



Feuille de route de l'AES Sécurité d'approvisionnement

Description des mesures

Aarau, le 9 septembre 2022

SOMMAIRE

1.	Contexte et priorités pour la sécurité d’approvisionnement.....	3
1.1	Les défis pour la stratégie énergétique et climatique ainsi que pour la sécurité d’approvisionnement.....	3
1.2	La sécurité d’approvisionnement ne fonctionne qu’en tant que système global	4
1.3	Il faut créer sans tarder les bases pour toutes les mesures – leur mise en œuvre prend du temps	5
2.	Les mesures pour la sécurité d’approvisionnement en détail.....	7
2.1	Consommation	7
2.2	Production et stockage centralisés et décentralisés.....	19
2.3	Négoce.....	45
2.4	Réseaux.....	55
2.5	Procédures et acceptation	73
2.6	Collaboration Suisse-UE en matière d’électricité.....	90
3.	Tableau des mesures.....	97
4.	Chronologie des modifications	99

1. Contexte et priorités pour la sécurité d’approvisionnement

1.1 Les défis pour la stratégie énergétique et climatique ainsi que pour la sécurité d’approvisionnement

Les conditions préalables à la stratégie énergétique et climatique de la Suisse sont bonnes. La Suisse dispose d’une bonne infrastructure de production et de réseau, et elle est intégrée dans le réseau européen au niveau technique. Elle risque pourtant de prendre du retard. Les conflits d’intérêts entre protection et utilisation, ainsi que les longues procédures d’autorisation entravent le développement rapide des énergies renouvelables. De plus, l’érosion de la collaboration transfrontalière met en péril la capacité d’importation et la stabilité du réseau.

Garantir la sécurité d’approvisionnement souhaitée par la société et la politique implique des investissements dans un système global, réalisés sur la base du marché en présence d’un cadre fonctionnel. Cependant, dans les faits, le marché n’envoie pas les signaux de prix ni les incitations à investir nécessaires à moyen et à long terme.

Les propositions du Conseil fédéral pour la sécurité d’approvisionnement et le développement des énergies renouvelables («Mantelerlass», loi sur l’accélération des procédures, mesures à court terme réserve hydraulique et centrales de réserve) vont dans la bonne direction. Elles doivent être optimisées et mises en œuvre rapidement. Mais, à elles seules, elles ne suffiront pas.

Dans la présente *Feuille de route de l’AES Sécurité d’approvisionnement*, l’AES présente une vue d’ensemble des mesures nécessaires de son point de vue et qui s’étendent sur toute la chaîne de création de valeur. Ces mesures se basent sur des positions de l’AES et d’entreprises membres. De plus, la Feuille de route reprend des mesures proposées par l’EICom (Bref rapport du 13 octobre 2021).

Le secteur de l’énergie et son environnement à la fois national et international évoluent sans cesse. Ces changements se répercuteront sur la sécurité d’approvisionnement et doivent constamment être intégrés à la vue d’ensemble des mesures nécessaires.

La vue d’ensemble a été publiée pour la première fois le 9 décembre 2021.¹ Depuis le 24 février 2022, le monde a changé. La Russie a attaqué l’Ukraine et la guerre sur le continent européen a entraîné une crise énergétique mondiale, dont l’épicentre se situe en Europe. Et ce, précisément à un moment où la Suisse et l’Europe vivent le plus grand bouleversement de leurs systèmes énergétiques et ont à surmonter d’énormes défis. Dans de nombreux pays européens, des centrales à gaz étaient prévues comme technologie de transition pendant la transformation du système énergétique. L’AES a revu ses quelque 40 mesures. Et elles restent valables. Déjà urgentes, elles sont simplement devenues encore plus pressantes du fait de la crise énergétique.

La présente description des mesures approfondit ces dernières et les concrétise au moyen de propositions de mise en œuvre. *La Feuille de route n’a pas pour objectif de présenter de mesures d’urgence pour surmonter une éventuelle situation de crise pendant l’hiver 2022/2023.*

¹ Feuille de route de l’AES: vue d’ensemble sur la sécurité d’approvisionnement, communiqué de presse de l’AES, 9.12.2021 <https://www.strom.ch/fr/actualites/feuille-de-route-de-laes-vue-densemble-sur-la-securite-dapprovisionnement>

1.2 La sécurité d’approvisionnement ne fonctionne qu’en tant que système global

La sécurité d’approvisionnement ne peut être garantie que moyennant une étroite interaction entre tous les acteurs, sous la forme d’un système global sur toute la chaîne de création de valeur, et ce de manière inséparable (système de bout en bout).

Les différents acteurs (secteur énergétique, Confédération, cantons, ElCom) partagent la responsabilité de ce système global qu’est la sécurité d’approvisionnement. La branche assume sa responsabilité. Des conditions-cadre politiques et réglementaires appropriées forment la base.

Le système global «sécurité d’approvisionnement en électricité» ne fonctionne que si tous les acteurs impliqués interagissent. C’est pourquoi la Feuille de route de l’AES présente une vue d’ensemble des mesures nécessaires, qui s’étendent sur toute la chaîne de création de valeur: consommation, production et stockage centralisés-décentralisés, négoce et réseaux. La Feuille de route prend également en compte les questions liées à l’acceptation, de même que les thèmes des procédures et de la collaboration Suisse-UE en matière d’électricité.

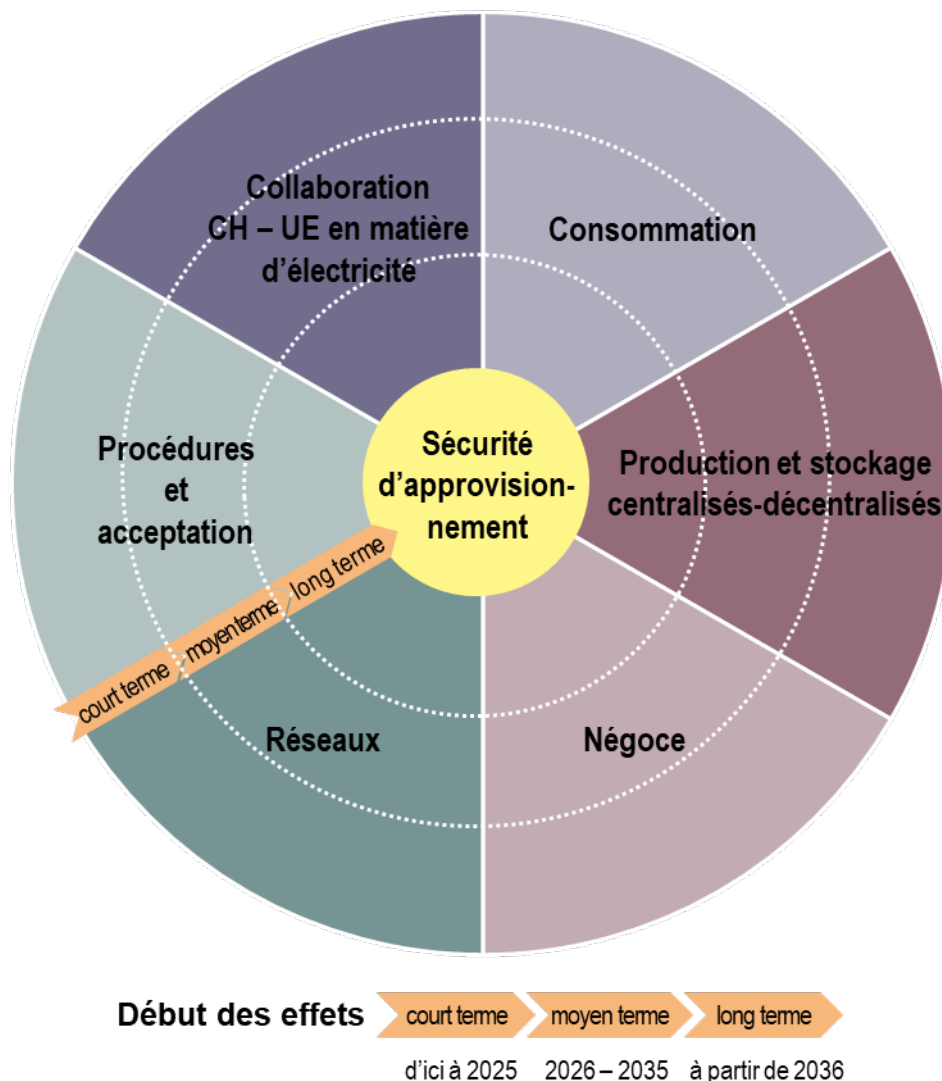


1.3 Il faut créer sans tarder les bases pour toutes les mesures – leur mise en œuvre prend du temps

Les mesures en faveur de la sécurité d’approvisionnement doivent être étudiées et lancées sans tarder, car certaines ne déploient leurs effets sur la sécurité d’approvisionnement qu’à moyen ou long terme.

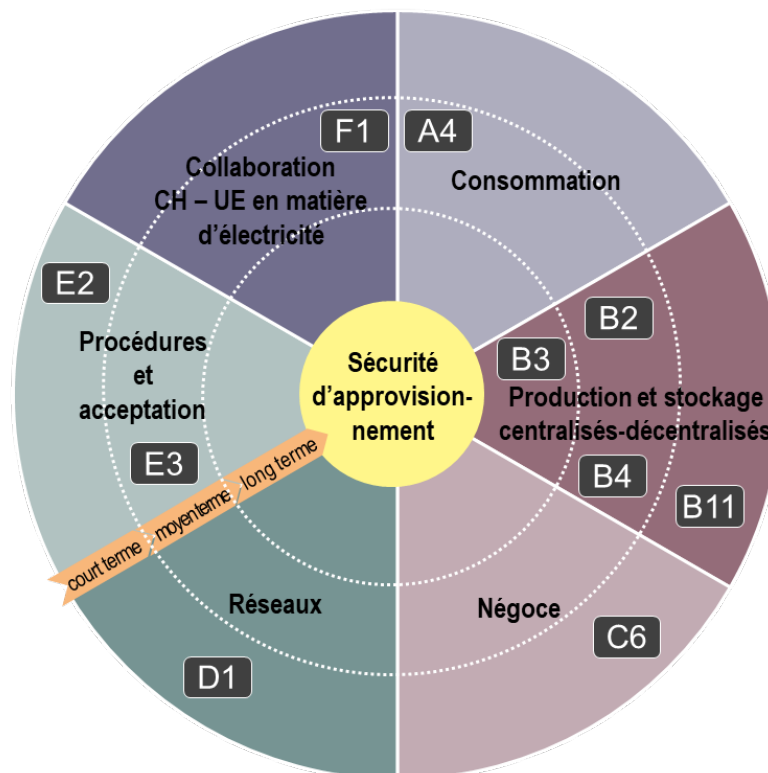
Pour la plupart des mesures, il faut d’abord créer les bases réglementaires avant de pouvoir les mettre en œuvre. Tandis que des optimisations et des adaptations de systèmes existants sont possibles à court terme et déploient rapidement leurs effets, les processus législatifs ainsi que la réalisation d’installations d’infrastructure (études de projet, financement, autorisation, construction) nécessitent du temps, de telle sorte que l’effet réel ne se fait sentir qu’à moyen terme.

Dans la Feuille de route de l’AES, les mesures sont représentées en fonction du délai dans lequel elles déploient leurs effets.



Les 10 mesures prioritaires pour la sécurité d'approvisionnement

- A4** Extension des conventions d'objectifs pour l'efficacité énergétique
- B2** Développement de la production hivernale issue du photovoltaïque alpin, de l'éolien, de la biomasse, de l'hydraulique
- B3** Développement de la capacité de stockage hydroélectrique pour l'hiver
- B4** Appels d'offres ouverts en termes de technologie pour la production d'électricité et de chaleur décentralisée et/ou centralisée
- B11** Établissement rapide d'une réserve d'énergie
- C6** Amélioration de la transparence de la capacité de transport du réseau (NTC) sur le réseau interconnecté
- D1** Garantir une certaine sécurité aux investissements dans la transformation/l'extension et la digitalisation des réseaux
- E2** Mise en œuvre modérée des prescriptions sur la protection de l'environnement et des eaux
- E3** Pesée des intérêts de protection/utilisation globale préalable
- F1** Accord bilatéral Suisse-UE

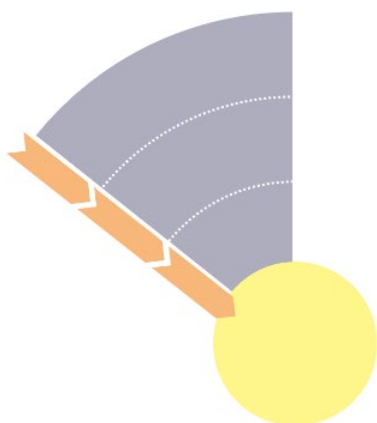


Début des effets court terme moyen terme long terme

d'ici à 2025 2026 - 2035 à partir de 2036

2. Les mesures pour la sécurité d’approvisionnement en détail

2.1 Consommation



Atteindre les objectifs de la stratégie énergétique et climatique en Suisse nécessite une décarbonisation et une décentralisation à large échelle, incluant une optimisation du système énergétique global au moyen du couplage des secteurs. L’élément-clé pour cela est une forte électrification. De ce fait, la consommation d’électricité augmentera fortement (de 28% au min.). Avec le développement du photovoltaïque dans les zones résidentielles, les consommateurs deviennent de plus en plus aussi des producteurs (*prosumers*). Des approches innovantes sont nécessaires pour commercialiser cette énergie. Un degré élevé d’efficacité énergétique deviendra un pilier de la sécurité d’approvisionnement. L’utilisation du potentiel de flexibilité prend une importance croissante.

Liste des mesures

- Ouverture complète du marché de l’électricité pour intégrer les énergies renouvelables décentralisées (mesure A1)
- Utilisation de la flexibilité (mesure A2)
- Extension des conventions d’objectifs pour l’efficacité énergétique (mesure A4)
- Standards d’efficacité et de bâtiment (mesure A5)
- Facilitation du couplage des secteurs (mesure A6)

■ Ouverture complète du marché de l'électricité* pour intégrer les énergies renouvelables décentralisées (mesure A1)

Mesure A1	
Ouverture complète du marché de l'électricité* pour intégrer les énergies renouvelables décentralisées: rendre possibles des solutions basées sur le marché	
Objectif de la mesure	Début des effets
Solutions innovantes pour la décentralisation	court terme

* Position de l'AES: neutre

Il existe des arguments aussi bien favorables que défavorables à l'ouverture complète du marché de l'électricité. Il s'agit toutefois d'éviter une ouverture du marché indirecte et tacite, qui entraînerait des incitations erronées, des surréglementations et des inefficacités.

Pour accélérer et soutenir la transformation de l'approvisionnement énergétique, il faut des solutions et des moteurs innovants qui apportent de nouvelles pistes de solution axées sur l'avenir. Celles-ci doivent notamment permettre aussi une participation active des consommateurs finaux à l'approvisionnement énergétique et soutenir les fournisseurs d'énergie dans l'optimisation de la consommation propre et de l'approvisionnement. L'ouverture du marché ouvrirait également la possibilité de mettre en œuvre à grande échelle de telles solutions innovantes, telles que les marchés de l'électricité de proximité. Avec une ouverture du marché, tout consommateur final, même avec une consommation annuelle inférieure à 100 MWh, pourrait choisir librement son fournisseur d'énergie et les produits qu'il propose, conçus en fonction des besoins de la clientèle (production provenant de centrales spécifiques, stockage, *pooling*, etc.).

D'un point de vue réglementaire, il serait sensé de renoncer totalement à un approvisionnement de base et réduire ainsi réellement la charge réglementaire pour les fournisseurs. Dans un marché libéralisé, les fournisseurs élaborent, de leur propre initiative, des offres adaptées au marché (c.-à-d. aux besoins des consommateurs) dans le but de fidéliser leur clientèle. Le marché génère donc des offres adéquates et, grâce à celui-ci, les clients peuvent choisir à tout moment leur fournisseur, ce qui a un effet disciplinant sur les fournisseurs.

L'AES reconnaît que l'approvisionnement de base répond à un besoin politique, pour autant que le bilan de la situation tiré après l'échec de la Loi sur le marché de l'électricité dans les urnes en 2002 soit toujours d'actualité. Si l'approvisionnement de base est maintenu, il convient de renoncer à réguler les prix, étant donné qu'une telle régulation restreint la marge de manœuvre pour concevoir des produits: les clients à l'approvisionnement de base pourraient choisir tous les ans entre une fourniture à l'approvisionnement de base ou au marché libre. En contrepartie, le fournisseur de l'approvisionnement de base s'engage chaque année à fournir à ses clients l'électricité à un prix fixe et publié à l'avance.

Avec une ouverture complète du marché de l'électricité, l'obligation de reprise et de rétribution ne pourra plus rester du ressort du gestionnaire de réseau. La production d'électricité issue du photovoltaïque augmentera massivement (de 2,6 TWh en 2020 à env. 34 TWh en 2050, selon les Perspectives énergétiques 2050+). La majorité des installations photovoltaïques seront de petite taille et placées sur des toitures. Avec de telles quantités, l'obligation de reprise et de rétribution de ce courant, qui incombe aujourd'hui au gestionnaire de réseau de distribution, devra être repensée. Au lieu de 600 solutions différentes, il faudrait, à

l'avenir, n'en avoir qu'une seule, et ce en créant un organe centralisé qui reprenne le courant à l'échelle suisse et qui le rétribue de manière uniforme.

Mise en œuvre de la mesure A1

Mesures d'accompagnement en cas d'ouverture complète du marché de l'électricité:

Régulation des prix

Loi sur l'approvisionnement en électricité/«Mantelerlass»:

Art. 6 Approvisionnement de base

- 1 Les consommateurs finaux dont la consommation annuelle est inférieure à 100 MWh par site de consommation et qui ne font pas ou plus usage de leur droit d'accès au réseau ont le droit d'être approvisionnés en électricité en tout temps par le gestionnaire de réseau de leur zone de desserte, dans la quantité d'électricité qu'ils désirent ~~et à des tarifs adéquats~~ (approvisionnement de base).
- 3 Les tarifs de l'approvisionnement de base sont valables pour un an et sont uniformes pour les consommateurs finaux présentant des profils de soutirage similaires. ~~Ils sont considérés comme adéquats s'ils se situent dans la fourchette des prix du marché de produits électriques comparables durant l'année concernée (prix comparatifs du marché).~~
- 4 Le Conseil fédéral ~~fixe les principes applicables à la détermination des prix comparatifs du marché.~~ Il peut édicter des prescriptions concernant la composition du produit électrique standard.

Obligation de reprise et de rétribution

Loi sur l'énergie:

Art. 15 Obligation de reprise et de rétribution de l'électricité

- 1 Un organe indépendant (organe de reprise) est tenu de reprendre et de rétribuer de manière appropriée, dans toute la Suisse, l'électricité qui lui est offerte provenant d'énergies renouvelables et d'installations à couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles.
- 2 L'organe de reprise est désigné dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres. Le Conseil fédéral règle les modalités.
- 3 L'organe de reprise vend l'énergie reprise sur le marché.
- 4 Les obligations de reprise et de rétribution ne s'appliquent à l'électricité que si la commercialisation directe devait se traduire pour les exploitants par une charge disproportionnée, notamment pour les petites installations. Le Conseil fédéral règle les modalités.
- 5 La rétribution de l'électricité se fait sur la base du prix de marché de référence (art. 23).
- 6 Le présent article s'applique également lorsque le producteur bénéficie d'une contribution d'investissement au sens du chapitre 5. Il ne s'applique pas tant que le producteur participe au système de rétribution de l'injection (art. 19).

■ Utilisation de la flexibilité (mesure A2)

Mesure A2	
Utilisation de la flexibilité	
Objectif de la mesure	Début des effets
Report temporaire de la consommation et de la production décentralisée	court terme

L'utilisation des flexibilités existantes joue notamment un rôle important pour l'intégration des énergies décentralisées et renouvelables dans le système. La flexibilité contribue à une transformation efficace jusque dans les structures décentralisées.

Du côté de la consommation, les voitures électriques, les pompes à chaleur et les installations photovoltaïques en combinaison avec des batteries constitueront à l'avenir un potentiel de flexibilité significatif. Afin que les détenteurs de ces flexibilités puissent participer activement, en tant qu'acteurs, à l'optimisation du système énergétique, il est nécessaire de supprimer les obstacles réglementaires, de créer de nouveaux modèles tarifaires et de procéder à une digitalisation et à une automatisation des commandes et des processus. Par le passé, les coûts de l'énergie et de l'utilisation du réseau étaient plutôt bas pour les ménages et les petites entreprises si on les rapporte au budget du ménage/de l'entreprise. Pour certains utilisateurs, ils ne sont pas significatifs. C'est pourquoi utiliser la flexibilité auprès du fournisseur/du détenteur doit être une solution simple à comprendre et bon marché.

Selon les propositions formulées par le Conseil fédéral dans le «Mantelerlass», les détenteurs de flexibilité sont libres d'utiliser eux-mêmes leur flexibilité (auto-optimisation au moyen de photovoltaïque, etc.) ou de proposer celle-ci pour une utilisation en faveur du marché, du système ou du réseau. Il n'existe donc pas d'obligation contractuelle et les différentes utilisations sont en concurrence les unes par rapport aux autres (concernant l'importance particulière de la flexibilité en faveur du réseau, voir mesure D7). Il convient donc de renoncer à des prescriptions réglementaires relatives à la rétribution de la flexibilité ainsi qu'aux réglementations contractuelles correspondantes.

Depuis 2018, l'utilisation de tels systèmes de commande et de réglage intelligents nécessite le consentement explicite des détenteurs de la flexibilité². Étant donné qu'il est très compliqué d'obtenir ce consentement, on observe un recul dans l'utilisation des systèmes de commande depuis l'introduction de cette réglementation³. Le fonctionnement de ce marché des flexibilités dépend par conséquent de la disposition et de l'intérêt des détenteurs de flexibilité à proposer cette flexibilité. L'introduction d'une solution *opt-out* pour l'utilisation de flexibilités pour l'efficacité du réseau permettrait de lever cet obstacle sans restreindre les droits des détenteurs de flexibilité.

² Art. 17b, al. 3 LApEI: L'utilisation de systèmes de commande et de réglage intelligents requiert le consentement des consommateurs finaux, des producteurs et des agents de stockage chez lesquels ils sont installés.

³ Stratégie énergétique 2050, Rapport de monitoring 2021, Version détaillée, OFEN, décembre 2021; cf. chapitre «Systèmes de commande et de réglage (flexibilité)»
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/statistik-und-geodaten/monitoring-energiestrategie-2050.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZnlvcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA3NzQ=.html>



Mise en œuvre de la mesure A2

- Une réglementation législative détaillée entrave la mise en place d'un marché de flexibilité et le développement de nouvelles solutions qui répondraient aux besoins futurs de la clientèle, des gestionnaires de réseau et d'autres utilisateurs.

■ Extension des conventions d'objectifs pour l'efficacité énergétique (mesure A4)

Mesure A4	
Extension des conventions d'objectifs pour l'efficacité énergétique: désormais aussi pour l'immobilier et la mobilité	
Objectif de la mesure	Début des effets
Efficacité énergétique	moyen terme

Les mesures d'efficacité énergétique et d'économies d'énergie soutiennent la sécurité d'approvisionnement. C'est pourquoi il faudrait étendre les conventions d'objectifs (consommation d'énergie et d'électricité, émissions de CO₂), qui ont fait leurs preuves, à tous les secteurs et consommateurs.

L'AES considère que les engagements pris en faveur de réductions sont un instrument approprié. En font notamment partie les mesures d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de CO₂, qui contribuent à la sécurité d'approvisionnement. L'effet incitatif obtenu en lien avec la possibilité d'exonération de la taxe au moyen d'une convention d'objectifs se manifeste dans la réalisation des objectifs intermédiaires fixés pour l'économie.^{4,5} La législation devrait par conséquent être conçue de telle sorte que d'autres consommateurs finaux de tous les secteurs (p. ex. aussi de l'immobilier et de la mobilité) puissent également conclure une convention d'objectifs. Ceci doit d'une part inclure la possibilité d'obtenir le remboursement de la taxe sur le CO₂ si l'engagement de réduire les émissions est respecté, et d'autre part d'obtenir le remboursement total ou partiel du supplément réseau si l'engagement relatif à l'efficacité électrique ou aux économies d'électricité est respecté.

Les processus pour la conclusion d'une convention d'objectifs et le remboursement de taxes doivent être le moins bureaucratique et le plus modéré possible afin de ne pas ériger d'obstacles inutiles.

Le domaine d'application et le mécanisme des conventions d'objectifs pourraient être mis en œuvre comme suit dans les domaines de l'efficacité énergétique et de la réduction du CO₂, d'une part, et de l'efficacité électrique, d'autre part:

Efficacité énergétique / réduction du CO₂

- Extension des conventions d'objectifs à titre volontaire ayant fait leurs preuves à toutes les (nombreuses petites) entreprises (PME) en Suisse et à d'autres consommateurs dans tous les secteurs (Loi sur le CO₂)
- Efficacité énergétique ou réduction du CO₂: respect de la trajectoire de réduction convenue
- Remboursement (exonération) de la taxe sur le CO₂ en cas de réalisation des objectifs

Efficacité électrique

- Extension des conventions d'objectifs à titre volontaire ayant fait leurs preuves à toutes les (nombreuses petites) entreprises (PME) en Suisse et, le cas échéant, à d'autres consommateurs dans tous les secteurs (Loi sur l'énergie)

⁴ Objectifs de la politique climatique, examen de l'objectif 2020, site Internet de l'OFEV
<https://www.bafu.admin.ch/bafu/fr/home/themes/climat/info-specialistes/reduction-emissions/realisation-objectifs/objectif-2020.html>

⁵ Réalisations des conventions d'objectifs, site Internet de l'AEnEC
<https://enaw.ch/fr/ueber-uns/realisation/?nocache=1>

- Efficacité électrique: mettre en œuvre toutes les mesures économiquement viables (répétitions éventuellement possibles)
- Remboursement (exonération) du supplément réseau en cas de réalisation des objectifs
- Financement via le supplément réseau de 0,1 ct. réservé aux appels d'offres publics. En lieu et place des appels d'offres publics ou à la charge du budget des appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité

Le Conseil fédéral étudie un système avec une taxe incitative sur le prix de l'électricité («système incitatif en matière d'électricité»)⁶. Toutefois, du point de vue de l'AES, un système incitatif en matière d'électricité n'est pas un levier adéquat. Un levier qui vise la consommation d'énergies fossiles, et non de celle des énergies renouvelables est plus cohérent avec la stratégie énergétique et climatique. En conséquence, les incitations posées jusqu'à présent visaient à remplacer les applications fossiles par des électriques. Un système incitatif en matière d'électricité serait donc aussi problématique, car en règle générale il n'existe aucune alternative à la consommation d'électricité. En outre, lors du prélèvement d'une taxe, il n'est pas possible de faire la distinction entre la consommation d'électricité souhaitée (électrification) et non souhaitée.

