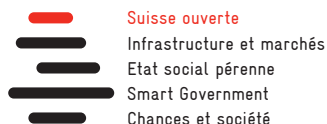


avenir débat

Politique énergétique sous tension

*Solutions pour la sécurité d'approvisionnement, la neutralité climatique
et la rentabilité économique*

Patrick Dümmler et Simon Stocker, avec la collaboration de Mario Bonato et Teresa Hug Alonso



Remerciements

Les auteurs remercient les membres de la Commission des programmes d'Avenir Suisse, Prof. Jean-Luc Chenaux et Guy Petignat, pour leur relecture externe et leurs remarques précieuses. Nous remercions chaleureusement les 40 personnes avec lesquelles nous nous sommes entretenus pour leurs remarques constructives : représentants d'entreprises, organisations et députés. La responsabilité du contenu de cette étude incombe uniquement aux auteurs et au directeur d'Avenir Suisse, Jürg Müller.

Auteurs	Patrick Dümmler Simon Stocker
Collaboration	Mario Bonato Teresa Hug Alonso
Relecture interne	Antoine Duquet
Conception	Ernie Ernst Olivia Vilarino
Impression	Staffel Medien AG, <i>staffelmedien.ch</i>
Editeur	Avenir Suisse, <i>avenir-suisse.ch</i>
ISBN	978-3-907453-13-1
Copyright	© Novembre 2023, Avenir Suisse, Zurich

Cette œuvre est protégée par le droit d'auteur. Avenir Suisse étant intéressé à la diffusion des idées présentées ici, l'utilisation par des tiers des conclusions, des données et des graphiques de cette œuvre est expressément souhaitée à condition que la source soit indiquée de façon précise et bien visible et que les dispositions légales en matière de droits d'auteur soient respectées.

Commander	assistent@avenir-suisse.ch , +41 44 445 90 00
Télécharger	avenir-suisse.ch/fr/publication/politique-energetique-sous-tension/

Préface	5
Executive Summary	6
Liste des abréviations, figures et encadrés	8
1_ La transition énergétique ou l'art du compromis	10
2_ Situation actuelle	15
2.1_ Production et consommation électrique	15
2.2_ Mélange d'Etat et de privé dans l'organisation des marchés	19
2.3_ Instruments actuels	24
2.4_ Au cœur de l'Europe	29
3_ Pistes de solutions	32
3.1_ Renforcer la résilience	32
3.1.1_ Sécurité de l'approvisionnement pour les prochains hivers	32
3.1.2_ Accord sur l'électricité avec l'UE	38
3.2_ Tirer profit des solutions intelligentes	44
3.2.1_ Adapter les réseaux	44
3.2.2_ Couvrir l'approvisionnement grâce aux contrats par profil	48
3.2.3_ Libéralisation et acte modificateur unique	53
3.3_ Renforcer les infrastructures	55
3.3.1_ Développer les renouvelables	55
3.3.2_ Transition avec autorisation seulement	63
3.3.3_ Sortir du nucléaire?	66
3.3.4_ Raccordement de la Suisse à l'infrastructure européenne de l'hydrogène	70
4_ Recommandations politiques	76
Bibliographie	83
Sources juridiques	90

Préface

Des bougies au lieu de LED? Ce qui conviendrait très bien à un dîner aux chandelles agrémenté d'une bouteille de vin, ferait bien mauvaise impression au bureau. Et pourtant le président de la Commission fédérale de l'électricité, Werner Luginbühl, recommandait durant l'été 2022 d'acheter des bougies, pour toute éventualité. Il invitait même la population à faire des provisions de bois: car il n'était pas impossible que la Suisse manque d'électricité. Au XXI^e siècle, dans un pays ayant l'un des plus hauts PIB par habitant au monde, le conseil avait de quoi faire tousser – et il a laissé des traces dans le débat public.

Jusqu'à peu, la solidité de notre approvisionnement énergétique était une évidence pour la très grande majorité de la population. Seuls des experts dans le pays se creusaient la tête pour trouver comment assurer à l'avenir notre sécurité d'approvisionnement, tout en respectant les ambitieux objectifs du zéro émission net. L'idée d'une pénurie d'électricité était à peine arrivée dans le débat public. Cependant, après l'entrée des troupes russes en Ukraine en février 2022 et la crise énergétique qui s'en suivit en Europe, la question a pris une tout autre dimension.

Mais quelle est la situation exactement en Suisse? Quelles sont les mesures déjà en place, et quels sont les problèmes qui nécessitent une prise en main d'urgence? Ces questions ont été examinées par les deux chercheurs d'Avenir Suisse, Patrick Dümmler et Simon Stocker, avec la collaboration de Mario Bonato et de Teresa Hug Alonso. Ils dressent dans les pages qui suivent un large état des lieux et explorent différentes approches pour dessiner le futur énergétique de la Suisse.

La présente publication remet une fois de plus bien présent à l'esprit combien un accès fiable à une énergie peu coûteuse est de cruciale importance. Au siècle dernier, la Suisse a démontré à maintes reprises son esprit pionnier par la construction de grandes centrales hydrauliques, ainsi que par son recours précoce à l'énergie nucléaire. Cette infrastructure a donné une base solide à la construction de la prospérité d'aujourd'hui. Mais la volonté de s'attaquer à de semblables grands projets d'avenir semble s'être émoussée.

Les récents bouleversements sur les marchés de l'énergie ont eu pour effet secondaire positif de réveiller d'un coup la Suisse de sa léthargie. C'était d'une urgente nécessité. Car comme Patrick Dümmler et Simon Stocker le montrent, la sécurité d'approvisionnement, la neutralité climatique et la mise à disposition d'une énergie bon marché posent de très grands défis. Il s'agit de les relever sans plus tarder. Si du moins l'on veut être sûr que les prochaines études sur la politique énergétique suisse ne doivent pas se lire à la lueur d'une chandelle.

Jürg Müller
Directeur d'Avenir Suisse

Executive Summary

La politique énergétique suisse est confrontée à un triple défi : la Suisse doit premièrement renforcer la **sécurité de son approvisionnement** et répondre en particulier au risque de pénurie d'électricité qui s'est accru ces dernières années. En second lieu, elle doit atteindre l'objectif de **neutralité climatique** qu'elle s'est fixé pour 2050 et qui nécessite une transformation de son mix énergétique. Et en troisième lieu, elle doit concilier ces deux premiers objectifs avec un niveau de **coût économiquement supportable**. Notre pays doit donc redéfinir ou optimiser son point d'équilibre à l'intérieur du trilemme énergétique constitué par les objectifs de sécurité d'approvisionnement, de durabilité et de rentabilité économique.

La présente étude commence par dresser un état des lieux de la situation énergétique de la Suisse. La consommation brute d'énergie – qui inclut la totalité des agents énergétiques – a diminué au cours de la dernière décennie, mais les besoins en électricité augmentent. Le renforcement de la production indigène d'électricité, aussi bien à courte et moyenne échéance (sécurisation de l'approvisionnement) qu'à plus long terme (transition énergétique) devient une question d'importance croissante. Sans ce renforcement, la Suisse accroît sa dépendance aux importations, en particulier durant l'hiver, et elle augmente le risque d'échouer à couvrir ses besoins.

L'Etat occupe une place prépondérante sur le marché de l'électricité. La majorité des entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) sont détenues par les cantons et les communes ; 99 % des raccordements ou consommateurs n'ont pas le libre choix de leur fournisseur. La Suisse est en outre techniquement fortement intégrée dans le marché intérieur de l'électricité de l'UE, plus que tout autre pays européen, sans pour autant être membre à part entière de ce marché sur le plan commercial et légal. Cette situation accroît les coûts pour les consommateurs suisses parce qu'elle nécessite des mesures pour remédier aux flux d'électricité non prévus et aux risques de restrictions d'importation.

La nécessité de résoudre les difficultés mentionnées ci-dessus, de la façon la plus efficace et efficiente possible, appelle de nouvelles idées. Il s'agit d'augmenter la résilience de notre système énergétique, de tirer profit du pilotage intelligent de la consommation d'énergie et d'aménager nos infrastructures. Pour le conflit d'objectifs du trilemme énergétique, cela signifie :

Premièrement, il importe de renforcer la **sécurité de l'approvisionnement**. A cette fin, il convient : **d'augmenter efficacement les capacités de production** d'électricité au moyen de « financial contracts for differences » (fCfD) ; de rapprocher la redevance hydraulique des réalités du marché, voire d'y renoncer entièrement ; d'ouvrir le secteur aux investisseurs étrangers ; et de limiter l'action réglementaires aux mesures efficaces pour l'efficacité énergétique. Certaines mesures déjà en discussion politique devraient également être mises en œuvre dans les plus brefs délais, à savoir : la poursuite

de l'exploitation sécurisée des centrales nucléaires existantes, l'installation de réservoirs saisonniers et la priorité donnée à la sécurité d'approvisionnement par rapport aux autres enjeux lors des procédures d'autorisation.

En second lieu, la **politique énergétique** doit contribuer à la **réalisation des objectifs climatiques**. Cette contribution implique notamment d'instaurer une tarification conséquente des émissions de CO₂, ainsi que de se détourner des politiques de subventionnement, inefficaces, morcelées et entachées de forts effets d'aubaine. Si des motifs politiques imposent néanmoins la poursuite des subventionnements au lieu de poursuivre une politique climatique visant à établir la vérité des coûts, il sera dorénavant nécessaire de garantir la liberté de choix sur les technologies à mettre en œuvre. Il importe en outre de créer les conditions-cadre permettant de lancer l'adaptation du réseau de gaz pour le transport d'hydrogène vert destiné aux processus industriels à haute température. Les centrales nucléaires existantes doivent quant à elles continuer à être exploitées aussi longtemps que leur sécurité le permet – même si cela devait aller au-delà de 60 années. Il convient en outre à moyen terme de reconsidérer l'interdiction de construction de nouvelles centrales nucléaires.

En troisième lieu, il s'agit de garantir **l'accès à l'énergie à des prix abordables**. Les prix de l'énergie se sont notablement accrus ces derniers mois, cependant ils continuent de ne représenter qu'une part mineure du budget moyen des foyers. Un plafonnement général des coûts de l'énergie n'est donc pas une solution indiquée, et l'assistance aux personnes se trouvant effectivement dans le besoin doit se faire dans le cadre des instruments existants de l'aide sociale. D'autre part, les technologies de pilotage intelligent de la consommation d'énergie devraient être davantage exploitées. Des modifications comportementales dans la consommation, au service du système de l'énergie, permettent de réduire les investissements additionnels nécessaires pour l'infrastructure. En particulier, l'ouverture du marché de l'électricité pour les petits consommateurs présente un important potentiel à cet égard, car elle introduit davantage de concurrence et accélère l'arrivée de nouveaux modèles d'approvisionnement, avec un effet atténuateur sur la montée des prix. Enfin, il convient de s'opposer résolument à la demande d'un prix de l'électricité pour l'industrie. Il est plus judicieux d'un point de vue d'ordre économique d'améliorer les conditions-cadre fiscales et légales des entreprises que de les soutenir à bout de bras par des subventions sélectives et génératrices de distorsions de marché.

Quatrièmement, la Suisse doit renforcer sa **collaboration avec l'UE** dans le domaine énergétique. Il s'agit de conclure un accord technique pour la stabilisation du réseau suisse d'électricité. Un accord de ce type ne peut se substituer à la conclusion d'un accord sur l'électricité qui permette un accès réciproque aux marchés et maintienne les capacités d'importation de la Suisse. A long terme, le dispositif économiquement le plus opportun serait un accord énergétique de large portée, incluant non seulement l'électricité, mais également l'hydrogène et les agents énergétiques synthétiques.

