



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

Rapport du 14 avril 2026 à l'attention de la CEATE-N portant sur la nécessité et les coûts des centrales à gaz ou au méthanol neutres en CO₂

Mandat à l'administration – Nécessité et coûts des centrales à gaz ou au méthanol neutres en CO₂

L'administration est chargée de demander à l'EICom de lui remettre un rapport contenant des réponses aux questions suivantes :

- Quelle puissance (en TW et en TWh) issue de centrales à gaz ou au méthanol neutres en CO₂ (sur le marché ou hors marché) est nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement jusqu'en 2060, si les objectifs fixés par la loi sur l'énergie en matière de développement de nouvelles énergies renouvelables et de l'énergie hydraulique sont atteints ?
- Quelle puissance (en TW et en TWh) issue de centrales à gaz ou au méthanol neutres en CO₂ (sur le marché ou hors marché) est nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement jusqu'en 2060, si les objectifs fixés par la loi sur l'énergie en matière de développement de nouvelles énergies renouvelables et de l'énergie hydraulique sont atteints avec un retard de dix ans (objectif 2035) ou de cinq ans (objectif 2050) ?
- Quelle puissance (en TW et en TWh) issue de centrales à gaz ou au méthanol neutres en CO₂ (sur le marché ou hors marché) est nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement jusqu'en 2060, dans l'hypothèse où le développement de nouvelles énergies renouvelables et de l'énergie hydraulique n'atteindrait une puissance que d'environ 25 TWh d'ici 2050 et où, sans nouvelles centrales nucléaires, la différence par rapport aux objectifs de développement fixés par la loi sur l'énergie ne pourrait être compensée que par des centrales à gaz ou au méthanol ?
- Quelle puissance (en TW et en TWh) issue de centrales à gaz ou au méthanol neutres en CO₂ (sur le marché ou hors marché) est nécessaire pour garantir la sécurité de l'approvisionnement jusqu'en 2060, dans l'hypothèse où le développement de nouvelles énergies renouvelables et de l'énergie hydraulique n'atteindrait une puissance que d'environ 25 TWh d'ici 2050 et où la différence par rapport aux objectifs de développement fixés par la loi sur l'énergie devrait être compensée par une ou plusieurs nouvelles centrales nucléaires mises en service à partir de 2050/55 ? Cette mesure doit-elle également s'appliquer pour garantir la sécurité de l'approvisionnement en hiver en cas de défaillance d'une centrale nucléaire ?
- Pour cette estimation, il convient de se baser sur une consommation d'électricité moyenne et d'évaluer l'approvisionnement avec et sans accord sur l'électricité. Pour les centrales nucléaires existantes de Gösgen et de Leibstadt, il faut tabler sur une durée de vie de a) 70 et b) 80 ans.
- Il convient d'indiquer, dans chaque cas, quels sont les coûts de construction et d'exploitation des centrales à gaz ou au méthanol, à condition que celles-ci puissent être planifiées et réalisées dans un délai suffisant. Ces calculs doivent être effectués, d'une part, sur la base d'un fonctionnement exclusivement fossile (gaz et méthanol) et, d'autre part, en prévoyant une



Référence: BFE-421.2-13/4/3/5

augmentation progressive de la part des gaz ou au méthanol renouvelables (pour lesquels l'accent doit être mis sur l'importation et le stockage à hauteur de 90 %) jusqu'à atteindre 100 % d'ici 2050.

- Il convient de comparer ces coûts à ceux d'une ou de plusieurs nouvelles centrales nucléaires. À cette fin, il faut estimer, sur la base de valeurs empiriques nationales et étrangères, le montant qu'une éventuelle contribution fédérale devrait atteindre pour permettre la construction et l'exploitation de ces centrales.