Mise en œuvre de la mesure A4

Loi sur le CO₂:

Art. 31 Engagement à réduire les émissions de gaz à effet de serre

1 La taxe sur le CO₂ est remboursée sur demande aux exploitants d'installations ~~de certains secteurs économiques~~ pour autant qu'ils s'engagent envers la Confédération à limiter leurs émissions de gaz à effet de serre dans une proportion donnée d'ici à 2030 ~~2020~~ (engagement de réduction) et qu'ils fassent rapport chaque année sur les efforts consentis.

2 Le Conseil fédéral tient notamment ~~désigne les secteurs économiques en tenant compte~~ des éléments suivants:

- a. la relation entre la charge constituée par la taxe sur le CO₂ et la valeur ajoutée du secteur concerné;
- b. l'importance de l'entrave constituée par la taxe sur le CO₂ pour la compétitivité internationale du secteur concerné.

Ordonnance sur le CO₂:

Annexe 7

Biffer

Loi sur l'énergie:

Art. 39 Ayants droit

Biffer

⁶ Message du Conseil fédéral concernant la loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables, 18.6.2021; cf. chapitre 3.1.5.1
<https://www.admin.ch/opc/fr/federal-gazette/2021/1666.pdf>

Alternativement:

Art. 39 Ayants droit

- 1 ~~Les entreprises obtiennent le remboursement intégral ou partiel du supplément qu'elles ont acquitté dans la mesure où elles s'engagent envers la Confédération à réduire leur consommation d'électricité. Les consommateurs finaux dont les frais d'électricité représentent au moins 10 % de la valeur ajoutée brute obtiennent le remboursement intégral du supplément qu'ils ont acquitté.~~
- 2 ~~Les consommateurs finaux dont les frais d'électricité représentent au moins 5 % mais moins de 10 % de la valeur ajoutée brute obtiennent un remboursement partiel du supplément qu'ils ont acquitté; le montant du remboursement est fixé en fonction du rapport entre les frais d'électricité et la valeur ajoutée brute.~~
- 3 ~~N'ont pas droit au remboursement les consommateurs finaux de droit public ou de droit privé qui assument principalement une tâche de droit public en vertu d'une disposition légale ou contractuelle. Ces consommateurs finaux obtiennent toutefois le remboursement du supplément qu'ils ont acquitté pour l'exploitation de grandes installations de recherche au sein d'établissements de recherche d'importance nationale, indépendamment de leur intensité électrique; le Conseil fédéral désigne ces grandes installations de recherche.~~

Art. 40 Conditions

Le remboursement du supplément est accordé aux conditions suivantes:

- a. ~~le consommateur final s'est engagé par une convention d'objectifs avec la Confédération à mettre en œuvre toutes les mesures d'efficacité énergétique économiquement viables accroître son efficacité énergétique;~~
- b. le consommateur final fait régulièrement rapport à ce sujet à la Confédération;
- c. le consommateur final a déposé une demande pour l'exercice considéré;
- d. ~~le montant remboursé au cours de l'exercice considéré est d'au moins 20 000 francs.~~

Loi sur l'énergie («Mantelerlass»):

Art. 32 Appels d'offres publics pour les mesures d'efficacité

- 3 ~~Il peut, en complément à l'al. 1, prévoir des programmes à l'échelle nationale, adjudés par appels d'offres directs, pour les mesures visées à l'al. 1, let. a.~~

■ Standards d'efficacité et de bâtiment (mesure A5)

Mesure A5	
Standards d'efficacité et de bâtiment: examen d'un durcissement de standards existants ou d'une introduction de nouveaux standards	
Objectif de la mesure	Début des effets
Efficacité énergétique	moyen terme

L'électrification place toujours plus la consommation d'électricité au centre de l'attention. Pour atténuer le plus possible la hausse de la consommation, l'efficacité est nécessaire d'une part dans le secteur des bâtiments et d'autre part au niveau de la consommation d'électricité (pour la chaleur ambiante, la mobilité, l'éclairage, l'énergie de processus, etc.).

Le secteur du bâtiment présente un énorme potentiel d'économie ainsi qu'un grand intérêt économique. Le Certificat énergétique cantonal des bâtiments (CECB) permet de visualiser les possibilités techniques dans le domaine, tandis que le programme Bâtiments encourage leur mise en œuvre concrète. Ceux-ci se basent sur le modèle de prescriptions énergétiques des cantons (MoPEC), qui comprend des mesures relatives à l'enveloppe du bâtiment ou au remplacement des systèmes de chauffage. Il convient de continuer à pousser ces mesures en tenant compte également de l'efficacité électrique.

Les chauffages électriques à résistance consomment actuellement environ 2,8 TWh d'électricité en hiver. Le remplacement plus généralisé de ces chauffages à résistance par des pompes à chaleur pourrait permettre d'économiser quelque 2 TWh. Aucun nouveau chauffage électrique ne devrait être installé; de plus, il faut veiller à ce que le remplacement des chauffages électriques existants progresse rapidement. Les cantons font d'ores et déjà différents efforts pour réduire la consommation. En outre, la Confédération prévoit un catalogue de mesures (en particulier l'interdiction de nouveaux chauffages électriques, l'obligation d'assainissement, la hausse des fonds d'encouragement pour le remplacement, des offres de conseil)⁷.

Étant donné qu'il existe, dans le domaine de la chaleur des bâtiments, des alternatives équivalentes avec une efficacité énergétique supérieure, l'AES considère que l'interdiction de nouvelles installations et une obligation de remplacement des chauffages électriques sont supportables dans l'optique d'une garantie de la sécurité d'approvisionnement, bien qu'il s'agisse d'une interdiction de technologie.

Il faut choisir et adapter les installations électriques en fonction de chaque situation réelle et de l'utilisation qui en sera faite, et elles doivent présenter une qualité technique élevée. Il est donc essentiel de disposer d'informations et d'offres de conseil compréhensibles et faciles d'accès (conseillers/ères en énergie et en efficacité énergétique) afin d'atteindre une utilisation de l'électricité optimale et efficace. De plus, il faut aspirer à ce que le plus possible d'installations (p. ex. systèmes de chauffage et de refroidissement) présentent les prérequis techniques pour la commande à distance. L'utilisation par des tiers en vue d'optimiser le système énergétique, ainsi que les applications smart home présupposent qu'ils puissent y accéder et que les différents composants soient compatibles. Cela doit être garanti par des normes.

⁷ Sécurité d'approvisionnement: le Conseil fédéral met en place une réserve hydroélectrique dès l'hiver prochain et prévoit des centrales de réserve, communiqué de presse DETEC, 17.2.2022
<https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/detec/medias/communiqués-de-presse/msg-id-87202.html>

Les prescriptions et les catégories d'efficacité énergétique pour les appareils et les installations doivent être vérifiées et adaptées en continu (étiquettes-énergie, Ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique).

Les pouvoirs publics disposent d'un grand potentiel d'efficacité (infrastructures, régies publiques et immobilier) et peuvent ainsi assumer un rôle de modèle. Par exemple, le remplacement de lampes traditionnelles par des LED dans l'éclairage des rues peut permettre d'économiser 50% de courant électrique⁸. Le pilotage et la réduction du flux lumineux aux heures où le trafic est faible peuvent permettre de faire baisser les besoins en électricité de 35% supplémentaires⁹.

Mise en œuvre de la mesure A5

- Poursuite du développement des prescriptions d'efficacité des bâtiments en tenant compte de l'efficacité électrique.
- Accélération du remplacement des chauffages électriques à résistance et interdiction de nouveaux chauffages de ce type.
- Qualité technique la plus élevée possible des appareils et des installations et standardisation de la commande à distance (y c. conseil et sensibilisation).
- Contrôle et adaptation des prescriptions d'efficacité (étiquette-énergie).
- Fonction de modèle des pouvoirs publics.

⁸ L'éclairage efficace des rues avec des leds, SuisseEnergie, OFEN, juillet 2016
<https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/8361>

⁹ Éclairage public efficient, Recommandations aux autorités communales et aux exploitants de réseaux d'éclairage, SuisseEnergie, S.A.F.E., N° 14/2020
https://www.topstreetlight.ch/uploads/ratgeber/SB_Flyer_2020_f.pdf

■ Facilitation du couplage des secteurs (mesure A6)

Mesure A6	
Facilitation du couplage des secteurs: intégration régulatoire des secteurs	
Objectif de la mesure	Début des effets
Optimisation du système énergétique global (couplage des secteurs de l'électricité, du gaz, de la chaleur, de la mobilité)	moyen terme

Le couplage des secteurs est l'un des éléments-clés pour faire avancer d'un grand pas la décarbonisation de l'économie et de la société. Il comprend entre autres l'électrification et la conversion des agents énergétiques renouvelables les uns dans les autres et leur utilisation dans différents secteurs. Ainsi, le couplage des secteurs offre des possibilités supplémentaires pour un approvisionnement énergétique renouvelable et il contribue à davantage d'efficacité et de flexibilité. Cela soutient l'optimisation de l'approvisionnement énergétique dans son ensemble.

Aujourd'hui, ce sont en particulier les différences de tarification du CO₂ dans les différents secteurs, ainsi que le fait que la qualité et l'origine renouvelable et/ou neutre en CO₂ ne puissent pas être prouvées et identifiées pour tous les agents énergétiques qui représentent de gros obstacles au développement du couplage des secteurs.

Une régulation équivalente pour tous les secteurs serait particulièrement nécessaire pour inciter à développer et à utiliser de manière accrue les technologies du couplage des secteurs (harmonisation des législations en la matière au niveau fédéral ainsi que des prescriptions cantonales). Cela implique d'internaliser complètement les coûts externes des émissions de CO₂ et d'appliquer une tarification du CO₂ équivalente à tous les secteurs, également à ceux dans lesquels les émissions de CO₂ n'avaient pas encore été directement taxées jusqu'à présent.

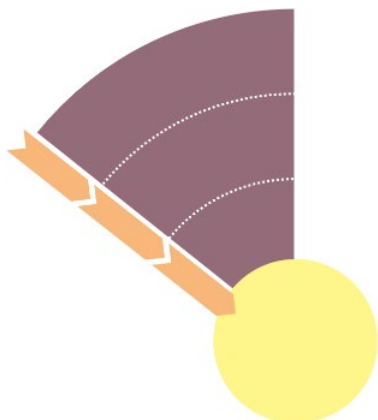
À l'avenir, le biogaz et le gaz de synthèse renouvelable et basé sur l'électricité remplaceront toujours plus le gaz naturel. L'infrastructure du réseau gazier continuera donc d'être nécessaire. Il convient par conséquent de remettre en question le démantèlement d'infrastructures de gaz, car cesser l'exploitation des réseaux de distribution de gaz complique le couplage décentralisé des secteurs et, partant, l'utilisation des potentiels de flexibilité correspondants.

De plus, la mise en place et la compétitivité du couplage des secteurs sont tributaires d'une multitude d'autres facteurs, régulatoires et relatifs au marché. En font partie une rétribution de la mise à disposition de flexibilité (cf. par exemple la proposition dans le cadre du «Mantelerlass»), ainsi que des variations des prix de l'électricité plus fréquentes et plus fortes (en raison du développement d'énergies renouvelables dont la production est injectée de manière fluctuante et de la suppression d'énergie en ruban telles que les centrales nucléaires et à charbon).

Mise en œuvre de la mesure A6

- Il faut une internalisation équivalente des coûts externes des émissions de CO₂ dans tous les secteurs.
- Il faut des conditions-cadre harmonisées dans les différentes législations correspondantes (LApEI, LEne, Loi sur le CO₂, LApGaz). De la même façon, une harmonisation des législations cantonales (MoPEC) est également nécessaire.

2.2 Production et stockage centralisés et décentralisés



Toutes les énergies renouvelables doivent apporter leur contribution. La majeure partie du développement des énergies renouvelables revient au photovoltaïque (34 TWh sur 39 TWh), majoritairement décentralisé. Pour que l’approvisionnement en électricité soit largement renouvelable, le maintien de l’hydraulique ainsi que son développement supplémentaire sont impératifs. L’approvisionnement hivernal, en tant que défi pour la sécurité d’approvisionnement, nécessite une optimisation de la production supplémentaire en vue de la production hivernale. Outre le fort développement de toutes les énergies renouvelables, il est nécessaire de développer la capacité hivernale centralisée tout comme décentralisée. De plus, il faut aussi des solutions pour le stockage saisonnier.

Outre ces centrales qui interviennent sur le marché, des réserves doivent être constituées en dehors du marché pour pouvoir gérer des situations extraordinaires. Il faut distinguer la réserve d’énergie (au sens du «Mantelerlass») et les centrales *back-up* (au sens d’une réserve stratégique).

Afin d’éviter les interactions avec le marché, il faut définir et mettre en place une structure organisationnelle indépendante (rôles et tâches) et un mécanisme objectif régissant le prélèvement d’énergie.

Liste des mesures

- Optimisation du photovoltaïque décentralisé pour la production hivernale (mesure B1)
- Développement de la production hivernale issue du photovoltaïque alpin, de l’éolien, de la biomasse, de l’hydraulique (mesure B2)
- Développement de la capacité de stockage hydroélectrique pour l’hiver (mesure B3)
- Appels d’offres ouverts en termes de technologie pour la production d’électricité et de chaleur décentralisée et/ou centralisée (mesure B4)
- Maintien de la prime de marché pour la grande hydraulique (mesure B5)
- Contributions d’investissement pour les rénovations des installations hydroélectriques (mesure B6)
- Adaptation de la redevance hydraulique aux conditions-cadre économiques et réglementaires (mesure B7)
- Égalité de traitement des technologies de stockage (mesure B8)
- Solutions pour le stockage saisonnier (mesure B9)
- Poursuite de l’exploitation sûre des centrales nucléaires (mesure B10)
- Établissement rapide d’une réserve d’énergie (mesure B11)
- Appel d’offres pour des centrales *back-up* (mesure B12)
- Création de nouveaux rôles pour les réserves en dehors du marché (mesure B13)

Mise en contexte des mesures pour le développement de la production d'électricité

<p>Mise à disposition</p> <p>Instruments</p>	<p>via le marché (vendu/négocié sur le marché <i>energy-only</i>, cas normal)</p>	<p>hors du marché (<i>back-up</i>) (recours uniquement lorsque le marché ne s'équilibre pas, c.-à-d. que la demande est supérieure à l'offre; quelques heures par année)</p>
<p>Développement des énergies renouvelables (production en fonction des ressources)</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Contributions d'investissement pour l'hydraulique, l'éolien, la biomasse, la géothermie, le photovoltaïque, art. 25, 26, 27 LEné → voir mesures B1, B2 – Appels d'offres pour les grandes installations photovoltaïques, art. 25a LEné → voir mesures B1, B2 	
<p>Approvisionnement sûr (stockage et puissance assurée)</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Contributions d'investissement pour les centrales hydrauliques à accumulation pour le stockage hivernal (liste de projets Table ronde), art. 9^{bis}, al. 2 LApEI → voir mesure B3 – Appels d'offres pour la production électrique en hiver (disponibilité assurée et climatiquement neutre), art. 9^{bis}, al.3 LApEI → voir mesure B4 	<ul style="list-style-type: none"> – Appels d'offres pour la réserve d'énergie (réserve hydroélectrique par voie anticipée, ultérieurement aussi d'autres technologies et consommation), art. 8a LApEI et nouvelle OIRH → voir mesure B11 – Mise à disposition de centrales de réserve, pour le moment basé sur art. 9 LApEI, art. 5 LAP → voir mesure B12

Voir mesures B1, B2, B3, B4, B11, B12

■ Optimisation du photovoltaïque décentralisé pour la production hivernale (mesure B1)

Mesure B1	
Optimisation du photovoltaïque décentralisé pour la production hivernale: orientation des contributions d'encouragement sur la production hivernale et l'utilisation maximale des surfaces	
Objectif de la mesure	Début des effets
Fort développement de la production des énergies renouvelables en mettant l'accent sur la production hivernale	court terme

Pour une mise en contexte de ces mesures, voir aussi la matrice à la fin du chapitre 2.2

Une grosse part de la production issue d'énergies renouvelables doit provenir d'installations photovoltaïques (34 TWh sur 39 TWh, selon les Perspectives énergétiques 2050+). Pour produire 34 TWh d'énergie issue d'installations photovoltaïques, il faut – en fonction de l'orientation et de la situation géographique – une puissance installée de 37,5 MW au total¹⁰. Pour cela, il faudrait installer à plat des modules photovoltaïques modernes avec une densité de puissance élevée sur une surface de 200 km² au moins sur le Plateau suisse (avec une exploitation à 100%). Des installations photovoltaïques standard produisent 72% de leur production annuelle en été, contre seulement 28% en hiver. Cela signifie que la plus grande partie tombe précisément pendant la saison où la consommation d'électricité est faible. Afin d'augmenter la part de la production hivernale, les modules photovoltaïques doivent être orientés (là où cela est judicieux) de telle sorte que plus de 30% de la production annuelle se fasse en hiver.

Ainsi, l'exploitation des surfaces appropriées doit être maximale et aussi optimale, c.-à-d. que les modules photovoltaïques doivent viser une part hivernale élevée. Il s'agit de faire avancer les projets qui répondent à ces conditions. Souvent, toutefois, ils échouent en raison des coûts plus élevés. Il faudrait donc axer l'encouragement du développement sur la maximisation et l'optimisation pour l'hiver.

Pour déterminer la contribution d'encouragement, des enchères doivent avoir lieu à l'avenir pour les grandes installations photovoltaïques. Les enchères doivent s'orienter sur la production hivernale. Outre le taux de rétribution par kilowatt de puissance, la contribution à la production d'électricité en hiver devrait être prévue comme autre critère pour l'adjudication.

Pour les petites installations < 150 kWp, la rétribution unique doit être conçue de telle sorte que les surfaces de toiture soient exploitées au maximum pour le photovoltaïque et qu'elles soient axées sur la production hivernale. Il faut aussi autoriser des signaux de prix (rémunérations) proches du marché (rétribution saisonnière de l'énergie refoulée). Les installations avec une part hivernale élevée doivent être priorisées pour l'encouragement. Le regroupement de plusieurs petites installations (groupes d'installations) doit permettre à ces dernières de participer aussi aux appels d'offres.

¹⁰ Perspectives énergétiques 2050+, site Internet de l'OFEN
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/perspectives-energetiques-2050-plus.html>

Mise en œuvre de la mesure B1

Loi sur l'énergie («Mantelerlass»):

- Différenciation des taux d'encouragement: les projets avec une production hivernale élevée ou une part élevée dans la production hivernale doivent recevoir des taux d'encouragement plus hauts; il faut faire usage de la possibilité d'exploiter les taux d'encouragement maximum.
- Priorisation: les projets avec une production hivernale élevée ou une part élevée dans la production hivernale doivent être priorisés lors du traitement des demandes.
- Permettre des signaux de prix saisonniers et issus du marché: le montant de la rétribution pour l'énergie refoulée doit être différencié en fonction des saisons et traité de manière uniforme via un service centralisé pour toute la Suisse.

Art. 15 Obligation de reprise et de rétribution de l'électricité

1 Un organe indépendant (organe de reprise) est tenu de reprendre et de rétribuer de manière appropriée, dans toute la Suisse, l'électricité qui lui est offerte provenant d'énergies renouvelables et d'installations à couplage chaleur-force alimentées totalement ou partiellement aux énergies fossiles.

5 La rétribution de l'électricité se fait sur la base du prix de marché de référence (art. 23).

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (lv.pa. Girod) :

Art. 38 Calcul de la rétribution unique et taux

1^{bis} Pour les installations intégrées qui présentent une part de production hivernale de 40 % ou plus ou un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés et qui ont été mises en service à compter du 1^{er} janvier 2022, la contribution liée à la puissance est augmentée d'un bonus.

1^{er} *Biffer*

Annexe 2.1 Rétribution unique allouée pour les installations photovoltaïques

2.7 Bonus hivernal ~~Bonus d'angle d'inclinaison~~

2.7.1 Le bonus pour les installations intégrées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés est de 200 250 francs par kW. Si l'installation ne réalise pas de consommation propre, le bonus est de 250 francs par kW.

2.7.2 Le bonus pour les installations ajoutées ou isolées présentant un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés est de 100 francs par kW.

2.7.3 Le bonus est de 250 francs par kW pour les installations présentant une part de production hivernale de 40 à 50%, et de 450 francs par kW pour les installations dont la part de production hivernale dépasse les 50%. Si l'installation réalise de la consommation propre, le bonus est réduit de 50%.

Autres propositions: cf. prise de position de l'AES¹¹

¹¹ Mise en œuvre, au niveau des ordonnances, de la modification apportée le 1^{er} octobre 2021 à la loi sur l'énergie et autres adaptations de l'ordonnance sur l'énergie, de l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, avec entrée en vigueur début 2023, prise de position de l'AES, 7.7.2022 (en allemand)
<https://www.strom.ch/de/media/13749/download>

■ Développement de la production hivernale issue du photovoltaïque alpin, de l'éolien, de la biomasse, de l'hydraulique (mesure B2)

Mesure B2	
Développement de la production hivernale issue du photovoltaïque alpin, de l'éolien, de la biomasse, de l'hydraulique: orientation de l'encouragement sur la production hivernale	
Objectif de la mesure	Début des effets
Fort développement de la production des énergies renouvelables en mettant l'accent sur la production hivernale	moyen terme

Pour une mise en contexte de ces mesures, voir aussi la matrice à la fin du chapitre 2.2

Depuis toujours, la Suisse présente un déficit structurel d'auto-approvisionnement en hiver. Celui-ci est encore accentué par la sortie du nucléaire et par l'électrification, laquelle jouera un rôle central dans le cadre de la décarbonisation (pompes à chaleur et électromobilité). Selon les Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération, les importations en hiver augmenteront, et pourront atteindre 15 TWh au milieu des années 2030. Cette valeur dépasse celle recommandée par l'AES et l'EICOM, soit environ 10 TWh au maximum. De plus, une stratégie d'importation est risquée en raison de l'incertitude au niveau des capacités transfrontalières disponibles (règle des 70% au sein de l'UE à partir de 2025) et de l'évolution des capacités de production dans les pays voisins (capacité d'exportation).

Un développement rapide et efficace des énergies renouvelables est donc nécessaire. Pour cela, il faut pouvoir compter sur la contribution de toutes les technologies renouvelables disponibles en Suisse. Le financement de ce développement implique des investissements, réalisés sur la base du marché en présence d'un cadre fonctionnel. Cependant, dans les faits, le marché n'envoie pas les signaux de prix ni les incitations à investir nécessaires à moyen et à long terme. Cela est dû au fait que, d'une part, les signaux de prix du marché de gros agissent dans un horizon temporel comparativement court (négoce liquide pour les trois années à venir). D'autre part, ces dernières années, les prix du marché se situaient nettement en dessous des coûts de revient. La poursuite de l'encouragement par des contributions d'investissement et des mises aux enchères (Iv. pa. Girod 19.433/«Mantelerlass») est par conséquent une voie pragmatique.

Étant donné que le semestre d'hiver représente un défi particulier pour l'approvisionnement, l'encouragement doit se concentrer sur la production hivernale. En raison du volume potentiel de production, ce sont surtout le photovoltaïque en altitude, l'éolien, la biomasse et l'hydraulique qui sont au premier plan pour la production hivernale, ainsi qu'éventuellement la géothermie à partir de 2040. Cette diversification offre de la résilience supplémentaire.

Les installations avec une part plus élevée de production hivernale ont tendance à être plus chères (notamment en raison des coûteuses procédures de planification et d'autorisation par exemple pour l'éolien et l'hydraulique, la production totale moindre des installations photovoltaïques en raison de l'angle d'inclinaison plus élevé, les coûts de raccordement des sites alpins, les coûts d'investissement élevés pour l'hydraulique, les coûts des combustibles renouvelables). Malgré tout, ces installations doivent pouvoir être réalisées et exploitées de manière rentable. Pour cela, il faut optimiser dans le cadre de la Loi sur l'énergie les instruments permettant l'encouragement des énergies renouvelables en ayant recours de façon efficace aux

moyens financiers à disposition de l'encouragement. L'effet sur la production hivernale est obtenu comme suit:

- Sélection et encouragement priorités de projets avec une part plus élevée de production hivernale
- Montant de la contribution d'investissement en fonction de la part de courant hivernal (exploitation rentable)
- Pas de limite inférieure pour l'encouragement de la petite hydraulique en cas de part substantielle de production hivernale
- À titre d'alternative: appel d'offres pour toutes les technologies avec la production hivernale comme critère d'adjudication

Mise en œuvre de la mesure B2

Loi sur l'énergie («Mantelerlass»):

Mise en œuvre dans le cadre des contributions d'investissement pour l'hydraulique, la biomasse, l'éolien, la géothermie (LEne, OEnER)

- Garantie de la capacité d'obtenir l'adjudication et priorisation lors du traitement des demandes (loi)
- Le taux d'encouragement augmente (graduellement) avec la part dans la production hivernale, jusqu'au taux d'encouragement maximum (loi)
- Octroi de la contribution d'investissement maximale aux installations avec production hivernale élevée (ordonnance)
- Pas de limite inférieure pour l'encouragement de la petite hydraulique en cas de part substantielle de production hivernale (loi)

Mise en œuvre dans le cadre des mises aux enchères pour le photovoltaïque (LEne, nouvelles dispositions au niveau de l'ordonnance)

- Prise en compte de la production hivernale dans la mise aux enchères (loi)
- Supplément sur les prix des offres en fonction de la part dans la production hivernale (ordonnance)

Proposition subsidiaire:

Appel d'offres pour toutes les installations et toutes les technologies (hormis les petites installations photovoltaïques) avec part hivernale en tant que critère d'adjudication dans le cadre de la LEne (par technologie ou technologiquement neutre); à la place des contributions d'investissement prévues dans le «Mantelerlass» pour l'hydraulique, la biomasse, l'éolien, la géothermie.

Art. 26 Contribution d'investissement allouée pour les installations hydroélectriques

6 Le Conseil fédéral désigne ~~peut exempter~~ d'autres installations hydroélectriques exemptées des limites inférieures de puissance visées à l'al. 1, pour autant qu'elles remplissent l'une des conditions suivantes:

- a. elles sont implantées sur des cours d'eau déjà exploités; ~~ou~~
- b. elles n'engendrent aucune atteinte supplémentaire aux cours d'eau naturels ou présentant un intérêt écologique; ou
- c. elles fournissent une part substantielle de leur production en hiver.

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (lv.pa. Girod):

Cf. aussi mesure B2

Art. 38a Rétribution unique fixée par mise aux enchères

3 Lorsqu'une installation présente une part de production hivernale de 40 % ou plus un angle d'inclinaison d'au moins 75 degrés, un bonus hivernal d'angle d'inclinaison est accordé conformément à l'art. 38, al. 1^{bis} ~~ou 1^{er}~~, en plus d taux indiqué dans l'offre.

