



---

# Concept relatif à des centrales à gaz – Résumé

---

Berne, 30. novembre 2021

En juin 2021, l'EICoM a attiré l'attention du Conseil fédéral sur l'évolution défavorable concernant la sécurité d'approvisionnement à partir de 2025. Cette dernière s'explique notamment par les restrictions croissantes des importations liées aux incertitudes concernant les règles prévalant dans l'exploitation des interconnexions dans le contexte européen (fixation des capacités dans le réseau de transport trans-frontalier) et par la diminution de la capacité d'exportation des pays voisins. Dans le cadre de l'étude Frontier, les risques concernant l'approvisionnement ont été analysés puis présentés au Conseil fédéral en octobre 2021. En se référant à l'art. 22, al. 4, LApEI, l'EICoM a proposé au Conseil fédéral d'entamer des travaux préparatoires en vue d'élaborer des mesures concrètes conformément à l'art. 9 LApEI en vue de 2025 et la période suivante.

Par arrêté du 18 juin 2021, le Conseil fédéral a chargé l'EICoM d'élaborer un « concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe » (y c. puissance nécessaire, sites envisageables, coûts, financement, stockage du gaz, garantie de la neutralité climatique) et de le soumettre au DETEC d'ici le mois de novembre 2021. Le concept doit être élaboré en partant de l'hypothèse que de telles centrales à gaz ne seraient utilisées que pour assurer la sécurité du réseau dans des situations d'urgence exceptionnelles.

Dans son message du 18 juin 2021 concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, le Conseil fédéral prévoit certes des instruments pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité, mais ceux-ci sont surtout axés sur le long terme. Outre une réserve d'énergie stratégique (réserve hydraulique) pouvant être mise en œuvre relativement rapidement, les objectifs de développement des énergies renouvelables ainsi qu'une augmentation de 2 térawattheures (TWh) de la production hivernale issue de la grande hydraulique doivent contribuer à la sécurité d'approvisionnement à plus long terme. S'il apparaît d'ici 2030 que cet objectif d'augmentation ne pourra pas être atteint d'ici 2040 avec la grande hydraulique, le message prévoit la possibilité de lancer des appels d'offres ouverts à toute technologie ; des centrales à gaz pourraient alors entrer en ligne de compte. Toutefois, compte tenu du temps nécessaire pour la suite du processus législatif et des instruments orientés sur le long terme, ceux-ci ne déploieront pas leurs effets avant 2025. La préparation de mesures à moyen terme conformément à l'art. 9 LApEI est donc d'autant plus importante. Dans le cadre de ce mandat, l'EICoM a mené les réflexions suivantes sur le concept :

*Cadre juridique* : L'EICoM estime que l'art. 9 LApEI constitue une base légale adéquate pour mettre en place rapidement des capacités de réserve supplémentaires. Pour que des mesures soient prises conformément à l'art. 9, il faut que la sécurité de l'approvisionnement du pays en électricité offerte à un prix abordable soit sérieusement compromise à moyen ou à long terme malgré les dispositions prises par les entreprises du secteur de l'électricité. Les simulations de modèles pour l'année 2025 ont montré que, dans le scénario de stress comprenant des capacités d'importation réduites, des pénuries d'approvisionnement se produisent dans environ 200 des 1500 simulations combinant différemment années climatiques et disponibilité des centrales. Au vu des facteurs de stress actuellement prévisibles pour 2025 (mises hors service de centrales nucléaires allemandes, optimisation délibérée de l'UE au détriment des capacités d'importation suisses, disponibilité tendanciellement décroissante des centrales nucléaires suisses et françaises, absence d'investissements substantiels du secteur de l'énergie dans la production hivernale), un risque important ne peut pas être exclu. Pour cette raison, il semble indiquer de poursuivre les travaux préparatoires. Une éventuelle mise en œuvre des mesures conformément à l'art. 9 doit alors intervenir avec la retenue qui s'impose. Cela signifie que les mesures devraient être mises en œuvre dans une optique de concurrence et ne pas perturber le fonctionnement du marché. Dans la perspective des autorisations nécessaires pour les centrales thermiques fossiles (centrales de réserve) qui, par définition, ne seraient utilisées que dans des situations d'urgence, il convient en outre d'examiner de manière approfondie les dispositions cantonales pertinentes. Il s'agit notamment de prescriptions relatives à une utilisation de la chaleur résiduelle, qui semblent peu judicieuses pour des centrales à gaz de réserve.