Abréviations

Acer	Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
AEN	Agence pour l'énergie nucléaire
AES	Association des entreprises électriques suisses
AIEA	Agence internationale de l'énergie atomique (IAEA: International Atomic Energy Agency)
Asig	Association suisse de l'industrie gazière
CCF	Installations de couplage chaleur-force (CCF)
CCR	Régions de calcul de capacité
CCS	Carbon Capture and Storage (captage et stockage du dioxyde de carbone)
CDF	Contrôle fédéral des finances
CE	Communauté européenne
CfD	Contracts for Differences
Chf	Chancellerie fédérale
Comco	Commission de la concurrence
Délfin	Délégation des finances
DFAE	Département fédéral des affaires étrangères
EAE	Entreprises d'approvisionnement en énergie
EBL	Electricity Balancing Guideline (ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique)
EHB	European Hydrogen Backbone (Dorsale hydrogène européenne)
ElCom	Commission fédérale de l'électricité
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators (Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité)
FBMC	Flow-Based Market Coupling (couplage de marchés basé sur les flux)
fCfD	financial Contracts for Differences
FCR	Frequency Containment Reserves (réserves de stabilisation de la fréquence)
FFS	Financement des surcoûts
GES	Gaz à effet de serre
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-heure
IFSN	Inspection fédérale de la sécurité nucléaire
IGCC	International Grid Control Cooperation (coopération internationale de réglage des réseaux)
IPCC	International Panel on Climate Change
Giec	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
Iter	International Thermonuclear Experimental Reactor (Réacteur thermonucléaire expérimental international)
kWh	Kilowatt-heure
LApEl	Loi sur l'approvisionnement en électricité
LEne	Loi sur l'énergie
LFH	Loi sur les forces hydrauliques
LFiEl	Loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique
LNG	Liquefied Natural Gas (gaz naturel liquéfié)
LPN	Loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage

MW	Megawatt
OApEl	Ordonnance sur l'approvisionnement en électricité
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
Ofen	Office fédéral de l'énergie
Ofev	Office fédéral de l'environnement
OFPP	Office fédéral de la protection de la population
PE 2050	Perspectives énergétiques 2050+
PIIEC	Projets importants d'intérêt européen commun
PJ	Petajoule
PtX	Power-to-X
RU	Rétribution unique
RUE	Rétribution unique élevée
Safa	Synchronous Area Framework Agreement (Accord cadre sur la zone synchrone)
SDAC	Single Day-ahead Coupling (couplage unique journalier)
SIDC	Single Intraday Coupling (couplage unique intrajournalier)
SRI	Système de Rétribution de l'Injection
TJ	Térajoule
TWh	Térawatt-heure
UE	Union européenne
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères
UNTC	United Nations Treaty Collection (Collection des Traités des Nations Unies)
XBID	European Cross-Border Intraday (plateforme européenne d'échanges transfrontaliers intrajournaliers)
°C	Degré Celsius

Figures

- Figure 1: Le trilemme énergétique
- Figure 2: Consommation brute d'énergie de la Suisse 1910–2021
- Figure 3: Les transports emportent la plus forte consommation finale
- Figure 4: Mix et besoin d'électricité en Suisse en 2050 selon différents scénarios
- Figure 5: Une production et distribution d'électricité à prédominance étatique
- Figure 6: Utilisation du supplément réseau
- Figure 7: Distribution des contributions d'encouragement entre 2018 et 2021
- Figure 8: La position centrale de la Suisse en Europe
- Figure 9: Fonctionnement d'un contrat par profil
- Figure 10: Un frein à la transition énergétique

Encadrés

- Encadré 1: Résistance à l'ouverture du marché de l'électricité
- Encadré 2: Une campagne d'économies d'énergie sans grands effets
- Encadré 3: Coordination entre gestionnaires de réseau de transport d'électricité
- Encadré 4: Stockage saisonnier
- Encadré 5: Distorsion de concurrence par la redevance hydraulique
- Encadré 6: Pavé de bonnes intentions: le droit de recours des organisations

1_ La transition énergétique ou l'art du compromis

Depuis au moins l'invasion russe en Ukraine et la forte augmentation des prix de l'énergie qui s'en est suivie, la question de la sécurité de l'approvisionnement a grimpé en haut de liste des sujets de discussions médiatiques et politiques. Alors que durant des décennies, l'accès à l'énergie ne posait guère question, l'attention se porte soudain sur les mesures à prendre pour renforcer la sécurité de l'approvisionnement. Depuis des années, le secteur de l'énergie n'a eu de cesse de mettre en garde contre un risque de pénurie (nous y reviendrons), mais ces avertissements semblent avoir longtemps résonné dans le vide. L'interview durant l'été 2022 du président de la Commission fédérale de l'électricité (ElCom), Werner Luginbühl, conseiller à ses concitoyens « d'avoir suffisamment de bougies et de bois pour ceux qui possèdent un poêle », n'a certainement pas été étrangère à ce retournement médiatique et politique ; il mettait en garde contre des coupures d'électricité dans certaines zones durant l'hiver 2022/23 (Humbel, 2022). C'est à partir de ce moment, pour le moins, que la pression de l'opinion publique s'est faite assez forte pour pousser le monde politique à l'action.

Il s'agit d'une part à court terme de garantir la sécurité de l'approvisionnement, et d'autre part à long terme de transformer notre système énergétique afin de supprimer les émissions de gaz à effet de serre (GES). En ratifiant l'Accord de Paris (UNTC, 2021), la Suisse s'est en effet engagée à réduire ses émissions de GES. A l'échelle internationale, ces efforts visent à s'assurer que le réchauffement planétaire ne dépasse pas 2 °C de plus par rapport à l'époque préindustrielle.¹ Le dernier rapport de synthèse du Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (Giec) montre que le réchauffement a déjà atteint 1,1 °C et que l'objectif des 2 degrés ne pourra être respecté qu'en adoptant des mesures supplémentaires (IPCC, 2023). La politique climatique est ainsi étroitement liée à la transformation du système énergétique puisque près de trois quarts des émissions mondiales de gaz à effet de serre résultent de la production et de l'utilisation d'énergie (Dümmler & Rühli, 2021, p. 28).

La politique climatique est étroitement liée à la transformation du système énergétique.

Le trilemme de l'approvisionnement énergétique

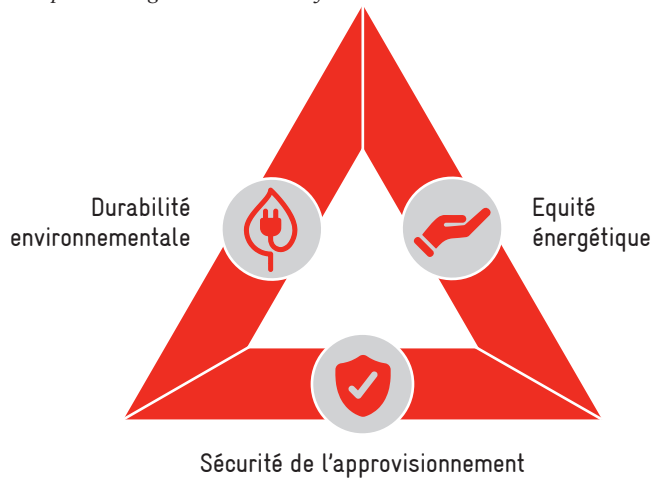
Le trilemme énergétique du Conseil mondial de l'énergie (voir figure 1) illustre clairement les conflits d'objectifs qu'entraîne pour tous les pays une transition énergétique qui remplisse tout à la fois les critères d'équité, de sécurité et de durabilité. En premier lieu, le système énergétique doit être transformé de façon à réduire, puis supprimer totalement, les émissions de GES. En second lieu, il importe que l'énergie puisse être fournie à des

1 Des efforts supplémentaires doivent en outre être entrepris pour maintenir le réchauffement au-dessous de 1,5°C.

Figure 1

Le trilemme énergétique

Un système énergétique peut être optimisé selon trois axes: la sécurité de l'approvisionnement, la durabilité environnementale et l'équité énergétique. Ces trois objectifs se trouvent cependant régulièrement en conflit.



Source: World Energy Council, 2023

prix accessibles pour les consommateurs privés et les entreprises. Et troisième point: le système énergétique doit offrir la plus grande résilience possible, autrement dit, il doit pouvoir couvrir les besoins de façon fiable et ininterrompue, même en cas de chocs externes comme la guerre en Ukraine.

Malgré le bon classement de la Suisse en comparaison internationale selon l'indice du trilemme énergétique – elle occupe la deuxième place derrière la Suède –, le pays fait face à d'importants défis (World Energy Council, 2022). Ainsi, les sources d'énergie les plus économiques ne sont pas systématiquement disponibles pour répondre aux besoins. Et un système énergétique reposant exclusivement sur l'énergie solaire fournirait certes une électricité bon marché et écologique, mais il ne serait guère possible d'assurer en continu la sécurité de l'approvisionnement sans solutions de stockage supplémentaires (pour la nuit et l'hiver). Si au contraire l'énergie était produite exclusivement par des dizaines de centrales nucléaires, la sécurité de l'approvisionnement serait relativement élevée et l'impact climatique faible, mais un tel parc de centrales serait difficilement finançable. Des centrales à charbon à l'inverse conjugueraient faible coût et fiabilité d'approvisionnement, mais provoqueraient un bond notable des émissions de GES.

L'accumulation actuelle des crises (« polycrise ») accentue considérablement ce trilemme. Ainsi la pandémie de Covid-19 a provoqué un choc de la demande (BDI, 2020). Tandis que l'économie mondiale se redressait, l'offre d'énergie n'a pas pu suivre le rythme de cette reprise, et l'une des conséquences a été une hausse des prix de l'énergie. De surcroît, la perte des

livraisons de gaz russe a mis les systèmes énergétiques à rude épreuve, en particulier en Europe.^{|2}

Dans la présente étude, l'accent est mis sur deux de ces questions : comment d'une part assurer à court et moyen terme la sécurité de l'approvisionnement, et d'autre part à long terme assurer la neutralité climatique des énergies fournies.^{|3}

La pénurie d'électricité comme risque majeur pour la Suisse

La perspective de pénuries d'électricité durant les prochains hivers a pu paraître surprenante pour le grand public. Pourtant la Stratégie énergétique 2050 avait déjà pronostiqué une accentuation de la dépendance aux importations. Et en 2015 déjà, l'Office fédéral de la protection de la population (OFPP) désignait, dans son rapport sur les catastrophes et situations d'urgence, le scénario de pénurie d'électricité comme risque majeur pour la Suisse^{|4} – sur la base du double facteur de l'ampleur des conséquences économiques attendues et de la probabilité d'occurrence. Il convient de distinguer d'une part les pénuries d'électricité, qui correspondent aux situations où la demande ne peut pas être couverte et doit être réduite par des mesures ciblées, et d'autre part les black-outs, qui désignent les situations où l'énergie nécessaire serait disponible mais ne peut être transportée aux consommateurs en raison d'un événement imprévu (Haffner, 2022).

En 2015 déjà, l'OFPP désignait le scénario de pénurie d'électricité comme risque majeur pour la Suisse.

Dans la version actualisée de son analyse des risques, l'OFPP (2020) continue de classer la pénurie d'électricité comme risque le plus important pour la Suisse, devançant même le risque de pandémie de grippe. Par rapport à 2015, le risque de pénurie d'électricité a même augmenté; de plus, le risque d'une interruption de l'approvisionnement en gaz naturel s'est nettement accru. En cas de pénurie, le plan de réaction en plusieurs étapes prévoit entre autres des quotas de consommation pour les gros consommateurs, et d'autres clients seraient affectés durant plusieurs semaines par des mesures de délestage tournant s'appliquant suivant un rythme régulier.

La pénurie a été évitée, mais les problèmes subsistent

C'est précisément ce scénario de pénurie d'électricité qui menaçait de se produire pour la première fois durant l'hiver 2022/23. A la perte des livraisons de gaz russe évoquée ci-dessus s'ajoutaient d'importants travaux de maintenance dans le parc nucléaire français, ainsi qu'un manque de précipitations. Une étude de Swissgrid (2022) réalisée sur mandat de l'Office fédéral de l'énergie (Ofen) et portant sur l'adéquation à court terme du système d'approvisionnement en électricité (« Strom-Adequacy »),^{|5} a éva-

2 Outre le chauffage et la fourniture d'eau chaude, le gaz naturel est également utilisé pour la production d'électricité et comme produit de base dans l'industrie.

3 Voir Dümmler & Rühli (2021) pour des propositions pour une politique climatique efficace.

4 Dans les cas extrêmes, une situation de pénurie électrique entraîne des restrictions pour toutes les installations dépendantes de l'alimentation électrique; elle affecte également les processus économiques.

5 Cette étude intègre l'ensemble des facteurs affectant la situation d'approvisionnement, en incluant les orientations stratégiques en termes de capacités de production, de consommation et d'infrastructure de réseau.

lué la probabilité de manque d'électricité entre octobre 2022 et avril 2023. Elle a conclu que la dépendance aux importations exposait la Suisse à un manque d'électricité durant l'hiver en cas de diminution de 15 % de l'électricité fournie par les centrales à gaz européennes.⁶

Pour minimiser le risque d'une pénurie électrique, le Conseil fédéral a adopté plusieurs mesures, telles que : la création d'une réserve hydroélectrique, la construction d'une centrale de réserve temporaire, la mise en service de groupes électrogènes de secours, une campagne d'incitation aux économies d'énergie, l'augmentation des capacités du réseau de transport, ainsi que l'abaissement temporaire des débits résiduels. En outre, un mécanisme de sauvetage a été mis en place pour les entreprises du secteur de l'électricité ayant une importance systémique, car les fluctuations extrêmes des prix sur les marchés rendent davantage de liquidités nécessaires pour déposer les montants en garantie (FinDel, 2023).⁷

Pour sécuriser l'approvisionnement en gaz, une réserve a en outre été constituée à partir de réserves physiques dans les pays voisins, afin de couvrir 6 TWh (environ 20 % de la consommation hivernale). Une autre quantité supplémentaire de 6 TWh a été mise à disposition sous forme d'options en France, Allemagne, Italie et aux Pays-Bas (Bundesrat, 2022).

Même si le scénario du pire d'une pénurie ne s'est pas produit – en raison notamment de températures élevées durant l'hiver 2022/2023 – le chemin de la Suisse vers l'objectif du zéro net pour 2050 est encore semé d'obstacles à surmonter quant à la sécurité d'approvisionnement. Il ne s'agit en effet rien de moins que de transformer avant cette date tout le système énergétique, en l'adaptant à l'électrification croissante et à l'intégration des énergies renouvelables.

Structure de l'étude

Les deux premiers chapitres commencent donc par un examen détaillé de la situation en Suisse : tout d'abord celle de la production et de la consommation d'énergie ; puis sont analysées les structures actuelles de marché pour les différents agents énergétiques, ainsi que les instruments d'encouragement actuellement en place dans la politique énergétique suisse ; enfin sont considérées les évolutions actuelles sur le marché intérieur de l'énergie de l'Union européenne (UE) et leurs implications pour la Suisse.

