



25.068 é OCF « De l'électricité pour tous en tout temps (Stop au blackout) ». Initiative populaire et contre-projet indirect

Note de l'OFEN du 10 décembre 2025 à l'attention de la CEATE-E concernant la compétitivité et le financement de nouvelles centrales nucléaires

Mandat à l'administration

La commission prie l'administration de procéder à un état des lieux des conditions-cadres en ce qui concerne le financement de nouvelles centrales nucléaires et de répondre en particulier aux questions suivantes :

1. Compétitivité de nouvelles centrales nucléaires sur le marché de l'électricité : comment des centrales nucléaires dont les coûts fixes sont élevés et qui offrent peu de souplesse peuvent-elles subsister économiquement sur un marché suisse de l'électricité qui se caractérise toujours plus par une volatilité des prix et l'augmentation de la part d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables ? Quels coûts supplémentaires engendrerait la flexibilisation supplémentaire nécessaire du système dans son ensemble (puissance de réserve, extension du réseau, stockage) ? Quels sont les coûts de revient à long terme d'une nouvelle centrale nucléaire par rapport à ceux de systèmes flexibles, décentralisés et utilisant des énergies renouvelables ? À quelle évolution des prix faut-il s'attendre au cours des dix prochaines années ?
2. Subventionnement étatique : sur quel encouragement des pouvoirs publics (Confédération ou cantons) faut-il compter aujourd'hui pour qu'une nouvelle centrale nucléaire puisse être construite ? Quel rôle les pouvoirs publics (États ou acteurs/fournisseurs d'énergie étatiques jouent-ils lors de la construction de nouvelles centrales nucléaires dans des États d'Europe de l'Ouest comparables à la Suisse ou aux États-Unis ? Quels instruments de financement sont utilisés à cet égard et comment les recettes nécessaires sont-elles générées ?
3. Risques financiers : quels risques financiers à long terme, tels que les risques de responsabilité, les éventuels cautionnements, les coûts de démolition et d'élimination, les interventions de crise ainsi que les risques liés au retard dans la mise en œuvre des projets ou à l'abandon de ceux-ci, la construction et l'exploitation de nouvelles centrales nucléaires comportent-elles pour la Confédération, les cantons et d'autres collectivités publiques, indépendamment du fait qu'elles fassent l'objet ou non d'un subventionnement étatique direct ?
4. Exclusion d'un financement public : l'OFEN est prié de présenter une proposition de formulation, en complément du contre-projet indirect élaboré par le Conseil fédéral, afin qu'un subventionnement étatique direct ou indirect soit exclu pour la construction de nouvelles centrales nucléaires et que les risques financiers pour les pouvoirs publics soient réduits au minimum.

Réponse de l'administration

Point 1 :

La construction de centrales nucléaires fait l'objet d'un nouveau débat politique en Suisse. Dans ce contexte, les questions portant sur la compétitivité de nouvelles centrales nucléaires, sur les coûts



supplémentaires liés au système et à la flexibilisation, ainsi que sur la comparaison avec des technologies décentralisées et utilisant des énergies renouvelables gagnent en importance. Le message concernant l'initiative populaire « De l'électricité pour tous en tout temps (Stop au blackout) » et le contre-projet indirect (modification de la loi sur l'énergie nucléaire) ainsi que les analyses et les rapports dont dispose l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), notamment les Perspectives énergétiques 2050+, l'étude sur l'adéquation et la flexibilité du système électrique suisse et l'étude sur les besoins en stockage d'énergie en Suisse d'ici 2035 et 2050, constituent la base des réflexions.