Art. 39 Ordre de prise en compte

2² Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la production puissance supplémentaire attendue en hiver la plus importante sont choisis prioritairement.

Art. 48 Taux

1 Pour les nouvelles installations et les agrandissements notables, la contribution d'investissement s'élève à 50 % des coûts d'investissement imputables; pour les installations avec une part de production hivernale supérieure à 40 %, la contribution s'élève à 60 %.

Art. 49 Ordre de prise en compte

2 Si les demandes déposées un même jour ne peuvent pas toutes être prises en compte, les projets qui présentent la production supplémentaire en hiver la plus importante par rapport à la contribution d'investissement sont choisis prioritairement

Autres propositions: cf. prise de position de l'AES¹²

¹² Mise en œuvre, au niveau des ordonnances, de la modification apportée le 1^{er} octobre 2021 à la loi sur l'énergie et autres adaptations de l'ordonnance sur l'énergie, de l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique, de l'ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables et de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité, avec entrée en vigueur début 2023, prise de position de l'AES, 7.7.2022 (en allemand)
<https://www.strom.ch/de/media/13749/download>

■ Développement de la capacité de stockage hydroélectrique pour l'hiver (mesure B3)

Mesure B3	
Développement de la capacité de stockage hydroélectrique pour l'hiver: +2 TWh d'ici à 2040 au moyen de contributions d'encouragement pour des centrales sélectionnées	
Objectif de la mesure	Début des effets
Développement de la capacité pour l'hiver	long terme

Pour une mise en contexte de ces mesures, voir aussi la matrice à la fin du chapitre 2.2

Garantir une production indigène appropriée constitue l'un des éléments déterminants pour disposer d'une sécurité d'approvisionnement élevée à toutes les saisons. Cette production indigène appropriée sert d'assurance contre le risque croissant de possibilités d'importation insuffisantes. L'AES recommande une capacité d'auto-approvisionnement de la Suisse d'au moins 14 jours à tout moment de l'année. La part d'auto-approvisionnement (c'est-à-dire la part de la production indigène nette dans la consommation nationale) pendant le semestre d'hiver ne devrait pas tomber en dessous de 80% en moyenne pendant cinq années d'affilée. C'est pourquoi il faut, outre le développement des énergies renouvelables dont la production est fluctuante, développer également la production dont la disponibilité est garantie en hiver. L'hydraulique à accumulation est ici l'option principale. De plus, elle crée la possibilité de reporter des quantités d'énergie sous la forme d'eau du semestre d'été vers le semestre d'hiver (hausse du volume de stockage).

Dans la LApEI, le Conseil fédéral prévoit une augmentation de la production d'hydraulique à accumulation de 2 TWh (pour une utilisation sur le marché). Les projets qui entrent en ligne de compte ont été identifiés dans le cadre d'une Table ronde sur l'hydraulique.¹³ Quinze projets ont été désignés comme les projets les plus prometteurs énergétiquement et pouvant en même temps être mis en œuvre avec le moins de répercussions possible sur la biodiversité et le paysage. En complément, des mécanismes de compensation généraux ainsi que des mesures compensatoires spécifiques aux projets ont été identifiés. Ces projets peuvent bénéficier d'une contribution d'investissement qui est financée par un «supplément hiver» de 0,2 ct./kWh (supplément réseau).

Le Conseil fédéral prévoit que ces projets soient soutenus au moyen de contributions d'investissement de 40% au maximum et, dans des cas exceptionnels, de 60% des coûts imputables. Avec de telles contributions, ces projets seraient moins bien lotis que des installations encouragées en vertu de la Loi sur l'énergie (contributions d'investissement jusqu'à 60%), bien qu'ils soient importants pour la sécurité d'approvisionnement et qu'ils nécessitent en plus une planification intensive et des coûts élevés. Typiquement, ces projets prennent la forme de lacs de retenue saisonniers sans production supplémentaire d'électricité (augmentation du report saisonnier p. ex. par un rehaussement de barrage) dont l'eau ne peut être turbinée qu'une fois par an. Même 60% pourraient ne pas suffire pour une exploitation rentable à long terme de telles installations: des contributions plus élevées, pouvant aller exceptionnellement jusqu'à 80% doivent donc pouvoir être possibles dans ces cas-là (obligation de preuve).

¹³ Déclaration commune adoptée par la table ronde consacrée à l'énergie hydraulique, communiqué de presse DETEC, 13.12.2021 <https://www.uvek.admin.ch/uvek/fr/home/detec/medias/communiques-de-presse.msg-id-86432.html>

Mise en œuvre de la mesure B3

Loi sur l'approvisionnement en électricité («Mantelerlass»):

Art. 9^{bis} Augmentation de la production d'électricité en hiver

2 [...]

- b. l'OFEN alloue une contribution d'investissement aux projets figurant sur la liste et une contribution aux coûts d'étude de projet. La contribution aux coûts d'étude de projet s'élève s'élevant dans l'un ou l'autre cas à 40 % au plus des coûts imputables, la contribution d'investissement à 60 % au plus; dans des cas exceptionnels, s'il n'en découle pas une allocation de ressources disproportionnée, le montant de la contribution d'investissement peut atteindre 80 % 60 % au plus des coûts imputables; [...].

6 Les bénéficiaires d'une adjudication dans l'appel d'offres doivent renoncer à des contributions d'investissement selon la LEn.

■ **Appels d'offres ouverts en termes de technologie pour la production d'électricité et de chaleur décentralisée et/ou centralisée (mesure B4)**

Mesure B4	
Appels d'offres ouverts en termes de technologie pour la production d'électricité et de chaleur décentralisée et/ou centralisée (climatiquement neutre et disponible sur appel): introduction anticipée d'appels d'offres (objectif et financement à définir)	
Objectif de la mesure	Début des effets
Développement de la capacité pour l'hiver	moyen terme

Pour une mise en contexte de ces mesures, voir aussi la matrice à la fin du chapitre 2.2

Selon les Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération, même avec un développement des énergies renouvelables comme prévu et une exploitation des centrales nucléaires jusqu'à 60 ans, il faut s'attendre à une forte dépendance aux importations en hiver en 2035, pouvant aller jusqu'à 9 TWh. Cela représente un risque pour l'approvisionnement, risque qui s'accroît massivement en cas d'exploitation moins longue des centrales nucléaires et/ou de non-progression du développement des énergies renouvelables. Ainsi, la dépendance aux importations en hiver pourrait atteindre 14 TWh en hiver en 2035 (40% de la consommation brute). La valeur limite recommandée par l'EICOM de 10 TWh serait alors largement dépassée. L'absence d'accord bilatéral sur l'électricité avec l'UE (lequel est considéré comme conclu dans les Perspectives énergétiques) aggrave encore la situation («Analyse Stromzusammenarbeit Schweiz-EU»).¹⁴

L'art. 9^{bis} LApEI poursuit l'objectif d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en hiver grâce à des centrales dont la disponibilité est assurée. Pour ce faire, le Conseil fédéral entend développer en premier lieu les centrales hydrauliques à accumulation à raison de 2 TWh d'ici à 2040 (voir mesure B3). Toutefois, on entrevoit d'ores et déjà que cette augmentation de la production d'hydraulique à accumulation (selon la LApEI) et le développement des énergies renouvelables (selon la LEnE) ne suffiront pas à eux seuls pour garantir l'approvisionnement hivernal par une production hivernale appropriée.

Il est par conséquent indiqué de ne pas attendre 2030 et la poursuite de l'augmentation de la production d'hydraulique à accumulation, mais d'introduire de manière anticipée la possibilité de réaliser des appels d'offres pour de la production électrique supplémentaire en hiver, déjà prévue par le Conseil fédéral dans l'art. 9^{bis} LApEI. En conséquence, il faut prévoir dès l'entrée en vigueur de la modification de loi des appels d'offres ouverts à toutes les technologies pour de la production électrique supplémentaire en hiver, en sus de l'augmentation indispensable de la production d'hydraulique à accumulation de 2 TWh. L'augmentation de la production allant au-delà des 2 TWh doit être définie en fonction des besoins et le financement doit être garanti via une augmentation correspondante (plafonnée) du supplément hiver (supplément réseau).

Ces autres centrales doivent elles aussi satisfaire aux critères de «disponibilité assurée» et de «neutralité climatique» selon l'art. 9^{bis}, al. 1 LApEI. Il faut considérer notamment les centrales CCF avec utilisation de la chaleur, sachant que l'ouverture à toutes les technologies permettrait aussi à d'autres technologies de participer aux appels d'offres dans la mesure où elles satisfont aux critères posés pour ceux-ci. Si des centrales

¹⁴ Le Conseil fédéral poursuit la planification préventive en matière de sécurité de l'approvisionnement en électricité, communiqué de presse du Conseil fédéral, 13.10.2021
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-85447.html>

thermiques font des offres, elles doivent avoir à remplir d'autres exigences au sens de la protection du climat (p. ex. part minimum d'agents énergétiques renouvelables croissante au fil du temps, respect d'un budget CO₂, captage du CO₂).

La contribution d'investissement par installation s'élève à 60% des coûts imputables au maximum.

Mise en œuvre de la mesure B4

Loi sur l'approvisionnement en électricité («Mantelerlass»):

Art. 9^{bis} Augmentation de la production d'électricité en hiver

1 Afin de renforcer la sécurité de l'approvisionnement en hiver, la production des centrales électriques doit être augmentée d'au moins de 2 TWh d'ici à 2040 et bénéficier d'un soutien. Le Conseil fédéral en définit la quantité. L'électricité produite par les centrales doit être climatiquement neutre et sa disponibilité en hiver doit être assurée.

2 Une L'augmentation de 2 TWh de la production est atteinte en premier lieu par des centrales hydroélectriques à accumulation. La démarche est la suivante: [...]

3 ~~En plus de~~ ~~S'il apparaît que~~ l'augmentation visée ~~ne peut pas être atteinte~~ au moyen des ~~seules~~ centrales hydroélectriques à accumulation, l'OFEN procède à des appels d'offres pour soutenir des centrales électriques autres, sélectionnées par appels d'offres, peuvent être soutenues. ~~Le DETEC ordonne la tenue d'appels d'offres et l'OFEN les exécute.~~ Les projets doivent respecter les critères visés à l'al. 1, ainsi que les éventuels critères de qualification propres aux enchères ~~et plafonds de prix.~~ Le Conseil fédéral définit d'autres exigences en faveur de la protection du climat devant être respectées par ces projets, et il peut prévoir des appels d'offres séparés, pour chaque technologie. Les projets qui obtiennent l'adjudication peuvent solliciter une contribution d'investissement de 60 % des coûts imputables au maximum pour chacun.

4 Le supplément visé à l'art. 9, al. 4, est perçu à hauteur de 0,2 ct./kWh au maximum afin de financer les soutiens visés aux al. 2, let. b, et 3 et les frais d'exécution (supplément hiver). Celui-ci peut être relevé de 0,2 ct./kWh au maximum lorsque cela est nécessaire pour atteindre un objectif plus élevé que 2 TWh selon l'al. 1; le Conseil fédéral ~~en~~ détermine le montant du supplément en fonction des besoins. [...]

5 [...]

6 Les bénéficiaires d'une adjudication dans l'appel d'offres doivent renoncer à des contributions d'investissement selon la LEne.

■ Maintien de la prime de marché pour la grande hydraulique (mesure B5)

Mesure B5	
Maintien de la prime de marché pour la grande hydraulique	
Objectif de la mesure	Début des effets
Maintien de la production indigène renouvelable	court terme

Pendant une très longue période au cours de la décennie passée, les prix sont restés à un bas niveau record. Pour un nombre considérable d'installations, cela signifiait qu'une exploitation rentable n'était pas possible et que même les investissements dans leur maintien à long terme étaient remis en question. Pendant cette période, les entreprises ont dû procéder à des amortissements à hauteur de plusieurs milliards. Depuis la mi-2021, les prix de l'électricité ont fortement augmenté¹⁵. L'environnement de prix du marché se distingue néanmoins par une forte volatilité. On ne peut pas exclure que les prix redescendent.

L'hydraulique restera aussi à l'avenir la colonne vertébrale de l'approvisionnement suisse en électricité et fournit de loin la majeure partie de la production renouvelable. En ce qui concerne l'hydraulique, c'est donc non seulement le développement, mais aussi et surtout le maintien à long terme de la production existante qui contribuent aux objectifs de la stratégie énergétique et climatique. Lorsque la rentabilité et les moyens ne sont pas suffisants en périodes de prix bas de plus longue durée, les investissements dans les rénovations ne peuvent pas être amortis et sont omis, au profit de réparations d'urgence. Cela se fait au détriment de la fiabilité des installations et, en fin de compte, de la sécurité d'approvisionnement. Il faut par conséquent des mesures qui garantissent la rénovation des installations.

Pour aider les installations dont il est avéré qu'elles sont déficitaires, la prime de marché a été introduite en 2018, pour une durée limitée (art. 30 LEné).¹⁶ Environ 100 millions CHF par an sont disponibles à cet effet, provenant du supplément réseau (part de 0,2 ct./kWh selon l'art. 36 LEné). Étant donné que les prix des marchés internationaux de l'électricité (et avec eux les recettes des producteurs) sont volatils, les besoins en moyens financiers dépendent de l'évolution des marchés.¹⁷

Afin de pouvoir surmonter d'éventuelles futures phases durables de prix bas sans péjorer le maintien des installations existantes, la prime de marché doit continuer à servir de garantie.¹⁸ La prime de marché doit être maintenue en tout cas jusqu'à fin 2035, soit la date prévue également pour les objectifs pour le développement des énergies renouvelables («Mantelerlass»). Les besoins en fonds pour la prime de marché dépendent de l'évolution des prix sur les marchés de l'électricité et peuvent diminuer en cas de reprise durable des prix, voire atteindre zéro en cas de prix du marché durablement élevés.

¹⁵ Prix du CO₂ et du gaz en hausse (niveau de stockage faible), demande élevée après la crise du Covid, faible disponibilité des centrales nucléaires en France, déconnexions de centrales nucléaires en Allemagne, et, à partir de février, guerre en Ukraine avec faible disponibilité du gaz.

¹⁶ En lien avec la possibilité selon art. 6, al. 5^{bis} LApEI de vendre de l'électricité issue d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement de base en couvrant les coûts.

¹⁷ Mesures d'encouragement, Energies renouvelables, Prime de marché destinée à la grande hydraulique, site Internet de l'OFEN <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/mesures-d-encouragement/energies-renouvelables/prime-de-marche-destinee-grande-hydraulique.html>
Versements (se basant sur les chiffres commerciaux de l'année précédente): 119 millions CHF en 2018, 65,4 millions CHF en 2019 (depuis 2019, l'art. 6, al. 5^{bis} LApEI s'applique également), 84 millions CHF en 2020, 157 millions CHF en 2021.

¹⁸ Par l'iv. pa. Girod 19.443, la prime de marché a été prolongée jusqu'à fin 2030 pour l'instant.

Mise en œuvre de la mesure B5

- Poursuite de la prime de marché jusqu'en 2035 en accord avec la durée des instruments d'encouragement pour les énergies renouvelables («Mantelerlass»).

■ **Contributions d'investissement pour les rénovations des installations hydroélectriques (mesure B6)**

Mesure B6	
Contributions d'investissement pour les rénovations des installations hydroélectriques	
Objectif de la mesure	Début des effets
Maintien de la production indigène renouvelable	court terme

Les nouveaux investissements dans la production d'électricité ne sont pas les seuls à contribuer aux objectifs formulés dans le cadre de la stratégie énergétique et climatique; les rénovations d'installations existantes de production d'énergies renouvelables y participent de façon tout aussi importante. Sur le principe, elles doivent donc être soutenues de manière comparable.

L'hydraulique constitue aujourd'hui la colonne vertébrale de l'approvisionnement suisse en électricité et fournit de loin la majeure partie de la production renouvelable. En outre, elle offre de la flexibilité et de la capacité de stockage – des fonctions essentielles pour la transformation du système énergétique. En raison de son importance pour le système, il faut viser non seulement le développement de la production, mais aussi et surtout le maintien à long terme de la production existante. Parallèlement, l'OFEN estime que le potentiel de production des rénovations et des agrandissements est plus élevé que celui des nouvelles installations.

En effet, si les investissements de rénovation ne peuvent pas être amortis ou que, en raison de la fin proche de la concession, il existe des incertitudes concernant l'indemnisation de la valeur résiduelle (négociations au sujet de l'indemnisation de renonciation au droit de retour), les investissements de rénovation dans l'hydraulique sont limités au minimum nécessaire. Cela se fait au détriment de la fiabilité des installations et, en fin de compte, de la sécurité d'approvisionnement. C'est pourquoi les investissements de rénovation sont tout aussi importants que les nouveaux investissements et qu'il faut les soutenir de façon comparable (contributions d'investissement). Au vu des objectifs de développement visés par la Loi sur l'énergie, une réglementation légale contraignante pour le calcul de la valeur résiduelle est importante et urgente afin que les investissements dans les rénovations et les extensions de centrales existantes ne soient pas bloqués. La Loi sur les forces hydrauliques en vigueur décrit, à l'art. 67, al. 4, comment la valeur résiduelle des investissements pourrait être mesurée lorsque la durée de concession arrive à sa fin. La proposition est toutefois non contraignante.

La majorité des centrales hydroélectriques existantes se verront confrontées à la fin de leur durée de concession durant les prochaines décennies. Dans l'optique des renouvellements de concession, de gros investissements doivent être effectués. Parallèlement, la mise en œuvre des dispositions de la Loi sur la protection des eaux entraîne des pertes. Rien qu'en raison des prescriptions sur les débits résiduels, le Conseil fédéral table sur des pertes de 1900 GWh d'ici à 2050. Utiliser des sites existants au lieu de développer de nouveaux sites sert également la protection de la nature et de l'environnement. La rénovation des installations existantes est donc pertinente non seulement d'un point de vue économique et énergétique, mais aussi d'un point de vue écologique.

De plus, il faut adapter les critères de mesure qui s'appliquent au calcul des contributions d'investissement. Avec la méthode actuelle, la Confédération aurait versé des contributions aux investissements qui auraient

été insuffisantes pour les initiateurs de projets, ce qui a eu pour conséquence que pratiquement aucun investissement n'a été effectué. La méthode doit maintenant être révisée dans le cadre des modifications de l'ordonnance. Il est important que les futures attentes concernant les prix ne fassent pas une nouvelle fois partie de la méthode de calcul, car autrement il existera toujours le risque que les investissements déclenchés restent insuffisants à l'avenir, et ce en raison des attentes de prix divergentes de la Confédération d'une part et des entreprises d'autre part.

Mise en œuvre de la mesure B6

- Ne pas exclure de l'encouragement les investissements dans les rénovations des installations hydroélectriques >5 MW (LEne/«Mantelerlass»).

Ordonnance sur l'encouragement de la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (lv.pa. Girod):

Art. 61 Coûts d'investissement imputables

3 Les prestations propres de l'exploitant telles que les prestations de planification ou de construction propres ne sont imputables que si elles sont usuelles, que les coûts individuels directs et peuvent être justifiées au moyen d'un rapport de travail détaillé et que les coûts communs sont affectés via un barème appliquant le principe de causalité. Les barèmes servant de base doivent être adéquats, compréhensibles et consignés par écrit, et satisfaire au principe de la constance.

4 *Biffer*

Loi sur les forces hydrauliques:

Art. 67

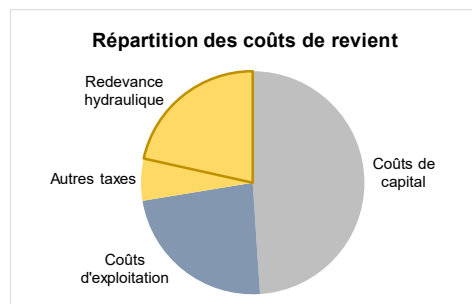
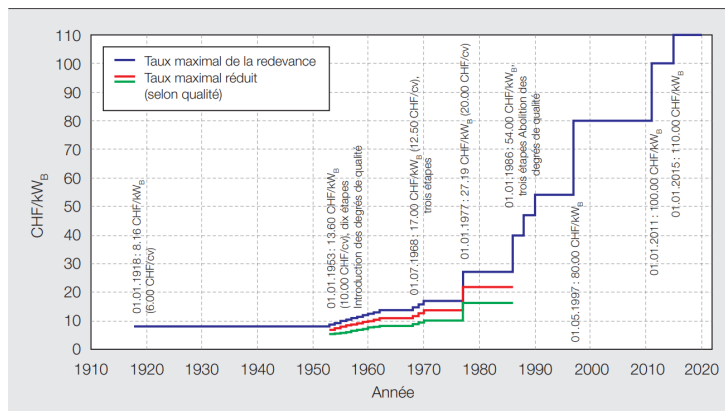
4 Lorsque l'installation fait retour à la communauté concédante, le concessionnaire est dédommagé des investissements de modernisation et d'agrandissement, pour autant qu'il ait procédé à la modernisation ou à l'agrandissement en accord avec la communauté titulaire du droit de retour. Le dédommagement, également pour les parties d'installation selon l'art. 67, al. 1a, correspond au plus à la valeur résiduelle de l'investissement, compte tenu des taux d'amortissement usuels dans la branche et des fluctuations monétaires.

■ **Adaptation de la redevance hydraulique aux conditions-cadre économiques et réglementaires (mesure B7)**

Mesure B7	
Adaptation de la redevance hydraulique aux conditions-cadre économiques et réglementaires	
Objectif de la mesure	Début des effets
Maintien de la production indigène renouvelable	moyen terme

L'hydraulique reste la colonne vertébrale de l'approvisionnement électrique suisse. En particulier, elle doit être rentable afin de pouvoir se maintenir sur les marchés internationaux. La réglementation actuelle de redevance hydraulique datant de l'ère du monopole est l'un des grands points cruciaux non résolus.

Depuis l'introduction, en 1916, du taux maximal au niveau du droit fédéral, la redevance hydraulique a connu une augmentation de facteur 13 (passant de 40 à 110 CHF/ kW_B). Les recettes de la redevance hydraulique pour les collectivités publiques (qui octroient les droits d'eau) s'élèvent aujourd'hui à environ 550 millions CHF par an. Pour les centrales électriques, la redevance hydraulique représente près d'un quart des coûts de revient moyens totaux. En comparaison internationale, le montant de cette taxe est disproportionné.



En conséquence de la structure rigide du système de redevance hydraulique, qui entraîne une taxation de la ressource eau non axée sur la valeur de celle-ci ni sur le marché, la compétitivité de l'hydraulique est, dans une certaine mesure, affaiblie par rapport aux technologies concurrentes.¹⁹ Cela pèse notamment beaucoup pendant les phases de prix du marché bas, comme celles survenues dans les années 2010 et qui pourraient aussi se reproduire à l'avenir.

Depuis des années, la redevance hydraulique fait l'objet d'âpres débats. Jusqu'à présent, ceux-ci ont toujours mené à une impasse: au fil des années, on a discuté de différentes approches – toutes rejetées. Par nécessité, le système en vigueur a déjà été prolongé plusieurs fois. Les discussions sur la redevance hydraulique doivent être reprises afin de trouver une solution subséquente adaptée à notre époque.

¹⁹ Kostenstruktur und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft, Schlussbericht 2014, OFEN, 1.12.2014 (en allemand) <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/publikationen.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRTaW4uY2gvZGUvcHVib-GijYX/Rpb24vZG93bmVvYWQvNzY2Mw==.html>

Outre les approches de flexibilisation déjà en discussion (avec une base fixe et une partie variable et dépendante du prix du marché), on pourrait aussi envisager d'intégrer totalement la redevance hydraulique dans le contexte cantonal. Cela permettrait d'inclure la redevance hydraulique dans les bases décisionnelles dans le cadre du droit de retour et du renouvellement de concession.

Mise en œuvre de la mesure B7

- Reprise de la discussion et examen de solutions adaptée à notre époque (p. ex. flexibilisation, redevance hydraulique cantonale).

■ Égalité de traitement des technologies de stockage (mesure B8)

Mesure B8	
Égalité de traitement des technologies de stockage: exonération de la rémunération du réseau pour les technologies de stockage sans consommation finale	
Objectif de la mesure	Début des effets
Développement des grands dispositifs de stockage décentralisés et centralisés	court terme

Les dispositifs de stockage d'électricité jouent un rôle toujours plus important pour l'équilibre du système énergétique et aident à garantir la disponibilité de l'énergie. Outre l'hydraulique, d'autres technologies de stockage seront aussi utilisées à l'avenir. Les conditions réglementaires en vigueur représentent un grand obstacle dans ce contexte. Les propositions du Conseil fédéral dans le cadre du «Mantelerlass» mènent à une inégalité de traitement, malgré des conditions préalables semblables pour les différents systèmes de stockage.

Personne ne remet en question globalement le modèle orienté sur le point de raccordement, qui prévoit une prise en charge des coûts côté prélèvement et qui est appliqué depuis l'entrée en vigueur de la LApEI. Par conséquent, le paiement des rémunérations pour l'utilisation du réseau par les consommateurs finaux a été réglé à l'art. 14, al. 2 LApEI. Selon l'art. 4, al. 1 LApEI, un consommateur final est défini comme un client qui achète de l'électricité pour sa propre consommation. L'énergie qui est soutirée du réseau dans le but d'une revente ultérieure, puis stockée et réinjectée plus tard au point de soutirage, n'a pas été acquise à des fins de consommation. C'est pourquoi les centrales de pompage-turbinage ne sont explicitement pas considérées comme des consommateurs finaux et sont, en conséquence, exonérées de la rémunération du réseau.

Les réglementations subsidiaires de la branche prévoient d'ores et déjà que tous les dispositifs de stockage pour lesquels il peut être prouvé qu'ils n'utilisent pas l'énergie soutirée du réseau pour la consommation propre, mais qu'ils la réinjectent dans le réseau, sont traités comme des centrales de pompage-turbinage et exonérés de la rémunération du réseau.²⁰ L'EICom soutient elle aussi cette interprétation. Ces dispositifs de stockage n'ont aucun lien direct avec la consommation finale et disposent généralement de leur propre raccordement au réseau. Au contraire, les consommateurs finaux qui utilisent principalement leur dispositif de stockage à des fins d'optimisation du soutirage d'énergie sont considérés comme des consommateurs finaux. Ils achètent l'énergie avant tout pour leur propre consommation finale, et ce même s'ils mettent à disposition leur dispositif de stockage partiellement ou de façon temporaire à d'autres fins d'utilisation. Si l'énergie est soutirée du réseau électrique et redistribuée sous une autre forme (p. ex. hydrogène, chaleur, etc.), cela représente, au niveau du réseau électrique, une consommation finale. Cette distinction doit rester applicable. Néanmoins, le Conseil fédéral propose, à l'art. 4, al. 1 LApEI, de définir explicitement à l'avenir tous les dispositifs de stockage – à l'exception du pompage-turbinage – comme des consommateurs finaux. Cela constituerait une régression.