Sur la base de cet état des lieux, le troisième chapitre se tourne vers l'avenir et propose des moyens de réussir à concilier les deux défis que sont la sécurité de l'approvisionnement énergétique et l'objectif du zéro net. Compte tenu du rôle qui lui est assigné dans la transition énergétique,

Le chemin de la Suisse vers l'objectif du zéro net est encore semé d'obstacles à surmonter quant à la sécurité d'approvisionnement.

⁶ Ces centrales sont sollicitées pour couvrir des pics de demande.

⁷ Dans les opérations à terme, les producteurs d'électricité s'engagent à livrer une quantité d'électricité à un prix et une date déterminés. Avant d'éviter le risque de défaut de livraison pour l'acheteur, les producteurs sont tenus de verser un dépôt de garantie (selon le même principe qu'une garantie de loyer) sur un compte bloqué de la bourse, dont le montant varie en fonction du prix de l'électricité.

l'électricité occupe également une place prépondérante dans les analyses qui suivent :

- Premièrement, il importe de renforcer la **résilience de l'approvisionnement énergétique** de la Suisse. La Confédération a déjà mis en place des mesures à cette fin pour l'hiver 2022/23, mais des efforts supplémentaires sont nécessaires à moyen terme. En particulier, la question de la relation avec l'UE, en premier chef dans le secteur de l'électricité, doit être clarifiée.
- Deuxièmement, les **opportunités offertes par la numérisation et les nouvelles technologies** ne doivent pas rester inexploitées. Avec l'intégration des énergies renouvelables, les réseaux doivent aujourd'hui répondre à de nouvelles exigences. De ce point de vue, les rétributions de réseau dynamiques ou les contrats par profil peuvent s'avérer utiles. Cela présuppose d'ouvrir encore davantage le marché de l'électricité.
- Troisièmement, la Suisse ne pourra pas éviter de **développer l'infrastructure électrique**, en particulier pour les énergies renouvelables. A cette fin, les procédures d'autorisation doivent être allégées et accélérées – notamment parce que la sortie de l'énergie nucléaire nécessitera de compenser une perte considérable de production. Par ailleurs, la Suisse ne doit pas passer à côté du rattachement à l'infrastructure européenne de l'hydrogène.

Un chapitre final résume les mesures recommandées.

2_ Situation actuelle

Afin de mieux cerner les principaux défis à relever pour garantir l'approvisionnement énergétique et la réalisation de l'objectif zéro net, il est opportun d'étudier dans un premier temps l'approvisionnement énergétique actuel de la Suisse, ainsi que ses possibles évolutions futures. L'électrification croissante invite à considérer particulièrement l'approvisionnement électrique.

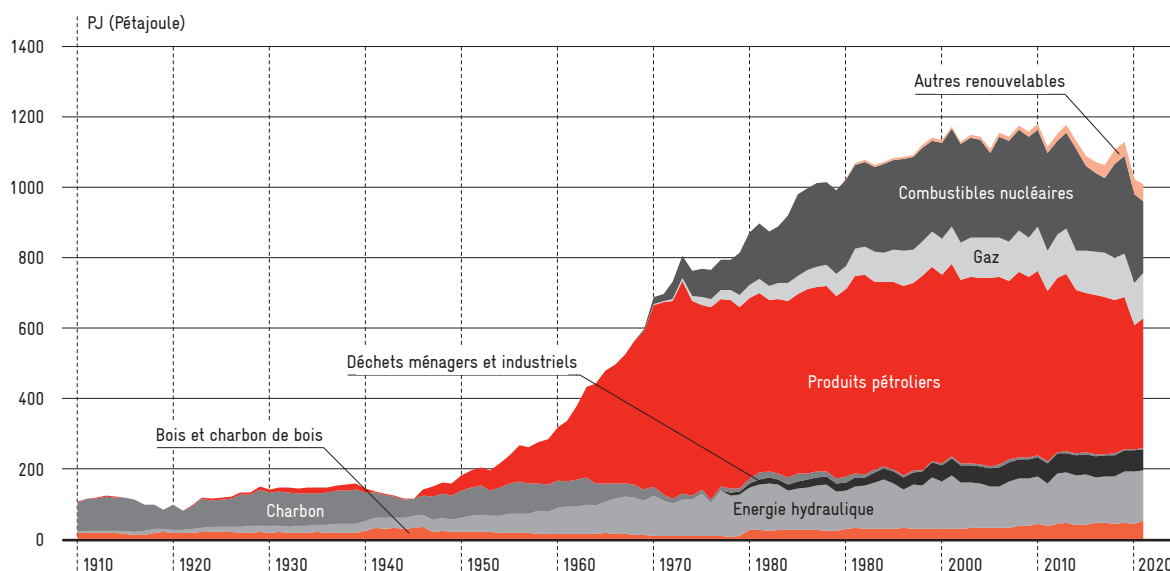
2.1_Production et consommation électrique

Selon la Statistique globale suisse de l'énergie (BFE, 2022b), le besoin d'énergie primaire de la Suisse se monte à environ 282 TWh (1015 690 TJ), tandis que la consommation finale d'énergie est de 220 TWh (794 720 TJ). L'énergie primaire désigne l'énergie provenant des agents énergétiques non transformés (par ex. le charbon), tandis que la consommation finale mesure la quantité d'énergie qui arrive finalement jusqu'aux consommateurs. Les agents énergétiques primaires doivent souvent être transformés en agents dits secondaires (par ex. le pétrole transformé en essence) avant de pouvoir être utilisés. En raison des pertes de transformation, la quantité d'énergie mise en œuvre est toujours supérieure à celle effectivement consommée.⁸ La figure 2 représente l'évolution de la consommation brute

Figure 2

Consommation brute d'énergie de la Suisse 1910–2021

Ces 100 dernières années, la consommation brute d'énergie en Suisse a presque décuplé, les produits pétroliers ayant surtout contribué à la croissance dans les années 1950 et 1960. Depuis le début du millénaire, la consommation brute d'énergie s'est stabilisée et diminuée depuis une dizaine d'années, principalement en raison de la baisse des importations de pétrole brut et de produits pétroliers.



Source: BFE, 2022

⁸ S'ajoutent les pertes de réseau et la consommation des installations de pompage-turbinage, ainsi que la consommation propre du secteur énergétique.

d'énergie, qui est la somme de la production indigène, du solde importateur et des variations de stocks.

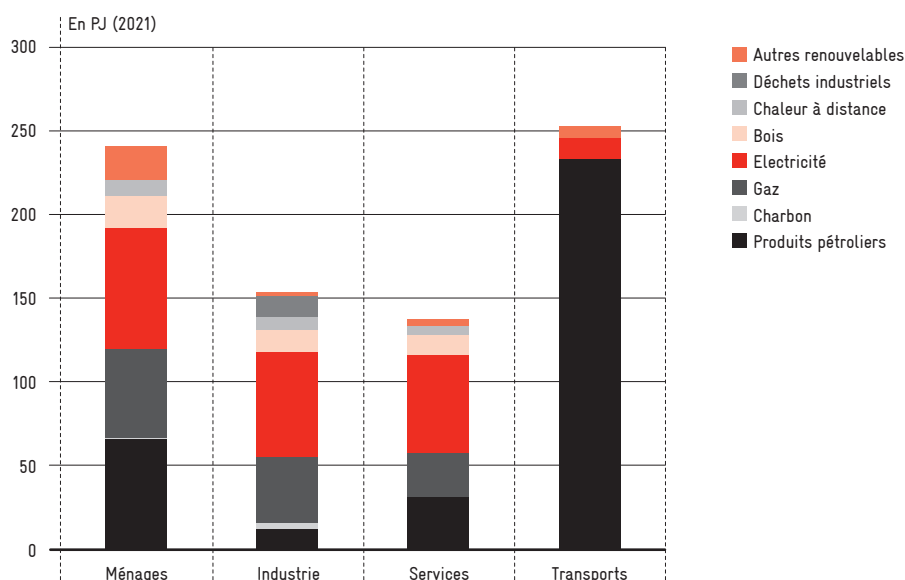
Près de la moitié de l'énergie primaire utilisée par la Suisse provient d'agents énergétiques fossiles (pétrole, gaz naturel et charbon) devant être importés. Les combustibles nucléaires sont également importés. La dépendance aux importations atteint au total près de 80 %. Seul un quart environ du besoin d'énergie primaire est aujourd'hui couvert par des énergies renouvelables (hydraulique, bois et autres), lesquelles sont majoritairement produites en Suisse.

Près d'un tiers de la consommation finale d'énergie provient des transports et des ménages. Une moindre part résulte des secteurs de l'industrie et des services (voir figure 3). Pour réussir l'objectif du zéro net d'ici 2050, il est essentiel que tous les secteurs réduisent à zéro leur dépendance aux agents énergétiques fossiles.⁹ Selon la Statistique globale suisse de l'énergie (BFE, 2022b, p. 8), le plus gros effort à fournir se situe dans le secteur des transports, qui détient la part du lion dans la consommation de produits pétroliers bruts. Ce secteur est en effet responsable de près d'un tiers des émissions de gaz à effet de serre (Bafu, 2023a, p. 8).

Figure 3

Les transports emportent la plus forte consommation finale

Les transports et les ménages affichent la plus importante consommation énergétique. Dans ces deux catégories, la part des énergies fossiles est particulièrement prononcée.



Source : BFE, 2022

9 Ou il est également possible de financer des émissions négatives pour compenser les émissions de GES subsistantes.

Consommation de gaz et d'électricité

L'hiver 2022/23 a porté l'attention sur le gaz et l'électricité, comme évoqué ci-dessus. La consommation annuelle de gaz est d'environ 35 TWh en Suisse, ce qui correspond à environ 15 % de la consommation totale d'énergie. Les ménages réalisent 43,5 % de cette consommation (VSG, 2022).¹⁰ Le gaz représente environ 26 % de la consommation totale d'énergie de l'industrie (voir figure 3, BFE, 2022b). Les agents énergétiques fossiles sont employés dans la chimie, le secteur pharmaceutique et la construction mécanique pour les procédés industriels nécessitant une chaleur supérieure à 1500 °C (Hug et al., 2022, p. 5).

La consommation d'électricité en Suisse en 2022 a représenté environ 61 TWh, la production indigène atteignant 58 TWh, principalement grâce à l'hydraulique et au nucléaire. L'énergie hydraulique reste le pilier de la production électrique nationale. L'importation nette d'électricité est d'environ 3 TWh. La dépendance aux importations est notablement plus forte durant les mois d'hiver (lacunes hivernales). De mai à septembre, le solde commercial était au contraire positif, autrement dit la balance nette affiche une exportation d'électricité (BFE, 2023a). Les ménages représentent la consommation électrique la plus élevée, avec 20 TWh, l'industrie et les services ayant une part seulement légèrement plus faible. Les transports n'ont encore à ce stade qu'une consommation annuelle de 3,5 TWh (BFE, 2022b).

La dépendance aux importations d'électricité est notablement plus forte durant les mois d'hiver.

La transition énergétique nécessite un développement considérable de la production d'électricité

Prospectivement, les besoins en électricité vont connaître une forte augmentation d'ici 2050. Cette évolution résulte de l'objectif d'électrification des consommations finales aux fins de protection climatique, ainsi que de la numérisation croissante. Concrètement, de plus en plus de chauffages au mazout et au gaz seront remplacés par des pompes à chaleur à alimentation électrique et la part de marché des voitures électriques va gagner du terrain sur celle des moteurs thermiques.¹¹ La figure 4 présente différentes estimations du besoin d'électricité de la Suisse en 2050, par rapport à aujourd'hui, telles qu'elles résultent de modèles quantitatifs utilisés par différentes études : celles-ci distinguent en outre les différentes sources de production d'électricité, ainsi que le besoin total annuel (colonnes de gauche) par rapport au besoin hivernal (colonnes de droite).

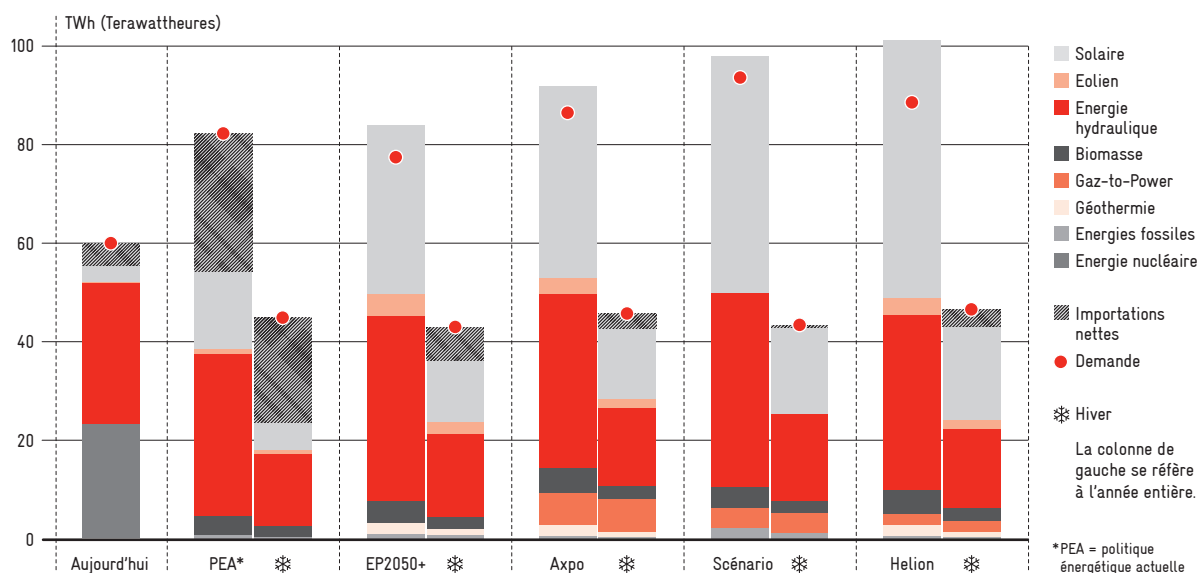
Dans tous les scénarios, la Suisse reste importatrice d'électricité en hiver et exportatrice en été, mais le volume des importations estimées varie assez fortement. Sur l'ensemble d'une année, les importations nettes d'électricité devraient se situer entre 1 et 11 TWh (Marti et al., 2022, p. 43). Dans le scénario «Poursuite de la politique énergétique actuelle» (PEA) (Axpö, 2023b),

¹⁰ L'industrie représente quant à elle 32,4 % et les services 21,5 % de ce total.