Les Perspectives énergétiques 2050+ partent du principe qu'à l'avenir, le système énergétique sera de plus en plus caractérisé par une production décentralisée, un approvisionnement volatil et des exigences accrues en matière de flexibilité. Dans le scénario « zéro net 2050 », les besoins en flexibilité augmentent considérablement par rapport à l'année de référence 2020. Selon la modélisation, la force hydraulique et le stockage couvrent environ la moitié de ces besoins ; or, sur le terrain, le développement de la force hydraulique est fortement à la traîne par rapport aux hypothèses retenues. La réponse à la demande (*demand response*) et les importations pourraient assurer le reste des besoins, mais il n'est pas certain que ces dernières permettent d'obtenir le volume d'énergie nécessaire¹. Certaines études basées sur des modèles prévoient un besoin économique d'environ 4,3 GW de capacité de stockage supplémentaire dans des batteries d'ici 2035 et d'environ 3,1 GW supplémentaires d'ici 2050. Ces capacités servent principalement à compenser les fluctuations photovoltaïques de courte durée. Parallèlement, en théorie, d'importants potentiels se trouvent chez les consommateurs flexibles : jusqu'à 9 TWh de charge modulée provenant de la mobilité électrique et jusqu'à 13 TWh provenant des pompes à chaleur pourraient théoriquement contribuer à la stabilisation du système ; or, la Suisse n'est pas près d'atteindre ces valeurs. Compte tenu de l'évolution prévue des coûts, les systèmes de stockage d'électricité saisonniers ne sont pas considérés comme une option rentable ; il est prévu que l'approvisionnement saisonnier soit largement assuré par la force hydraulique². Mais, le développement de cette source d'énergie doit être accéléré de façon significative si l'on veut que celle-ci puisse jouer le rôle qui lui est assigné. Les 16 projets hydroélectriques, qui revêtent un intérêt national supérieur en vertu de la loi fédérale relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables (*Mantelerlass*), devraient venir renforcer l'approvisionnement en électricité durant l'hiver d'ici 2040 et permettre d'atteindre une production saisonnière de 2 TWh supplémentaires. Les informations fournies par les porteurs de projets montrent toutefois que seul 1,1 TWh environ pourra être concrétisé d'ici à 2040. Le développement de la force hydraulique, éolienne ou solaire est, de façon générale, entravé par des oppositions, des difficultés techniques, des questions de rentabilité ou par des décisions populaires négatives. À l'heure actuelle, il n'est pas du tout certain que la consommation d'électricité durant le semestre d'hiver puisse être couverte uniquement par la force hydraulique et les énergies renouvelables d'ici 2050. La question de la manière dont gérer en 2050 des excédents d'électricité en été (et donc des prix qui pourraient tendre vers zéro, voire devenir négatifs) et des pénuries plus importantes en hiver se pose également, par exemple si, pendant une période prolongée, des conditions météorologiques défavorables à la production d'électricité issue des énergies renouvelables sont enregistrées en Suisse et à l'étranger. Si, un jour, l'énergie en ruban fournie par les centrales nucléaires encore en service disparaît et que celles-ci ne sont pas remplacées, plus la part du photovoltaïque dans la production d'électricité sera élevée, plus la gestion des pics de charge en été et à midi se compliquera.

En l'absence d'objectifs énergétiques supplémentaires (scénario « Poursuite de la politique énergétique actuelle » [PEA]), les investissements dans le réseau de distribution devraient atteindre environ 45 milliards de francs suisses (valeur réelle aux prix de 2020) d'ici 2050. La réalisation de l'objectif zéro émission (scénario « ZÉRO base ») requiert des investissements supplémentaires de 30 milliards de francs suisses. Une électrification encore plus accrue ferait augmenter les besoins d'investissements.

¹ Office fédéral de l'énergie (OFEN). (2020). *Perspectives énergétiques 2050+*.

² ZHAW, Consentec, HSLU. (2025). *Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz* (en allemand, avec un résumé en français). Sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie.

tissement. Dans les deux scénarios, une part importante des investissements est consacrée à la rénovation des installations existantes³. Il convient ici de souligner les avantages systémiques des technologies offrant de la flexibilité : l'utilisation systématique de dispositifs pilotables tels que pompes à chaleur, véhicules électriques et batteries domestiques permettrait une réduction des besoins d'extension du réseau allant jusqu'à 11 %⁴. Par ailleurs, les analyses sur l'adéquation du système partent du principe que des signaux de prix insuffisants pour la flexibilité font davantage augmenter les coûts globaux que l'extension du réseau elle-même. Une gestion basée sur le marché pourrait réduire les coûts du système de 10 à 15 %⁵.