²⁰ Modèle d'utilisation des réseaux suisses de distribution, Bases pour l'utilisation du réseau et la rétribution de l'utilisation des réseaux de distribution suisses, MURD – CH 2021, Recommandation de la branche de l'AES, septembre 2021
<https://www.strom.ch/fr/media/13221/download>

Mise en œuvre de la mesure B8

Loi sur l’approvisionnement en électricité («Mantelerlass»):

Art. 4 Définitions

1 Au sens de la présente loi, on entend par:

- b. consommateur final: le client soutirant de l’électricité du réseau pour ses propres besoins ~~ou à des fins de stockage~~; cette définition n’englobe ni l’électricité fournie aux centrales électriques pour leurs propres besoins, ni celle destinée à faire fonctionner les pompes des centrales de pompage, ainsi que pour les dispositifs de stockage simples;

■ Solutions pour le stockage saisonnier (mesure B9)

Mesure B9	
Solutions pour le stockage saisonnier: moyens pour la recherche et l'innovation pour le stockage saisonnier	
Objectif de la mesure	Début des effets
Développement des grands dispositifs de stockage décentralisés et centralisés	long terme

Les différences saisonnières vont augmenter suite à l'électrification croissante (en particulier due au chauffage au moyen de pompes à chaleur) et en raison du changement du mix de production vers plus de photovoltaïque dont la production est avant tout estivale. Il faut des solutions permettant de reporter vers l'hiver la surproduction de l'été.

Aujourd'hui, ce sont principalement les centrales hydrauliques à accumulation qui sont adaptées pour le stockage saisonnier; elles dominent actuellement le parc de centrales en Suisse et disposent de la plus grande capacité. Le potentiel de développement de l'hydraulique est toutefois déjà largement utilisé. Les possibilités restantes pour augmenter les capacités sont limitées: citons par exemple le rehaussement des barrages ou, potentiellement, les lacs périglaciaires (voir mesure B3).

Le power-to-X (PtX, «X» signifiant «agents énergétiques chimiques») se présente comme une alternative et dispose, à côté des réservoirs d'eau, du plus gros potentiel pour le stockage saisonnier. Cette méthode va toutefois se voir confrontée à des obstacles aussi bien réglementaires qu'économiques élevés et sera tributaire des progrès techniques nécessaires. Les installations de power-to-X présentent pour le moment des rendements très faibles et ne peuvent guère être exploitées de façon rentable. En outre, le stockage de grandes quantités d'hydrogène dans le pays représentera un défi. Dans ce domaine, l'UE s'engage spécialement pour le développement du *power-to-hydrogen* à travers son «initiative pour l'hydrogène». Les signaux de prix du réseau et de l'énergie jouent un rôle important du point de vue de la rentabilité des installations de stockage: des tarifs pour l'utilisation du réseau et pour l'énergie dynamiques et basés sur la puissance peuvent contribuer à la rentabilité si les installations de stockage adoptent un comportement favorable au réseau et/ou au système.

Afin d'accélérer le progrès technique au niveau des technologies de stockage saisonnier, davantage de fonds pour la recherche et l'innovation sont nécessaires dans ce domaine (p. ex. dans le cadre des programmes d'encouragement de la recherche énergétique de la Confédération).

Mise en œuvre de la mesure B9

- La rentabilité de tous les agents de stockage dépend fortement des conditions-cadre réglementaires. Le montant et la structure des coûts de l'énergie et du réseau, ainsi que les recettes provenant des services-système ont un effet déterminant. Le principe d'égalité de traitement doit s'appliquer pour tous les types de stockage. Les dispositifs de stockage purs doivent être exemptés des rémunérations pour l'utilisation du réseau, à l'instar du pompage-turbinage.
- Report des fonds d'encouragement de l'OFEN vers les technologies PtX.

■ Poursuite de l'exploitation sûre des centrales nucléaires (mesure B10)

Mesure B10	
Poursuite de l'exploitation sûre des centrales nucléaires: éviter les mesures (non pertinentes pour la sécurité) qui remettent en question la rentabilité	
Objectif de la mesure	Début des effets
Poursuite de l'exploitation sûre et rentable des centrales nucléaires existantes	court terme

Jusqu'à présent, le développement des énergies renouvelables en Suisse progresse moins vite que prévu et qu'il serait nécessaire pour atteindre les objectifs de la stratégie énergétique et climatique de la Confédération. Les centrales nucléaires suisses existantes resteront donc, pour le moment, un pilier important de l'approvisionnement suisse en électricité. D'après la Stratégie énergétique 2050, les centrales nucléaires peuvent rester en service aussi longtemps que leur sécurité est garantie.

L'exigence d'une exploitation sûre nécessite une maintenance soignée, des rééquipements prévoyants et des modernisations tournées vers l'avenir, ainsi que les normes de sécurité les plus élevées. Les exploitants y veillent, entre autres, dans le cadre d'une gestion prudente du vieillissement. L'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire IFSN formule les exigences réglementaires correspondantes et examine en permanence la sécurité des centrales nucléaires. Jusqu'à présent, elle a attesté que les centrales nucléaires suisses avaient un très haut niveau de sécurité.

Deux des centrales nucléaires existantes sont déjà exploitées à long terme (c.-à-d. sur plus de 50 années d'exploitation). Afin que les exploitants puissent maintenir des installations en service jusqu'à 60 ans voire, au besoin, encore plus longtemps, et les exploiter de manière rentable, les aspects suivants sont, selon Swissnuclear, élémentaires²¹:

- Un horizon de planification long: la planification de la prolongation de l'exploitation à long terme doit être faite au moins dix ans à l'avance. Ce délai est nécessaire principalement pour des raisons techniques et opérationnelles. Une prolongation à court terme de l'exploitation ne serait plus possible une fois que la mise hors service aurait été décidée.
- Des conditions-cadre stables et bonnes: l'exploitation à long terme nécessite de nouveaux investissements financiers. Pour cela, il est nécessaire que les conditions-cadre pour l'exploitation des centrales nucléaires soient et restent stables et équitables. La sécurité juridique et la sécurité des investissements sont essentielles.
- Une compréhension entre partenaires: un dialogue ouvert entre la Confédération et les exploitants est la base d'une bonne collaboration dans l'intérêt d'un approvisionnement sûr.

²¹ Exploitation à long terme des centrales nucléaires suisses, La sécurité d'approvisionnement en énergie nucléaire nécessite un engagement ferme, communiqué de presse swissnuclear, 9.8.2021
https://www.swissnuclear.ch/upload/cms/news/20210809MMLZBVerbindlichkeitfinal_FR.pdf

Mise en œuvre de la mesure B10

- Les centrales nucléaires suisses existantes doivent rester en service aussi longtemps que leur sécurité est garantie.
- Les conditions-cadre réglementaires doivent dans la mesure du possible permettre une planification à long terme.
- La rentabilité des installations et les investissements dans l'exploitation à long terme ne doivent pas être diminués par des prescriptions non pertinentes pour la sécurité.

■ Établissement rapide d'une réserve d'énergie (mesure B11)

Mesure B11	
Établissement rapide d'une réserve d'énergie: appels d'offres ouverts en termes de technologie pour une réserve d'énergie en dehors du marché (production centralisée et décentralisée ainsi que consommateurs)	
Objectif de la mesure	Début des effets
Création de réserves en dehors du marché pour pallier les situations extraordinaires	court terme

Pour une mise en contexte de ces mesures, voir aussi la matrice à la fin du chapitre 2.2

La suppression de capacités assurées (nucléaire, charbon) transforme en profondeur le marché de l'électricité dans toute l'Europe. La production devient plus fluctuante et plus fortement dépendante des conditions météorologiques. Ces transformations ont des répercussions négatives sur la capacité d'exportation des pays voisins. En cas de conditions météorologiques défavorables, nos voisins ne pourront peut-être plus contribuer à l'approvisionnement de la Suisse à l'avenir, même s'ils le souhaitent. C'est pourquoi des réserves doivent être mises à disposition pour des situations extraordinaires où le marché ne peut pas couvrir la demande. Ces réserves doivent garantir que la Suisse puisse s'auto-alimenter, dans des cas extrêmes, pendant au moins 14 jours.

La constitution d'une réserve d'énergie est un instrument approprié pour pallier des situations de pénurie à court et moyen terme. La réserve d'énergie doit être conçue de façon aussi ouverte que possible afin de satisfaire aussi à des exigences futures. Il faut en particulier faire en sorte que la réserve soit technologiquement neutre. Outre les exploitants de centrales à accumulation et de dispositifs de stockage, les consommateurs doivent aussi être autorisés à participer à la réserve. Toutes les installations et tous les consommateurs participants doivent être raccordés au réseau électrique suisse. Dans les faits, la réserve d'énergie devrait être assurée avant tout par de l'hydraulique à accumulation, l'objectif étant dans ce cas d'empêcher que les lacs de retenue se vident trop tôt au cours de l'hiver.

L'AES soutient l'établissement rapide d'une réserve hydroélectrique en tant que contribution à garantir la sécurité d'approvisionnement à court et moyen terme, ainsi que son introduction anticipée par voie d'ordonnance. Cela ne rend toutefois pas la réglementation légale obsolète. Il faut créer rapidement une base légale dans le cadre du «Mantelerlass» afin de renforcer la sécurité juridique et d'ouvrir la réserve à d'autres prestataires. La réserve doit être ouverte à toutes les technologies; les consommateurs doivent aussi pouvoir y participer.

Il est essentiel que l'acquisition de la réserve hydroélectrique se base sur le marché et que l'indemnisation pour le recours à la réserve soit conçue de façon proche du marché. Les rôles des différents acteurs, en particulier de ceux de l'EiCom et de Swissgrid, doivent être clairement définis et séparés. L'EiCom doit répondre aux questions matérielles sur la conception et le dimensionnement, ainsi qu'assumer des fonctions de surveillance, tandis que Swissgrid est compétente exclusivement pour l'exécution opérationnelle. Les fournitures de données, en particulier celles de données commerciales sensibles, doivent être limitées à une ampleur raisonnable et, en premier lieu, répondre à des demandes concrètes de renseignements de l'EiCom. Il convient de renoncer à la transmission de données à des tiers.

La conservation et un éventuel prélèvement doivent être indemnisés aux prestataires de la réserve. Plus l'indemnisation pour le prélèvement est élevée, plus la rémunération pour la conservation peut être basse. C'est pourquoi l'indemnisation en cas de prélèvement doit correspondre au prix du marché valable au moment du prélèvement, et non être fixé plus bas administrativement. De la sorte, les coûts annuels de la conservation qui sont financés par les utilisateurs du réseau sont minimisés. C'est à cela qu'il faut aspirer, car la rémunération pour la conservation sera due aussi les années où on n'a pas recours à la réserve, ce qui devrait être le cas pour la plupart des années, d'après ce à quoi s'attend l'AES.

Mise en œuvre de la mesure B11

- Mise en œuvre de la réserve hydroélectrique au niveau de l'ordonnance (sur la base de l'art. 9 LApEI).
- Extension rapide au sens de la réserve d'énergie selon la proposition du Conseil fédéral (art. 8a LApEI/ «Mantelerlass»).

Ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique:

Art. 2 Valeurs-clés

1 La Commission fédérale de l'électricité (EiCom) fixe chaque année avant le 30 juin les valeurs-clés de la réserve ainsi que l'appel d'offres de celle-ci, et les publie.

3 Les valeurs-clés comprennent en particulier:

a. les prescriptions pour l'appel d'offres:

4. d'éventuels plafonds de coûts pour la conservation, avec une pesée coûts-intérêt transparente et compréhensible entre la conservation de la réserve et la mise en péril de la sécurité d'approvisionnement en tant que base de mesure plafonds s'appliquant à la rémunération pour la conservation;

d. les prescriptions concernant le recours à la réserve et la méthode de calcul de son indemnisation;
 e. les conditions applicables aux centrales partenaires et au ~~un éventuel~~ regroupement d'offres (pooling);

h. (nouveau) les prescriptions sur la méthode de calcul du supplément en cas de recours à la réserve, de manière analogue à l'énergie d'ajustement, de sorte qu'il n'y ait pas d'incitation à acquérir de l'énergie issue de la réserve plutôt que sur le marché;

i. (nouveau) les critères de qualification et d'accès pour participer à l'appel d'offres;

j. (nouveau) l'obligation d'informer vis-à-vis de l'EiCom, pour les exploitants participant à la réserve.

4 3 L'EiCom peut utiliser des informations et des documents de la société nationale du réseau de transport lors de la fixation des valeurs-clés.

Autres propositions: cf. prise de position de l'AES²²

²² Ordonnance sur l'instauration d'une réserve hydroélectrique, prise de position de l'AES, 17.6.2022 (en allemand) <https://www.strom.ch/de/dokument/stellungnahme-zur-verordnung-ueber-die-errichtung-einer-wasserkraftreserve>

■ Appel d'offres pour des centrales *back-up* (mesure B12)

Mesure B12	
Appel d'offres pour des centrales <i>back-up</i> : création des conditions préalables à des centrales de réserve en dehors du marché (<i>back-up</i>) en complément à la réserve d'énergie	
Objectif de la mesure	Début des effets
Création de réserves en dehors du marché pour pallier les situations extraordinaires	moyen terme

Pour une mise en contexte de ces mesures, voir aussi la matrice à la fin du chapitre 2.2

Par «centrales *back-up*», on entend des centrales (en particulier des centrales à gaz, mais aussi à pétrole) qui seraient utilisées en cas de pénurie si le marché ne fonctionne plus. Elles doivent être disponibles à tout moment. Dans le cas de centrales à gaz, il faut également une réglementation relative aux stockages de réserve pour le gaz naturel en Suisse, car une forte corrélation existera probablement entre les pénuries de gaz et d'électricité.

Les centrales *back-up* doivent compléter la réserve d'énergie. L'interaction entre les deux réserves en cas de recours à celles-ci reste à définir. Lors de sa séance du 16 février 2022, le Conseil fédéral a décidé d'autres mesures pour renforcer la sécurité d'approvisionnement, en plus de la réserve hydroélectrique²³. Dans ce contexte, il a chargé le Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (DETEC) d'élaborer les dispositions nécessaires à la construction et à l'exploitation de centrales à charge de pointe (selon le concept de l'EiCom²⁴). Le 17 août 2022, le Conseil fédéral a décidé lors de sa séance que le DETEC et le DEFR pouvaient mener les négociations contractuelles sur l'utilisation des centrales de réserve.

Mise en œuvre de la mesure B12

- *En cours d'élaboration: bases et positionnement de l'AES sur la conception de l'appel d'offres pour les centrales de réserve.*

²³ Sécurité d'approvisionnement: le Conseil fédéral met en place une réserve hydroélectrique dès l'hiver prochain et prévoit des centrales de réserve, communiqué de presse du Conseil fédéral, 17.2.2022
<https://www.admin.ch/gov/fr/accueil/documentation/communiqués/msg-id-87202.html>

²⁴ Concept relatif à des centrales à gaz, EiCom, 30.11.2021
<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2022/conceptrelatifadescentralesagaz.pdf.download.pdf/Concept%20relatif%20C3%A0%20des%20centrales%20C3%A0%20gaz.pdf>

■ **Création de nouveaux rôles pour les réserves en dehors du marché (mesure B13)**

Mesure B13	
Création de nouveaux rôles pour les réserves en dehors du marché: définition et attribution de compétences pour le monitoring, le dimensionnement et la dissolution de la réserve, ainsi que pour l'organisation et l'exécution des appels d'offres pour la réserve d'énergie et, le cas échéant, les centrales <i>back-up</i>	
Objectif de la mesure	Début des effets
Création de réserves en dehors du marché pour pallier les situations extraordinaires	court terme

Différentes nouvelles tâches stratégiques découlent de la réserve d'énergie et des centrales *back-up*. Il faut définir, d'une part, les besoins, le dimensionnement et la dissolution des réserves, et d'autre part, les nouvelles tâches opérationnelles telles que l'organisation et l'exécution d'appels d'offres des réserves d'énergie.

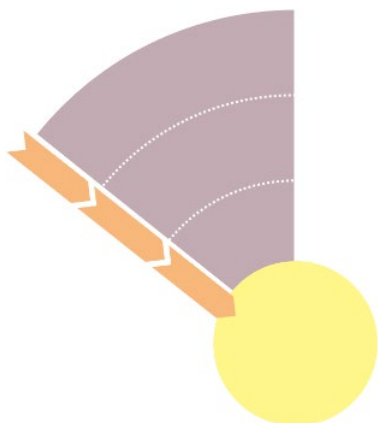
Pour la réserve hydroélectrique, le dimensionnement et la conception de la réserve incombent à l'EICom. Parmi ces tâches, on trouve aussi notamment la détermination de méthodes de calcul pour l'indemnisation du prélèvement, ainsi que le prix du prélèvement (y compris supplément), de même que la détermination d'éventuelles obligations de renseigner. La mise en œuvre opérationnelle revient à Swissgrid. Cette séparation des rôles doit être strictement respectée et doit aussi valoir pour d'autres réserves.

Le prix du prélèvement que paient les groupes-bilan lors d'un prélèvement de la réserve doit être conçu de telle sorte qu'il entraîne le moins possible de distorsions du marché. Il doit se baser sur le prix du marché au moment du prélèvement de la réserve et inclure un supplément qui évite une incitation erronée au détriment d'une acquisition sur le marché.

Mise en œuvre de la mesure B13

- Définition claire des rôles: stricte séparation de la responsabilité des décisions et prescriptions matériellement pertinentes pour la méthode, d'une part, et du déroulement opérationnel, d'autre part.

2.3 Négocier



Le marché de l'électricité sert à déterminer efficacement les prix des produits négociés. Les instruments de marché contribuent à un approvisionnement efficace. Ils doivent être optimisés de telle sorte que le marché contribue davantage à la sécurité d'approvisionnement souhaitée par la société et la politique.

Liste des mesures

- Rendre possible les signaux de prix (mesure C1)
- Perfectionnement de la plate-forme suisse de *balancing* et de *redispatch* (mesure C2)
- Participation aux plates-formes européennes de négociation (mesure C3)
- Marché du CO₂ international efficace (mesure C4)
- Extension du système d'échange de quotas d'émission à d'autres secteurs (mesure C5)
- Amélioration de la transparence de la capacité de transport du réseau (NTC) sur le réseau interconnecté (mesure C6)

■ **Rendre possible les signaux de prix (mesure C1)**

Mesure C1	
Rendre possible les signaux de prix: renforcement des marchés de négoce à court terme	
Objectif de la mesure	Début des effets
Optimisation des mécanismes de marché	court terme

Du point de vue de l'AES, la conception du marché de l'électricité doit jeter les bases pour établir des places de marché efficaces, créer des conditions-cadre fiables, être basée sur les forces du marché et impliquer le moins possible de distorsions du marché. Le marché de gros (marché *energy-only*) reste l'élément central pour déterminer efficacement les prix des produits négociés. Les optimisations du système telles que le déplacement de la clôture du négoce le plus proche possible du moment de la fourniture et le fait de rendre possible les pics de prix reflètent mieux la réalité et renforcent ainsi les plates-formes de négoce.

Le secteur énergétique de la Suisse est marqué par des décisions d'investissement qui ont été prises dans un cadre réglementaire différent. Dans la conception actuelle du marché de l'électricité, les incitations à investir dans les centrales suisses existantes et dans le développement des énergies renouvelables ne se font pas. Cela est dû d'une part au fait que les signaux de prix du marché de gros agissent pour un horizon temporel relativement court (négoce liquide pour les trois années suivantes). De plus, en raison de l'environnement compétitif, seuls les coûts variables, et non les coûts totaux, sont déterminants pour la formation des prix. Les centrales dont les coûts variables sont plus bas que le *market clearing price* dégagent, à ce moment-là, une petite contribution pour couvrir les coûts d'investissement. Les centrales avec des coûts d'investissement élevés (tels que l'hydraulique) ont besoin de beaucoup de temps jusqu'à ce que ces contributions de couverture puissent couvrir les coûts d'investissement – et encore, si elles y arrivent. Dans un marché dont la part d'énergies renouvelables non pilotables (avec des coûts variables proches de zéro) est très forte, on doit partir du principe que les prix seront bas à de nombreuses heures et qu'ainsi, les coûts totaux ne pourront guère être couverts. Cela ne suffit pas pour surmonter les insécurités liées aux investissements. Il est d'autant plus important que, dans des situations de rareté de l'offre, des prix qui reflètent cette situation soient autorisés en conséquence. Pendant ces quelques heures avec des pics de prix, les installations doivent parvenir à produire une contribution significative de couverture des coûts.

Mise en œuvre de la mesure C1

- Déplacer la clôture du négoce le plus proche possible du moment de la fourniture.
- Rendre possibles les pics de prix.

■ **Perfectionnement de la plate-forme suisse de *balancing* et de *redispatch* (mesure C2)**

Mesure C2	
Perfectionnement de la plate-forme suisse de <i>balancing</i> et de <i>redispatch</i> : permettre à Swissgrid un accès efficace à des ressources flexibles avec des horizons temporels différents	
Objectif de la mesure	Début des effets
Optimisation des mécanismes de marché	moyen terme

Les services-système assurent l'équilibre permanent entre production et consommation. Dans le cadre de l'approvisionnement en électricité, on entend par services-système les services d'assistance qui sont fournis au client par les gestionnaires de réseau, en plus du transport et de la distribution d'énergie électrique, et qui garantissent l'exploitation fiable du système. En font notamment partie les mesures de *redispatch* et le *balancing*.

Sur le principe, les groupes-bilan (principalement organisés par région) sont responsables des prévisions relatives à la demande et à l'offre (les «programmes prévisionnels»). La consommation d'électricité effective peut cependant s'écarter des prévisions ou il peut y avoir une défaillance imprévue d'une centrale ou d'un consommateur. Ces différences entre consommation effective et production sont compensées par Swissgrid au moyen du *balancing* (énergie de réglage positive ou négative).

Si des difficultés passagères se profilent en raison des programmes prévisionnels, la Société nationale du réseau de transport Swissgrid dispose de différentes mesures pour éviter une surcharge du réseau. Swissgrid peut notamment avoir recours à des prestations de services contractées au préalable dans le but d'augmenter ou de réduire la production dans un intervalle de temps défini et dans des proportions définies (*redispatch*). Cela peut aussi se faire au-delà des frontières nationales.

Swissgrid a pour mission définie par la loi d'acquiescer des services-système dans des procédures basées sur le marché. Pour ce faire, Swissgrid conclut notamment un contrat-cadre avec les fournisseurs après un examen technique et opérationnel de ces derniers et de leurs centrales. Sur cette base, les fournisseurs peuvent prendre part à l'adjudication des services-système.

L'exclusion progressive de Swissgrid du marché intérieur européen de l'électricité a également pour conséquence que les producteurs nationaux risquent eux aussi d'être exclus de nombreux segments de marché. Cela concerne en particulier les marchés transfrontaliers à court terme et de *balancing*.

Afin de garantir un accès efficace aux services-système au sein de la Suisse, on envisage de mettre sur pied une structure de plate-forme universelle («méta-plate-forme») pour la future exploitation du réseau et du marché. Différents produits de flexibilité seront échangés sur cette plate-forme afin de proposer des prestations de services. Un lien vers d'autres plates-formes spécifiques (p. ex. pour l'agrégation de sources de flexibilité partagées) serait possible. Elle mettrait à disposition des solutions efficaces pour les prestations de services destinées au GRT (qui se présente comme le seul acheteur). Ces prestations de services couvriraient les tâches principales de maintien de la fréquence et de gestion des congestions.

La méta-plate-forme permettrait à Swissgrid d'avoir un accès efficace à des ressources flexibles pour le *re-dispatch* et le *balancing*, avec des horizons temporels différents. Ainsi, le réseau de transport suisse deviendrait un *hub* qui permettrait une utilisation optimale du réseau tout en posant des signaux de prix clairs pour les investissements à l'intérieur du pays.

Mise en œuvre de la mesure C2

- Réforme du marché des services-système pour stabiliser le réseau, optimisation du *balancing* et du *re-dispatch* (Swissgrid avec producteurs suisses).

■ Participation aux plates-formes européennes de négoce (mesure C3)

Mesure C3	
Participation aux plates-formes européennes de négoce: maintien ou rétablissement de la possibilité de participation égalitaire (TERRE pour l'énergie de réglage, XBID pour l' <i>intraday</i> , entre autres)	
Objectif de la mesure	Début des effets
Optimisation des mécanismes de marché	court et moyen terme

Pour permettre le fonctionnement du système d'approvisionnement en électricité, une cascade de différents marchés et services-système (p. ex. marché de l'énergie de réglage), ainsi qu'une collaboration intensive au-delà des frontières nationales sont nécessaires. L'approvisionnement suisse en électricité est depuis toujours axé sur l'échange avec les pays voisins. Il ne peut donc pas être exploité comme un système isolé.

En raison de l'absence d'accord avec l'UE, la Suisse est cependant exclue des principales plates-formes de négoce permettant un accès simple et efficace à ces marchés:

- Couplage de marchés *day-ahead*: le couplage de marchés basé sur les flux (ou *Flow Based Market Coupling*, FBMC) *day-ahead* garantit le négoce optimisé (électricité pour le lendemain) entre les pays européens (maximisation de la prospérité à travers les différents pays au moyen d'enchères implicites des capacités frontalières). L'objectif commun est le meilleur calcul possible des prix de l'électricité et l'utilisation efficace d'allocations transfrontalières. En l'état actuel, les marchés de 23 pays européens sont couplés les uns aux autres. La Suisse était exclue depuis le départ.
- Couplage de marchés *intraday*: le négoce *day-ahead* est suivi chronologiquement par le négoce *intraday* (électricité pour le jour même). XBID est une plate-forme IT qui permet un négoce *intraday* transfrontalier harmonisé. En l'état actuel, les marchés de 14 pays européens sont couplés les uns aux autres. À l'origine, la Suisse pouvait participer au couplage de marchés *intraday*, mais elle a été exclue de la plate-forme en question (XBID) en raison de l'absence d'accord bilatéral.
- Marchés de l'énergie de réglage: le marché de l'énergie de réglage (ou puissance de réglage) prend la suite de ces marchés à court terme. L'énergie (ou la puissance) de réglage est nécessaire pour compenser des fluctuations imprévues de la puissance dans le réseau, c.-à-d. en cas d'écarts par rapport aux programmes prévisionnels (*day-ahead* et *intraday*), ainsi qu'en cas d'événements non planifiés (défaillances de centrales). Pour cela, trois qualités d'énergie de réglage sont disponibles, qui sont aussi (ou devraient être) mises aux enchères, facturées et surveillées sur les plates-formes numériques européennes du marché intérieur de l'énergie PICASSO, MARI et TERRE:
 - Énergie de réglage primaire: elle doit être disponible en l'espace de 30 secondes. Elle intervient automatiquement et n'est utilisée que dans un premier temps. L'énergie de réglage secondaire doit prendre le plus vite possible la relève de l'énergie de réglage primaire.
 - Énergie de réglage secondaire: elle doit être disponible en l'espace de 5 minutes. La plate-forme numérique PICASSO (*Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation*) est en service depuis juin 2022.
 - Énergie de réglage tertiaire: c'est la forme la plus lente; elle est activée manuellement après 15 minutes dans la mesure où les énergies de réglage primaire et secondaire ne suffisent pas. TERRE (*Trans European Replacement Reserve Exchange*) est en service depuis 2020. Actuellement, la Suisse peut encore y participer, mais elle risque d'en être exclue. MARI (*Manually Activated Reserves*

Initiative), dont le temps d'activation est de 12,5 minutes, doit être mise en service en 2022. Swissgrid a intenté, par précaution, une action contre une éventuelle exclusion de TERRE auprès de la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE). Un arrêt négatif (encore en instance) signifierait probablement aussi l'exclusion des plates-formes PICASSO et MARI. Les défis de la Suisse quant à la sécurité du réseau en Suisse et de la sécurité du système dans la région augmenteraient alors encore.