*Scénario de pénurie concerné* : Les simulations de modèles réalisées dans le cadre de l'étude Frontier montrent que le risque d'une pénurie d'électricité en Suisse est particulièrement élevé lorsque, outre des

capacités d'importation réduites, les possibilités de production de l'énergie hydraulique sont faibles en raison des conditions climatiques et que la disponibilité des centrales nucléaires suisses et françaises est limitée. Dans ce contexte, la pénurie d'électricité est avant tout un problème à l'échelon de la Suisse, alors qu'en Europe il ne doit pas forcément avoir de pénurie d'énergie générale. Le concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe concerne donc en premier lieu un risque d'approvisionnement spécifique à la Suisse. La couverture contre les risques géopolitiques en cas de situation de pénurie de gaz dans toute l'Europe n'est donc pas un sujet traité prioritairement dans ce contexte.

*Recours à des centrales à gaz de réserve combiné à une réserve hydraulique* : Les scénarios d'intervention possibles sont essentiels pour dimensionner les réserves. En ce qui concerne les scénarios de recours à la réserve, les calculs probabilistes pour 2025 ont été approfondis sur la base de l'étude Frontier déjà disponible. Il en ressort qu'en cas extrême, la pénurie d'électricité peut durer plusieurs semaines, la puissance manquante des centrales variant fortement et pouvant brièvement atteindre 6000 mégawatt (à titre de comparaison, la puissance de la centrale nucléaire de Gösgen est de 1010 mégawatt nets). Pour couvrir une telle puissance manquante à l'aide de centrales à gaz de réserve, il faudrait théoriquement construire une douzaine de grandes centrales à gaz, ce qui est considéré comme inopportun tant pour des raisons politiques qu'économiques. Parallèlement, les simulations montrent que dans ce scénario, une réserve hydraulique seule (sur la base de la réserve d'énergie prévue dans l'acte modificateur) n'a guère d'effet, car elle n'apporte pas d'énergie supplémentaire au système. Une alternative efficace est une utilisation combinée de centrale à gaz de réserve avec une réserve hydraulique. En raison du volume de stockage limité, cette réserve hydraulique ne dispose certes que d'une énergie limitée, mais une répartition sur différentes installations lui permet en revanche de couvrir brièvement d'importants pics de puissance. La combinaison avec une réserve inhérente aux centrales à gaz permet de prolonger considérablement la « capacité à durer » de la réserve hydraulique et donc de l'optimiser - sans devoir la surdimensionner. À l'inverse, la puissance des centrales à gaz peut être minimisée. Le recours aux deux réserves intervient donc dans le cadre d'un mécanisme combiné. Dans ce contexte, les réserves ne doivent en principe être utilisées que lorsque le marché ne parvient plus à équilibrer l'offre et la demande, c'est-à-dire lorsqu'il ne ferme pas. Au moment de concrétiser le concept d'utilisation, on veillera à ce que le mécanisme ne produise de fausses incitations chez les acteurs du marché - p. ex l'utilisation pour des exportations supplémentaires ou le blocage de la production propre afin de provoquer des hausses de prix brutales sur le marché.

En maintenant ces réserves, il est ainsi possible d'intégrer un élément de sécurité supplémentaire qui, d'une part, n'affecte pas le marché et, d'autre part, réduit considérablement la probabilité de prendre les mesures de gestion beaucoup plus radicales prévues par la loi sur l'approvisionnement du pays (voir graphique ci-dessous).