Les centrales nucléaires, qui sont spécifiquement conçues pour fournir de l'énergie en ruban, s'inscrivent actuellement dans un système énergétique devenant de plus en plus volatil. Les réacteurs à eau légère modernes atteignent des taux de rampe⁶ de 3 à 5 % de la puissance nominale par minute, tandis que les centrales de pompage-turbinage, les centrales au fil de l'eau, les batteries de stockage et les charges flexibles peuvent réagir en quelques secondes ou en quelques minutes pour mettre à disposition une puissance élevée. Les centrales nucléaires contribuent à la stabilité du système, mais elles constituent une source de flexibilité lente et moins rentable que d'autres technologies⁷. De nouveaux types de réacteurs, tels que les réacteurs modulaires (SMR), devraient réduire ces limitations ; toutefois, il n'existe à ce jour aucun projet de référence prêt à être commercialisé qui permette d'établir des hypothèses fiables en matière de coûts et de délais de construction. Dans le contexte suisse, on ne peut pas s'attendre à ce que les centrales nucléaires puissent apporter une contribution significative à la flexibilité. Mais telle n'est pas leur fonction primaire. En effet, l'un des grands avantages de l'énergie nucléaire réside dans sa capacité à fournir de l'énergie en ruban respectueuse du climat.

Selon des estimations basées sur le rapport de monitoring actuel de la technologie nucléaire⁸, établi par l'Institut Paul Scherrer (PSI), les coûts de revient de l'électricité des nouvelles centrales nucléaires varient entre 7 et 12 centimes par kWh (ct./kWh). Tant que la durée de construction reste inférieure à 8 ans, des coûts de revient de 7 centimes peuvent être atteints. D'après les auteurs du rapport, cela se situe dans la fourchette des coûts de revient actuels et futurs des sources d'énergie renouvelable et des centrales hydroélectriques existantes en Suisse. Selon le type de réacteur, il faut compter des coûts de construction proprement dits allant de 4 à 7 milliards de francs pour une tranche d'une puissance d'1 GW. Les coûts de revient des quatre centrales nucléaires suisses se situent actuellement entre 4 et 5,5 ct./kWh. Une exploitation à long terme de ces centrales pendant 60 ans entraînerait une augmentation des coûts de revient de ces installations pouvant aller jusqu'à 1 centime. Des exemples récents à l'étranger montrent que les coûts peuvent aussi être nettement supérieurs : la construction des réacteurs d'Olkiluoto (Finlande) et de Flamanville (France) a coûté près de 11 respectivement 13,2 milliards d'euros (type réacteur à eau pressurisée [REP], 3^e génération ; puissance de 1600 mégawatts [MW]). Leur mise en service a par ailleurs été considérablement retardée. De façon générale, on constate que des incertitudes subsistent quant à l'investissement que représenteraient de nouvelles centrales nucléaires en Suisse. Toutefois, le développement de la production d'électricité à partir de sources renouvelables est lui aussi synonyme d'incertitudes et de coûts élevés, pour l'État

³ [Consentec, EBP, Polynomics. \(2022\). Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze](#) (en allemand, avec un résumé en français). Sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie.

⁴ [ZHAW, Consentec, HSLU. \(2025\). Bedarf an Energiespeichern in der Schweiz](#) (en allemand, avec un résumé en français). Sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie.

⁵ [Université de Bâle, EPF Zurich, Consentec. \(2022\). Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität \(System Adequacy\) in der Schweiz im Bereich Strom 2022](#) (en allemand, avec un résumé en français). Sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie.

⁶ Le taux de rampe désigne la vitesse de variation de la puissance ; 5 % par minute correspondent à environ 50 MW par minute pour un réacteur dont la puissance atteint 1000 MW.

⁷ [Technical and Economic Aspects of Load Following with Nuclear Power Plants | OECD](#) (uniquement en anglais)

⁸ [Manera, A., Pautz, A. \(eds.\), Bauer, C., Williams, T., Krepel, J., Mikityuk, K., Schwarz, G., Theiler, Ch., Fasoli, A., Schlatter, Ch., Sedlak, K., \(2024\). « Technology Monitoring of Nuclear Energy » PSI, ETHZ, EPFL](#) (en anglais, avec un résumé en français).