Mise en œuvre de la mesure C3

- L'achat efficace d'électricité sur les marchés ainsi que des services-système efficaces ne sont possibles que sur la base d'une collaboration avec les pays voisins. L'approvisionnement suisse en électricité repose (depuis 1959) sur une collaboration allant au-delà des frontières nationales. Cette collaboration devient même encore plus importante avec la part croissante de la production volatile d'électricité et les situations de rareté de l'offre.
- La Suisse peut encore participer à quelques rares marchés (tels que TERRE); il s'agit d'empêcher qu'elle soit exclue de ces quelques marchés.
- L'intégration dans les marchés dont la Suisse est exclue doit être (progressivement) rétablie.

■ Marché du CO₂ international efficace (mesure C4)

Mesure C4	
Marché du CO ₂ international efficace: politique climatique conséquente, efficace et harmonisée à l'échelle européenne (système d'échange de quotas d'émission)	
Objectif de la mesure	Début des effets
Renforcement, basé sur le marché, de la rentabilité des technologies favorables au climat	moyen terme

L'AES reconnaît et soutient l'objectif de la neutralité climatique à partir de 2050. L'objectif de la neutralité climatique et les conditions-cadre nécessaires pour l'atteindre doivent être coordonnés à l'échelle internationale dans la mesure du possible, afin d'éviter autant que faire se peut que des disparités réglementaires n'engendrent de fausses incitations.

La décarbonisation à long terme ne peut être atteinte que par une internalisation complète des coûts des émissions de CO₂. Cela doit se faire par le biais d'un système d'échange de quotas d'émission vaste et performant ou d'une taxe sur le CO₂ pour les secteurs qui pourraient ne pas encore être soumis au système d'échange de quotas d'émission. Un système d'échange de quotas d'émission ambitieux contribue à la compétitivité des centrales électriques neutres en CO₂. Un vaste système incitatif devrait, à moyen et long terme, remplacer les mesures d'encouragement et pouvoir en même temps garantir que le capital requis puisse être mis à disposition pour les grands investissements nécessaires.

Le système suisse d'échange de quotas d'émission (SEQE) est couplé avec le système d'échange de quotas d'émission de l'UE (SEQE-UE) depuis le 1^{er} janvier 2020. Ces deux dernières années, le système d'échange de quotas d'émission a enregistré une nette hausse des prix, également grâce aux corrections nécessaires faites par l'UE (notamment la réserve de stabilité du marché). La réserve de stabilité du marché (ou *market stability reserve*, MSR), introduite en 2015, a été conçue en réaction à l'excédent structurel et à long terme de certificats d'émission qui avait commencé à se former à la mi-2009 suite aux répercussions de la crise financière mondiale. L'UE prévoit d'introduire un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF; *Fit for 55*). Grâce au couplage des deux systèmes d'échange de quotas d'émission, la Suisse n'est pour l'instant pas concernée par cela. Il faut veiller à ce que le système et le couplage avec l'Europe soient maintenus.

Le système d'échange de quotas d'émission en place est apte à obtenir l'effet souhaité, comme les deux dernières années l'ont montré. Cependant, les systèmes d'échange comprennent jusqu'à présent surtout les installations industrielles émettant le plus de gaz à effet de serre. Sont notamment concernés les secteurs du ciment, de la chimie et de la pharma, des raffineries, du papier, de la chaleur à distance et de l'acier. Le système doit être étendu à tous les secteurs (cf. mesure C5).

Mise en œuvre de la mesure C4

- Système d'échange de quotas d'émission vaste et efficace.
- Garantie du couplage du système suisse d'échange de quotas d'émission avec le système d'échange de quotas d'émission de l'UE.

■ **Extension du système d'échange de quotas d'émission à d'autres secteurs (mesure C5)**

Mesure C5	
Extension du système d'échange de quotas d'émission à d'autres secteurs	
Objectif de la mesure	Début des effets
Renforcement, basé sur le marché, de la rentabilité des technologies favorables au climat	moyen terme

Afin que l'évolution vers un système énergétique global neutre en CO₂ réussisse, il faut des instruments appropriés qui posent des incitations à réduire les émissions de CO₂ dans tous les secteurs. Du point de vue de l'AES, une internalisation complète des coûts des émissions de CO₂ dans tous les secteurs reste l'instrument le plus approprié à cet effet. Cela doit se faire par le biais d'un système d'échange de quotas d'émission vaste et performant ou d'une taxe sur le CO₂ pour les secteurs qui pourraient ne pas encore être soumis au système d'échange de quotas d'émission (cf. mesure C4).

Compte tenu de l'objectif de neutralité climatique à partir de 2050, tous les secteurs doivent, tôt ou tard, parvenir à «zéro émission nette». C'est pourquoi il est nécessaire que tous les secteurs de consommation, c.-à-d. bâtiments, transports, industrie et agriculture, contribuent le plus vite possible de manière équivalente à réduire les émissions de CO₂. Tant que, pour des raisons de réalité politique, il n'est pas possible de mettre en œuvre un système incitatif performant qui s'étende à tous les secteurs, un effet comparable doit être atteint via les autres mesures prévues par la loi. Afin d'axer résolument ces mesures tant sur l'objectif de réduction de 2030 que sur l'objectif à plus long terme de neutralité climatique, l'AES considère comme nécessaire de procéder à différentes corrections des instruments actuels.

Tous les secteurs de consommation, c.-à-d. bâtiments, transports, industrie et agriculture, doivent contribuer de manière équivalente à réduire les émissions de CO₂. C'est pourquoi une extension du système d'échange de quotas d'émissions à tous les secteurs serait sur le principe nécessaire. L'UE prévoit d'introduire un système d'échange de quotas d'émissions séparé pour les émissions des secteurs du transport routier et des bâtiments.

Mise en œuvre de la mesure C5

- Extension du système incitatif pour le CO₂ (échange de quotas d'émissions ou taxes sur le CO₂) à tous les secteurs dans la mesure du possible.
- À titre d'alternative (en cas de manque d'acceptation): mesures efficaces pour réduire effectivement les émissions de CO₂ dans tous les secteurs (conventions d'objectifs, soutien aux solutions systémiques pour l'électromobilité, etc.).

■ Amélioration de la transparence de la capacité de transport du réseau (NTC) sur le réseau interconnecté (mesure C6)

Mesure C6	
Amélioration de la transparence de la capacité de transport du réseau (NTC) sur le réseau interconnecté: mise à disposition de données, formation des acteurs du marché	
Objectif de la mesure	Début des effets
Augmentation de la prévisibilité des possibilités d'importation	court terme

Au sein de l'Union européenne, l'introduction du couplage des marchés a transformé la détermination des capacités des lignes transfrontalières: depuis quelque temps, elles sont fixées entre les États membres de façon implicite (c'est-à-dire au même moment que les quantités d'électricité échangées dans le pays en question et au-delà de ses frontières dans le cadre des enchères *day-ahead*). Le couplage des marchés a pour objectif d'optimiser l'utilisation des moyens de production et des capacités de transport disponibles à l'échelle transfrontalière et, partant, de maximiser la prospérité dans tous les pays.

Faute d'un accord bilatéral avec l'UE, la Suisse est exclue de ce système: les capacités transfrontalières helvétiques maximales à disposition du négoce doivent donc toujours être déterminées et mises aux enchères de façon explicite (séparément des quantités d'électricité négociées). Les quantités disponibles dans ce cadre sont calculées à titre de valeurs de capacité nette de transfert (en anglais *Net Transfer Capacity*, NTC) et proposées aux acteurs du marché. Les prévisions relatives à la NTC permettent à ces acteurs d'évaluer l'offre du marché en étant au fait des possibilités d'importation et d'exportation. Elles constituent donc des critères déterminants pour la demande de production en Suisse ainsi que pour la fixation des prix de l'électricité dans le pays.

Conjointement avec les gestionnaires de réseau de transport des pays limitrophes, Swissgrid détermine les valeurs NTC aux quatre frontières suisses sur une base semestrielle, mensuelle et journalière et les publie sur son site Internet.²⁵ Les mises hors service de lignes, de transformateurs et de centrales électriques déjà connues sont prises en compte en vue d'estimer les valeurs NTC à plus long terme. Pour les données à court terme sur une base journalière, on intègre également des aspects relatifs à l'exploitation, comme la topologie du réseau, les prévisions météo et la carte des vents, les températures et les répartitions exceptionnelles de la production et de la charge.

En fonction de la situation, la NTC disponible peut être fortement réduite par des facteurs exogènes supplémentaires résultant du développement du marché intérieur de l'UE sans implication de la Suisse.²⁶ Des réductions significatives de la NTC peuvent tout particulièrement avoir lieu en raison de flux non planifiés (*loop flows*): il s'agit de flux non déclarés qui passent par le réseau suisse, mais qui ne sont pas destinés à l'approvisionnement du pays ou qui font partie de flux de transit par le territoire helvétique. Par exemple, jusqu'à 30% de l'électricité négociée directement entre l'Allemagne et la France traverse (physiquement) la Suisse de façon non planifiée. La part de ces flux a augmenté de concert avec les échanges à l'échelle européenne. Un autre élément qui pourrait conduire à une nette réduction de la NTC à l'avenir est l'application

²⁵ Valeurs NTC, site Internet de swissgrid
<https://www.swissgrid.ch/fr/home/customers/topics/congestion-mgmt/ntc.html>

²⁶ La règle des 70% et la Suisse, Ou pourquoi 100 moins 70 ne font pas toujours 30, article de Stephanie Bos, site Internet de swissgrid
<https://www.swissgrid.ch/fr/home/newsroom/blog/2022/regle-soixante-dix-pourcent.html>

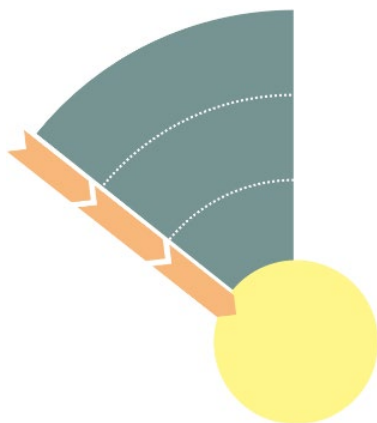
de la règle des 70% dans l'UE d'ici à 2025 au plus tard: dans le cadre de celle-ci, les États membres de l'UE doivent mettre 70% de leurs capacités transfrontalières à disposition du négoce. La Suisse court donc le risque que, pour respecter cette règle, ses pays limitrophes diminuent drastiquement la NTC vers la Suisse de façon unilatérale afin de compenser les congestions du réseau à l'intérieur de leurs pays.

Il n'est pas certain que ces évolutions soient suffisamment transparentes et compréhensibles pour les acteurs du marché, ce qui fausse l'évaluation de ce dernier et, partant, ne permet pas aux prix de refléter correctement la réalité et les éventuels signes de pénurie. Par conséquent, il faut rendre les évolutions en matière de NTC plus compréhensibles aux yeux de ces acteurs en améliorant la transparence et la communication, par exemple en mettant à disposition des données, en leur proposant des ateliers ou en expliquant les facteurs d'influence.

Mise en œuvre de la mesure C6

- Amélioration de l'échange et de la transparence quant aux valeurs NTC au sein de la branche: mise à disposition de données, offre d'ateliers et explications destinées aux acteurs du marché via le gestionnaire de réseau de transport.

2.4 Réseaux



Le réseau électrique est le pilier et la condition sine qua non de la stratégie énergétique et climatique ainsi que l'artère vitale de l'approvisionnement en électricité. Les réseaux de tous les niveaux doivent pouvoir être exploités sans perturbations. Pour ce faire, le réseau doit être transformé et étendu, et il doit être protégé contre des attaques depuis le cyberspace.

Avec l'électrification et la décentralisation, ce sont surtout les exigences envers le réseau de distribution qui changent (production décentralisée, bornes de recharge pour l'électromobilité, flux de courant modifiés). La digitalisation fait partie de la solution pour relever ce défi. Celle-ci facilite aussi l'optimisation du système en tenant compte des besoins et des exigences tant de la clientèle que des gestionnaires de réseau. Le réseau de transport rend possible l'échange d'électricité interrégional et transfrontalier. Il garantit également la stabilité du système – or, pour la conserver, des mesures doivent être prises en faveur de la stabilité du réseau.

Liste des mesures

- Garantir une certaine sécurité aux investissements dans la transformation/l'extension et la digitalisation des réseaux (mesure D1)
- Pas de régulation incitative (mesure D2)
- Protection contre les cyberattaques des infrastructures de réseau critiques de tous les niveaux (mesure D3)
- Garantir la sécurité juridique lors du délestage manuel (mesure D4)
- Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau (mesure D5)
- Marge de manœuvre pour la tarification du réseau (mesure D6)
- Possibilité de gestion de la charge et de l'injection (mesure D7)
- Introduction de la possibilité de *peak shaving* (mesure D11)
- Pilotage des réseaux de distribution basé sur des données (mesure D8)
- Automatisation des processus (mesure D9)
- Déploiement des compteurs intelligents sans libéralisation du système de mesure (mesure D10)

■ **Garantir une certaine sécurité aux investissements dans la transformation/l'extension et la digitalisation des réseaux (mesure D1)**

Mesure D1	
Garantir une certaine sécurité aux investissements dans la transformation/l'extension et la digitalisation des réseaux: conserver la méthodologie et les valeurs limites du WACC	
Objectif de la mesure	Début des effets
Garantie de la capacité d'investir dans la transformation et l'extension des réseaux	court terme

Garantir la sécurité et l'efficacité de l'infrastructure de réseau suppose d'investir des sommes considérables. D'après la Statistique de l'électricité, les investissements annuels réguliers dans les installations de transport et de distribution dépassent en moyenne nettement 1,2 milliard CHF – cela sans compter la grande transformation du système énergétique. Cette dernière prévoit une transformation et une extension fortes des réseaux de distribution en particulier afin de poser les jalons de la décentralisation (intégration des énergies renouvelables) et de l'électrification (remplacement des énergies fossiles par l'électricité dans les secteurs de la mobilité et de la chaleur). Étant donné que les capitaux à cet effet sont immobilisés jusqu'à 80 ans, les bailleurs de fonds ont besoin de garanties à long terme (pour éviter les risques réglementaires inutiles): il est donc décisif que le capital produise des intérêts stables et équitables.

Ces intérêts constituent un dédommagement proportionnel au risque: d'une part, pour la mise à disposition de capital, décision impliquant la prise en considération d'opportunités de placement alternatives; d'autre part, pour le risque encouru. Un taux d'intérêt calculé est défini pour le réseau étant donné que celui-ci constitue un monopole naturel (coût moyen pondéré du capital, en anglais WACC). Si le WACC et, partant, les rendements visés sont trop faibles, ils n'inciteront pas suffisamment les bailleurs de fonds à investir, ce qui met en péril la sécurité d'approvisionnement.

Une adaptation de la méthode du WACC, qui, comme l'a récemment évoqué la Confédération, entraînerait une baisse de la rémunération du capital, freinerait la transformation du système ainsi que les investissements nécessaires dans le réseau. En outre, elle se répercuterait également sur les investissements dans les énergies renouvelables, car le coût du capital de ces dernières et par conséquent leur rentabilité diminueraient automatiquement.²⁷ Cette situation n'est pas compatible avec la stratégie énergétique et climatique et va même diamétralement à son encontre.

La pérennité en matière de sécurité d'approvisionnement passe par la garantie des investissements pour les gestionnaires de réseau électrique et par l'évolution durable et stable du WACC. Par conséquent, la méthode actuelle et les valeurs limites utilisées ne doivent pas encore faire l'objet d'une nouvelle adaptation. L'observation à court terme du contexte actuel des taux d'intérêt ne suffit pas à fixer de façon adéquate le WACC applicable et les conditions en matière de fonds étrangers.

²⁷ Le calcul du WACC dans le cadre de l'encouragement des énergies renouvelables (y c. grande hydraulique) prévu par l'OEnE est directement lié à la méthode du WACC du réseau.

Mise en œuvre de la mesure D1

- Le calcul des intérêts liés au réseau doit se poursuivre sur la base de la méthode du WACC éprouvée et des valeurs limites définies (art. 13 et annexe 1 OApEI). Le WACC obtenu doit correspondre à un niveau adéquat du taux d'intérêt calculé (art. 15 LApEI).

■ Pas de régulation incitative (mesure D2)

Mesure D2	
Pas de régulation incitative	
Objectif de la mesure	Début des effets
Garantie de la capacité d'investir dans la transformation et l'extension des réseaux	court terme

La transformation de l'approvisionnement énergétique entraînera des besoins d'adaptation élevés dans le domaine du réseau de distribution, notamment suite à la décentralisation et à l'électrification: le réseau doit être étendu, renforcé et équipé de systèmes de commande intelligents. Du côté régulateur, il faut pour cela la plus grande stabilité et la plus grande prévisibilité possibles. Il est donc judicieux de maintenir le système de régulation cost-plus actuel, de poursuivre son développement avec la régulation Sunshine prévue (art. 22a LApEI/«Mantelerlass») et de créer des incitations pour l'efficacité avec une transparence accrue. Le Conseil fédéral prévoit en revanche d'ores et déjà de passer éventuellement à une régulation incitative (art. 22a, al. 3 LApEI/«Mantelerlass»). L'AES ne considère pas cela comme pertinent.

L'EICOM souligne dans ses rapports d'activité (2018²⁸, 2019²⁹) qu'une régulation incitative comporte des «risques considérables. D'une part, le risque qu'il y ait trop peu d'investissements est grand. De l'autre, cette restructuration induirait une insécurité juridique ainsi que de longues procédures devant les tribunaux, sollicitant en plus le régulateur et les gestionnaires de réseau de manière importante. Le regard sur l'étranger nous montre finalement qu'une régulation incitative n'entraîne souvent pas une baisse des prix de réseau.» En outre, pour ce qui est de la qualité d'approvisionnement au niveau du réseau, la Suisse est parmi les meilleures, et ce depuis des années, et a même encore amélioré ses indices en termes d'interruptions de l'approvisionnement planifiées et non prévues (SAIDI et SAIFI) ces dernières années.

De plus, le législateur a déjà décidé des prescriptions pour développer encore le système de régulation actuel également au niveau de la planification du réseau, prescriptions selon lesquelles le réseau doit d'abord être optimisé avant d'être renforcé ou étendu (art. 9b, al. 2 LApEI). Cette disposition est en vigueur depuis mi-2019; ses effets ne peuvent donc pas encore être quantifiés. Il faut d'abord rassembler des expériences concrètes également concernant la régulation Sunshine qui est sur le point d'être introduite.

À l'heure actuelle, il est donc prématuré d'annoncer d'ores et déjà des mesures plus sévères sous la forme d'une régulation incitative. De plus, il n'y a pas assez de transparence quant aux critères qui seront utilisés pour fixer les objectifs, ni quant à la manière dont les augmentations effectives d'efficacité réalisées seront jugées suffisantes ou insuffisantes.

²⁸ Rapport d'activité de l'EICOM 2018, EICOM, juin 2019
https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2019/T%C3%A4tigkeitsbericht%20der%20EICOM%202018.pdf.download.pdf/Taetigkeitsbericht_EICOM_2018-FR.pdf

²⁹ Rapport d'activité de l'EICOM 2019, EICOM, juin 2020
<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2020/taetigkeitsbericht2019.pdf.download.pdf/Rapport%20d%E2%80%99activit%C3%A9%20de%20l%E2%80%98EICOM%202019.pdf>

Mise en œuvre de la mesure D2

Loi sur l’approvisionnement en électricité («Mantelerlass»):

Art. 22a Publication de comparatifs de qualité et d’efficacité
3 Biffer

■ **Protection contre les cyberattaques des infrastructures de réseau critiques de tous les niveaux (mesure D3)**

Mesure D3	
Protection contre les cyberattaques des infrastructures de réseau critiques de tous les niveaux: développement continu des standards de la branche	
Objectif de la mesure	Début des effets
Résilience de l'exploitation du réseau par rapport aux cyberattaques	court terme

Face aux opportunités de la digitalisation et du pilotage des réseaux de distribution basé sur les données, on trouve de nouveaux risques engendrés par les cyberattaques. La cybersécurité et la résilience des infrastructures énergétiques doivent être renforcées par des mesures organisationnelles et techniques. Cela implique parfois des dépenses élevées, qui placent surtout les petites et moyennes entreprises devant de grands défis. Si, malgré des mesures préventives et des précautions, une cyberattaque avait lieu, il faut prévoir les mesures correspondantes pour la poursuite des activités. La formation professionnelle et continue du personnel dans la transformation numérique est un critère important et déterminant pour la réussite, qu'il convient de ne pas sous-estimer.

Afin de protéger les entreprises de la branche le plus efficacement possible contre les cybermenaces croissantes, l'AES s'engage fortement à travers la rédaction de documents de la branche, et soutient les entreprises de la branche en matière de cybersécurité. Les mesures de protection requises doivent continuer d'être définies dans des réglementations subsidiaires de la branche, car cela permet de mieux mettre en place une adaptation rapide à l'évolution des situations de menace, aux évolutions techniques, ainsi qu'aux normes internationales et aux meilleures pratiques.

Du côté de la Confédération, le Centre national pour la cybersécurité (NCSC) doit servir de point de contact centralisé pour l'économie, y compris pour le secteur énergétique, concernant les questions liées au cyberspace, de même que le service d'aide pour maîtriser les cyberattaques. En cas de cyberattaque, le NCSC doit pouvoir proposer des prestations de *Computer Emergency Response Team* (CERT) rapidement disponibles afin d'apporter un soutien dans l'analyse et la compréhension précise de la situation, ainsi que dans l'initiation des étapes nécessaires pour se défendre rapidement et pour maîtriser l'incident. Avec l'obligation prévue de signaler les cyberattaques envers les infrastructures critiques, le NCSC recevra à l'avenir les informations nécessaires à cet effet. Il faut que le CNCS, en tant que «GovCERT», joue le rôle de coordinateur des CERT de l'économie privée et qu'il soutienne ceux-ci pour maîtriser les crises, en fonction de la situation et des besoins. Il faut alors veiller à ne pas faire entrer les prestations du CNCS en concurrence avec les offres de l'économie privée. Les prestations de soutien qu'on peut attendre du NCSC, ainsi que l'interaction entre le NCSC en tant que prestataire CERT pour les infrastructures critiques et les prestataires privés de prestations de services CERT restent à définir et à adapter aux exigences pour la protection d'infrastructures critiques.

Mise en œuvre de la mesure D3

- Collaboration de la branche et du NCSC pour la conception de l'obligation de signaler et des prestations de soutien en cas d'incidents liés à la cybersécurité.
- Remaniement du document de la branche «Protection de base pour les «technologies opérationnelles (OT)» sur la base du nouveau document de l'OFAE relatif aux exigences minimales pour les exploitants de l'infrastructure critique.
- Analyse du *network code* de l'UE sur la cybersécurité ainsi que de ses répercussions sur la Suisse.

■ **Garantir la sécurité juridique lors du délestage manuel (mesure D4)**

Mesure D4	
Garantir la sécurité juridique lors du délestage manuel: création d'une base légale pour la mise en œuvre des mesures de délestage	
Objectif de la mesure	Début des effets
Stabilité du réseau de transport et exploitation efficace	court terme

Il faut définir à l'avance des mesures pour gérer de potentielles situations tendues pour l'énergie et le réseau. Selon l'avis concordant de la branche et de l'EiCom, les délestages manuels, qui sont ordonnés en dernier recours par Swissgrid lorsque la stabilité de l'exploitation du réseau est mise en péril, peuvent constituer une telle mesure pour maintenir la sécurité d'approvisionnement.

Deux conditions sont essentielles pour introduire le délestage manuel en Suisse: d'une part, il faut définir la mise en œuvre technico-organisationnelle. D'autre part, un cadre juridique approprié doit exister.

Pour la mise en œuvre technique et organisationnelle d'un délestage manuel, l'AES a déjà élaboré les bases nécessaires, présentées dans une recommandation de la branche intitulée «Délestage manuel».³⁰ Le cadre juridique est toutefois insuffisant pour effectuer des délestages manuels. Une base juridique explicite est nécessaire.

Mise en œuvre de la mesure D4

- Création d'une base juridique pour le délestage manuel (selon art. 8 et 20a LApEI/«Mantelerlass»).

³⁰ Délestage manuel, Règles techniques et organisationnelles pour la mise en œuvre du délestage manuel en Suisse, MLS – CH 2019, Recommandation de la branche de l'AES, mai 2019
<https://www.strom.ch/fr/media/8632/download>

■ **Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l’approvisionnement et la stabilité du réseau (mesure D5)**

Mesure D5	
Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l’approvisionnement et la stabilité du réseau: mise en œuvre selon le Bref rapport de l’ECom du 13 octobre 2021	
Objectif de la mesure	Début des effets
Stabilité du réseau de transport et exploitation efficace	court et moyen terme

L’ECom a publié, le 13 octobre 2021, un bref rapport au sujet de mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l’approvisionnement et la stabilité du réseau.³¹ Le Conseil fédéral avait mandaté l’ECom pour examiner ce sujet en collaboration avec Swissgrid.

Les activités de négoce d’électricité au sein de l’UE vont continuer d’augmenter. Tant que, faute d’accord avec l’UE, la Suisse ne sera pas intégrée convenablement dans les procédures de calcul des capacités, qui sont nécessaires pour garantir les flux d’électricité transfrontaliers, la Suisse sera confrontée à une poursuite de la croissance de la quantité, déjà énorme, de flux d’électricité non prévus. De ce fait, les situations dans lesquelles des éléments de réseau de Swissgrid sont surchargés se multiplient et le stress imposé au système croît en conséquence.