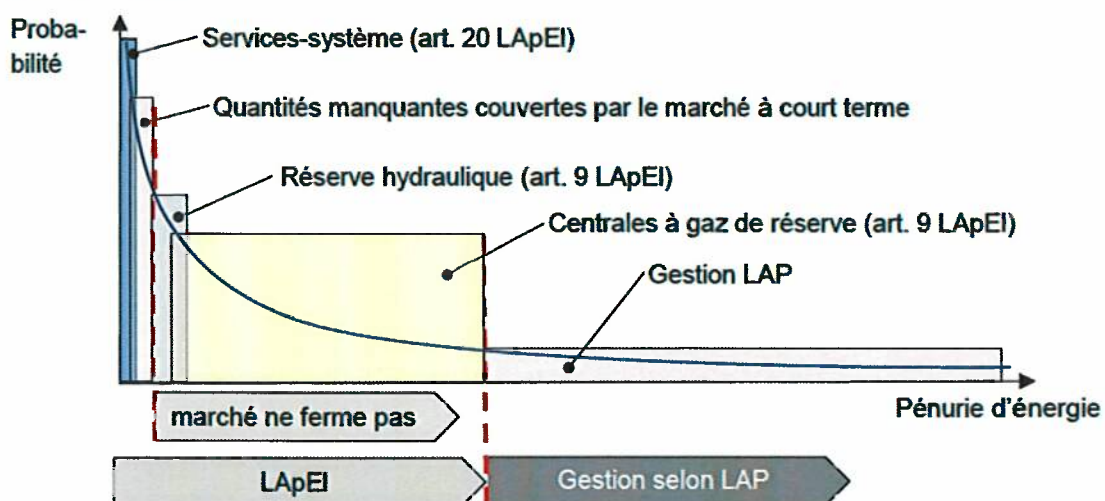


Figure 1: Utilisation de recours aux différentes mesures en fonction de la quantité d'électricité manquante

**Choix de la technologie :** En supposant que les centrales à gaz de réserve ne soient utilisées qu'en situation d'urgence, une centrale à turbine à gaz s'avère appropriée d'un point de vue technologique et économique. Une centrale à gaz à cycle combiné (CCC) ne serait davantage rentable que dans le cas de coûts de fourniture du combustible très élevés et d'une durée d'utilisation en augmentation. En revanche, des petites centrales à moteur à gaz se sont révélées peu adaptées. Elles seraient surtout intéressantes si elles pouvaient être utilisées en combinaison avec un soutirage thermique. Mais dans les scénarios de stress concernés, avec un recours très improbable et le cas échéant une durée d'exploitation relativement courte, une utilisation de la chaleur à des fins de chauffage serait pratiquement exclue.

**Dimensionnement :** Pour éliminer complètement l'ENS (Energy Not Supplied / fourniture d'énergie manquante), même dans les cas extrêmes et en cas de recours uniquement au moment où l'énergie manquerait, il faudrait une capacité additionnelle d'environ 6000 mégawatts. En combinaison avec l'installation d'une réserve hydraulique, la puissance nécessaire des centrales à gaz de réserve peut être limitée à environ 1000 mégawatts. Une répartition sur deux ou trois sites serait judicieuse dans l'optique du raccordement au gaz, mais aussi pour distribuer l'électricité. Pour la réalisation des réserves, il semble en outre opportun de procéder de manière échelonnée : avec la réserve hydraulique, il est possible de mettre en route sur un ou plusieurs sites un renforcement de la sécurité au moyen de centrales à gaz d'une puissance d'environ 200 à [REDACTED] mégawatts chacune. En fonction des besoins et de l'évolution de l'exposition aux risques, il est possible d'augmenter la puissance de réserve à l'aide d'expansions augmentant la capacité des centrales à gaz ou en passant à la technologie CCC (récupération des rejets de chaleur de la turbine à gaz).

**Sites :** Les sites potentiels ont été évalués et notés, entre autres, selon les critères suivants : [REDACTED]

[REDACTED] raccordement au réseau de gaz (capacité à disposition), logistique (raccordement ferroviaire) et possibilités de stockage pour un combustible potentiellement liquide ainsi qu'espace à disposition pour construire une CCC (> 3 hectares). [REDACTED]

**Stockage du gaz :** [REDACTED]

[REDACTED] Étant donné que pour ce scénario de risque il ne faut pas partir d'une pénurie concomitante de gaz à l'échelle européenne, le recours aux importations de gaz pour fournir l'électricité sur le territoire national représente un gain substantiel en termes de sécurité de l'approvisionnement. Dans ce scénario, un stockage supplémentaire de gaz en Suisse (possible uniquement de manière très limitée) semble peu judicieux dans une perspective de risque. Si les risques liés au gaz venaient à augmenter, il serait également possible, si nécessaire, d'équiper les centrales à gaz de réserve d'un combustible alternatif (p. ex. mazout). Au lieu d'installations de stockage du gaz, des réservoirs de mazout existant en Suisse pourraient être utilisés.