¹¹ De nombreux cantons ont pris des mesures d'encouragement en ce sens.

Figure 4
Mix et besoin d'électricité en Suisse en 2050 selon différents scénarios

Pour pouvoir couvrir les besoins futurs en électricité sans dépendre d'importations élevées, notamment en hiver, il est nécessaire de développer rapidement la production nationale d'électricité. En raison de l'augmentation de la demande et de l'abandon prévu de l'énergie nucléaire, le photovoltaïque joue un rôle important dans tous les scénarios étudiés, l'énergie hydraulique restant le pilier de l'approvisionnement en électricité de la Suisse.



Source: Axpo Power Switcher, 2023; Swiss Energy-Charts, 2023

la production indigène ne progresse que modestement et la dépendance aux importations durant l'hiver est (encore) plus forte. Les perspectives énergétiques de la Confédération (EP2050) (BFE, 2020a, p. 34) anticipent dans un scénario de base une consommation nationale ¹² de 76 TWh pour une consommation totale ¹³ de 84,4 TWh.

L'étude «Avenir énergétique 2050» de l'AES (non représentée dans la figure 4) anticipe également une augmentation du besoin d'électricité, qui passera à un niveau entre 80 et 90 TWh (Marti et al., 2022). La plupart des modèles prévoient une production nette d'électricité d'environ 80 TWh (Marcucci et al., 2023, p. 5). Si l'on ajoute l'arrêt de l'ensemble du parc nucléaire (soit une perte d'environ 18 TWh) à cette croissance des besoins d'électricité, la production d'électricité nécessiterait d'être accrue de plus de 40 TWh d'ici 2050. Même avec un développement massif du photovoltaïque (envisagé par ex. dans le scénario Helion ¹⁴), un certain niveau de dépendance aux importations en hiver subsistera.

Les différents scénarios montrent clairement que l'énergie hydraulique n'a qu'un potentiel minimal de développement et que l'éolien et la biomasse ne devraient pas non plus prendre une place significative. En plus

¹² Consommation finale d'énergie additionnée des pertes et autres consommations lors des transformations.

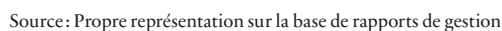
¹³ Incluant les pompes d'accumulation.

¹⁴ Helion est une entreprise suisse proposant des installations solaires, des pompes à chaleur, des accumulateurs et des solutions d'électromobilité. Helion fait aujourd'hui partie du groupe Amag.

En raison des gains d'efficacité induits par l'électrification (surtout dans les transports et la production de chaleur),¹⁵ le besoin d'énergie primaire (regroupant l'ensemble des agents énergétiques) de la Suisse diminue néanmoins de plus de la moitié d'ici 2050. Cette évolution, en particulier grâce à la réduction des agents énergétiques fossiles, contribue à réduire la dépendance aux importations (Marti et al., 2022, p. 48).

Oltre les volumes d'offre et de demande, l'organisation du marché influence également l'approvisionnement énergétique de la Suisse. Les marchés de l'électricité (hydraulique, nucléaire, nouvelles énergies renouvelables), du pétrole et produits pétroliers, ainsi que du gaz présentent une organisation très contrastée en Suisse.

Les entreprises suisses d'approvisionnement en électricité sont détenues à près de 90 % par l'Etat à travers les participations des cantons et de nombreuses communes.



Solutions pour la sécurité d'approvisionnement, la neutralité climatique et la rentabilité économique

Place prépondérante de l'Etat dans la production et distribution d'électricité

Le marché suisse de l'électricité présente une forte dimension étatique. Les entreprises d'approvisionnement en électricité (EAE) sont détenues, pour près de 90 % d'entre elles, par la puissance publique, c'est-à-dire par les cantons et les communes; environ 8 % sont en mains privées et un petit 2 % appartiennent à des investisseurs étrangers (Axpo, 2023a). La figure 5 représente les participations des 26 cantons suisses et des principales communes dans les EAE majeures. En outre, de façon directe ou indirecte – par l'intermédiaire de leur EAE – les cantons et communes détiennent des participations dans les trois plus grosses entreprises d'électricité de la Suisse. BKW et Alpiq sont majoritairement en mains publiques, et Axpo l'est entièrement. La fourniture d'électricité aux clients finaux est assurée par environ 630 EAE. Nombre des services industriels des villes et communes ont également compétence pour la fourniture d'eau et de gaz à leurs clients. Environ 70 % des EAE sont cependant de pures sociétés de distribution, qui transportent l'électricité sur leurs réseaux jusqu'aux clients mais n'exploitent pas leurs propres centrales et doivent donc acheter l'électricité sur le marché. Leurs clients sont donc déjà aujourd'hui indirectement exposés aux forces du marché.

Pour la plupart des EAE, les conditions-cadre de production et de distribution d'électricité sont généralement bonnes en Suisse, même si certains éléments sont peu favorables aux investisseurs. Ainsi, les procédures d'autorisation sont très longues, au détriment de la sécurité juridique pour les placeurs de fonds (voir chapitre 3.3.2).¹⁶ En outre, les investisseurs étrangers ne sont pas les bienvenus : s'ils souhaitent investir dans des infrastructures d'importance stratégique du secteur de l'énergie, telles que les centrales hydrauliques et les réseaux d'électricité, ils seront à l'avenir soumis à la loi fédérale sur l'acquisition d'immeubles par des personnes à l'étranger (OECD, 2018).¹⁷ Cette législation durcit encore les conditions, déjà restrictives par rapport aux pays voisins, pour les investisseurs étrangers.

Aujourd'hui l'Etat détermine le fournisseur auprès duquel les petits clients doivent acquérir leur électricité.

Le marché n'est que partiellement libéralisé

La Suisse est un des derniers pays d'Europe à n'avoir pas complètement ouvert son marché de l'électricité.¹⁸ Depuis 2009, le marché de la demande est divisé en gros et petits clients, et ces derniers doivent se fournir en électricité auprès du monopoleur régional (voir encadré 1).

Une ouverture du marché de l'électricité reviendrait à donner le libre choix de fournisseur d'électricité à tous les clients finaux. La libéralisation

16 Raison pour laquelle les groupes d'électricité suisses investissent particulièrement à l'étranger, principalement dans les énergies renouvelables. Cela ne contribue que très indirectement à la sécurité d'approvisionnement de la Suisse.

17 Dite Lex Koller. Le Conseil fédéral propose au Parlement de ne pas entrer en matière sur le projet de loi; la décision est encore pendante (à la date de : juin 2023).

18 Depuis mi-2007, le marché de l'électricité pour les ménages privés est ouvert dans tous les pays voisins de la Suisse.

19 Dans l'UE, l'ouverture du marché de l'électricité est bien plus avancée qu'en Suisse : ainsi, l'exploitation et l'infrastructure doivent être dégroupées, c'est-à-dire ces activités doivent être séparées, et des règles s'appliquent aux subventions étatiques.

Résistance à l'ouverture du marché de l'électricité

Les gros consommateurs ayant une consommation annuelle de plus de 100 000 kWh disposent de la liberté de choix du fournisseur.²⁰ Il était initialement prévu d'ouvrir entièrement le marché à partir de 2014, de manière que les petits consommateurs ne soient plus liés non plus à leur EAE locale. Ce projet a échoué devant des résistances jusqu'à présent trop fortes.

L'approvisionnement des clients captifs est communément conçu comme un service de base; et dans le contexte de la hausse des prix de l'électricité en Europe, celui-ci a même été élevé au rang d'idéal de politique énergétique. La raison: durant l'hiver 2022/23, les tarifs de l'approvisionnement de base étaient souvent inférieurs aux prix du marché.²¹ Deux facteurs expliquent cet état de fait: premièrement, la plupart des EAE achètent leur électricité par tranches, les prix élevés du marché se répercutent donc seulement plus tard dans les tarifs. Deuxièmement, quelques EAE produisent leur propre électricité (renouvelable) et sont tenues de la fournir au prix de revient (augmenté d'une participation aux bénéfices réglementée) – même si le marché offrirait des prix plus élevés. Il s'agit par conséquent d'un prix administré, qui doit être calculé selon l'art. 4 et suiv. de l'OApEl (StromVV, 2008).²²

Sur la période de 2015 à environ 2020, la situation était inverse: les prix sur le marché de l'électricité étaient au plus bas dans toute l'Europe et les producteurs étaient les premiers à se plaindre de devoir vendre leur électricité à un prix inférieur à leurs coûts de production. Les prix sur les marchés de gros de l'électricité n'offraient pas d'incitation à investir dans de nouvelles capacités de production. Dans la majorité des cas, la mise à l'arrêt d'installations n'était cependant pas envisageable car il n'aurait pas été possible dans ce cas de générer une marge sur coût variable. Les clients captifs ne pouvaient alors souvent pas profiter des offres les plus intéressantes – contrairement aux gros clients sur le libre marché. Le prix de leur électricité dépend de la part de production propre et de la stratégie d'acquisition de leur EAI: si cette dernière présentait un taux élevé d'auto-production et de faibles volumes d'acquisition sur les marchés, le prix de l'électricité des clients captifs restait élevé.

ne concernerait pas l'ensemble de l'approvisionnement en électricité (distribution comprise), mais seulement le marché de l'énergie, c'est-à-dire la vente aux clients finaux.¹⁹ Aujourd'hui l'Etat détermine le fournisseur auprès duquel les petits clients doivent acquérir leur électricité. Avec une ouverture complète du marché, les différents fournisseurs seraient mis en concurrence comme c'est déjà le cas pour les gros clients; ils pourraient être librement choisis par les petits clients, indépendamment de leur localisation géographique.

Un demi-marché

Le corset réglementaire est étroit en Suisse, où il n'existe pas de «marché» de l'électricité digne de ce nom, du moins pas pour les clients finaux captifs, autrement dit pour environ 99 % des raccordements du pays. Au lieu

20 Seulement 0,8 % des clients privés, soit 32 500 entreprises, font usage de cette possibilité (Axpo, 2023a).

21 Ce n'était pas partout le cas, comme le montre l'exemple de la commune bernoise de Worb. Deux EAE se partagent la zone de distribution, lesquelles en 2023 tarifent 1 kWh d'électricité respectivement au prix de 26 ct. ou de 70,78 ct. (ElCom, 2023).

22 Cela s'explique ainsi: les EAE ont la possibilité mais non l'obligation de vendre en priorité l'électricité qu'elles produisent à prix de revient (augmenté d'une faible marge) à leurs clients captifs plutôt qu'aux clients sur le libre marché. Alternative-ment, les EAE peuvent appliquer la méthode dite du prix moyen sur la totalité du portefeuille d'électricité auto-produite et acquise. En cas de prix élevés, cette méthode crée les incitations suivantes: une grande partie de l'électricité acquise à prix élevé sur le marché est facturée aux clients captifs selon la méthode du prix moyen. Si les prix du marché sont inférieurs aux coûts de revient de l'EAE, l'électricité auto-produite est vendue aux clients captifs. Conséquence: ces derniers paient régulièrement davantage que les clients sur le libre marché.

de laisser le libre jeu des forces de marché déterminer les prix, les EAE disposant du monopole régional doivent communiquer à l'ElCom, avant la fin du mois d'août de chaque année, leurs tarifs pour l'année suivante. Cette commission, en sa qualité d'autorité de régulation officielle indépendante peut alors refuser des augmentations de tarifs non justifiées ou ordonner à titre rétroactif des réductions de tarifs trop élevés. Les choix politiques maintiennent ainsi une administration des prix contestable d'un point de vue d'ordre économique et qui pourrait en grande partie être évitée avec une libéralisation de la demande.

Marché national concurrentiel pour les produits pétroliers

Les produits pétroliers couvrent actuellement environ la moitié du besoin énergétique suisse. Ils jouent un rôle important, en particulier comme carburant et combustible, aussi bien pour la mobilité privée que pour l'économie. La Suisse ne possédant pas d'exploitations pétrolières, elle dépend des importations de produits pétroliers bruts et raffinés.^{|23} Le pétrole est importé principalement par oléoducs, bateaux et camions-citernes, et compte tenu de la localisation des grands ports européens, souvent en transit par l'Allemagne, les Pays-Bas, l'Italie et la Belgique. La raffinerie de Cressier est depuis la fermeture de la raffinerie de Collombey dans le Valais la seule grande installation en activité en Suisse ; cette raffinerie du canton de Neuchâtel transforme en essence, diesel, kérosène et mazout environ un quart du pétrole consommé dans le pays.