Depuis 2015 au moins, de gros efforts ont été consentis pour les mesures opérationnelles visant à optimiser les importations. Compte tenu des évolutions que connaît l’UE (extension du couplage des marchés basé sur les flux, mise en œuvre de la règle des 70% d’ici à 2025, introduction de plates-formes d’ajustement, mise hors service de capacités de production contrôlables et tendance vers des marchés à court terme jusqu’à peu avant la livraison) et des besoins d’importation croissants de la Suisse, les efforts requis pour les mesures prises au niveau du réseau ont progressivement augmenté.

Le bref rapport de l’ECom présente six paquets de mesures qui seront approfondis dans la perspective des problèmes qui pourraient se poser à partir de 2025:

1. Accords internationaux de droit privé concernant l’interconnexion (SAFA)
2. Remplacement anticipé des transformateurs de couplage
3. Optimisation des travaux de maintenance
4. Augmentation de la tension du réseau de transport
5. Coordination du réseau de transport avec le niveau de réseau 3
6. Adaptation du concept d’exploitation

L’ECom attire l’attention sur le fait que les mesures à court terme les plus importantes ont déjà été prises ou sont en cours de mise en œuvre. Pour elle, il s’agit principalement d’en accélérer la mise en œuvre et, si possible, de les réaliser encore d’ici à 2025.

³¹ Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l’approvisionnement et la stabilité du réseau, Rapport à l’attention du DETEC / du Conseil fédéral, ECom, 13.10.2021
<https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/fr/dokumente/2021/kurzberichtnetzseitigemassnahmen.pdf>

Mise en œuvre de la mesure D5

- Mise en œuvre des mesures selon le bref rapport de l'EiCom du 13 octobre 2021.

■ Marge de manœuvre pour la tarification du réseau (mesure D6)

Mesure D6	
Marge de manœuvre pour la tarification du réseau: incitations tarifaires pour décharger les réseaux de distribution	
Objectif de la mesure	Début des effets
Stabilité du réseau de distribution et exploitation efficace	moyen terme

Le réseau de distribution est essentiel pour la mise en œuvre de la stratégie énergétique et climatique; il doit être transformé et étendu à cette fin. Le cadre actuel de la tarification du réseau ne répond plus aux réalités ni aux évolutions depuis fort longtemps déjà. Le modèle tarifaire doit inclure les acteurs du marché quant à la responsabilité d'une exploitation du réseau stable et sûre.

Les coûts du réseau sont déterminés en premier lieu par la capacité mise à disposition. Étant donné que le réseau de distribution doit être conçu de sorte à pouvoir couvrir la sollicitation maximale (c'est-à-dire couvrir à tout moment les besoins totaux en électricité à partir du réseau ou l'injection d'électricité décentralisée totale), des investissements élevés devront être effectués à l'avenir. Le nombre croissant de consommateurs finaux soutirant de fortes puissances mais consommant peu (p. ex. aussi l'infrastructure de charge pour l'électromobilité) rend par conséquent nécessaire de se baser, pour les tarifs pour l'utilisation du réseau, principalement sur la demande de capacité et non sur la quantité d'énergie transportée. Une tarification de la puissance soutirée est de plus en plus incontournable afin de garantir l'utilisation efficace du réseau (art. 8, al. 1 LApEI) et de respecter le principe de causalité pour les tarifs d'utilisation du réseau (art. 14, al. 3, LApEI), et afin de rendre compte de la volonté politique souhaitant une évolution vers des structures décentralisées et des solutions de consommation propre. Une plus grande liberté d'action pour les gestionnaires de réseau s'impose donc de façon urgente dans la tarification du réseau pour permettre d'adapter le financement des coûts de réseau aux réalités actuelles. Pour que des marchés et des produits décentralisés puissent s'établir, il faut des tarifs dynamiques et flexibles.

Les tarifs pour l'utilisation du réseau doivent poser pour tous les clients les mêmes incitations à utiliser efficacement le réseau et, en fonction de la situation, à soulager le réseau, ainsi que permettre des économies grâce à un comportement de soutirage approprié. Les tarifs devraient par conséquent dépendre en premier lieu du profil de soutirage au point de soutirage. Il faut mettre un terme au mélange entre la tarification du réseau et certains objectifs de politique énergétique (utilisation efficace de l'énergie).

Mise en œuvre de la mesure D6

Loi sur l'approvisionnement en électricité:

Art. 14 Rémunération pour l'utilisation du réseau et tarifs d'utilisation du réseau

3 Les tarifs d'utilisation du réseau doivent:

- e. tenir compte d'une infrastructure de réseau ~~et d'une utilisation de l'électricité~~ efficaces et poser des incitations pour une exploitation stable et sûre du réseau.

■ Possibilité de gestion de la charge et de l'injection (mesure D7)

Mesure D7	
Possibilité de gestion de la charge et de l'injection: influence sur les processus de recharge de l'e-mobilité, le photovoltaïque, le stockage	
Objectif de la mesure	Début des effets
Stabilité du réseau de distribution et exploitation efficace	moyen terme

Le gestionnaire de réseau est déjà tenu par la loi de garantir un réseau sûr, performant et efficace (art. 8, al. 1 LApEI), et seuls les coûts correspondants sont imputables (art. 15, al. 1 LApEI). Une extension du réseau conforme aux besoins, économiquement supportable et donc efficace doit mettre au centre l'utilisation de la capacité. Si la capacité n'est utilisée par une injection que sporadiquement, il n'est pas efficace d'étendre le réseau et d'imputer les coûts sur les consommateurs finaux. Avec la télécommande centralisée, par exemple, les gestionnaires de réseau misent donc depuis longtemps sur les flexibilités – avec succès. Leur utilisation ne cesse de gagner en importance avec la décentralisation de l'approvisionnement en électricité et la fluctuation croissante des quantités injectées. Le gestionnaire de réseau devra en outre respecter le principe ORARE dès l'entrée en vigueur de la Stratégie Réseaux électriques, principe qui demande que le réseau soit optimisé avant d'être renforcé ou étendu.

Les flexibilités peuvent être utiles au marché, au système ou au réseau, ces fins pouvant toutefois se trouver en concurrence. Si le gestionnaire de réseau ne peut contracter suffisamment de flexibilités en vue d'une utilisation au service du réseau, il doit augmenter les capacités de ce dernier, ce qui entraîne une hausse des coûts de réseau, et donc des tarifs d'utilisation. L'exploitation des flexibilités au service du réseau est par conséquent primordiale pour que le gestionnaire puisse aussi bien se conformer aux dispositions légales susmentionnées que garantir la stabilité du réseau, qui est essentielle d'un point de vue macroéconomique. Afin de garantir une exploitation sûre et efficace du réseau, il convient d'impliquer l'ensemble des acteurs et des utilisateurs du réseau. En particulier lorsque le réseau est fortement sollicité, la disponibilité des flexibilités au service de ce dernier revêt une importance prioritaire et doit être garantie par la législation. Cela inclut la possibilité de procéder à une réduction des pics d'injection (*peak shaving*) dans un cadre strictement défini. (cf. mesure D11).

La puissance des bornes de recharge et des installations de recharge doit elle aussi pouvoir être réduite temporairement en cas de danger imminent pour la sécurité de l'exploitation du réseau. Ces équipements doivent donc être munis d'une possibilité de commande pour le gestionnaire de réseau de distribution à partir d'une certaine puissance. Cette commande par le gestionnaire de réseau de distribution prévaut sur l'utilisation de la flexibilité par des tiers.

Mise en œuvre de la mesure D7

Loi sur l'approvisionnement en électricité («Mantelerlass»):

Art. 17b^{bis} Utilisation de la flexibilité

2 Les gestionnaires d'un réseau de distribution peuvent utiliser la flexibilité au service du réseau dans leur zone de desserte. Ils concluent avec les détenteurs de flexibilité des contrats ~~qui tiennent compte des différentes configurations en matière de flexibilité et sont uniformes au sein d'une même configuration.~~ Ils veillent à l'absence de discrimination dans l'utilisation de la flexibilité et la gestion des contrats.

5 *Biffer*

Art. 22 Tâches

2 *Selon le doit en vigueur, ainsi que:*

L'EiCom est notamment compétente pour:

d. statuer, en cas de litige, sur l'utilisation de la flexibilité au service du réseau.

■ Introduction de la possibilité de *peak shaving* (mesure D11)

Mesure D11	
Introduction de la possibilité de <i>peak shaving</i>	
Objectif de la mesure	Début des effets
Stabilité du réseau de distribution et exploitation efficace	moyen terme

L'ajustement de la puissance d'injection des installations photovoltaïques (*peak shaving*) contribue de manière importante à un réseau efficace en termes de coûts. Si la quantité totale d'énergie produite devait à tout moment pouvoir être injectée dans le réseau, il faudrait étendre fortement le réseau, avec pour conséquence des coûts élevés. Le *peak shaving* permet de réduire de deux tiers ces coûts d'extension (entre 5,8 et 8,1 milliards CHF d'ici à 2035). La puissance d'injection doit être fixée explicitement à 70% de la puissance du module en courant continu. L'ajustement est traité à peu près de la même façon en Allemagne. Étant donné que les installations photovoltaïques n'atteignent leur puissance maximale d'injection que quelques jours par an, la perte d'énergie est minimale et ne dépasse pas quelques pour-cent. De plus, l'ajustement n'a lieu qu'à des heures où il est typique que l'offre en énergie soit excédentaire, les prix du marché étant alors bas, voire négatifs. L'ajustement se référant au point de raccordement au réseau (puissance d'injection dans le réseau de distribution) et non à la puissance de production de l'installation, la consommation propre locale peut quand même être optimisée et, ainsi, la perte d'énergie du producteur peut être réduite. Puisque cet ajustement ne génère pratiquement pas de pertes d'énergie et ne s'accompagne pas de pertes économiques pour le producteur, il doit être réalisé sans frais. Seul un ajustement plus large (c.-à-d. au-delà des 70%) devrait être convenu par contrat en tant que flexibilité, et indemnisé en conséquence.

Mise en œuvre de la mesure D11

Loi sur l'approvisionnement en électricité («Mantelerlass»):

Art. 17b^{bis} Utilisation de la flexibilité

3 Les gestionnaires d'un réseau de distribution peuvent, dans leur zone de desserte et sans moyennant une rétribution adéquate, recourir à la flexibilité au service du réseau pour les utilisations garanties suivantes:

- a. ajustement de la puissance d'injection d'installations photovoltaïques à 70% de la puissance de production maximale d'une part déterminée de l'injection;
- b. utilisation en cas de menace imminente et importante pour la sécurité de l'exploitation du réseau; cette utilisation ne doit être rémunérée que dans le cas où la menace n'aurait raisonnablement pas pu être écartée d'une autre manière.

■ Pilotage des réseaux de distribution basé sur des données (mesure D8)

Mesure D8	
Pilotage des réseaux de distribution basé sur des données	
Objectif de la mesure	Début des effets
Automatisation du pilotage et des processus	moyen terme

Avec l'augmentation de la production décentralisée issue d'énergies renouvelables, la production d'électricité devient plus volatile. Un *smart grid* doit tenir compte de ce défi et adapter le réseau électrique de manière intelligente à la situation donnée. Les réseaux de transport sont d'ores et déjà bien équipés en capteurs et gérés «intelligemment» en conséquence. Au niveau du réseau de distribution, en revanche, on n'a aujourd'hui que peu d'informations sur l'état des lieux. Grâce aux capteurs connectés, on pourra, à l'avenir, surveiller les flux de charge et les tensions en temps réel. Ainsi, il sera possible de réduire ou, au moins, de reporter dans le temps les besoins d'extension du réseau de distribution, et de conserver la stabilité du réseau au niveau élevé qu'elle a aujourd'hui, malgré des sources d'électricité volatiles. La digitalisation de l'état du réseau fournit des informations importantes pour la planification stratégique du réseau.

Avec la multiplication des unités de production, le pilotage de l'exploitation du réseau devient plus complexe. Les refoulements au niveau de réseau 7 entraînent des hausses de la tension. Le relevé numérique des installations de production décentralisées permet un monitoring intelligent de la charge du réseau. Des équipements d'exploitation intelligents (p. ex. transformateurs réglables, capacités de stockage décentralisées) peuvent permettre de gérer dynamiquement le réseau électrique et de maintenir celui-ci dans un état stable, dans les limites des normes et des tolérances. À l'avenir, des algorithmes intelligents offriront l'opportunité d'intervenir en un rien de temps et de procéder au dépannage, au moins temporaire. Dans de nombreuses situations, les systèmes IT pourront localiser la source d'erreur plus rapidement que l'humain.

La digitalisation se base fortement sur les économies d'échelle. C'est pourquoi, en particulier au niveau des efforts de numérisation, on peut tabler sur des effets de baisse de coûts grâce à l'utilisation de synergies et au regroupement des ressources. Dans les domaines où on ne peut pas miser sur une différenciation, il faut viser des solutions de branche.

Mise en œuvre de la mesure D8

- Élaboration d'une matrice d'utilisation des données en tant qu'outil supplémentaire pour la politique des données
- Harmonisation des données et interfaces pour l'utilisation par les gestionnaires de réseau
- Concept global pour l'*Open Data Universum* de l'AES
- Études de *benchmarking* sur le degré de maturité numérique avec des partenaires internationaux

■ Automatisation des processus (mesure D9)

Mesure D9	
Automatisation des processus: les plates-formes de données subsidiaires sont un élément important pour l'automatisation	
Objectif de la mesure	Début des effets
Automatisation du pilotage et des processus	moyen terme

L'automatisation des processus correspond à l'une des principales utilités de la digitalisation. Les processus peuvent être optimisés, automatisés, voire organisés de façon autonome tout au long de la chaîne de création de valeur.

L'approvisionnement électrique en Suisse est encore organisé de manière traditionnelle à de nombreux endroits, avec beaucoup de petits gestionnaires communaux de réseau de distribution. Cet état de fait a déjà mené, lors de la libéralisation partielle du marché, à ce que les gros clients, en particulier s'il s'agit de clients multisites, aient de nombreux interlocuteurs différents lors d'un changement de fournisseur. De plus, il n'est pas toujours facile de déterminer les interlocuteurs, car les petits gestionnaires de réseau de distribution sont souvent tributaires de prestataires de service pour remplir leurs tâches. Au début de l'ouverture partielle du marché, cela a donné aux clients multisites mentionnés l'impression d'une entrave au marché. Avec l'introduction d'une ou de plusieurs plates-formes de données, la recherche des interlocuteurs disparaît: cette tâche peut être déléguée à la plate-forme.

En vue de l'ouverture complète du marché, l'AES soutient la constitution d'un registre centralisé des points de mesure (plate-forme de données light: uniquement les données de base). Les gestionnaires de réseau de distribution jouent un rôle important dans leur mise sur pied et leur établissement. L'AES soutient la concurrence entre les plates-formes de données et exige une communication standardisée (SDAT) entre elles. En cas d'ouverture complète du marché, l'AES salue une obligation légale d'y participer pour les acteurs du marché impliqués. Les parties prenantes ont la liberté de choix. Les acteurs du marché sous contrat ont le droit d'accéder aux données de la plate-forme de données. À l'avenir, le client final aura aussi accès à ses données. Une évolution plus large n'est judicieuse et rentable qu'en impliquant l'infrastructure de système existante des gestionnaires de réseau de distribution et des acteurs du marché impliqués, et devrait par conséquent se faire par étapes et de façon modulaire. Ainsi, les exigences futures d'autres parties prenantes pourront aussi être prises en compte.

Plusieurs initiatives de la branche pour concrétiser des plates-formes de données sont déjà en cours. Il convient de privilégier des solutions subsidiaires par rapport à des prescriptions et directives étatiques.

Mise en œuvre de la mesure D9

Loi sur l'approvisionnement en électricité («Mantelerlass»)

Art. 17b^{quater} Échange de données par l'intermédiaire du registre de données

1 L'échange de données de mesure et de données de référence entre les participants visés à l'art. 17b^{ter} se déroule par l'intermédiaire ~~de d'un registres centraux central~~ notamment pour le traitement des processus de changement visés aux art. 13a et 17a, al. 5. lorsque les buts sont les suivants:

- a. ~~traitement des processus de changement visés aux art. 13a et 17a, al. 5;~~
- b. ~~décompte des coûts de réseau, d'électricité et de mesure;~~
- c. ~~prévisions dans le cadre de la gestion des bilans d'ajustement;~~
- d. ~~saisie de l'électricité au moyen de garanties d'origine.~~

2 Les données de référence visées à l'al. 1 sont sauvegardées dans les registres de données en Suisse. Les exploitants des registres de données gèrent les données sauvegardées et assurent l'échange non discriminatoire des données de mesure et des données de référence entre les participants.

3 Les autorités fédérales et cantonales ont accès aux registres de données dans les limites de leurs prérogatives.

4 *Biffer*

Art. 17b^{quinquies} (nouveau) Organisation et financement des exploitants de registres de données

1 Les exploitants de registres de données sont des sociétés de capitaux ou des sociétés coopératives de droit privé ayant leur siège en Suisse. Ils sont à majorité suisse.

2 Ils accomplissent uniquement les tâches qui leur incombent en vertu de la présente loi et de ses dispositions d'exécution et ne poursuivent pas de but lucratif.

3 Pour chaque point de mesure, ils perçoivent auprès des gestionnaires d'un réseau de distribution une rémunération couvrant les coûts et conforme au principe de causalité.

4 Si aucun exploitant de registre de données n'est constitué dans le délai prescrit par le Conseil fédéral, celui-ci confie les tâches visant la constitution et l'exploitation du registre de données à une instance de droit public.

Art. 17b^{sexies} Organisation et financement de l'exploitant du registre de données

Biffer

Art. 17c Protection des données et sécurité des données

2 Les exploitants de registres de données peuvent traiter les données de personnes morales ainsi que des données personnelles dans l'exécution de leurs tâches. Les participants visés à l'art. 17b^{ter} leur fournissent les renseignements nécessaires à l'exécution de leurs tâches et mettent à disposition les documents requis.

3 Le Conseil fédéral peut édicter des dispositions particulières concernant la protection des données, la sécurité des données ainsi que le contrôle de leur respect, en particulier pour les systèmes de mesure, de commande et de réglage intelligents, y compris leurs équipements accessoires, et pour les registres de données.

■ Déploiement des compteurs intelligents sans libéralisation du système de mesure (mesure D10)

Mesure D10	
Déploiement des compteurs intelligents sans libéralisation du système de mesure	
Objectif de la mesure	Début des effets
Automatisation du pilotage et des processus	moyen terme

L'AES soutient le développement du *smart metering* et est d'avis que l'utilisation accrue de compteurs intelligents (*smart meters*) constitue une option intéressante qui recèle du potentiel pour améliorer l'efficacité énergétique et automatiser les processus d'exploitation, et qui peut contribuer à plus d'innovations au niveau des prestations de services énergétiques. En outre, le *smart metering* peut soutenir l'évolution de réseaux intelligents (*smart grids*) et satisfaire les exigences du marché ouvert. Les documents de la branche de l'AES garantissent un déploiement harmonisé à l'échelle suisse ainsi que des processus efficaces pour l'accès nécessaire aux données et leur échange entre les acteurs habilités.

La Stratégie énergétique 2050 oblige les gestionnaires de réseau à mettre en œuvre le déploiement de systèmes de mesure intelligents. Parallèlement, les coûts correspondants ont été attribués aux coûts du réseau, donc au monopole, par voie de loi et d'ordonnance. Les gestionnaires de réseau qui appliquent le mandat légal en toute bonne foi encourent le risque d'être confrontés à des coûts non amortissables en cas de libéralisation. Pour les producteurs d'électricité également, une libéralisation violerait le principe de la sécurité juridique. La Stratégie énergétique 2050 a exonéré des coûts de mesure les producteurs d'électricité qui construisent de nouvelles installations; désormais, ces coûts doivent à nouveau leur être imputés. Cela peut largement entraver la rentabilité des investissements et freiner, en fin de compte, le développement des énergies renouvelables. De plus, une libéralisation entraîne la perte de synergies avec d'autres fluides (p. ex. gaz, chaleur), ce qui complique une optimisation du système global (couplage des secteurs) intégrant tous les agents énergétiques.

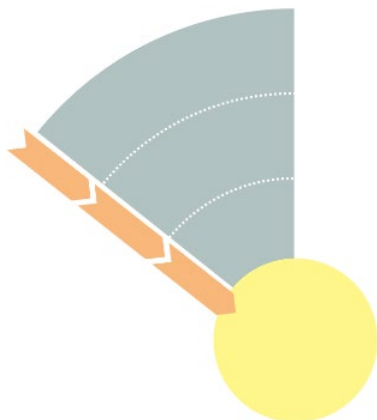
La charge supplémentaire considérable liée à la libéralisation du système de mesure est totalement disproportionnée en regard du volume de marché. Les coûts macroéconomiques seraient supérieurs au potentiel de gain, comme le montrent à la fois des études nationales³² et les expériences faites dans d'autres pays. Le système de mesure existant, autocentré, est cohérent en soi, efficace et raisonnable sur le plan réglementaire. L'ampleur de l'intervention étatique en cas de libéralisation partielle est par ailleurs disproportionnée par rapport à la faible utilité.

Mise en œuvre de la mesure D10

- Pas de libéralisation dans le domaine du système de mesure (biffer les art. 17a et 17a^{bis} LAPEI/«Mantelerlass»).
- Actualisation en cours des documents de la branche de l'AES sur les systèmes de mesure intelligents.

³² Etude de la libéralisation du marché du comptage électrique, rapport final, E-Cube Strategy Consultants (sur mandat de l'OFEN), mars 2020
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/bundesgesetz-erneuerbare-stromversorgung.ex-turl.html#aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWWRtaW4uY2gvZnVlcHVibGJjYX/Rpb24vZG93bmxvYWQvMTA1MTY=.html>

2.5 Procédures et acceptation



Les sites pour les installations d'infrastructure énergétique (énergie renouvelable, stockage et raccordement nécessaire par des réseaux) dépendent de l'offre en énergie disponible à l'endroit concerné et de l'emplacement des sites de consommation finale. Ils s'étendent donc à la fois sur le territoire constructible et non constructible. De ce fait, de plus en plus de conflits avec le droit de l'environnement et de l'aménagement du territoire se font jour, et ils doivent être résolus pour atteindre les objectifs.

En outre, les procédures de planification et d'autorisation pour les installations de production (éolien, hydraulique, photovoltaïque hors des zones à bâtir) et les réseaux sont excessivement longues et ouvrent la porte à de nombreuses possibilités d'oppositions et de recours. Elles doivent être simplifiées et accélérées. Le cadre réglementaire pour l'approvisionnement en énergie, p. ex. pour la levée de capitaux, doit dans la mesure du possible être maintenu à un niveau modéré afin de ne pas ériger d'obstacles inutiles.

Liste des mesures

- Examen de modèles de participation lors du développement de l'éolien et du photovoltaïque (mesure E1)
- Mise en œuvre modérée des prescriptions sur la protection de l'environnement et des eaux (mesure E2)
- Pesée des intérêts de protection/utilisation globale préalable (mesure E3)
- Rejet des initiatives populaires biodiversité et paysage (mesure E4)
- Garantir la possibilité de faire l'objet d'une autorisation en vertu du droit de l'aménagement du territoire (mesure E5)
- Permettre, de manière générale, une pesée des intérêts (mesure E6)
- Intérêt national pour les installations photovoltaïques sur de grandes surfaces (mesure E9)
- Intérêt d'utilisation prépondérant par rapport à d'autres intérêts nationaux (mesure E10)
- Accélérer les procédures d'autorisation et de recours (mesure E7)
- Pas d'ingérences injustifiées dans la liberté de propriété des entreprises électriques (mesure E8)

■ Examen de modèles de participation lors du développement de l'éolien et du photovoltaïque (mesure E1)

Mesure E1	
Examen de modèles de participation lors du développement de l'éolien et du photovoltaïque: implication de parties prenantes privées au cas par cas	
Objectif de la mesure	Début des effets
Amélioration de l'acceptation	court terme

L'acceptation des installations est l'un des points les plus sensibles pour le développement des énergies renouvelables. Les modèles de participation peuvent constituer ici une option intéressante. Ils sont déjà testés par de nombreuses EAE. Il faut veiller à conserver une marge de manœuvre conceptuelle pour trouver des solutions individuelles et adaptées aux circonstances.

Mise en œuvre de la mesure E1

- Examen de modèles de participation par les EAE.

■ **Mise en œuvre modérée des prescriptions sur la protection de l'environnement et des eaux (mesure E2)**

Mesure E2	
Mise en œuvre modérée des prescriptions sur la protection de l'environnement et des eaux	
Objectif de la mesure	Début des effets
Résolution de conflits d'objectifs (protection/utilisation)	court terme

L'hydraulique représente la colonne vertébrale de la stratégie énergétique et climatique et doit continuer d'être développée.³³ Cet objectif de développement se heurte aux exigences écologiques croissantes envers l'hydraulique.

À ce jour, les assainissements de débits résiduels en présence de droits d'utilisation existants (selon LEaux de 1992) ont progressé. S'ajoutent à cela, dans les décennies à venir, de nombreux renouvellements de concession avec des mesures plus étendues pour respecter les dispositions sur les débits résiduels, ainsi que, d'ici à fin 2030, des mesures d'assainissement dans les domaines de la restauration de la migration des poissons, du régime de charriage et des éclusées (selon LEaux de 2011). Ces mesures vont de pair avec des pertes d'énergie considérables.

Selon une étude réalisée à l'échelle nationale par l'ASAE en 2018³⁴ concernant les pertes de production hydroélectrique liées aux débits résiduels enregistrées jusqu'à présent ainsi que les pertes futures, même le scénario présentant les pertes les moins importantes entraînerait d'ici à 2050 une baisse de production de 2280 GWh par an (810 GWh/a d'ici à 2035 et 1470 GWh/a supplémentaires d'ici à 2050). Cela représente 6% de la production hydroélectrique actuelle. Avec une interprétation plus stricte des exigences, les pertes d'énergie augmentent en conséquence.

Période	Pertes de production en GWh/a selon scénario			
	Scénario 1 Exigences comme jusqu'à présent	Scénario 2 Exigences plus élevées Profondeur d'eau	Scénario 3 Exigences plus élevées Prot. zones alluviales	Scénario 4 Dotation dynamique simultanée
2018-2035	810	860	1'110	1'620
2036-2050	1'470	1'660	2'540	4'790
2051-2070	230	280	440	780
Total 2018-2070	2'510	2'800	4'090	7'190
<i>1992-2017</i>	<i>560</i>	<i>560</i>	<i>560</i>	<i>560</i>
Total 1992 -2070	3'070	3'360	4'650	7'750

Tableau 1: Augmentation des pertes de production résultant les débits résiduels pour les quatre scénarios examinés à partir de 2018 et jusqu'en 2070 en GWh/a (les valeurs indiquent les pertes à la fin de la période considérée; en italique: complétées avec les pertes constatées jusqu'à présent).