également. De 2008 à 2025, les dépenses du fonds alimenté par le supplément consacrées à l'encouragement de la production d'électricité issue des énergies renouvelables s'élèvent à environ 14 milliards de francs.

L'étude du PSI précitée souligne que la notion de coût de revient de l'électricité a un intérêt limité dans un système énergétique de plus en plus complexe, avec une proportion grandissante d'énergies renouvelables fluctuantes. C'est pourquoi il ne faudrait pas seulement tenir compte des coûts de revient des technologies de production, mais aussi de l'ensemble des coûts du système (coûts de l'énergie d'ajustement, coûts de développement du réseau, coûts de réserve). À cet égard, les auteurs estiment que l'énergie nucléaire présente l'avantage de fournir une précieuse énergie en ruban. Ils constatent également que le problème des coûts du capital élevés pour les grandes centrales nucléaires est atténué par la technologie des petits réacteurs modulaires (*small modular reactors*, SMR) et largement éliminé grâce aux microréacteurs. Selon les auteurs, la réalisation de parties importantes avant le début de la construction, l'existence d'une chaîne d'approvisionnement bien établie, l'accès à une main-d'œuvre qualifiée et un cadre réglementaire stable figurent au nombre des autres facteurs ayant un impact positif sur les coûts de construction de nouvelles centrales nucléaires. Si l'on compare la production d'énergie annuelle (12 TWh/an) d'un REP européen à celle d'une centrale solaire alpine, il faudrait, selon l'étude du PSI, par exemple quelque 780 projets solaires alpins de type Gondosolar pour atteindre la production annuelle d'un REP. Les coûts des centrales solaires alpines s'élèveraient à 29 milliards de francs. Il s'agit aussi de tenir compte du fait que la production d'électricité issue du nucléaire est prévisible et fiable, alors que l'énergie solaire ne permet pas une production permanente et dépend des conditions météorologiques.

Selon une étude récente, l'évaluation économique de nouvelles centrales nucléaires révèle des coûts de revient de l'électricité élevés, se montant à environ 7,5 à 19 ct./kWh pour une utilisation d'au moins 80 % tout au long de l'année, sur la base de coûts d'investissement de 4 à 15 milliards de francs suisses par gigawatt et de dépenses supplémentaires pour la gestion des déchets et le démantèlement. Si, en raison d'une production élevée issue d'énergies renouvelables, les centrales nucléaires ne produisaient pas en été, les coûts de revient augmenteraient en conséquence. Les valeurs inférieures de la fourchette des coûts d'investissement sont basées sur des délais de construction ne dépassant pas huit ans, un objectif difficilement atteignable sur le plan mondial⁹.

Point 2 :

Besoin éventuel de financement par l'État

Les pouvoirs publics (Confédération ou cantons) ne disposent d'aucun instrument d'encouragement pour la construction d'une éventuelle nouvelle centrale nucléaire. À cet égard, l'énergie nucléaire se distingue des modes de production d'électricité basés sur les énergies renouvelables, pour lesquels des programmes d'encouragement conséquents ont été développés ces dernières années.

La plupart des projets de construction de centrales nucléaires lancés ces dernières années à l'échelle mondiale ont impliqué un soutien public, par exemple sous la forme d'entreprises ou d'investisseurs étatiques, de prêts d'État, de contrats d'achat d'électricité à prix fixes (comme au Royaume-Uni et en Finlande), d'indemnités en cas d'annulation ou de fermeture du projet pour des raisons politiques et/ou de contrats de partage des coûts et des bénéfices (p. ex. en Suède).