Réponse de l'administration

Les Perspectives énergétiques 2050+ établies en 2020/2021 constituent les scénarios sur lesquels se base actuellement la Confédération¹. Afin de prendre en compte les évolutions les plus récentes, les résultats ont été ajustés à un niveau agrégé pour l'analyse ci-après. La consommation d'électricité a ainsi été adaptée sur la base des dernières tendances observées, en particulier dans le secteur de la mobilité électrique. En 2035, l'analyse part d'un besoin en électricité de 72 térawattheures (TWh), et de 83 TWh en 2050. Par ailleurs, elle se base sur les hypothèses que le mandat demande de retenir concernant le développement de la force hydraulique et des énergies renouvelables ainsi que la durée de vie des centrales nucléaires et la construction de nouvelles centrales nucléaires. Faute de temps, elle n'a pas été menée sur la base d'une modélisation intégrée du système électrique, laquelle serait indispensable. L'intégration de la production d'électricité et l'utilisation des flexibilités au sein du système électrique ne peuvent donc pas être représentées. En l'absence d'une modélisation détaillée, l'intégration du système suisse dans le système électrique européen ne peut pas non plus être représentée. Partant, la situation en matière d'approvisionnement avec un accord sur l'électricité ou sans un tel accord ne peut pas non plus être déterminée. Les nouvelles Perspectives énergétiques 2060, en cours d'élaboration à l'Office fédéral de l'énergie (OFEN), fourniront une modélisation détaillée des systèmes électriques suisse et européen ainsi que des analyses complètes de l'approvisionnement en électricité tel qu'il se présentera à l'avenir. Elles devraient être disponibles fin 2027.

Pour évaluer les capacités dont doivent nécessairement disposer les centrales à gaz, l'analyse part de l'hypothèse que, conformément à l'art. 2, al. 3, de la loi sur l'énergie (LEne ; RS 730.0), la quantité nette d'électricité importée durant le semestre d'hiver ne doit pas dépasser la valeur indicative de 5 TWh. Il convient de préciser que la valeur indicative n'a pas vocation à interdire les importations ou à restreindre le négoce, mais qu'elle constitue en premier lieu une base politique servant à développer, en Suisse, les capacités de production d'électricité en hiver. Il faut aussi préciser que le respect de cette valeur indicative ne signifie pas que la sécurité de l'approvisionnement en électricité est assurée. Pour évaluer la situation en matière de sécurité d'approvisionnement, des analyses exhaustives de l'adéquation du système, comme celles effectuées régulièrement notamment par la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), seraient nécessaires. En outre, il faut partir de l'idée que les importations d'électricité, qui sont moins chères que la production d'électricité issue de centrales à gaz indigènes, pourraient en règle générale dépasser ce chiffre de 5 TWh. La possibilité d'intégrer les centrales à gaz sur le marché n'a pas été étudiée. Cependant, la présente analyse part de l'hypothèse que les centrales à gaz produiront obligatoirement l'électricité dont la Suisse aura besoin afin qu'elle n'ait pas à importer plus de 5 TWh en hiver. Comme expliqué ci-avant, faute de modélisation détaillée,

¹ Prognos AG, INFRAS AG, 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+



Référence: BFE-421.2-13/4/3/5

il n'est pas possible de représenter la situation avec un accord sur l'électricité et la situation sans un tel accord.

La présente analyse porte exclusivement sur le semestre d'hiver. Le calcul du nombre de centrales à gaz a été fait en tenant compte d'installations disposant d'une puissance de 400 MW, qui seront exploitées en continu pendant environ 3800 heures au cours du semestre d'hiver. C'est sciemment que l'analyse n'a pas été menée sur la base d'une utilisation ininterrompue de ces centrales durant tout le semestre d'hiver (à savoir durant 4380 heures) ; en effet, une partie de leurs capacités est conservée pour servir en cas de défaillance d'une centrale nucléaire. Concernant les centrales nucléaires, l'analyse table sur une puissance de 1600 MW, qui seront exploités de façon ininterrompue (à savoir durant 4380 heures) durant le semestre d'hiver.