Si l'on ne veut pas rater considérablement l'objectif de production visé pour l'hydraulique, une interprétation et une mise en œuvre modérées des exigences écologiques est nécessaire. Celles-ci reviennent en

³³ Objectif de production 2035: 37,4 TWh (art. 2 LEne); objectif de production 2050: 38,6 TWh (art. 2 LEne/«Mantelerlass»)

³⁴ Wasserkraft: Energieeinbussen aus Restwasserbestimmungen, Studien-Kurzfassung, ASAE, 2018 (en allemand) https://www.swv.ch/fileadmin/user_upload/site/PDF/Kurzfassung-Studie-Energieeinbussen_lq.pdf

particulier aux cantons en tant que collectivités publiques aptes à décider (souveraineté sur les eaux). Cette interprétation modérée se baserait sur le débit résiduel minimal fixé par la loi sans augmentations supplémentaires. De plus, en particulier pour les mesures d'assainissement, il faut déterminer les pertes d'énergie et les réduire, axer les exigences écologiques sur la valeur ajoutée effective et les mettre en balance avec les pertes de production. Le choix des variantes doit se faire du point de vue de l'intérêt général de la société (énergies renouvelables = protection du climat = protection des ressources naturelles/de la biodiversité) plutôt qu'en se focalisant uniquement sur le projet local ou sur un intérêt spécifique.

Mise en œuvre de la mesure E2

- Il faut renoncer à durcir le droit fédéral concernant les exigences écologiques.
- Les cantons, en tant que collectivités publiques aptes à décider, veillent à une interprétation et à une mise en œuvre modérées des exigences écologiques et exploitent, lors de l'examen de variantes, la marge de manœuvre au sens d'une pesée des intérêts dans l'intérêt général de la société en tenant compte de la protection du climat.

■ **Pesée des intérêts de protection/utilisation globale préalable (mesure E3)**

Mesure E3	
Pesée des intérêts de protection/utilisation globale préalable: coordination précoce des intérêts de protection/d'utilisation dans les processus de planification et application conséquente dans les procédures d'autorisation	
Objectif de la mesure	Début des effets
Résolution de conflits d'objectifs (protection/utilisation)	moyen terme

L'approvisionnement en énergie durable nécessite d'une part des installations de production (en particulier pour la production hivernale telle que le photovoltaïque alpin, l'éolien et l'hydraulique), des possibilités de stockage et l'infrastructure de réseau nécessaire. Tous ces éléments s'étendent à la fois sur les parties constructibles et non constructibles du territoire. Il n'est pas possible de choisir librement leurs sites. Pour ces installations, la sécurité juridique et de planification doit être améliorée. Pour cela, il faut une procédure de pesée des intérêts entre utilisation et protection qui se déroule dans des délais prévisibles et qui soit fiable quant à son contenu.

Aujourd'hui, la pesée des intérêts n'est réalisée que sur le projet concret et au cas par cas. Dans de nombreux cas, les initiants du projet, les autorités locales et les organisations locales ne peuvent trouver de solutions praticables qu'au prix de longues négociations et procédures. Aujourd'hui, la résolution de conflits d'intérêts fondamentaux est implicitement déléguée aux tribunaux. Cela ne peut pas être dans l'intérêt d'une mise en œuvre rapide de la stratégie énergétique et climatique de la Confédération et nécessite d'être clarifié politiquement. La réglementation de l'intérêt national (art. 12 LEné) introduite en 2018 n'a jusqu'à présent pas mené à un déblocage.

Les objectifs de la stratégie énergétique et climatique de la Confédération revêtent un intérêt national. Afin de tenir compte de cela de manière appropriée et de renforcer la sécurité juridique et de planification, une pesée globale des intérêts préalable est nécessaire (énergies renouvelables = protection du climat = protection des ressources naturelles/de la biodiversité): dans ce cadre, il faut tenir compte de manière équilibrée, dans une pesée des intérêts préalable au niveau politique, des intérêts globaux quant à la protection des ressources naturelles et à la protection du climat en même temps que d'autres tâches qui présentent également un intérêt national. Dans ce contexte, les intérêts de politique climatique et énergétique ainsi que l'intérêt d'un approvisionnement en énergie sûr doivent toujours être considérés comme au moins équivalents à l'intérêt de protection de la biodiversité et être inclus dans la pesée des intérêts. Ensuite, il faut coordonner de manière conséquente et suffisamment tôt les différents intérêts de protection et les intérêts d'utilisation. Le résultat de cette coordination doit être contraignant à tous les niveaux décisionnels dans les processus de planification liés à l'aménagement du territoire et dans les procédures d'autorisation. Un rôle central incombe ici aux cantons. Ils doivent faire avancer de manière ciblée et conséquente les processus de planification et les procédures d'autorisation nécessaires.

Il faut apporter plus de clarté à la pesée globale des intérêts grâce à une stratégie commune au niveau de la Confédération et la concrétiser au moyen de prescriptions contraignantes dans les lois et les ordonnances. Avant toute extension des zones protégées, il faut toujours réaliser une pesée des intérêts correspondante si des sites présentant un potentiel d'utilisation énergétique sont concernés. Afin de tenir compte de

l'importance de l'ensemble des installations et des infrastructures, il faut abaisser les valeurs seuils correspondantes au niveau de l'ordonnance pour les différentes installations de production d'énergie.

Mise en œuvre de la mesure E3

Loi sur l'énergie LEne:

Art. 12 Intérêt national à l'utilisation des énergies renouvelables

2^{bis} (nouveau) Si une autorité doit décider de la protection d'un objet selon la loi fédérale du 1^{er} juillet 1966 sur la protection de la nature et du paysage (LPN), selon la loi sur la chasse du 20 juin 1986, il faut procéder à une pesée des intérêts en considérant les objectifs mentionnés à l'art. 2 de la présente loi, ainsi qu'à l'art. 3 de la loi fédérale du 23 décembre 2011 sur la réduction des émissions de CO₂ et à l'art. 15d de la loi sur les installations électriques du 24 juin 1902. Le Conseil fédéral définit les critères devant être pris en compte lors de la pesée des intérêts, ainsi que leur pondération.

Loi sur l'aménagement du territoire:

Art. 1 Buts

2 Ils soutiennent par des mesures d'aménagement les efforts qui sont entrepris notamment aux fins:
d. de garantir des sources d'approvisionnement suffisantes, y compris un approvisionnement énergétique renouvelable, dans le pays;

Art. 3 Principes régissant l'aménagement

4 Il importe de déterminer selon des critères rationnels l'implantation des constructions et installations publiques ou d'intérêt public. Il convient notamment:
d. de déterminer les intérêts publics déterminants, notamment concernant la production d'énergie renouvelable et l'infrastructure de réseau nécessaire, et de les coordonner suffisamment tôt avec les autres utilisations, compte tenu des intérêts en présence.

Ordonnance sur l'énergie OEne:

Art. 8 Installations hydroélectriques revêtant un intérêt national

1 Les nouvelles installations hydroélectriques revêtent un intérêt national si elles atteignent:
a. une production moyenne attendue d'au moins 12 GWh ~~20 GWh~~ par an, ou
b. une production moyenne attendue d'au moins 10 GWh par an et au moins 200 heures ~~800 heures~~ de capacité de retenue à pleine puissance.

2 Les installations hydroélectriques existantes revêtent un intérêt national si elles atteignent:
b. une production moyenne attendue d'au moins 5 GWh par an et au moins 100 heures ~~400 heures~~ de capacité de retenue à pleine puissance.

4 Les centrales à pompage-turbinage revêtent un intérêt national si les pompes ~~elles~~ atteignent une puissance installée d'au moins 50 MW ~~400 MW~~. L'intérêt national de la production issue d'apports d'eau naturels est évalué selon l'art. 8, al. 1 ou al. 2.

■ Rejet des initiatives populaires biodiversité et paysage (mesure E4)

Mesure E4	
Rejet des initiatives populaires biodiversité et paysage	
Objectif de la mesure	Début des effets
Résolution de conflits d'objectifs (protection/utilisation)	moyen terme

En septembre 2020, deux initiatives populaires ont été déposées. Celles-ci vont totalement à l'encontre d'un approvisionnement en électricité sûr et renouvelable.

Initiative populaire «Pour l'avenir de notre nature et de notre paysage (Initiative biodiversité)»:

L'Initiative biodiversité vise à étendre les surfaces protégées afin de préserver les ressources naturelles et à relever le statut de protection de ces surfaces. L'Initiative biodiversité aurait pour conséquence que le pays entier serait mis sous protection ou défini comme zone à ménager du point de vue de la biodiversité. Ne serait-ce qu'au vu de ces objectifs, elle est donc incompatible avec les objectifs de la stratégie énergétique et climatique de la Confédération et avec la nécessité de garantir un approvisionnement sûr en énergie.

Si «l'essence de ce qui mérite d'être protégé» était considérée comme une valeur absolue par analogie à l'essence des droits fondamentaux constitutionnels et devait être conservée dans son intégralité, la mise en œuvre de la stratégie énergétique et climatique serait rendue totalement impossible, car une telle protection absolue empêcherait la réalisation de toute nouvelle installation dans des zones protégées. Une clarification longue et même judiciaire serait prévisible.

Différentes installations indispensables à l'approvisionnement hivernal, en particulier les centrales à accumulation et les centrales éoliennes, seraient directement concernées par cela. Le remplacement des installations existantes serait lui aussi remis en question, voire rendu complètement impossible. En particulier, les centrales hydrauliques existantes, qui constitueront aussi à l'avenir la colonne vertébrale de l'approvisionnement en énergie renouvelable en Suisse, ainsi que l'infrastructure de réseau ne pourraient pas réaliser les rénovations nécessaires ni les améliorations possibles de leur efficacité.

Initiative populaire «Contre le bétonnage de notre paysage (Initiative paysage)»:

L'Initiative paysage impose le principe de la séparation entre territoire constructible et non constructible de manière encore plus stricte que le droit de l'aménagement du territoire en vigueur. Elle vient ainsi cimenter les conflits qui existent d'ores et déjà avec un approvisionnement en énergie renouvelable. Les conditions dérogatoires prévues par l'initiative et devant être satisfaites de manière cumulative équivaldraient, dans les faits, à une interdiction absolue de toute extension de l'utilisation. L'initiative va ainsi diamétralement à l'encontre des besoins d'un approvisionnement en énergie renouvelable et toujours plus décentralisé.

Non seulement l'initiative rendrait impossibles la réaffectation et l'agrandissement de constructions existantes présentant un potentiel d'utilisation énergétique, mais elle empêcherait également l'extension et le remplacement d'utilisations énergétiques existantes sur le territoire non constructible. Cela aurait pour conséquence que les installations de production et les infrastructures de réseau existantes qui ne sont pas

imposées par leur destination ne pourraient plus être rénovées et devraient, le cas échéant, cesser leur exploitation.

Selon l'argumentation des initiants, le développement des énergies renouvelables ne serait pas concerné par l'initiative. Or il faut clairement contredire cette affirmation. En effet, contrairement à l'argumentation des initiants, le droit régissant l'aménagement du territoire ne fait de manière générale pas la distinction entre les constructions et les installations. Les installations visant à utiliser les énergies renouvelables hors de la zone à bâtir sont donc bel et bien considérées comme des constructions. Il n'est à ce sujet pas possible de changer l'interprétation du texte de l'initiative.

Mise en œuvre de la mesure E4

- Rejet de l'Initiative populaire «Pour l'avenir de notre nature et de notre paysage (Initiative biodiversité)» et de l'Initiative populaire «Contre le bétonnage de notre paysage (Initiative paysage)».

■ **Garantir la possibilité de faire l'objet d'une autorisation en vertu du droit de l'aménagement du territoire (mesure E5)**

Mesure E5	
Garantir la possibilité de faire l'objet d'une autorisation en vertu du droit de l'aménagement du territoire: dérogations au principe de séparation entre territoire constructible et territoire non constructible au sens de l'implantation imposée par la destination	
Objectif de la mesure	Début des effets
Possibilité pour les projets de développement des énergies renouvelables et de réseau appropriés de faire l'objet d'une autorisation	moyen terme

L'approvisionnement en énergie durable nécessite des installations de production (en particulier pour la production hivernale telle que le photovoltaïque alpin, l'éolien et l'hydraulique), des possibilités de stockage et l'infrastructure de réseau nécessaire. Tous ces éléments s'étendent à la fois sur les parties constructibles et non constructibles du territoire. Il n'est pas possible de choisir librement leurs sites. Le principe selon lequel l'installation est imposée par sa destination s'applique aux installations éoliennes et hydrauliques et (en se basant sur le plan sectoriel, au sens large également) aux lignes de transport. Toutefois, il ne vaut pas pour d'autres installations de production renouvelable telles que la biomasse, le photovoltaïque agricole et alpin, qui servent surtout la production hivernale, ni pour le réseau de distribution énergétique (réseaux de chaleur à distance compris). L'agriculture dispose d'un potentiel considérable pour la production d'énergies renouvelables (photovoltaïque, biomasse, chaleur à distance). L'utilisation de constructions existantes hors de la zone à bâtir (y c. le terrain qui les entoure) pour l'approvisionnement en énergie serait judicieuse et possible sans utilisation supplémentaire considérable du sol. Cependant, en se basant sur le droit en vigueur et sur l'interprétation actuelle relative à l'implantation qui est imposée par la destination, de telles installations ne peuvent pas automatiquement obtenir une autorisation et leur réalisation entraîne des conflits avec les principes de l'aménagement du territoire.

Les installations nécessaires à un approvisionnement énergétique sûr et basé sur les énergies renouvelables doivent donc pouvoir faire l'objet d'une autorisation, et la sécurité juridique et de planification doit être garantie pour elles. En conséquence, il convient de prévoir une dérogation au principe strict de la séparation entre le territoire constructible et non constructible pour les installations qui servent l'approvisionnement sûr en énergie et la mise en œuvre de la stratégie énergétique et climatique (dans le sens de l'implantation qui est imposée par la destination).

De plus, il convient de garantir que les différents intérêts et utilisations soient, à l'avenir, encore davantage coordonnés, et ce surtout suffisamment tôt. Les cantons jouent un rôle central lors de l'élaboration des bases de planification et de la pesée concrète des intérêts. Sur le principe, le droit de l'aménagement du territoire leur fournit d'ores et déjà les instruments appropriés pour assumer cette tâche. Ceux-ci doivent être appliqués systématiquement à tous les niveaux décisionnels, et leurs résultats doivent être pris en compte dans les procédures d'approbation qui suivent. Cela permet d'améliorer la sécurité juridique et de planification pour les initiants de projets.

Si des utilisations supplémentaires ou des réaffectations sont admises hors du territoire constructible, il faut considérer que celles-ci doivent aussi être raccordées. Il convient donc de tenir compte des installations né-

cessaires au raccordement dès le niveau de la planification.

Mise en œuvre de la mesure E5

- L'aménagement du territoire doit davantage coordonner les différentes utilisations et les différents intérêts, et ce de manière précoce. (cf. art. 1, 3 et 16)
- Des dérogations au principe de la séparation entre le territoire constructible et non constructible doivent s'appliquer aux installations qui servent l'approvisionnement sûr en énergie et la mise en œuvre de la stratégie énergétique et climatique (dans le sens de l'implantation qui est imposée par la destination). (cf. art. 24^{ter})
- Si des utilisations supplémentaires ou des réaffectations sont autorisées hors du territoire constructible, il faut également prévoir leur raccordement. (cf. art. 18)

Loi sur l'aménagement du territoire (2^{ème} phase de révision):

Art. 1 Buts

2 Ils soutiennent par des mesures d'aménagement les efforts qui sont entrepris notamment aux fins:

- d. de garantir des sources d'approvisionnement suffisantes, y compris un approvisionnement énergétique renouvelable, dans le pays;

Art. 3 Principes régissant l'aménagement

4 Il importe de déterminer selon des critères rationnels l'implantation des constructions et installations publiques ou d'intérêt public. Il convient notamment:

- d. de déterminer les intérêts publics déterminants, notamment concernant la production d'énergie renouvelable et l'infrastructure de réseau nécessaire, et de les coordonner suffisamment tôt avec les autres utilisations, compte tenu des intérêts en présence.

Art. 16 Zones agricoles

3 Dans leurs plans d'aménagement, les cantons tiennent compte de façon adéquate des différentes fonctions des zones agricoles et de l'approvisionnement énergétique.

Art. 18 Autres zones et territoires

1^{bis} Dans ces autres zones d'affectation hors de la zone à bâtir, des constructions ou des installations destinées à des utilisations imposées par leur destination, y compris l'infrastructure nécessaire à leur raccordement, peuvent être admises dans la mesure où leur réalisation permet de mettre en œuvre les exigences du plan directeur.

Art. 24^{ter} Constructions et installations pour l'approvisionnement en énergie réseaux thermiques

Les constructions et les installations de raccordement qui sont nécessaires à la production, au stockage, au transport ou à la distribution d'énergie Les réseaux thermiques qui apportent une contribution pour réduire la consommation d'énergies non renouvelables peuvent, si nécessaire, être construites hors de la zone à bâtir si elles servent les objectifs de la loi sur l'énergie du 30 septembre 2016, de la loi fédérale du 23 décembre 2011 sur la réduction des émissions de CO₂ et de la loi sur les installations électriques du 24 juin 1902. Le Conseil fédéral règle les détails.

■ Permettre, de manière générale, une pesée des intérêts (mesure E6)

Mesure E6	
Permettre, de manière générale, une pesée des intérêts: également dans les biotopes ainsi que les réserves de sauvagine et d'oiseaux migrateurs	
Objectif de la mesure	Début des effets
Possibilité pour les projets de développement des énergies renouvelables et de réseau appropriés de faire l'objet d'une autorisation	moyen terme

Avec la modification de la Loi sur l'énergie dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050, les énergies renouvelables se sont vu attribuer un intérêt national avec pour objectif de rendre possible une pesée des intérêts pour les projets d'une certaine taille et dont l'emplacement touche un autre intérêt national.

Selon la Loi sur l'énergie en vigueur (art. 12, al. 2 LENE, deuxième phrase), la possibilité de réaliser cette pesée des intérêts est exclue d'emblée pour les biotopes ainsi que pour les réserves de sauvagine et d'oiseaux migrateurs. Cela constitue d'ores et déjà une grosse entrave au maintien de la production hydraulique et au développement des énergies renouvelables nécessaires pour la production hivernale.

Les lacs glaciaires qui se forment du fait du recul des glaciers représentent un potentiel de création de lacs de retenue et de nouvelles centrales hydroélectriques. Selon des estimations de l'EPF de Zurich (PNR 70), des lacs de retenue situés en aval de glaciers qui se retirent pourraient accroître la production d'électricité de la Suisse d'environ 3%. Environ la moitié d'entre eux pourrait contribuer au stockage saisonnier et, par conséquent, à la production d'électricité en hiver. La capacité de stockage théorique des sept lieux les plus appropriés atteint 1,3 TWh (ce qui équivaut à 14% de la capacité de stockage des lacs de retenue actuels).^{35, 36} À l'exception du glacier de Trift, l'ensemble de ces sites se situent cependant dans des zones protégées, de sorte que, à moins de modifier les dispositions relatives à la protection, il n'existe guère d'opportunité juridique de création d'un nouveau lac de retenue. Tant que les glaciers ne seront pas de toute façon sous protection nationale ou qu'ils seront classés au patrimoine mondial de l'UNESCO, les sites bénéficieront de la protection préventive.³⁷

Dans le cadre de sa stratégie hydraulique, le canton du Valais a lui aussi constaté que 80% du potentiel de développement hivernal se trouvait dans des zones protégées (11 sites) et 20% hors des zones protégées (8 sites).³⁸

D'après l'Association suisse pour l'aménagement des eaux, il existe de nombreux chevauchements avec des zones protégées même au niveau des centrales hydroélectriques existantes.³⁹ Dans différents cas, c'est

³⁵ Neue Chancen in der Umgebung schmelzender Gletscher, site Internet du NFP Energie (en allemand) <https://nfp-energie.ch/de/key-themes/200/synthese/23/cards/189>

³⁶ Wasserkraftpotential in Gletscherrückzugsgebieten der Schweiz, Bericht von Daniel Ehrbar/Lukas Schmockler/David Vetsch/Robert Boes, Wasser Energie Luft, 2019 (en allemand) <https://api.nfp-energie.ch/api/de/content/file/57a54c9be66e450e9c794aee9de000cd>

³⁷ Art. 3a et art. 7 de l'Ordonnance sur les zones alluviales

³⁸ Etude de base sur le potentiel de la Force Hydraulique en Valais, Rapport FMV, DFE, 2710.2020

https://www.fmv.ch/fileadmin/user_upload/Etude_de_base_sur_le_potentiel_de_la_Force_Hydraulique_en_Valais_-_FMV_20201027.pdf

³⁹ Révision des inventaires de biotopes, prise de position de l'ASAE, 2.11.2015 (en allemand)

https://www.swv.ch/fileadmin/user_upload/site/PDF/2015d_Stellungnahme-Revision-Biotop-Inventare_SWV.pdf

précisément l'utilisation à des fins énergétiques qui a incité à protéger un site.⁴⁰ Si les centrales se trouvent dans des objets protégés, cela complique la rénovation ou l'agrandissement de l'installation. Dans la mesure où ces travaux ne sont pas considérés comme non autorisés, ils s'accompagnent de mesures de restauration ou de remplacement conséquentes.

Indépendamment du type d'objet de protection concerné, une pesée des intérêts devrait toujours être possible afin de pouvoir décider au cas par cas entre production énergétique supplémentaire, en particulier en hiver, avec mise en œuvre de mesures compensatoires, et maintien de la protection absolue.

Mise en œuvre de la mesure E6

Art. 12 Intérêt national à l'utilisation des énergies renouvelables

2 Les installations destinées à utiliser les énergies renouvelables, notamment les centrales d'accumulation, et les centrales à pompage-turbinage revêtent, à partir d'une certaine taille et d'une certaine importance, un intérêt national notamment au sens de l'art. 6, al. 2, de la loi fédérale du 1^{er} juillet 1966 sur la protection de la nature et du paysage (LPN). ~~Dans les biotopes d'importance nationale au sens de l'art. 18a LPN et les réserves de sauvagine et d'oiseaux migrateurs visées à l'art. 11 de la loi du 20 juin 1986 sur la chasse⁶, les nouvelles installations destinées à utiliser les énergies renouvelables sont interdites.~~

⁴⁰ Quelques exemples: la zone protégée du Grimsel et de l'Oberaar, le lac de retenue de Klingnau, le lac de la Gruyère, le lac de Wohlen, le lac de retenue de Niederried, des parties du Val d'Arolla ainsi que le Val Ferret. (cf. prise de position de l'AES au sujet de la révision de la loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN) en tant que contre-projet indirect à l'initiative biodiversité, 17.6.2021, <https://www.strom.ch/fr/document/prise-de-position-au-sujet-de-la-revision-de-la-loi-federale-sur-la-protection-de-la-0>)

■ Intérêt national pour les installations photovoltaïques sur de grandes surfaces (mesure E9)

Mesure E9	
Intérêt national pour les installations photovoltaïques sur de grandes surfaces: pour une part substantielle de production d'électricité en hiver	
Objectif de la mesure	Début des effets
Possibilité pour les projets de développement des énergies renouvelables et de réseau appropriés de faire l'objet d'une autorisation	court terme

Selon le droit en vigueur, certaines installations destinées à utiliser les énergies renouvelables peuvent revêtir, à partir d'une certaine taille et d'une certaine importance, un intérêt national. Cela crée la possibilité d'une pesée des intérêts dans le cas où d'autres intérêts nationaux (notamment d'après la LPN) sont présents. Actuellement, la Loi sur l'énergie prévoit un tel intérêt national uniquement pour les installations hydrauliques et éoliennes (art. 12, al. 4 LEne ainsi que les art. 8 et 9 OEne).

En particulier, les installations photovoltaïques sur de grandes surfaces en altitude peuvent aussi apporter une contribution importante à la mise en œuvre de la stratégie énergétique et climatique et à la sécurité d'approvisionnement en électricité pendant l'hiver. De telles installations ne peuvent pas être réalisées au moyen d'une simple procédure d'autorisation de construire, voire d'une procédure d'annonce. En règle générale, elles doivent passer par une procédure d'aménagement du territoire et fournir une étude de l'impact sur l'environnement, comme c'est p. ex. le cas aussi pour l'énergie éolienne. En outre, les sites alpins, précisément, nécessitent aussi une pesée des intérêts coûteuse en temps et en ressources, ou ils peuvent affecter des intérêts de protection d'importance nationale.

Pour les installations photovoltaïques sur de grandes surfaces avec une part substantielle de production hivernale (au moins 50%), il faut donc prévoir aussi un intérêt national. La valeur seuil correspondante pour une production annuelle doit être fixée à 8 – 10 GWh au niveau de l'ordonnance.

Mise en œuvre de la mesure E9

- Intégration du photovoltaïque dans l'art. 12, al. 4 LEne
- Définition d'une valeur seuil de 8 – 10 GWh ainsi que d'une part minimum de 50% de production d'électricité hivernale pour l'intégration de l'intérêt national pour le photovoltaïque dans l'Ordonnance sur l'énergie.

■ **Intérêt d'utilisation prépondérant par rapport à d'autres intérêts nationaux (mesure E10)**

Mesure E10	
Intérêt d'utilisation prépondérant par rapport à d'autres intérêts nationaux: pour les installations de production et de réseau d'intérêt national	
Objectif de la mesure	Début des effets
Possibilité pour les projets de développement des énergies renouvelables et de réseau appropriés de faire l'objet d'une autorisation	court et moyen terme

Afin d'accélérer le développement des énergies renouvelables, d'autres mesures sont nécessaires. Celles-ci doivent en particulier intervenir au niveau de la pesée des intérêts entre protection et utilisation. La situation légale actuelle, précisément dans le domaine de l'environnement et, partant, la pratique des autorités et des tribunaux, ne tient pas suffisamment compte de la nécessité d'utiliser les ressources indigènes dans un but d'approvisionnement en énergie. Il faut, au moins temporairement, une priorisation de l'approvisionnement énergétique renouvelable, y compris des réseaux nécessaires. L'intérêt national envers la réalisation de projets pour l'utilisation des énergies renouvelables ainsi que d'installations du réseau électrique – dans la mesure où elles sont d'intérêt national (art. 12-13 LEne, art. 15d LIE) – doit ainsi être considéré comme prépondérant par rapport à d'autres intérêts nationaux.

En complément, il pourrait être envisagé d'examiner une limitation des droits de recours pour de tels projets.

Mise en œuvre de la mesure E10

- Intérêt d'utilisation prépondérant par rapport à d'autres intérêts nationaux pour les installations de production et de réseau d'intérêt national (art. 12 - 13 LEne et art. 15d LIE).