En juin 2025, la Commission européenne a publié un rapport sur la situation de l'énergie nucléaire dans l'UE dans le cadre du « programme indicatif nucléaire » prévu par le traité Euratom¹⁰. Ce rapport

⁹ Neu U, Markard U, Betz R, Boulouchos K, Pautz A, Stadelmann I (2025), *Perspectives de l'énergie nucléaire en Suisse. Rapport de base. Swiss Academies Reports 20 (5)*. ¹⁰ [Communication on the Nuclear Illustrative Programme under Article 40 of the Euratom Treaty - European Commission](#) (en français : [Communication de la Commission - Programme indicatif nucléaire présenté en vertu de l'article 40 du traité Euratom pour avis du Comité économique et social européen](#))

¹⁰ [Communication on the Nuclear Illustrative Programme under Article 40 of the Euratom Treaty - European Commission](#) (en français : [Communication de la Commission - Programme indicatif nucléaire présenté en vertu de l'article 40 du traité Euratom pour avis du Comité économique et social européen](#))

décrit les risques financiers liés à l'énergie nucléaire et les aides d'État possibles. Dans la mise en place du soutien public, les États membres devraient créer des incitations afin de garantir un comportement efficace des bénéficiaires, par exemple l'achèvement des travaux de construction dans les délais et dans le respect du budget ou la mise à disposition de capacités sur la base des signaux du marché, conformément à la conception du marché de l'électricité. En vertu du droit de l'UE, les aides d'État doivent être manifestement appropriées et proportionnées. En d'autres termes, les mesures doivent être limitées au strict nécessaire pour atteindre les objectifs définis et ne pas conférer un avantage excessif par rapport à la concurrence.

En mars 2023, la Commission européenne a proposé une réforme des règles du marché de l'électricité dans le cadre du plan industriel du pacte vert. Cette dernière est entrée en vigueur en juillet 2024 et prévoit, entre autres, que les régimes de soutien direct des prix pour des investissements dans la nouvelle production d'électricité issue de sources à faible intensité de carbone, y compris le nucléaire, doivent prendre la forme de contrats pour différence (*Contract for Difference, CfD*) ou de mécanismes équivalents produisant le même effet. En outre, les États membres doivent encourager la mise en place d'accords d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreement, PPA*).

Dans des États d'Europe de l'Ouest comparables et aux États-Unis, les pouvoirs publics jouent un rôle central : en France, l'État est l'actionnaire principal d'Électricité de France (EDF) et assume indirectement les risques liés à la construction et au financement. Au Royaume-Uni, des projets tels que Hinkley Point C sont garantis par des *Contracts for Difference (CfD)*, qui offrent à long terme des revenus garantis dans le secteur de la vente d'électricité. En Finlande, le modèle de financement coopératif des entreprises d'approvisionnement en énergie est appelé « modèle Mankala ». Dans ce modèle, le rôle du gouvernement finlandais consiste à concrétiser le modèle de financement des grands projets énergétiques et à le soutenir dans le cadre de sa législation¹¹. Aux États-Unis, le *Department of Energy* a accordé des garanties de crédit de plus de 12 milliards de dollars pour les deux réacteurs de Vogtle¹².

La Suède fait partie des pays européens ayant récemment décidé (2022) de réinvestir dans l'énergie nucléaire. Le gouvernement suédois a donc proposé, dans le budget pour 2026, un cadre financier pouvant atteindre 220 milliards de couronnes suédoises (19,9 milliards d'euros) sur une période de douze ans, afin de soutenir la construction de nouvelles centrales nucléaires d'une puissance totale de 5000 MW¹³. Ce dispositif de soutien à long terme est conçu pour permettre l'octroi de prêts aux sociétés impliquées dans le projet. Les premiers contrats sont attendus pour 2026 et 2027. Les chiffres proposés représentent un plafond pour les négociations, et non le prix définitif. En outre, la Commission de l'UE doit encore approuver l'aide d'État.

Par ailleurs, en décembre 2025, la Commission européenne a autorisé la Pologne à financer sa première centrale nucléaire commerciale via des deniers publics estimés à 60 milliards de zlotys (PLN) (14,2 milliards d'euros). Pour l'ensemble du projet, les dépenses d'investissement sont estimées à environ 42 milliards d'euros en termes nominaux. Il est prévu que cette centrale nucléaire, qui comprendra trois réacteurs AP1000 de Westinghouse, soit mise en service au cours de la seconde moitié des années 2030¹⁴.