Les acteurs du marché sont en grande partie détenus par des investisseurs privés. Plusieurs grandes, ainsi que de nombreuses plus petites entreprises exploitent un dense réseau de stations-service^{|24} et livrent les ménages et l'industrie. Afin d'améliorer la sécurité de l'approvisionnement, la branche pétrolière stocke des réserves obligatoires sur mandat de la Confédération : il s'agit de réserves d'essence, de diesel et de mazout pouvant couvrir les besoins pendant quatre mois et demi (pendant trois mois pour les réserves de kérosène). Le stockage de réserves obligatoires est financé par des contributions à un fonds de garantie^{|25} (Carbura, 2023).

La réglementation sur le marché du gaz et son approvisionnement est actuellement assez sommaire.

Un marché du gaz à la réglementation sommaire

La réglementation sur le marché du gaz et son approvisionnement est actuellement assez sommaire. Il n'existe pas encore de cadre réglementaire unifié applicable dans toute la Suisse fixant les conditions du jeu concurrentiel. Les bases réglementaires sont fournies par la loi sur les installations de transport par conduites de 1963, ainsi que par la convention de branche conclue en 2012 entre l'industrie du gaz et certains grands clients industriels. Ces derniers peuvent faire une demande d'accès au réseau et ont ainsi la possibilité de choisir librement leur fournisseur. En contre-

23 Origine du pétrole brut importé : Amérique du Nord : 58 %, Afrique : 40 %, Asie/Océanie : 2 %, (Avenergy Suisse, 2023a).

24 La Suisse compte 3314 stations-service de marque accessibles au public (Avenergy Suisse, 2023b).

25 Contributions prélevées sur les importations.

partie, ils reconnaissent les normes de branche pour le calcul des redevances de réseau, ainsi que les conditions générales d'utilisation du réseau (Erdgas Ostschweiz AG, 2014).

Seulement environ 400 gros clients (approximativement 27 % des ventes de gaz) peuvent choisir librement leur fournisseur ; pour tous les autres, soit plus de 400 000 petits clients, ainsi que pour les clients du gaz de chauffage, cette liberté leur reste refusée. Ils doivent se fournir en gaz auprès de leur monopoleur régional (Schlittler & Flatt, 2020).²⁶ Longtemps en discussion, la loi sur l'approvisionnement en gaz prévoit d'ouvrir le marché dans les prochaines années pour tous les clients ayant une consommation annuelle d'au moins 100 000 kWh. Les autres clients restent donc captifs du fournisseur réglementé. La branche doit cependant devenir plus étroitement surveillée (sur le modèle du marché de l'électricité).²⁷ Il serait néanmoins préférable d'ouvrir entièrement le marché en une seule étape et donner la liberté de choix à tous les clients. Le marché du gaz risque sinon de connaître les mêmes reports d'ouverture que le marché de l'électricité.

La Suisse est dépendante des importations de gaz naturel ; la production nationale issue des 38 installations de biogaz indigènes n'en fournit qu'une faible part de 1 % (2021). Le gaz naturel est importé principalement de Norvège (22 %), de Russie (43 %), de l'UE (19 % ; surtout des Pays-Bas et de l'Allemagne). Ces chiffres de 2021 devraient avoir fortement varié pour 2022/23 en raison de la suppression d'une large part des approvisionnements de Russie et de leur remplacement en particulier par des importations de gaz naturel liquéfié (GNL, ou LNG en anglais) d'outre-mer. La majorité des importations et leur distribution est réalisée par gazoducs – pour un total de 20 435 km de réseau (sans compter les raccordements domestiques) – le chiffre ayant légèrement augmenté ces cinq dernières années.

La Suisse joue un rôle important en tant que pays de transit de l'acheminement du gaz vers d'autres pays européens. Des flux gaziers de différentes sources traversent la Suisse vers des pays destinataires comme l'Italie et l'Allemagne. La Suisse ne possède pas sur son territoire – principalement en raison de sa géologie – de grandes installations de stockage de gaz²⁸, de production de gaz ou d'installations de gaz naturel liquéfié (GNL). Il existe de petits volumes de stockages commerciaux qui couvrent à peine les besoins journaliers, mais pas de stockages saisonniers. Un accord conclu avec la France doit assurer aux fournisseurs de gaz suisses un accès non discriminatoire aux stockages français (environ 7,5 % de la consommation annuelle (BFE, 2022a)). Le Conseil fédéral a pu en outre

La Suisse joue un rôle important en tant que pays de transit de l'acheminement du gaz.

²⁶ L'accès au réseau en Suisse ne connaît ni cadre réglementaire contraignant, ni tarifs réglementés. L'accès au réseau n'est en définitive assuré que par décision de la Commission de la concurrence (Comco). L'absence de séparation des activités rend difficile aux nouveaux fournisseurs de proposer des offres concurrentielles.

²⁷ La surveillance doit être confiée à l'ElCom, qui sera alors renommée EnCom (Commission de l'énergie).

²⁸ Plusieurs projets de stockage de gaz sont en cours, dont la capacité ne devrait cependant pas dépasser quelques pourcents de la consommation annuelle et qui n'entreront en service qu'après 2030 (BFE, 2022a).

récemment signer une déclaration d'intention avec l'Italie, qui prévoit que l'Italie puisse approvisionner le pays en cas de perte des livraisons de gaz d'Allemagne (Bernet, 2023).

2.3_Instruments actuels

Idéalement, un cadre juridique doit donner aux acteurs privés des incitations à agir de telle sorte que la sécurité d'approvisionnement et la durabilité environnementale de l'ensemble du système énergétique soient assurées à un coût économiquement adapté (voir chapitre 1). Dans les cas de figure les moins heureux, des incitations mal conçues conduisent à une utilisation inefficace des ressources et le point d'équilibre optimal dans le triplement énergétique n'est pas atteint.

Les bases légales de la politique énergétique suisse couvrent un large domaine : elles comprennent les lois sur le CO₂, sur l'énergie nucléaire, sur l'approvisionnement en électricité et sur les forces hydrauliques. Une base commune est fournie par la loi sur l'énergie (BE, 2021). Celle-ci non seulement fixe des valeurs indicatives précises, que la Stratégie énergétique 2050²⁹ doit réaliser par étapes, mais définit également les mesures destinées à atteindre ces objectifs. Certaines de ces mesures – telles que le Programme Bâtiments ou les valeurs cibles des émissions de CO₂ des véhicules – concernent la demande et visent à modifier la consommation ou l'efficacité énergétique. D'autres mesures cherchent à apporter des changements du côté de l'offre, en encourageant le développement des énergies renouvelables.

La loi sur l'énergie

La première loi fédérale sur l'énergie (LEne) est entrée en vigueur en 1999. Déjà à l'époque, on veillait à ce que la production d'énergie soit « compatible avec les impératifs de la protection de l'environnement » (LEne, 1998). L'accentuation du principe de développement durable s'est cependant manifestée quelques années plus tard avec l'adoption de la loi sur l'approvisionnement en électricité (LApEl). Par un acte modificateur unique, le Parlement décida de compléter la LApEl d'une révision de la LEne, afin de promouvoir la production d'électricité au moyen d'énergies renouvelables (Zünd, 2019). La LApEl, ainsi que la version révisée de la LEne, entrèrent en vigueur en 2008/2009.

Peu après, la catastrophe nucléaire de Fukushima de 2011 ébranla les esprits dans le monde. A la suite de celle-ci, la Suisse décida de réviser entièrement la LEne. La version révisée devait acter la sortie du nucléaire et créer les bases de la transition énergétique. Deux grandes orientations furent définies : accroître l'efficacité énergétique et développer les énergies renouvelables. Des objectifs concrets étaient fixés pour la réduction de la consommation moyenne par personne par rapport aux années 2000, pour

A la suite de la catastrophe nucléaire de Fukushima de 2011, la Suisse décida de réviser entièrement la LEne.

²⁹ La Stratégie énergétique 2050 décrit les grandes orientations de la politique énergétique suisse, dont la mise en œuvre a commencé en 2017 avec l'acceptation par le peuple de la Loi révisée sur l'énergie.

l'énergie en général et l'électricité en particulier : la consommation énergétique devait baisser de 16 % et la consommation électrique de 3 % d'ici 2020 ; et d'ici 2035, les baisses devaient atteindre respectivement 43 % et 13 %. En outre, la production indigène moyenne d'énergies renouvelables (hydraulique exclu) devait passer à 4400 GWh d'ici 2020 et à 11 400 GWh d'ici 2035. L'énergie hydraulique avait un objectif dédié pour 2035, à savoir 37 400 GWh.

Les objectifs pour 2020 ont tous été atteints ou dépassés : la consommation électrique se trouvait en 2020 inférieure de 11,3 % (de 10,4 % corrigée des variations météorologiques) à celle de l'année 2000, et la consommation finale d'énergie avait baissé de 23,7 % (de 20,8 %, corrigée des variations météorologiques). La production d'électricité à partir d'énergies renouvelables (hydraulique exclu) avait atteint 4712 GWh, soit 7,2 % de la production nette totale d'électricité. La production hydroélectrique visait une croissance nette d'environ 2000 GWh, et 45 % de ce volume a été atteint (BFE, 2021b).

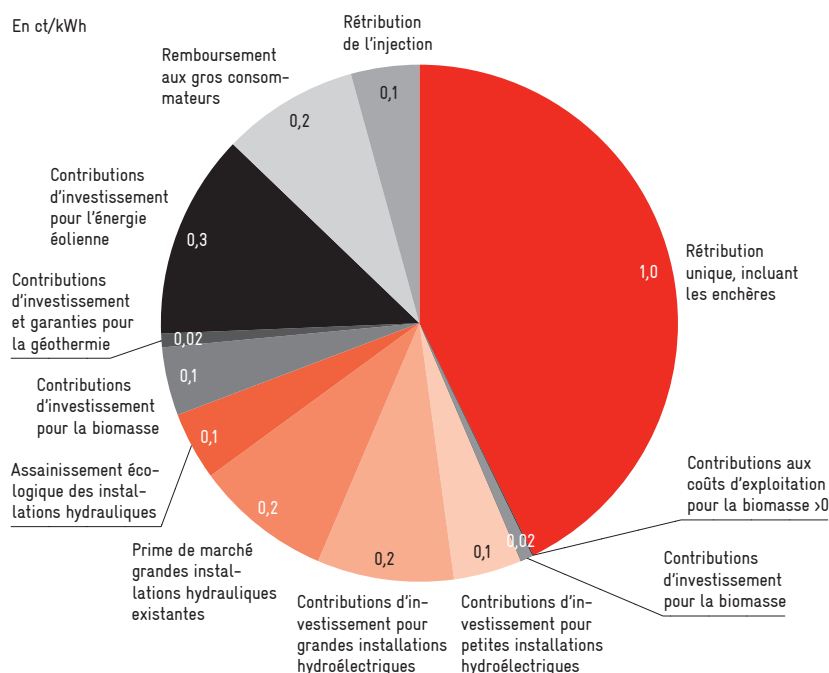
Une large palette d'instruments (d'encouragement)

Afin d'atteindre les objectifs fixés par la LEne, plusieurs programmes d'encouragement ont été mis en place. La première source de financement de

Figure 6

Utilisation du supplément réseau

Le supplément réseau est aujourd'hui limité à 2,3 ct/kWh, ce qui permet de disposer chaque année de 1,38 milliard de Fr. de mesures d'encouragement. Les entreprises à forte consommation reçoivent un remboursement de leur contribution au supplément réseau : le coût de cette mesure représente 0,2 ct/kWh.



Source : BFE, 2022

ce programme est le supplément réseau.^[30] Son montant était initialement de 0,6 ct./kWh perçu sur les coûts de transport des réseaux à haute tension. Avec la révision totale de la LEne en 2018, le supplément réseau a été porté à 2,3 ct./kWh. La plus grande part est utilisée pour l'encouragement des installations photovoltaïques par l'intermédiaire de la rétribution unique (RU). Le reste est destiné au système de rétribution de l'injection (SRI), aux contributions d'investissement pour la force hydraulique, pour l'énergie éolienne et pour la biomasse, aux garanties pour la géothermie et aux primes de marché pour les grandes installations hydroélectriques existantes (voir figure 6). Le Programme Bâtiments est en revanche financé par la taxe sur le CO₂ prévue par la loi sur le CO₂.

Les instruments d'encouragement qui pèsent le plus, en moyens financiers engagés, ont été jusqu'ici le SRI et le Programme Bâtiments. Ils sont suivis de la RU. Dans le cas du SRI, il n'est plus possible depuis 2022 aux nouvelles installations d'en bénéficier.

Le SRI et la RU

Le SRI a été introduit dès la première révision de la LEne en 2008. Il est destiné aux producteurs d'électricité issue de ressources renouvelables : biomasse, géothermie, photovoltaïque, hydraulique (jusqu'à une puissance de 10 MW) et éolien. Les exploitants de telles installations reçoivent dans le cadre du SRI une rétribution pour chaque kWh d'électricité qu'ils injectent dans le réseau.