■ **Accélérer les procédures d'autorisation et de recours (mesure E7)**

Mesure E7	
Accélérer les procédures d'autorisation et de recours: simplifier les procédures de planification et d'autorisation pour l'énergie éolienne, l'hydraulique, le photovoltaïque et les réseaux électriques	
Objectif de la mesure	Début des effets
Possibilité pour les projets de développement des énergies renouvelables et de réseau appropriés de faire l'objet d'une autorisation	moyen terme

Actuellement, les procédures d'autorisation sont d'une durée disproportionnée et contribuent grandement à ce que le développement des énergies renouvelables, nécessaire pour la stratégie énergétique et climatique et la sécurité d'approvisionnement, soit à la traîne.

Les procédures d'autorisation en plusieurs étapes pour les installations de production d'énergie et de réseau sont extrêmement complexes. Celles pour les installations de production englobent, entre autres, une procédure d'aménagement du territoire ou de concession, suivie de la procédure d'autorisation de construire proprement dite. Pour les réseaux électriques, une procédure d'approbation des plans relevant du droit fédéral, ainsi qu'éventuellement une procédure préalable de plan sectoriel sont nécessaires. Pour les installations de production, il faut de surcroît se procurer les autorisations nécessaires auprès de différentes autorités de la Confédération et des cantons, parfois même au niveau des communes. Chacune de ces autorisations peut faire l'objet de recours, dont les procédures s'étendent sur plusieurs instances.

Il peut donc vite se passer 10 à 20 ans jusqu'à ce que toutes les questions soient clarifiées et que les projets dans les domaines de l'hydraulique, de l'éolien et du réseau de transport puissent voir le jour. On peut citer à titre d'exemples le parc éolien du Saint-Gothard – qui a pu être mis en service en 2020 au bout de 18 ans –, l'agrandissement du lac du Grimsel par un rehaussement des barrages – encore loin d'obtenir une autorisation de construire même après plus de 20 ans de procédures –, la ligne à très haute tension entre Chamson et Chippis – dont la construction a pu démarrer en 2018 après plus de 30 ans –, ou encore le parc éolien des Quatre Bornes – auquel l'autorisation de construire a été refusée dans les urnes, après 14 ans, par l'une des deux communes d'implantation en 2020 et qui doit maintenant faire l'objet d'une nouvelle étude de projet dans la commune restante.

Il faut donc une accélération qui déploie rapidement ses effets sur ces procédures, et ce pour tous les projets visant l'utilisation d'énergies renouvelables, indépendamment de leur taille, et pour les réseaux nécessaires à cet effet. Pour cela, il faut procéder à des optimisations au moins dans le cadre de la procédure ordinaire de planification et d'autorisation de construire. On pourrait aussi envisager une procédure concentrée comme alternative à la procédure ordinaire, telles qu'elle existe déjà dans certains cantons, ou des normes de procédure fixées par la Confédération et applicables de façon générale.

Les étapes de la procédure doivent respecter les délais. Pour cela, il faut, si possible fixer des délais contraignants et mettre à disposition suffisamment de ressources. Les prises de position des autorités spécialisées doivent être coordonnées de sorte à éviter les contradictions.

Une réelle accélération du développement nécessite en parallèle également des adaptations au niveau du droit matériel (cf. également les mesures E2, E3, E5, E6, E9 et E10).

Mise en œuvre de la mesure E7

- Concentration et simplification des procédures de planification et d'autorisation pour tous les projets visant l'utilisation des énergies renouvelables ainsi que les réseaux nécessaires

Autres propositions: cf. prise de position de l'AES⁴¹

⁴¹ Modification de la loi sur l'énergie (accélération du développement de la production d'électricité renouvelable), prise de position de l'AES, 17.5.2022
<https://www.strom.ch/fr/document/modification-de-la-loi-sur-lenergie-acceleration-du-developpement-de-la-production-0>

■ **Pas d'ingérences injustifiées dans la liberté de propriété des entreprises électriques (mesure E8)**

Mesure E8	
Pas d'ingérences injustifiées dans la liberté de propriété des entreprises électriques: rejet de l'initiative parlementaire «Soumettre les infrastructures stratégiques du secteur énergétique à la lex Koller» (16.498)	
Objectif de la mesure	Début des effets
Réglementation modérée	court terme

L'initiative parlementaire «Soumettre les infrastructures stratégiques du secteur énergétique à la lex Koller» (16.498)⁴², déposée au Conseil national, souhaite empêcher que la propriété des infrastructures d'intérêt stratégique qui sont essentielles à la bonne marche du pays puisse être cédée à des particuliers, à des entreprises à l'étranger ou encore à des acteurs étatiques étrangers, au détriment d'investisseurs suisses, et que des recettes soient redistribuées à l'étranger. L'initiative envisage pour cela d'exclure de principe l'acquisition d'infrastructures critiques du secteur énergétique par des personnes à l'étranger dans la mesure où elle ne renforce pas les intérêts économiques de la Suisse ni ses intérêts en matière d'approvisionnement énergétique.

Or une telle réglementation compliquerait fortement les investissements dans l'infrastructure énergétique et affaiblirait la sécurité d'approvisionnement au lieu de la renforcer. La sécurité d'approvisionnement dépend des investissements nécessaires dans le maintien et le développement des installations de réseau, de production et de stockage. Elle est par conséquent surtout tributaire des conditions-cadre qui assurent la rentabilité des installations. Une interdiction de vente à un certain cercle d'investisseurs potentiels compliquerait précisément la levée de capitaux. De plus, compliquer la revente aurait pour conséquence des coûts de refinancement plus élevés, car les investisseurs potentiels seraient poussés à appliquer une décote sur la valeur du placement. Ainsi, au final, l'initiative se répercuterait négativement sur les investissements dans des installations qui sont d'une importance essentielle pour l'approvisionnement de la Suisse. La sécurité d'approvisionnement en serait affaiblie.

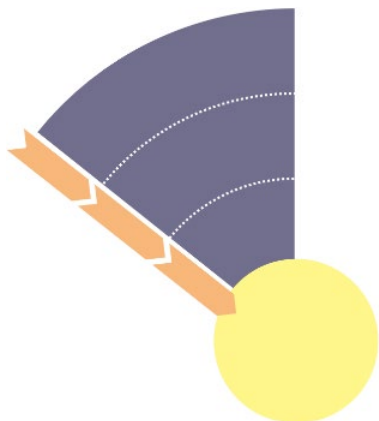
Le droit en vigueur est suffisant pour pouvoir satisfaire au souhait selon lequel le secteur énergétique doit être le plus possible en mains suisses. L'infrastructure électrique se trouve aujourd'hui en majeure partie dans les mains des pouvoirs publics. Dans le cas de l'hydraulique, le droit de retour garantit que les centrales restent soumises à la volonté des pouvoirs publics à long terme. Pour le réseau de transport d'électricité, le législateur a défini que le capital de la société nationale du réseau de transport et les droits de vote qui en découlent devaient être détenus en majorité, directement ou indirectement, par les cantons et les communes. De plus, c'est le droit suisse qui est déterminant pour tous les propriétaires d'installations, de quelque nationalité qu'ils soient, et les sites des installations sont imposés par leur destination.

Mise en œuvre de la mesure E8

- Rejet de l'initiative parlementaire 16.498 «Soumettre les infrastructures stratégiques du secteur énergétique à la lex Koller».

⁴² Initiative parlementaire 16.498, Soumettre les infrastructures stratégiques du secteur énergétique à la lex Koller, 16.12.2016 <https://www.parlament.ch/fr/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefit?AffairId=20160498>

2.6 Collaboration Suisse-UE en matière d'électricité



En l'absence d'accord sur l'électricité ou d'autres accords, la collaboration transfrontalière s'érode de plus en plus (exclusion des processus, mécanismes et organes européens). Cela a des répercussions négatives sur la sécurité de l'exploitation du réseau de transport et sur la sécurité d'approvisionnement de la Suisse. Une solution à plus long terme nécessite une clarification au niveau politique et un développement le plus concordant possible des règles et normes pertinentes. Un accord bilatéral Suisse-UE reste la solution à laquelle il faut aspirer. Sans intégration au niveau du marché, la Suisse sera plus fortement dépendante de ses propres capacités (y compris réserve *back-up*), et l'échange d'énergie économiquement efficient avec les pays voisins n'est possible que de manière limitée.

Liste des mesures

- Accord bilatéral Suisse-UE (mesure F1)
- En attendant un accord bilatéral, solution avec traité international et accords de droit privé internationaux concernant le réseau interconnecté (mesure F2)
- Constitution d'un club international du climat avec l'UE et d'autres pays (mesure F3)

■ Accord bilatéral Suisse-UE (mesure F1)

Mesure F1	
Accord bilatéral Suisse-UE: garantie de l'accès au marché (le cas échéant avec règles institutionnelles)	
Objectif de la mesure	Début des effets
Base stable pour la collaboration Suisse-UE et accès réciproque au marché	moyen terme

Le 26 mai 2021, le Conseil fédéral a rompu les négociations sur un accord institutionnel avec l'UE. De ce fait, un accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE n'entre plus en ligne de compte jusqu'à nouvel avis. Pourtant, il est essentiel pour la Suisse que la coopération sur l'électricité avec son principal partenaire commercial soit réglée.

Physiquement, la Suisse est fortement reliée avec les pays voisins. Non seulement elle est, à travers l'étoile de Laufenburg, le berceau du réseau européen interconnecté, mais elle dispose aussi de 41 interconnexions qui posent du côté du réseau la base d'un intense échange d'électricité. Ce lien étroit est un pilier important pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité et un facteur central pour que l'approvisionnement électrique soit efficace en termes de coûts. Elle permet à la Suisse, si besoin est, d'importer de l'électricité ou d'exporter des excédents.

Mais les conditions-cadre applicables en Suisse et dans l'UE divergent de plus en plus. Ces 25 dernières années, l'UE a fortement développé la réglementation du marché intérieur européen de l'électricité. L'UE a pour objectif de renforcer l'échange d'électricité dans toute l'UE et de consolider le marché. Cette consolidation fait que la Suisse est exclue de toujours plus de domaines, réservés aux pays membres de l'UE – malgré le fait que le réseau de transport suisse fait partie intégrante du réseau européen interconnecté. Bien que la Suisse s'adapte largement, au fur et à mesure, à la réglementation européenne pour ce qui est du niveau technique, l'absence de collaboration entraîne des risques systémiques sérieux et qui s'accroissent. Cela se répercute négativement sur la stabilité du réseau, sur la capacité d'importation et, par là même, sur la sécurité d'approvisionnement, générant des coûts élevés pour les consommatrices et les consommateurs suisses.⁴³ Par ailleurs, le cabinet de conseil Frontier Economics a réalisé, sur mandat de l'OFEN, des analyses sur la collaboration Suisse-UE en matière d'électricité et élaboré – en coopération avec l'université technique de Graz et avec l'implication de spécialistes de la branche à titre de conseil – des scénarios pour une meilleure collaboration entre la Suisse et l'UE dans le domaine de l'électricité.⁴⁴ En s'appuyant sur trois scénarios impliquant une coopération plus ou moins étroite, l'étude analyse la sécurité du réseau et la sécurité de l'approvisionnement en Suisse en 2025 et en arrive à la conclusion que, sans coopération, il faut s'attendre à une mise en péril de l'approvisionnement et à des pertes économiques considérables:

⁴³ Conséquences de l'absence d'accord sur l'électricité entre la Suisse et l'UE, message de l'AES, 12.7.2021

https://www.strom.ch/system/files/media/documents/20210712_VSE_Botschaften_fehlendes_Stromabkommen_f.pdf

⁴⁴ Le Conseil fédéral poursuit la planification préventive en matière de sécurité de l'approvisionnement en électricité, communiqué de presse du Conseil fédéral, 13.10.2021

<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-85447.html>

		S1 Aucune coopération	S2 (variante a/b) Coopération technique		S3 Accord sur l'électricité
QUANTITATIF	Effets sur la prospérité (plus-value économique)	-150 Mio. €	-10 Mio. €	+136 Mio. €	+150 Mio. €
	Sécurité de l'approvisionnement en 2025	pas assurée en situation extrême	assurée		assurée
QUALITATIF	Sécurité opérationnelle de l'exploitation du réseau	mise en danger en situation extrême	garantie moyennant des charges élevées		garantie
	Accès des sociétés suisses aux marchés de l'électricité voisins	accès au marché fortement limité	accès au marché possible moyennant des charges élevées		accès au marché possible

L'objectif de la Suisse reste une coopération aussi efficace et aussi facilement accessible que possible avec l'UE – plus cette coopération est intensive, mieux c'est pour la Suisse. Un accord bilatéral est donc indispensable pour la Suisse, car c'est le seul moyen de permettre cette coopération (du côté du marché comme du côté du réseau).

Mise en œuvre de la mesure F1

- Négociation et conclusion d'un accord bilatéral, à titre de base stable pour la collaboration Suisse-UE sur l'électricité et pour garantir l'accès mutuel au marché (le cas échéant avec des réglementations institutionnelles). La branche de l'électricité doit être étroitement impliquée dans ce processus.

■ En attendant un accord bilatéral, solution avec traité international et accords de droit privé internationaux concernant le réseau interconnecté (mesure F2)

Mesure F2	
En attendant un accord bilatéral, solution avec traité international et accords de droit privé internationaux concernant le réseau interconnecté:	
<ul style="list-style-type: none"> • Solution avec traité international comme base pour l'intégration technique de la Suisse (meilleure prise en compte de la Suisse dans les calculs de capacité, réduction des flux non prévus et, partant, capacités transfrontalières plus élevées ou au moins constantes) • Accord de droit privé avec les gestionnaires de réseau de transport pour harmoniser les normes techniques Suisse-UE relatives au réseau (<i>Synchronous Area Framework Agreement SAFA</i>, avec aval des autorités compétentes respectives) 	
Objectif de la mesure	Début des effets
Base stable pour la collaboration Suisse-UE et accès réciproque au marché	court terme

L'UE aspire à la création d'un marché intérieur européen de l'électricité. Pour cela, elle harmonise les règles transfrontalières techniques et commerciales au moyen de *network codes*. La ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion⁴⁵ fixe les conditions côté réseau de transport pour le négoce transfrontalier *day-ahead* et *intraday* (couplage des marchés). La mise en œuvre de cette réglementation se fait dans des «régions pour le calcul de la capacité». Les régions CORE (en violet) et Italy North (en vert) sont pertinentes pour la Suisse. Dans celles-ci, on procède par étapes au calcul de la capacité et à l'allocation de la capacité de manière dite implicite et basée sur le flux de charge.⁴⁶ Les capacités transfrontalières étant octroyées en même temps que les opérations commerciales pour l'énergie, celles-ci peuvent être utilisées plus efficacement.



En l'absence d'accord sur l'accès au marché, la Suisse ne peut plus participer à tous les marchés européens de négoce d'électricité. Les éléments suisses du réseau ne sont alors plus suffisamment pris en compte dans le calcul des capacités pour le négoce d'électricité transfrontalier. Cela augmente le risque de flux d'électricité non prévus (*loop flows*) et entrave ainsi la sécurité du réseau.

La stabilité du réseau est vitale pour la sécurité d'approvisionnement. Il est par conséquent indispensable de disposer de mesures pour assurer un minimum de collaboration technique au-delà des frontières nationales. Pour ce faire, à défaut de la conclusion rapide d'un accord bilatéral, il faut trouver des solutions provisoires relevant du secteur privé. Celles-ci doivent inclure les acteurs de la région concernée pour le calcul de la capacité (gestionnaire du réseau de transport et autorités nationales de régulation).

⁴⁵ Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)

⁴⁶ Le couplage des marchés basés sur le flux a eu lieu dans la région CORE à partir de 2015; l'intégration de la région Italy North est prévue pour 2025.

Fin 2021, Swissgrid a pu signer un contrat correspondant avec la région pour le calcul de capacité *Italy North*.⁴⁷ Grâce à ce contrat, Swissgrid sera entièrement impliquée dans les méthodes de calcul de la capacité transfrontalières, ainsi que dans les processus de *redispatch* et de coordination de la sécurité. Des négociations sont aussi en cours avec la région pour le calcul de la capacité CORE au sujet d'un tel accord, mais elles ne sont pas encore terminées.

Ce genre d'accords de droit privé doivent s'accompagner de mesures au niveau politique. Des solutions avec traité international pourraient permettre d'atteindre une stabilité et une légitimation plus élevées. Cela implique une action déterminée du Conseil fédéral. Même de petits pas peuvent être utiles dans cette situation, comme par exemple la signature commune d'un *Memorandum of Understanding* sur la prévention d'une crise de l'électricité des pays Penta (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas et Suisse)⁴⁸. À long terme, toutefois, seul un accord bilatéral entre la Suisse et l'UE peut garantir la collaboration sur l'électricité et l'accès au marché, y compris l'intégration dans le calcul de la capacité.

Mise en œuvre de la mesure F2

- Négociation et conclusion de contrats de droit privé entre Swissgrid et les acteurs des régions pour le calcul de la capacité Italy North (déjà fait) et CORE, ainsi que, au besoin, actualisation et renégociation.
- En parallèle, poursuite de solutions avec traité international pour soutenir les accords de droit privé.
- Dès que possible, remplacement par un accord bilatéral Suisse-UE dans le domaine de l'électricité.

⁴⁷ Swissgrid signe un contrat avec la zone de calcul de capacité Italy North, newsfeed de swissgrid, 7.1.2022
<https://www.swissgrid.ch/fr/home/newsroom/newsfeed/20220107-01.html>

⁴⁸ MoU pour une coopération avec six autres pays européens sur la prévention des crises dans le secteur de l'électricité, communiqué de presse du DE-TEC, 1.12.2021
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/actualites-et-medias/communiqués-de-presse/mm-test.msg-id-86210.html>

■ Constitution d'un club international du climat avec l'UE et d'autres pays (mesure F3)

Mesure F3	
Constitution d'un club international du climat avec l'UE et d'autres pays	
Objectif de la mesure	Début des effets
Politique climatique harmonisée à l'échelle internationale	moyen terme

Le changement climatique est un défi mondial. Pour les biens publics mondiaux tels que la protection du climat, il existe un risque élevé de fuites de carbone vers des zones où les exigences sont moins strictes. Ce risque concerne en particulier l'Europe, qui connaît depuis des années des exigences élevées en matière de protection du climat et qui continue de les renforcer. Afin d'éviter ce genre de comportement de resquilleur, des exigences le plus harmonisées possible concernant la protection du climat et/ou un prix uniforme au niveau mondial pour les émissions de gaz à effet de serre seraient nécessaires. Depuis 2021, la politique et le grand public discutent d'un pas possible dans cette direction à travers la création d'un «club du climat» (accords commerciaux multinationaux dans la politique climatique).

L'UE va maintenant dans cette direction. Elle veut que les pays tiers aient un niveau d'ambition (*level of ambition*) similaire concernant la politique climatique et elle prévoit par conséquent un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF). Celui-ci doit permettre que les importations fassent l'objet d'un ajustement financier (certificat MACF)⁴⁹. Cette compensation financière correspond au prix du CO₂ qui serait payé si les marchandises avaient été produites selon les règles de l'UE pour la tarification du CO₂. D'après la proposition actuelle dans le cadre du projet «Fit for 55», l'ajustement du CO₂ aux frontières ne concerne que les pays qui ne font pas partie du SEQUE-UE.

Le MACF s'appliquera dans un premier temps aux importations des marchandises suivantes: ciment, fer et acier, aluminium, engrais, électricité. Ces secteurs présentent un risque élevé de fuite de carbone et des émissions de carbone élevées. Le MACF s'appliquera aux émissions directes de gaz à effet de serre émises lors du processus de production des produits couverts.

D'ici la fin de la période de transition (2023-2025), la Commission évaluera le fonctionnement du MACF et déterminera si sa portée doit être étendue à davantage de produits et services, y compris en aval de la chaîne de valeur, et s'il y a lieu de couvrir les émissions dites indirectes (c'est-à-dire les émissions de carbone provenant de l'électricité utilisée pour produire la marchandise). Il est prévu que le système devienne pleinement opérationnel en 2026 (déclaration d'importations de marchandises, y compris des émissions grises et restitution des certificats MACF correspondants).

La Suisse poursuit un objectif tout aussi ambitieux que l'UE d'ici à 2050. À cette date, elle veut être devenue climatiquement neutre. En outre, la Suisse fait déjà partie du SEQUE-UE. De la sorte, l'introduction du MACF dans le secteur de l'électricité n'aura pour le moment pas d'effets négatifs pour la Suisse.

⁴⁹ Mécanisme d'ajustement carbone aux frontières: Questions et réponses, communiqué de presse de commission européenne, 14.7.2021 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/fr/qanda_21_3661

Toutefois, on ne peut pas exclure que l'UE juge potentiellement la Suisse comme pas suffisamment ambitieuse – surtout en raison de l'insécurité au niveau de la politique climatique suite au rejet de la Loi sur le CO₂ en juin 2021.

La Suisse est tributaire des importations d'énergie de l'UE et d'autres pays disposant de ces agents énergétiques. En particulier, elle entretient une relation commerciale intensive avec l'UE dans le secteur de l'électricité: la Suisse importe et exporte de l'électricité depuis l'UE et vers l'UE; pourtant, aucune de ses frontières n'est une frontière extérieure de l'UE. De plus, elle importe d'autres agents énergétiques et elle importera, à l'avenir, davantage d'agents énergétiques renouvelables et basés sur l'électricité (tels que l'hydrogène) depuis l'UE ainsi que depuis d'autres pays. Afin que la Suisse ait, à l'avenir, un accès libre aux flux commerciaux également pour garantir la sécurité d'approvisionnement, il faut garantir qu'elle continue de faire partie du MACF, même en cas d'extension potentielle à d'autres produits.

Il est envisageable que d'autres pays introduisent des mécanismes comparables ou qu'ils établissent, comme l'UE, des marchés de négoce orientés vers la politique climatique. Il est dans l'intérêt de la Suisse de continuer à faire partie de ces marchés afin de garantir l'accès aux agents énergétiques renouvelables, de contribuer au potentiel d'innovation et d'y participer.

Mise en œuvre de la mesure F3

- Maintien du couplage entre les systèmes d'échange de quotas d'émission suisse et européen
- Mise en œuvre résolue de la neutralité climatique d'ici à 2050 à travers une trajectoire de réduction pour les émissions de CO₂
- Adaptation éventuelle de l'objectif climatique en se basant sur les standards internationaux, et en particulier européens

3. Tableau des mesures

	court terme / d'ici à 2025	moyen terme / 2026 – 2035	long terme / à partir de 2036
Consommation	<p>A1: Ouverture complète du marché de l'électricité pour intégrer les énergies renouvelables décentralisées</p> <p>A2: Utilisation de la flexibilité</p>	<p>A4: Extension des conventions d'objectifs pour l'efficacité énergétique</p> <p>A5: Standards d'efficacité et de bâtiment</p> <p>A6: Facilitation du couplage des secteurs</p>	
Production et stockage centralisés et décentralisés	<p>B1: Optimisation du photovoltaïque décentralisé pour la production hivernale</p> <p>B5: Maintien de la prime de marché pour la grande hydraulique</p> <p>B6: Contributions d'investissement pour les rénovations des installations hydroélectriques</p> <p>B8: Égalité de traitement des technologies de stockage</p> <p>B10: Poursuite de l'exploitation sûre des centrales nucléaires</p> <p>B11: Établissement rapide d'une réserve d'énergie</p> <p>B13: Création de nouveaux rôles pour les réserves en dehors du marché</p>	<p>B2: Développement de la production hivernale issue du photovoltaïque alpin, de l'éolien, de la biomasse, de l'hydraulique</p> <p>B4: Appels d'offres ouverts en termes de technologie pour la production d'électricité et de chaleur décentralisée et/ou centralisée</p> <p>B7: Adaptation de la redevance hydraulique aux conditions-cadre économiques et régulateurs</p> <p>B12: Appel d'offres pour des centrales <i>back-up</i></p>	<p>B3: Développement de la capacité de stockage hydroélectrique pour l'hiver</p> <p>B9: Solutions pour le stockage saisonnier</p>
Négoce	<p>C1: Rendre possible les signaux de prix</p> <p>C2: Perfectionnement de la plate-forme suisse de <i>balancing</i> et de <i>redispatch</i></p> <p>C3: Participation aux plateformes européennes de négoce</p> <p>C6: Amélioration de la transparence de la capacité de transport du réseau (NTC) sur le réseau interconnecté</p>	<p>C3: Participation aux plateformes européennes de négoce</p> <p>C4: Marché du CO₂ international efficace</p> <p>C5: Extension du système d'échange de quotas d'émission à d'autres secteurs</p>	
Réseaux	<p>D1: Garantir une certaine sécurité aux investissements dans la transformation/l'extension et la digitalisation des réseaux</p>	<p>D5: Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau</p>	

	<p>D2: Pas de régulation incitative</p> <p>D3: Protection contre les cyberattaques des infrastructures de réseau critiques de tous les niveaux</p> <p>D4: Garantir la sécurité juridique lors du délestage manuel</p> <p>D5: Mesures liées au réseau pour garantir à court et à moyen terme la sécurité de l'approvisionnement et la stabilité du réseau</p>	<p>D6: Marge de manœuvre pour la tarification du réseau</p> <p>D7: Possibilité de gestion de la charge et de l'injection</p> <p>D8: Pilotage des réseaux de distribution basé sur des données</p> <p>D9: Automatisation des processus</p> <p>D10: Déploiement des compteurs intelligents sans libéralisation du système de mesure</p> <p>D11: Introduction de la possibilité de <i>peak shaving</i></p>	
Procédures et acceptation	<p>E1: Examen de modèles de participation lors du développement de l'éolien et du photovoltaïque</p> <p>E2: Mise en œuvre modérée des prescriptions sur la protection de l'environnement et des eaux</p> <p>E8: Pas d'ingérences injustifiées dans la liberté de propriété des entreprises électriques</p> <p>E9: Intérêt national pour les installations photovoltaïques sur de grandes surfaces</p> <p>E10: Intérêt d'utilisation prépondérant par rapport à d'autres intérêts nationaux</p>	<p>E3: Pesée des intérêts de protection/utilisation globale préalable</p> <p>E4: Rejet des initiatives populaires biodiversité et paysage</p> <p>E5: Garantir la possibilité de faire l'objet d'une autorisation en vertu du droit de l'aménagement du territoire</p> <p>E6: Permettre, de manière générale, une pesée des intérêts</p> <p>E7: Accélérer les procédures d'autorisation et de recours</p> <p>E10: Intérêt d'utilisation prépondérant par rapport à d'autres intérêts nationaux</p>	
Collaboration Suisse-UE en matière d'électricité	<p>F2: En attendant un accord bilatéral, solution avec traité international et accords de droit privé internationaux concernant le réseau interconnecté</p>	<p>F1: Accord bilatéral Suisse-UE</p> <p>F3: Constitution d'un club international du climat avec l'UE et d'autres pays</p>	

4. Chronologie des modifications

Version	9.9.2022	Mise à jour du titre de la mesure B12 Nouvelles mesures: E9, E10
Version	14.2.2022	Déplacement de la mesure A3 à D11 Nouvelles mesures: E7, E8
Version	9.12.2021	Première publication