Point 3 :

En ce qui concerne les risques financiers liés à l'énergie nucléaire pour la Confédération, il convient de distinguer deux cas : la responsabilité civile en cas de dommages nucléaires, d'une part, et les

¹¹ En Finlande, le marché de l'électricité est entièrement libéralisé. Cependant, une grande partie de l'électricité est fournie en dehors du marché régulier dans le cadre du modèle Mankala, dans lequel plusieurs entreprises créent ensemble une société à responsabilité limitée d'utilité publique. Source : IEA Energy Policy Review Finland 2023.

¹² <https://www.energy.gov/lpo/vogtle> - consulté le 13 novembre 2025

¹³ [Swedish government budgets for nuclear new-build - World Nuclear News](#)

¹⁴ [Europe Approves State Aid For Poland Nuclear Station, First Concrete Planned For 2028](#) (en anglais uniquement)

risques liés aux coûts de désaffectation et de gestion des déchets, d'autre part. Tous deux sont expliqués ci-dessous.

Questions de responsabilité civile en cas de dommages nucléaires

En vertu de la loi sur la responsabilité civile en matière nucléaire (LRCN ; RS 732.44), l'exploitant répond de manière illimitée des dommages nucléaires causés par l'exploitation de son installation ou par le transport de substances nucléaires qui en découle.

Principes de la responsabilité civile dans le droit nucléaire

a) Responsabilité objective aggravée

La LRCN prévoit une responsabilité objective aggravée. L'exploitant en question est tenu pour responsable même s'il n'a commis aucune faute et même si le dommage nucléaire est causé, par exemple, par des faits de guerre ou des actes terroristes.

b) Canalisation de la responsabilité sur l'exploitant

Seul l'exploitant de l'installation nucléaire est responsable, ce qui permet aux victimes de faire valoir plus facilement leurs droits à des dommages-intérêts.

c) Couverture obligatoire

L'exploitant doit conclure une assurance d'un montant de 1,2 milliard d'euros, majoré de 10 % pour les intérêts et les coûts alloués par une autorité judiciaire (soit un total de 1,32 milliard d'euros).

d) Délai de prescription et délai de péremption

Le délai de prescription relatif est de trois ans à compter de la prise de connaissance du dommage et le délai de péremption est de 30 ans à compter de l'événement dommageable.

e) Dommages différés

Les dommages dont la victime n'a connaissance qu'après l'expiration du délai de 30 ans sont couverts par la Confédération à partir du Fonds pour dommages nucléaires.

f) Tribunal compétent

Un seul tribunal est compétent pour les demandes d'indemnisation consécutives à un accident, indépendamment du lieu de résidence ou de la nationalité des personnes lésées.

Dédommagement

Les dommages nucléaires sont couverts par des assurances à hauteur de 1,2 milliard d'euros. En cas de dommage, cette couverture d'assurance est majorée d'un montant de 300 millions d'euros alloué par les États parties à la convention complémentaire de Bruxelles. Au total, 1,5 milliard d'euros (auquel s'ajoutent 150 millions d'euros pour les intérêts et les coûts alloués par une autorité judiciaire) sont donc à disposition pour couvrir un dommage nucléaire. Pour les dommages dépassant ce montant, l'exploitant d'une installation nucléaire répond de manière illimitée avec la totalité de sa fortune.

Les installations de recherche nucléaire, le dépôt intermédiaire fédéral et les installations nucléaires en cours de désaffectation qui ne contiennent plus d'éléments combustibles sont assurés à hauteur de 70 millions d'euros, certains transports de substances nucléaires à hauteur de 80 millions d'euros (auxquels s'ajoutent, dans les deux cas, 10 % pour les intérêts et les coûts alloués par une autorité judiciaire).

Prestataires de couverture

La couverture est principalement assurée par des compagnies d'assurance privées. La Confédération assure les risques que ces dernières ne peuvent couvrir que partiellement, voire pas du tout. Les exploitants paient une prime à cet effet, qui est versée au Fonds pour dommages nucléaires.