**Coûts :** Les investissements nécessaires pour deux centrales à turbines à gaz d'une puissance totale de 1000 mégawatts s'élèvent à environ 690 millions de francs. Avec une durée d'amortissement de 15 ans, le total des coûts fixes annuels pour le maintien de ces centrales s'élève à environ 65 millions de francs. Rapporté à la quantité d'énergie consommée annuellement en Suisse, cela représente un supplément d'environ 0,1 centime par kilowattheure. À titre de comparaison : la médiane des tarifs pour les clients finaux dans l'approvisionnement de base est d'environ 21 centimes par kilowattheure pour 2022. Ce chiffre ne tient pas compte des coûts supplémentaires liés à la réserve hydraulique. La base juridique pour le financement existe déjà avec l'art. 9, al. 4 et 5, LApEI. En procédant de manière échelonnée, les coûts seraient proportionnellement moins élevés.

**Neutralité climatique :** Les résultats de l'étude Frontier montrent que le recours aux centrales à gaz de réserve se limite à des situations d'approvisionnement particulièrement tendues. On peut donc s'attendre

à ce que, dans la majeure partie des années, les centrales ne fonctionnent que très brièvement à des fins de test. Concernant les émissions de gaz à effet de serre qui en résultent, il y a lieu de respecter les dispositions de la loi sur le CO<sub>2</sub> en vigueur. Si les émissions de CO<sub>2</sub> sont gérées par l'achat de certificats d'émission correspondants dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émission (SEQUE), elles sont réduites dans la même proportion ailleurs sur le marché européen. La loi sur le CO<sub>2</sub> exige en outre qu'il en résulte dans tous les cas un montant minimal pour la taxe sur le CO<sub>2</sub> correspondant à la valeur moyenne des coûts externes. Une exploitation alternative avec des combustibles issus de la biomasse serait théoriquement possible. Mais comme de tels combustibles sont aujourd'hui rares et ne représentent qu'une part de marché relativement faible, leur réservation pour les centrales à gaz de réserve aurait pour seul effet de soustraire ce type de gaz au marché et donc à des utilisations alternatives - il n'en résulterait aucune valeur ajoutée en matière de politique climatique.

Conclusion et recommandation de l'EICom :

Le maintien d'une énergie de réserve dans le cadre des centrales à accumulation existantes d'environ [REDACTED] gigawattheures, combinée à une énergie additionnelle provenant de centrales à gaz pouvant atteindre 1000 mégawatts, permet d'améliorer substantiellement la résilience de l'approvisionnement en électricité, notamment compte tenu des risques identifiés à l'horizon 2025, ainsi que la position de la Suisse dans les négociations relatives aux accords techniques nécessaires à la coopération internationale (dans le cadre du Synchronous Area Framework Agreement SAFA).

Les deux réserves sont conformes à « l'état de la technique » et peuvent être réalisées et financées sur la base du droit actuel (art. 9 LApEI). Une certaine incertitude subsiste en raison des dispositions cantonales, car celles-ci ne règlent pas explicitement la nécessité de centrales de réserve fossiles pour la sécurité d'approvisionnement.

Au vu du délai nécessaire à la mise en place de capacités de réserve, les travaux préparatoires devraient se poursuivre avec l'insistance nécessaire. L'EICom propose donc au Conseil fédéral d'initier notamment les démarches suivantes :

1. clarifier les questions de détail spécifiques aux sites ainsi que les procédures d'autorisation avec les cantons et communes concernés pour deux à trois centrales à gaz de réserve, et
2. préparer un projet de consultation pour une ordonnance relative à l'art. 9 LApEI pour des appels d'offres publics pour l'approvisionnement
  - [REDACTED]
  - de deux à trois centrales à gaz de réserve d'une puissance électrique totale pouvant atteindre environ 1000 mégawatt.