Dans sa forme initiale, le SRI rétribuait le courant injecté à prix coûtant, mais depuis la révision totale, les montants versés se basent sur les coûts de production d'une installation de référence. La rétribution se compose ainsi du prix de vente obtenu et de la prime d'injection (différence entre le taux de rétribution et le prix de marché de référence). En outre depuis 2018, la rétribution est limitée à une durée comprise entre 15 et 25 ans. Entre 2018 et 2021, 2,2 milliards de francs ont été versés dans le cadre du SRI pour l'encouragement de la production d'électricité renouvelable (BFE, 2023b). En 2022, les prix de l'électricité ont été si élevés que le prix de référence était souvent supérieur au taux de rétribution. Plusieurs producteurs d'électricité se sont ainsi vus réclamer un montant à payer à la Confédération, ce qui a conduit certains d'entre eux à débrancher leur installation (Alich, 2022).

Le SRI a remplacé le financement des frais supplémentaires (FFS), par lequel les exploitants percevaient de leur EAE une rétribution moyenne de 15 ct. par kWh injecté.^[31] A leur tour, les EAE étaient remboursées par la Confédération de la différence entre les 15 ct./kWh et leurs prix d'achat conformes aux prix du marché (Pronovo, 2023). Bien que les exploitants ne

Avec la rétribution pour grandes installations photovoltaïques, un instrument supplémentaire a récemment été introduit.

30 Les secteurs à forte consommation d'électricité reçoivent sur demande et sous certaines conditions un remboursement du supplément réseau. Ainsi, les plus gros consommateurs d'électricité sont précisément ceux exemptés d'une contribution au développement de la production d'électricité renouvelable (et indirectement au renforcement de la sécurité d'approvisionnement). Le secteur des remontées mécaniques et des installations de sport et loisirs bénéficient également de ce privilège.

31 16 ct./kWh pour les installations mises en service entre 1992 et 1999.

puissent plus aujourd'hui demander à percevoir le FFS, les installations mises en service avant le 1^{er} janvier 2006 continuent d'en bénéficier: en 2021, cela représentait 1062 installations, pour un total de versements de 24,2 millions de francs (Pronovo, 2022).

Bien que le photovoltaïque soit déjà soutenu par le SRI, à hauteur d'une moyenne de 185 millions de francs annuels entre 2018 et 2021, un programme d'encouragement additionnel est dédié au développement de l'énergie solaire: la rétribution unique (RU). Par ce dispositif, les exploitants d'installations photovoltaïques reçoivent depuis 2014 une contribution d'investissement unique; entre 2018 et 2021, les installations photovoltaïques ont ainsi reçu 876 millions de francs (Pronovo, 2022). Avec la rétribution pour grandes installations photovoltaïques (RUE) et face au risque croissant des lacunes hivernales d'électricité, un instrument supplémentaire a récemment été introduit, spécifiquement dédié à l'encouragement des installations photovoltaïques alpines (voir chapitre 3.1.1).

Le Programme Bâtiments

Le Programme Bâtiments lancé en 2010 encourage l'assainissement énergétique de l'enveloppe des bâtiments, les investissements dans les énergies renouvelables, la récupération des rejets de chaleur et l'optimisation des installations techniques du bâtiment. Il est financé par des contributions des cantons et par un tiers des recettes de la taxe sur le CO₂ (au maximum 450 millions de francs par an) – les moyens financiers non utilisés sont redistribués à la population.

Parallèlement aux valeurs indicatives fixées par la LEne, le Programme Bâtiments doit également contribuer à atteindre les objectifs climatiques. Ces derniers ont été récemment validés par le peuple suisse lors de la votation sur la Loi sur le climat: les émissions de gaz à effet de serre doivent être réduites d'au moins 75 % par rapport à 1990 d'ici 2040; la Suisse doit atteindre la neutralité climatique d'ici 2050 (Bafu, 2023b). A cette fin environ 361 millions de francs ont été investis en 2021 dans le Programme Bâtiments. Depuis 2010, le cumul des sommes engagées se monte à 2,6 milliards de francs (Gebäudeprogramm, 2022).

Globalement, le Programme Bâtiments doit être considéré comme un programme peu efficient: le coût de réduction d'une tonne de CO₂ atteint un niveau élevé de 205 francs (Dümmler & Rühli, 2021, p. 153). Et dans de nombreux cas, les effets d'aubaine sont nombreux. Ainsi, dans une étude mandatée par la ville de Zurich, 80 % des bénéficiaires de ces subventions déclaraient qu'ils auraient réalisé exactement les mêmes opérations d'amélioration technique sur leur bâtiment même en l'absence de ces subventions (Lehmann et al., 2017, p. 70 et suiv.).

Globalement, le Programme Bâtiments doit être considéré comme un programme peu efficient.

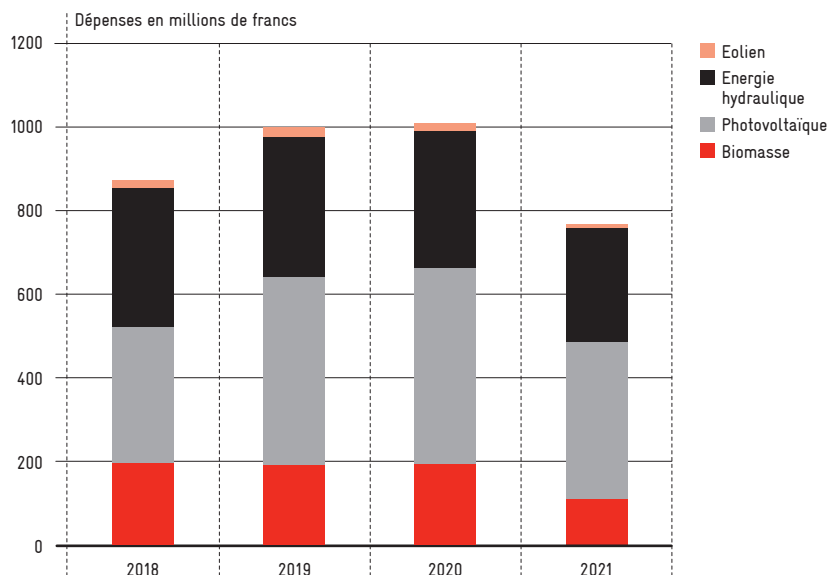
Autres instruments d'encouragement

Les autres instruments d'encouragement – moins importants en volume – comprennent: les contributions d'investissement pour la biomasse, pour

Figure 7

Distribution des contributions d'encouragement entre 2018 et 2021

Dans le cadre du système de rétribution du courant injecté, de la rétribution unique et du financement des frais supplémentaires, un total de 3,2 milliards de francs ont été dépensés entre 2018 et 2021 pour l'encouragement des énergies renouvelables. La moitié de ce montant a bénéficié aux exploitants d'installations photovoltaïques.



Source : Pronovo, 2022

la force hydraulique et pour l'énergie éolienne, les primes de marché pour la grande hydraulique, ainsi que les contributions à l'exploration et les garanties pour la géothermie.

La prime de marché (il s'agit malgré son nom d'une subvention) est un des principaux postes de dépenses parmi ces instruments, lesquels ont malgré tout entraîné entre 2018 et 2022, tous cumulés, 468 millions de francs de dépenses, même si leurs montants apparaissent plutôt modestes en comparaison des instruments précédemment étudiés (BFE, 2022d). La prime de marché est accessible aux exploitants de grandes installations hydroélectriques ayant une puissance de plus de 10 MW, s'ils doivent vendre leur électricité sur le marché à un prix inférieur à leurs coûts de revient.

Les contributions d'investissement visent à soutenir les exploitants d'installations d'énergies renouvelables lors de la construction de nouvelles installations ou la rénovation et l'agrandissement d'installations existantes. Cette offre est très peu sollicitée depuis 2020. Pour les installations de biomasse, le petit nombre de demandes de l'année 2020 ont représenté un total d'environ 10 millions de francs (BFE, 2020b).

La géothermie affiche un tableau similaire : deux projets jusqu'ici ont été soutenus par une contribution à l'exploration. Le coût s'est monté à environ 65 millions de francs (BFE, 2022e). L'aide a porté entre autres sur des mesures géophysiques destinées à évaluer la possibilité d'étendre géographiquement un réservoir géothermique.

Dans l'ensemble, le photovoltaïque et l'hydraulique se dégagent comme les renouvelables les plus prisés dans les processus de décision politique, et les moyens mis à leur disposition sont les plus conséquents (voir figure 7). L'éolien au contraire peine à se faire accepter – aussi bien parmi les politiques que dans la population (voir chapitre 3.3.1).

Du côté de la demande, SuisseEnergie réunit des mesures volontaires de mise en œuvre de la stratégie énergétique. Elle mène ainsi des actions de sensibilisation, d'information, de conseil, de formation et de perfectionnement, ainsi que d'assurance-qualité. Ses grands centres de compétence sont l'efficacité des bâtiments, les énergies renouvelables pour les ménages, la mobilité pour personnes privées et entreprises, ainsi que les installations et processus dans l'industrie et les services (EnergieSchweiz, 2019). Même si le programme n'est destiné qu'à renforcer l'efficacité des autres mesures d'encouragement, le manque d'analyses quantitatives rend difficile l'évaluation de son efficacité.³²

2.4_Au cœur de l'Europe

La Suisse est aujourd'hui largement dépendante des importations pour la couverture de ses besoins d'énergie et devrait le rester à l'avenir (voir chapitre 2.2). Il importe encore de veiller à la qualité des relations avec les autres pays européens car l'approvisionnement en énergie se fait souvent par leurs réseaux de transport et leurs marchés. Le point crucial est de préciser les règles et assurer le bon fonctionnement de l'accès au marché intérieur de l'énergie de l'UE.

Celui-ci est en permanente évolution. Après maturation de l'idée durant les années 1980, l'ouverture des marchés a été réalisée par une série de mesures – appelées «paquets énergie» – à partir de 1996 pour l'électricité et de 1998 pour le gaz. En 2003, le deuxième paquet énergie instaurait le libre choix du fournisseur de gaz et d'électricité pour les clients professionnels et particuliers (Ciucci, 2022). Avec le Traité de Lisbonne, les Etats membres ont réaffirmé l'objectif d'établir un marché européen intérieur de l'énergie, et en 2009 le troisième paquet énergie instituait l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (Acer). Une décennie plus tard, le quatrième paquet («Clean Energy Package») accentuait davantage les moyens d'atteindre les objectifs climatiques par rapport à la compétitivité (Carella, 2020).

Avec le paquet «Fit for 55» et le cinquième paquet énergie, l'UE entend accorder définitivement la législation européenne, y compris dans le domaine énergétique, avec les objectifs climatiques.

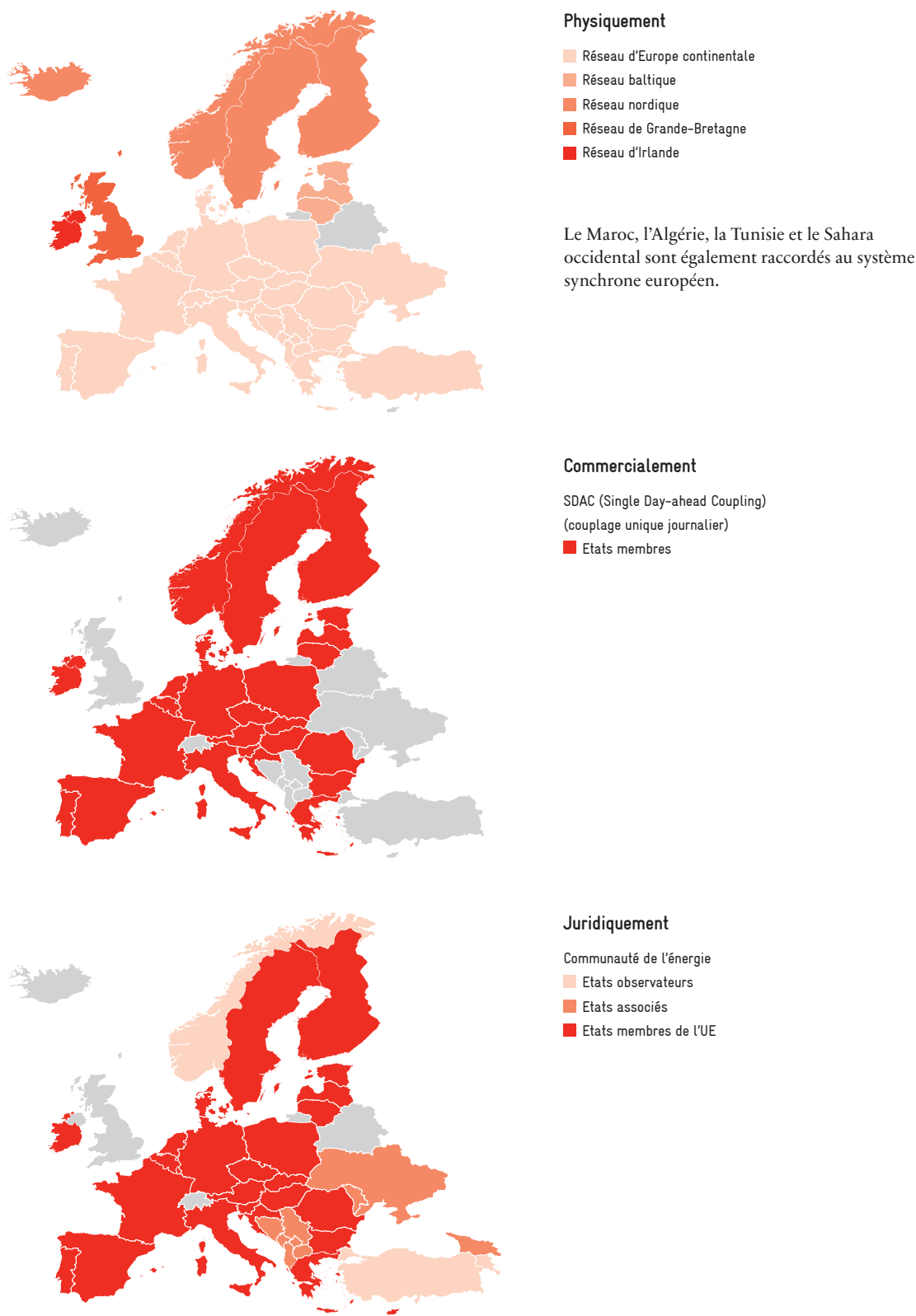
La nécessité de restructurer rapidement le marché de l'énergie s'est faite plus pressante à la suite de l'agression russe en Ukraine. Celle-ci a mis à jour la trop forte dépendance au gaz russe. En raison des sanctions imposées à la Russie – et suivant le plan REPowerEU (Europäische Kommission, 2022) –

La Suisse est largement dépendante des importations et devrait le rester à l'avenir.