Le tableau ci-après montre la quantité d'électricité que devraient produire les centrales à gaz compte tenu des hypothèses précitées.

Il faut souligner que le besoin avéré de centrales supplémentaires n'est pas constant sur toute la période considérée. Ce besoin peut augmenter certaines années ou à certaines périodes, par exemple au moment où une centrale nucléaire est mise hors service. Le cas échéant, un nombre accru de centrales à gaz peut temporairement être nécessaire, alors que d'autres années, des capacités moindres peuvent suffire.

Hypothèses	Nombre max. de centrales à gaz d'ici 2060 (période de 2035 à 2060)	Production couverte par des centrales à gaz en 2035 et en 2050 [TWh]
a) durée de vie de fixée à 70 ans pour les centrales nucléaires b) durée de vie fixée à 80 ans pour les centrales nucléaires		
<u>Variante 1</u> : les objectifs fixés dans la LEné pour le développement de la production d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables et de la force hydraulique sont atteints.	a) 3 centrales à gaz b) 0 centrale à gaz	2035 : 0 TWh 2050 a) : 1,7 TWh 2050 b) : 0 TWh
<u>Variante 2</u> : les objectifs fixés dans la LEné pour le développement de la production d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables et de la force hydraulique sont atteints avec 10 ans de retard (objectif fixé pour 2035) et avec 5 ans de retard (objectif fixé pour 2050).	a) 4 centrales à gaz b) 2 centrales à gaz	2035 : 1,5 TWh 2050 a) : 2,9 TWh 2050 b) : 0 TWh
<u>Variante 3</u> : le développement de la production d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables et de la force hydraulique atteint environ 25 TWh au total d'ici à l'horizon 2050.	a) 9 centrales à gaz b) 5 centrales à gaz	2035 : 3,6 TWh 2050 a) : 9,5 TWh 2050 b) : 5,1 TWh
<u>Variante 4</u> : le développement de la production d'électricité issue des nouvelles énergies renouvelables et de la force hydraulique atteint environ 25 TWh au total d'ici à l'horizon 2050 et la différence par rapport aux objectifs fixés est compensée par une ou plusieurs nouvelles centrales nucléaires raccordées au réseau à partir de 2050/2055.	avant 2050 : 5 centrales à gaz ensuite : a) 2 centrales nucléaires b) 2 centrales nucléaires	2035 : 3,6 TWh 2050 a) : 0 TWh 2050 b) : 0 TWh



Référence: BFE-421.2-13/4/3/5

Il est nécessaire de développer la capacité de production via des centrales à gaz en particulier lorsque la trajectoire de développement des nouvelles énergies renouvelables est lente, ainsi que lorsque la durée de vie de 70 ans des centrales nucléaires arrive à son terme vers la fin de la période considérée et que celles-ci sont mises hors service. Dans les variantes 3 et 4, le développement des nouvelles énergies renouvelables retenu, soit 25 TWh, est faible. Pour atteindre cette valeur au moyen du seul photovoltaïque, il faudrait que cette forme de production d'énergie se développe à raison de 0,6 TWh par an. À titre de comparaison, de 2022 à 2024, le développement du photovoltaïque a atteint plus de 1 TWh par an en moyenne. Il convient en outre de souligner que la production indiquée pour les années de référence ne correspond pas obligatoirement à la production maximale des centrales à gaz. Dans la plupart des cas, leur production maximale survient au moment où une centrale nucléaire est mise hors service. Dans de telles situations, il est possible que la production des centrales à gaz augmente nettement étant donné que la limitation de la quantité nette d'électricité fixée à 5 TWh au maximum est strictement respectée dans l'hypothèse retenue. Dans la réalité, il ne faut cependant pas en conclure que de nouvelles centrales à gaz doivent être construites à titre temporaire pour de courtes périodes ; d'autres mesures (p. ex, importations, gestion de la charge ou capacités de réserve) seront vraisemblablement prises afin de couvrir de tels besoins à court terme.

