hiver, y compris à long terme. Suite à la mise hors service de la centrale nucléaire de Gösgen après une durée d'exploitation de 80 ans, un déficit relativement important apparaît toutefois à nouveau en 2060.

Construction de nouvelles centrales nucléaires : si le rythme du développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables ralentit en combinaison avec l'exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire peut contribuer à réduire considérablement les besoins à couvrir à long terme.

Les résultats des trois scénarios ad hoc montrent que la réduction des besoins futurs à satisfaire en hiver, qui vise à limiter les importations d'électricité nécessaires, est un défi de taille. Les modélisations réalisées dans le cadre des nouvelles Perspectives énergétiques 2060 permettront de déterminer si, et

comment, ces besoins en matière d'importation pourront être couverts, en tenant compte des capacités de production à l'étranger et des possibilités techniques d'importation liées au réseau.

Réduction des risques grâce à l'ouverture aux différentes technologies : selon les scénarios ad hoc, un fort développement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables peut limiter à moyen terme les besoins en matière d'importation durant l'hiver. Une exploitation à long terme des centrales de Gösgen et de Leibstadt au-delà de 60 ans, combinée avec la poursuite du développement des énergies renouvelables, permettrait de réduire davantage les besoins en matière d'importation également après 2050. Par contre, si le développement des énergies renouvelables est lent, les besoins en matière d'importation continueront à augmenter à moyen et long terme, y compris en cas d'exploitation à long terme des centrales de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à durée maximale de 80 ans. La construction d'une nouvelle centrale nucléaire permettrait alors, à compter de sa mise en service, de réduire sensiblement les besoins en matière d'importation durant l'hiver. Dans le cas d'une nouvelle centrale, la question se poserait également de savoir comment faire face à la hausse des besoins en matière d'importation en hiver jusqu'à sa mise en service.

6 Conclusions

Selon l'état actuel des connaissances, une exploitation à long terme des centrales nucléaires de Gösgen et de Leibstadt jusqu'à une durée maximale de 80 ans est possible techniquement. Une telle exploitation à long terme ne nécessite pas le remplacement de composants nucléaires. L'acceptation du contre-projet indirect du Conseil fédéral à l'initiative populaire « De l'électricité pour tous en tout temps (Stop au blackout) » donnerait toutefois la possibilité de rénover intégralement des centrales nucléaires existantes.

L'exploitation à long terme des centrales nucléaires d'une durée maximale de 80 ans ne nécessite pas de mesures de soutien étatique particulières. L'exploitation serait vraisemblablement rentable pour les exploitants, compte tenu d'hypothèses réalistes concernant l'évolution des prix de l'électricité et des coûts d'investissement. Du point de vue actuel, un déficit substantiel de rentabilité semble très improbable, et n'apparaîtrait que si les conditions-cadres étaient durablement très défavorables. Les principaux risques concernant les décisions d'investissement résident moins dans les défis techniques que dans les incertitudes politiques et réglementaires. Un cadre stable, fiable et prévisible à long terme est donc essentiel pour garantir aux exploitants une sécurité de planification.

L'exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes ne nécessite pour l'heure aucune mesure d'encouragement de la Confédération. L'approvisionnement énergétique relève de la branche énergétique (art. 6 LEne). Il incombe donc en premier lieu aux actionnaires des entreprises concernées de participer aux risques et aux éventuelles pertes ; en compensation, ils perçoivent des dividendes année après année. Si, contre toute attente, un déficit de rentabilité ou des obstacles considérables aux investissements devaient apparaître, le Conseil fédéral examinerait différentes mesures et ferait, le cas échéant, une proposition. Parmi ces mesures figurent, par exemple, les contrats pour différence à deux sens ou les contributions d'investissement. À titre complémentaire, des lignes directrices claires sur le plan politique ainsi que des adaptations du cadre réglementaire peuvent accroître la sécurité en matière d'investissement.

Les scénarios ad hoc relatifs aux Perspectives énergétiques 2050+ montrent à long terme des besoins accrus en matière d'importation durant le semestre d'hiver. En combinaison avec un développement systématique des énergies renouvelables, l'exploitation à long terme des centrales nucléaires existantes peut permettre de réduire les besoins en matière d'importation en hiver et apporter une contribution majeure à la sécurité d'approvisionnement. Si le développement des énergies renouvelables est insuffisant, la construction d'une nouvelle centrale nucléaire peut permettre, sur le long terme, de faire diminuer considérablement les besoins à satisfaire. L'importance d'une nouvelle centrale nucléaire s'accroît par conséquent en cas de développement insuffisant des énergies renouvelables ou si des besoins en électricité supplémentaires doivent être couverts. Cependant, dans une situation de faible développement des énergies renouvelables, même si une nouvelle centrale était construite, la question se poserait de savoir comment faire face à la hausse des besoins en matière d'importation en hiver jusqu'à ce que la nouvelle centrale entre en service. Ces questions seront

examinées de manière approfondie dans le cadre des Perspectives énergétiques 2060. Étant donné les incertitudes quant à la sécurité durable de l’approvisionnement sur toute l’année, le Conseil fédéral estime qu’il ne faut pas exclure la possibilité de construire une nouvelle centrale nucléaire et qu’il faut donc abroger l’interdiction de construire de nouvelles centrales nucléaires.