32 En 2021, le budget de SuisseEnergie se montait à 42,7 millions de francs (EnergieSchweiz, 2022).

Figure 8
La position centrale de la Suisse en Europe

Le développement du marché électrique de l'Union européenne accentue les écarts réglementaires entre la Suisse et ses voisins.



Source : Bühlmann, 2023; Austria-Forum, 2014; ENTSO-E, 2023; Energy Community

l'approvisionnement en gaz a dû être réorganisé, notamment par le recours à du gaz liquéfié (LNG) des Etats-Unis (Zachmann et al., 2023). L'UE ne renonce pas pour autant à ses ambitieux objectifs visant la protection de l'environnement. Le passage à un système d'énergies à fortes composantes renouvelables accroît la nécessité, en particulier pour l'électricité, de coordonner les mesures nationales afin de maintenir la sécurité des réseaux. Il en va de même concernant l'utilisation de capacités transfrontalières pour des raisons d'amélioration d'efficacité.

Implications pour la Suisse

L'évolution du marché intérieur européen de l'énergie a d'importantes implications pour la Suisse. Les infrastructures énergétiques – particulièrement pour les échanges d'électricité – sont étroitement interconnectées. En outre, la Suisse a adopté de nombreuses règles de l'UE afin d'augmenter la sécurité et l'efficacité des échanges transfrontaliers (par ex. les codes de réseau – network codes – dans l'électricité, voir chapitre 3.1.2). Mais le marché européen de l'énergie a continué de se transformer ces dernières années et les divergences réglementaires entre l'UE et la Suisse se sont creusées. La Suisse se trouve exclue d'importants processus dans de nombreux domaines et est perçue de façon croissante sous un statut d'Etat tiers.

Ces dernières années, les divergences réglementaires entre l'UE et la Suisse se sont creusées.

C'est particulièrement le cas dans le secteur électrique (voir figure 8), ce qui a poussé dès 2007 la Suisse à engager des négociations avec l'UE en vue de conclure un accord bilatéral sur l'électricité. Ces négociations n'ont pas abouti : rapidement en effet, l'UE a conditionné la conclusion de nouveaux accords d'accès aux marchés au règlement des questions institutionnelles. Lorsque le Conseil fédéral a décidé en mai 2021 de ne pas signer l'accord-cadre institutionnel, la perspective d'un accord sur l'électricité s'est par conséquent fortement éloignée. En plus de l'érosion des accords bilatéraux (Hug Alonso & Dümmler, 2023), la décision impacte également la sécurité de l'approvisionnement électrique et la stabilité du réseau en Suisse (voir chapitre 3.1.2).

Mais le secteur électrique n'est pas le seul concerné, et l'on oublie trop souvent qu'il y a plus de dix ans, la Suisse et l'UE ont cherché à conclure un accord élargi sur l'énergie (EDA, 2010). L'électricité y occupait une place prioritaire mais il était prévu que le nouvel accord puisse être facilement élargi à d'autres secteurs énergétiques. Ces négociations s'inscrivaient dans le contexte du troisième paquet énergie de l'UE, en particulier de la directive sur les énergies renouvelables, qui ne vise pas seulement au développement de la production électrique. Compte tenu du rôle croissant donné au marché de l'hydrogène dans l'UE, la question apparaît plus actuelle que jamais (voir chapitre 3.3.4).

3_Pistes de solutions

Le chapitre 1 a exposé le problème auquel se trouve confrontée la Suisse : garantir à court et moyen terme la sécurité de son approvisionnement ; et atteindre à long terme l'objectif du zéro net. Le présent chapitre présente des moyens de relever avec succès ces deux défis.

3.1_Renforcer la résilience

Même si les tensions sur les marchés de l'énergie se sont nettement apaisées par rapport à la situation de l'hiver 2022/23, la sécurité de l'approvisionnement devrait rester un problème pour la Suisse dans les années à venir, surtout durant la saison hivernale. Il n'est ainsi pas à exclure qu'une accumulation de facteurs défavorables – déjouant les prévisions actuelles – conduise à une situation de pénurie. A moyen terme, les relations difficiles avec l'UE feront peser un risque croissant sur les efforts de la Suisse pour se donner un approvisionnement à la fois fiable et durable.

3.1.1_Sécurité de l'approvisionnement pour les prochains hivers

La sécurité de l'approvisionnement, en particulier en électricité, doit demeurer tout en haut des listes des priorités politiques. L'étude «stromadequacy» évoquée ci-dessus sur l'adéquation à court terme de l'approvisionnement en électricité pour l'hiver 2022/23 (voir chapitre 1) a calculé qu'une réduction d'environ 15 % par rapport aux années précédentes de la production européenne d'électricité issue des centrales à gaz résulterait en un déficit de 46 GWh en moyenne (soit 27 % de la consommation d'un jour hivernal). Les centrales de réserve à énergie fossile n'ont pas été prises en compte dans ces calculs (Swissgrid, 2022d, p. 8).³³

Au vu de cette situation, quatre mesures ont été prises durant l'hiver 2022/23, afin de réduire le risque de pénurie (voir tableau 1). Ces mesures ont

Tableau 1
Mesures prises pour assurer la sécurité de l'approvisionnement durant l'hiver 2022/23

Mesure	Contribution	Coût	Durée d'utilisation
Réserve hydroélectrique ³⁴	400 GWh	env. 300 mio. de Fr.	Hiver 2022/23
Centrales de réserve ³⁵	336 MW	env. 760 mio. de Fr.	Fév. 2023–Avr. 2026
Groupes électrogènes de secours	280 MW	63 mio. de Fr.	Fév. 2023–Avr. 2026
Relèvements de tension	380 kV ³⁶	n.d.	Jan. 2022–Avr. 2023

33 Un autre scénario considère le cas où la moitié du parc nucléaire français, ainsi que les centrales nucléaires suisses de Leibstadt et Beznau 1 viendraient à manquer : il en résulterait des situations régionalement tendues, mais qui, grâce à l'énergie hydraulique nationale et aux capacités suffisantes d'importation, ne devraient pas s'étendre.

34 Son coût devrait diminuer pour les prochains hivers.

35 Situées à Birr (AG), Corneaux (NE) et Monthey (VS).

36 Les lignes Bickigen–Chippis et Bassecourt–Mühleberg ont été exploitées sous une tension de 380 kV au lieu de 220 kV.

Une campagne d'économies d'énergie sans grands effets

Les mesures de sécurisation de l'approvisionnement énergétique ont été accompagnées d'une campagne d'économies d'énergie (Bundesrat, 2022b). Les chiffres de la consommation montrent une certaine réduction : concernant le gaz, la demande a diminué de 5,8 TWh par rapport à l'hiver précédent, et pour l'électricité, l'économie a été de 1,76 TWh (BFE, 2023; Energate Messenger, 2023a).³⁷ Néanmoins, il est permis de douter de l'efficacité de la campagne. Les principales explications de ces réductions résident en effet bien plutôt dans les deux phénomènes suivants : premièrement, les conditions météorologiques ont fait baisser le nombre de degrés-jours de chauffage³⁸ de 17,2 % par rapport à l'hiver précédent (Energate Messenger, 2023b), et d'autre part les hausses considérables du prix du gaz ont certainement eu un effet réducteur sur la demande.

Parce qu'il est probable qu'une nouvelle campagne d'économies pour l'hiver 2023/24 produise moins d'effets encore (les acteurs étant déjà habitués aux appels à la modération), les responsables politiques devraient faire davantage confiance au signal-prix et renoncer aux campagnes d'économies.

été accompagnées de la campagne d'économies d'énergie lancée par la Confédération (voir encadré 2).

Devant l'imminence du danger, les responsables politiques n'ont pas hésité à apporter sans délai une solution au problème et à engager d'importants moyens. Les mesures prises sont finalement très coûteuses en face du dommage qui résulterait d'une pénurie³⁹ mais ce coût reste limité. Quant à leur efficacité, elles n'ont (heureusement) pas encore eu à la démontrer.

Ces prises de décision montrent avant tout deux choses : premièrement, les responsables politiques ont été tout simplement pris de court par la tournure des événements, en dépit du fait que les représentants de branche et l'OFPP (voir chapitre 1) mettent en garde depuis des années contre de tels déficits. Deuxièmement, les mesures ne sont pas durables, au sens qu'elles ne sont pas en mesure de diminuer durablement le risque d'une pénurie d'électricité en Suisse. Elles sont assorties d'une date d'expiration. Il n'est pas encore clair ce qu'il adviendra par la suite, les premières réflexions n'ont encore défini que les grandes lignes.

Les quatre piliers de la stratégie de la Confédération

Le Conseil fédéral mise sur quatre piliers pour assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique hivernal :

- **Pilier 1:** développement rapide des énergies renouvelables indigènes.
- **Pilier 2:** développement d'une production d'électricité hivernale dont la disponibilité soit assurée et qui soit climatiquement neutre.
- **Pilier 3:** réserve d'énergie stratégique comme premier mécanisme fonctionnant à titre d'assurance en dehors du marché de l'électricité.
- **Pilier 4:** mise en place d'une assurance permettant une production supplémentaire.

³⁷ A la différence de la consommation de gaz, la Suisse n'a pas atteint son objectif d'économie d'électricité durant l'hiver 2022/23.

³⁸ L'indicateur sert à mesurer l'influence des conditions météorologiques sur la consommation d'énergie pour le chauffage de bâtiments.

³⁹ Selon Babs (2020), les dommages résultant d'une pénurie d'électricité devraient dépasser 180 milliards de francs.

Compte tenu de la situation critique en matière d'approvisionnement durant l'hiver 2022/23, la mise en œuvre des deux derniers piliers a été anticipée. Ainsi, dès le début de l'année 2023, le Conseil fédéral a mis en vigueur l'ordonnance sur une réserve d'hiver (Bundesrat, 2023b). Après l'entrée en vigueur en octobre 2022 de l'ordonnance sur la réserve hydroélectrique (Bundesrat, 2022a), c'est à présent au tour des centrales de réserve, des groupes électrogènes de secours et des installations de couplage chaleur-force (CCF)⁴⁰ d'être intégrés à la réserve d'électricité pour l'hiver conformément aux troisième et quatrième piliers. Il s'agit cependant d'une mesure limitée dans le temps, en vigueur jusqu'à fin 2026, et qui est à présent en passe d'être inscrite à l'échelon de la loi. Le quatrième pilier, quant à lui, a commencé à être consolidé avec la construction de la centrale à gaz de Birr; cependant, cette capacité supplémentaire de production d'électricité est également limitée dans le temps.

Le système des quatre piliers mise implicitement sur des mesures pérennes pour apporter une réponse au risque de pénurie d'électricité durant l'hiver. Il est incontestable néanmoins que la situation en 2022 imposait la prise de mesures ad hoc. Pour en améliorer l'acceptance, il a vraisemblablement été politiquement judicieux d'en limiter la durée. Mais il importe à présent de définir précisément les solutions qui permettront d'assurer la sécurité de l'approvisionnement à court, moyen et long terme.

Les recommandations d'études spécialisées

Ces dernières années, plusieurs études se sont penchées sur la sécurité à court terme de l'approvisionnement électrique en Suisse. En raison des différentes hypothèses et données utilisées, une comparaison directe des différentes études s'avère malaisée. Et compte tenu de la guerre en Ukraine, la plupart des études nécessiteraient d'être révisées. Un point semble acquis cependant, et de plus en plus évident depuis l'invasion russe en Ukraine: la Suisse doit produire plus d'électricité durant le semestre d'hiver pour réduire le risque de pénurie.

Une étude sur la sécurité de l'approvisionnement, dite Etude Frontier – Frontier Studie (2021) – a examiné les retombées d'une coopération avec l'UE sur la situation d'approvisionnement en Suisse. L'étude conclut qu'en cas d'absence de coopération, de respect strict de la règle des 70 % (voir chapitre 3.1.2) par l'UE, ainsi que d'un faible potentiel de production de ses propres centrales hydrauliques et d'une disponibilité réduite des centrales nucléaires, la sécurité d'approvisionnement et la sécurité opérationnelle de l'exploitation du réseau suisse se trouvent menacées. Des contrats avec les régions de calcul de capacité Italy North et Core représenteraient une première étape pour la réduction du risque (voir chapitre 3.1.2).