Sinistre majeur

Si les moyens disponibles ne suffisent pas à couvrir les dommages malgré les nombreuses assurances existantes, ou si la procédure ordinaire ne peut être appliquée en raison du nombre élevé de personnes lésées, on parle alors de sinistre majeur. Dans ce cas, l'Assemblée fédérale peut établir un règlement de réparation afin de répartir équitablement tous les moyens disponibles et, le cas échéant, prévoir que la Confédération puisse verser des montants supplémentaires pour réparer les dommages non couverts.

Cadre international

La Suisse a ratifié les conventions de Paris et de Bruxelles sur la responsabilité civile en matière nucléaire (toutes deux dans leur version révisée de 2004) ainsi que le protocole commun.

Elle a conclu avec l'Allemagne un accord bilatéral au sujet de la responsabilité civile en matière nucléaire, datant de 1986, qui régit le principe de l'égalité de traitement des ressortissants des deux États.

Risques liés aux coûts de désaffectation et de gestion des déchets

Conformément au principe de causalité, les coûts de désaffectation et de gestion des déchets radioactifs sont à la charge des propriétaires d'installations nucléaires. Ceux-ci assument la responsabilité financière et versent régulièrement des contributions élevées au fonds de désaffectation des installations et au fonds de gestion des déchets radioactifs. L'obligation de prendre en charge les coûts ainsi que le risque financier ne sont toutefois pas transférés aux fonds, mais restent du ressort des propriétaires d'installations nucléaires.

Cascade de prise en charge des coûts

Si les contributions versées par un propriétaire aux fonds ne suffisent pas, il doit couvrir le montant manquant avec ses propres moyens. Au cas où ces derniers se révélaient également insuffisants, les fonds prendraient provisoirement en charge les coûts restants sur la base de leurs ressources. Le propriétaire doit rembourser le montant dû, intérêts compris, aux fonds dans un délai fixé par le Conseil fédéral.

Si un propriétaire d'installation nucléaire est insolvable et ne peut donc effectuer un paiement ou un remboursement aux fonds dans le délai fixé par le Conseil fédéral, les autres propriétaires répondent à hauteur de leur part des contributions. Ils doivent effectuer ces versements supplémentaires à partir de leurs propres ressources. Si les autres propriétaires ne sont pas en mesure de verser le montant manquant, l'Assemblée fédérale décide si et, le cas échéant, dans quelle mesure la Confédération participe aux coûts.

Il existe donc de nombreuses obligations de prendre en charge les coûts, mais il n'y a aucun automatisme à la charge des pouvoirs publics. La Confédération n'intervient qu'en dernière instance, au cinquième et dernier niveau de la cascade de prise en charge des coûts. D'autres mécanismes de sécurité garantissent que les propriétaires d'installations nucléaires financent de manière fiable et complète la désaffectation des installations et la gestion des déchets.

Il n'existe aucun autre risque financier connu pour la Confédération, les cantons ou les autres collectivités publiques.

Point 4 :

La commission requiert une proposition de formulation d'un article de loi qui doit exclure tout subventionnement étatique direct ou indirect, pour la construction de nouvelles centrales nucléaires et réduire au minimum les risques financiers pour les pouvoirs publics.

Comme mentionné précédemment, il n'existe actuellement aucun subventionnement étatique direct ou indirect pour la construction de nouvelles centrales nucléaires, et les risques financiers pour les pouvoirs publics sont déjà réduits au minimum. Étant donné qu'il n'existe aucune base légale pour un soutien financier à la construction ou à l'exploitation de centrales nucléaires, un tel soutien est d'ores et déjà exclu. En d'autres termes, une telle disposition est superflue, car elle ne ferait que refléter le droit en vigueur, et que c'est, au contraire, pour permettre un quelconque soutien financier qu'il faudrait créer une base légale.

Si, malgré tout, une disposition expresse excluant le soutien est souhaitée dans la LENu, elle pourrait être formulée comme suit :

Art. 3a *Financement de la construction et de l'exploitation de centrales nucléaires*

La Confédération n'accorde aucune contribution financière à la construction ou à l'exploitation de centrales nucléaires. Les subventions, prêts, cautionnements ou toute autre forme de soutien financier sont exclus.