Selon les *Axpo Energy Reports*², des centrales à gaz à cycle combiné fonctionnant aux énergies fossiles peuvent produire de l'électricité à un coût de revient allant de 87,4 à 126,2 CHF/MWh_{él} en 2035, selon que la taxe sur le CO₂ doit être versée ou non. Ces chiffres tiennent compte de la compensation des émissions de CO₂ via des certificats dans le cadre du système d'échange de quotas d'émission (SEQUE). Dans tous les cas, les coûts de capital s'élèvent à 1564 CHF/kW. L'estimation des coûts de revient dépend du nombre d'heures d'exploitation retenu pour les centrales à gaz.

Selon Axpo, le biogaz, le CDR³ et le e-méthanol, qui constituent des options à faibles émissions, ne seront vraisemblablement pas concurrentiels sur le marché européen de l'électricité en 2035 et ne seraient utilisés qu'à titre de capacités de réserve ou de secours. Axpo estime que, d'ici à 2050, les options à faibles émissions seront probablement nettement plus concurrentielles et que leurs coûts pourraient se rapprocher de ceux du méthane conventionnel, certificats SEQUE compris. Les incertitudes entourant ces options demeurent toutefois considérables.

Concernant l'échéance 2050, Axpo indique que les coûts de revient de l'électricité pour les centrales à gaz à cycle combiné atteignent 120,5 CHF/MWh_{él} avec le biogaz, 93,4 CHF/MWh_{él} avec le gaz naturel+CDR, 233,3 CHF/MWh_{él} avec le gaz naturel+CSC⁴ et 268 CHF/MWh_{él} avec l'hydrogène. Axpo estime que l'exploitation de centrales au moyen d'e-méthanol n'est pas concurrentielle. Les coûts de capital des centrales à gaz s'élèvent à 1402 CHF/kW, à 1472 CHF/kW si elles fonctionnent à l'hydrogène et à 2804 CHF/kW si elles fonctionnent au gaz naturel+CSC.

Actuellement, Axpo estime que les coûts de construction (sans les coûts de financement) d'une nouvelle centrale nucléaire atteindraient entre 7100 et 10 830 CHF₂₀₂₄/kW⁵. Les coûts de revient moyens se situeraient dans une fourchette allant de 80 à 155 CHF/MWh. Dans son rapport *Technology Monitoring of Nuclear Energy*⁶ de 2024, l'Institut Paul Scherrer (PSI) table sur des coûts de construction plus bas (en moyenne 5500 CHF/kW), les coûts de revient estimés étant alors plus bas aussi (de 70 à 120 CHF/MWh). Ces chiffres inférieurs pourraient découler du fait que, pour le rapport établi en 2024, le

² Axpo Energy Reports (www.axpo.com/ch/de/knowledge/energy-reports.html) : Rapport technologique sur le gaz, intitulé *Gasenergie* (en allemand) et *Gas Energy* (en anglais). Une synthèse est disponible en français.

³ *Carbon Dioxide Removal (CDR)*, en français « élimination du dioxyde de carbone atmosphérique » : le CO₂ émis est compensé ailleurs via des technologies à émissions négatives (NET)

⁴ Captage et stockage du carbone

⁵ Axpo Energy Reports (www.axpo.com/ch/de/knowledge/energy-reports.html) : Rapport technologique sur le nucléaire, intitulé *Kernenergie* (en allemand) et *Nuclear Energy* (en anglais). Une synthèse est disponible en français.

⁶ Siehe das Technologiemonitoring im Auftrag des BFE: Technology Monitoring of Nuclear Energy, abrufbar unter: www.bfe.admin.ch/bfe > Versorgung > Kernenergie > Aufgaben des BFE.



Référence: BFE-421.2-13/4/3/5

PSI s'est fondé sur des données figurant dans le rapport de 2017 et n'a donc pas tenu compte de l'évolution des coûts de ces dernières années.