Suite aux résultats de cette étude, le Conseil fédéral a chargé l'ElCom d'élaborer un «concept relatif à des centrales à gaz destinées à couvrir les

La Suisse doit produire plus d'électricité durant le semestre d'hiver.

⁴⁰ Il s'agit d'installations décentralisées alimentées totalement ou partiellement au moyen d'énergies fossiles, capables de produire à la fois de la chaleur et de l'électricité.

charges de pointe». Le scénario de base utilisé fait l'hypothèse d'une diminution de la capacité de production des centrales nucléaires suisses et françaises, d'une faible production hydroélectrique en raison des conditions climatiques, et d'une application stricte de la règle des 70 % (voir chapitre 3.1.2).⁴¹ Il est en outre supposé que les réacteurs Beznau 1 et 2 soient déjà définitivement à l'arrêt. Dans le scénario le plus pessimiste,⁴² 1605 GWh d'énergie et 6 GW de puissance feraient défaut. Des centrales à gaz destinées à couvrir les charges de pointe, d'une puissance installée d'1 GW, devraient éviter le scénario du pire, à condition qu'elles soient déjà mises en œuvre préventivement en prévision d'une assez longue période de pénurie d'énergie. Un recours anticipé à ces centrales à gaz préserverait en effet les niveaux de remplissage des bassins d'accumulation (ElCom, 2021b, pp. 56–58). Les coûts d'investissement pour la mise en place de ces réserves de capacité sont estimés dans une fourchette entre 700 et 900 millions de francs (Bundesrat, 2022c).

Rohrer et al. (2023) argumentent au contraire que l'idée d'utiliser des centrales (fossiles) de réserve présente d'importantes déficiences : parce que la plupart des arrêts de production dans les centrales nucléaires (où les auteurs voient le plus grand risque de pertes de production) se produisent à brève échéance et ne sont pas prévisibles, les centrales de réserve ne peuvent éviter une situation de pénurie d'électricité. Un développement rapide des énergies renouvelables, ainsi que la mise en œuvre des potentiels techniques d'économies, seraient par conséquent plus conformes au but recherché.

Le concept multimodal de Rohrer & Zeyer (2023) poursuit la même voie : avec une réserve hydroélectrique de 700 GWh, le recours à des groupes électrogènes de secours et la centrale de réserve de Birr (250 MW), une capacité de réserve d'un GW pourrait se trouver à disposition dès l'hiver 2023/24. Il convient de plus, comme prévu dans l'acte modificateur unique, de développer les renouvelables et de prendre des mesures d'économie. Les coûts estimés, de 140 millions de francs, représentent seulement environ un sixième du plan à base de centrales à gaz pour charges de pointe.

Swisspower (2023) propose une autre approche : les centrales de réserve devraient être complétées ou remplacées à partir de 2026 par des installations de couplage chaleur-force (installations CCF). Celles-ci pourraient produire de l'électricité et de la chaleur en hiver et réduire ainsi les importations hivernales. Elles pourraient en outre servir de centrales de réserve entre mars et mai et délester ainsi les centrales hydroélectriques. Les installations CCF présentent un meilleur rendement que les centrales de réserve alimentées au pétrole ou au gaz. De plus, elles doivent passer aussi rapidement que possible à des agents énergétiques renouvelables pour le combustible utilisé, afin d'éviter des émissions de CO₂ supplémentaires.

Pour 2025, l'ElCom recommande une réserve sous forme de centrales pour un total de 400 MW.

41 Réduction des capacités d'importation passant de 8,3 GW à 1,6 GW.

42 Bassins d'accumulation vides, capacités d'importation insuffisantes et arrêt simultané des centrales de Leibstadt et Gösgen.

Pour 2025, une étude récente de l'ElCom (2023) recommande une réserve sous forme de centrales pour un total de 400 MW.⁴³ Appliqué au scénario de référence, ce dispositif exclut des problèmes d'approvisionnement. Dans un scénario de stress,⁴⁴ des situations de pénurie se produisent dans de rares cas, et dans le pire des scénarios possible, 500 GWh font défaut. Sans utilisation préventive des réserves, les capacités nécessaires se monteraient même à 600 MW. L'ElCom (2023) recommande de constituer d'ici 2030 une réserve thermique⁴⁵ de 700–1400 MW⁴⁶, mais souligne les importantes incertitudes, par exemple concernant le développement des renouvelables. Ces dernières obligeront à réévaluer en continu l'effort de constitution des capacités de réserve et de l'adapter si nécessaire.

A plus long terme, le risque d'une lacune d'approvisionnement est faible selon l'étude sur l'adéquation du système (system adequacy) de l'Ofen (2022b). Les auteurs examinent la capacité de production et la capacité systémique en Suisse et en Europe jusqu'en 2040, à l'exclusion de la situation d'approvisionnement à court terme. L'étude confirme les conclusions des études précédentes des années 2017 et 2019 : une Suisse intégrée dans le marché de l'électricité européen n'a pas à redouter des insuffisances d'approvisionnement. La sécurité d'approvisionnement de la Suisse repose sur l'hydroélectricité, sur les capacités d'importation et sur les évolutions à l'échelle de l'Europe. Selon cette étude, la Suisse peut importer lorsque la situation du réseau laisse des marges de manœuvre, et peut exporter de l'électricité hydroélectrique dans les situations tendues. Cette dynamique du système offre des avantages réciproques pour la Suisse et ses pays voisins. A contrario : une Suisse non intégrée dans le marché électrique de l'UE s'expose à un risque fortement accru d'insuffisances d'approvisionnement.

Une Suisse non intégrée dans le marché électrique de l'UE s'expose à un risque fortement accru d'insuffisances d'approvisionnement.

Réserve hydroélectrique et échanges de contingents

Dans toutes les solutions proposées ci-dessus, la réserve hydroélectrique joue un rôle important sur l'offre : il est donc intéressant de l'examiner plus en détail. Il importe de comprendre que la réserve hydroélectrique, contrairement aux centrales de réserve et aux groupes électrogènes de secours, ne fait que stocker de l'énergie et n'injecte pas d'électricité supplémentaire dans le système, elle prélève même au préalable de l'énergie dans le marché. Les exploitants de l'installation hydraulique sont donc indemnisés pour le stockage d'une certaine quantité d'eau (autrement dit, d'énergie disponible). L'attribution de la réserve se fait à travers un système d'appels d'offres (Bundesrat, 2023b).

Suite à la non-utilisation de la réserve durant l'hiver 2022/23 (et sa remise à disposition pour la vente sur le marché), le coût d'environ 300 millions de francs a été critiqué de différentes parts : trop élevé pour un simple

43 Les centrales de réserve existantes à Birr, Cornaux et Monthey, ainsi que les groupes électrogènes de secours, seraient ainsi suffisants (voir tableau 1).

44 Pénurie de gaz et faible disponibilité des centrales nucléaires.

45 Par ex. une centrale à gaz.

46 Avec une durée d'exploitation des centrales nucléaires de 60 ans (voir chapitre 3.3.3).

maintien d'eau en réserve, et double profit pour les exploitants.⁴⁷ Cette critique doit être relativisée car les centrales hydroélectriques n'ont pas pu faire fonctionner leurs turbines durant les mois d'hiver (période où les prix sont les plus élevés) et ont donc dû renoncer à des gains. Du point de vue des consommateurs de courant – qui sont en définitive ceux qui payent le maintien de cette réserve –, la compensation devrait idéalement ne pas dépasser le manque à gagner. Un appel d'offres avec adjudication au meilleur offrant est en principe ici l'instrument adapté, à condition que le cercle des candidats potentiels, et donc l'intensité de la concurrence, soit assez large.

La Suisse étant cependant un marché de taille plutôt réduite, un petit nombre de prestataires disposent d'une large part de marché, ce qui peut poser un problème : le coût d'une réserve pourrait en effet être fixé à un prix trop élevé dans certaines circonstances. Une solution serait de mettre en œuvre la réserve hydroélectrique à l'aide d'engagements négociables (Schlecht & Savelsberg, 2022) selon le principe suivant : chaque centrale hydroélectrique aurait l'obligation de maintenir un certain pourcentage de son volume de stockage comme réserve. Les centrales ne seraient donc pas dédommagées pour le maintien de réserves en lui-même, qui représente un coût pour les exploitants sous forme de manque à gagner. Ces engagements de volume à maintenir en réserve seraient cependant négociables, c'est-à-dire que d'autres centrales hydroélectriques pourraient offrir de les assumer à la place d'une autre. Ainsi la réserve se trouverait dans les ouvrages hydroélectriques qui peuvent la maintenir au plus faible coût.

Situation différente pour le gaz

Contrairement au cas de l'électricité, la Confédération ne peut pas s'appuyer sur une loi spécifique pour sécuriser l'approvisionnement en gaz.⁴⁸ La Suisse ne disposant pas de gisements (exploités) de gaz naturel ni de réservoirs sur son territoire, elle continuera de se procurer des capacités à l'étranger durant les prochains hivers. La sécurité d'approvisionnement dépend donc de façon critique du remplissage des réservoirs de gaz dans l'UE et de l'acceptation ou non des pays voisins de livrer du gaz à la Suisse en cas de besoin. C'est pourquoi l'objectif de conclusion d'un accord tri-latéral de solidarité entre la Suisse, l'Italie et l'Allemagne mérite d'être poursuivi (voir chapitre 2.2). En outre, la Suisse serait bien avisée de continuer à contribuer aux mesures d'économies de l'UE afin de pouvoir compter sur la solidarité européenne en cas d'urgence.

Le passage au LNG a certes réduit la dépendance de l'Europe au gaz russe, mais cela s'est traduit par une plus grande dépendance au marché mondial (Stocker, 2023), ainsi que par des prix en moyenne plus élevés. Il faut également prendre en compte que le marché du gaz et celui de l'électricité sont fortement couplés en Europe, parce qu'une part significative du

Le marché du gaz et celui de l'électricité sont fortement couplés en Europe.

⁴⁷ Cependant d'autres voix ont demandé une réserve obligatoire à prix fixe (Humbel, 2023).

⁴⁸ Le 21.06.2023, le Conseil fédéral a présenté les valeurs clés d'une telle loi sur l'approvisionnement en gaz (Bundesrat, 2023a).

gaz est utilisée dans des centrales pour produire de l'électricité. Si une quantité suffisante d'électricité est disponible à partir d'autres sources, il reste davantage de gaz pour d'autres utilisations – par exemple pour les processus industriels.

3.1.2 _Accord sur l'électricité avec l'UE

L'évolution du marché intérieur de l'énergie de l'UE a des effets grandissants sur la Suisse (voir chapitre 2.4). Notre pays ne peut cependant, faute de règles ancrées juridiquement, ni jouer un rôle actif ni défendre ses intérêts efficacement au niveau européen. Les conséquences négatives se ressentent surtout dans le secteur de l'électricité, notamment du fait des flux non planifiés, des restrictions potentielles dans les échanges, et de l'exclusion des plateformes d'énergie de réglage. Les problèmes s'accroîtront progressivement dans les années à venir, jusqu'à mettre en danger la sécurité de l'approvisionnement suisse.

Intégration physique dans le réseau européen

Avec 41 lignes transfrontalières, la Suisse est très bien intégrée au réseau interconnecté européen et dispose de capacités de transport élevées (Nuklearforum Schweiz, 2023).⁴⁹ Cette situation assure d'une part les conditions essentielles pour assurer l'approvisionnement durant l'hiver au moyen d'importations supplémentaires (voir chapitre 2.1). D'autre part, ce rôle de corridor de transit apporte également des avantages économiques à la Suisse, qui prélève la différence de prix entre l'Allemagne et l'Italie.

Actuellement, les nombreuses lignes transfrontalières forment un tampon de capacité, qui pourrait cependant se résorber d'ici 2025 en raison de l'accroissement des flux d'électricité non planifiés en provenance de l'UE (ibid., 2023). Malgré sa connexion physique au réseau européen, la Suisse reste exclue de nombreux processus que l'UE a initiés pour intensifier l'intégration du marché intérieur européen de l'électricité (à quelques exceptions près, voir encadré 3). Nombre de ces processus ont pour but de rendre les échanges d'électricité plus sûrs et plus efficaces entre les Etats membres – jusqu'ici sans prise en compte des conséquences sur des Etats tiers comme la Suisse.

Le nombre des interventions nécessaires a fortement augmenté ces dernières années.

Se coordonner pour plus de stabilité

Une importante avancée dans l'UE a été l'introduction des régions (zones) pour le calcul de la capacité (RCC, abrégé en anglais par CCR, pour «Capacity Calculation Regions»), ainsi que de la méthode de couplage de marchés fondée sur les flux (abréviation anglaise: FBMC, pour «Flow-Based Market Coupling»). Les CCR et le FBMC ont été introduits dans le cadre des codes de réseau du troisième paquet énergie et servent à la

⁴⁹ Le nombre élevé de lignes transfrontalières a des raisons historiques: la Suisse a joué un rôle important dans la création du réseau électrique européen, avec ce qui a été surnommé l'«étoile de Laufenburg». Il s'agit d'un poste de couplage dans le Fricktal, qui a établi en 1958 la première connexion entre les réseaux de transport de Suisse, d'Allemagne et de France.

Coordination entre gestionnaires de réseau de transport d'électricité

Depuis le black-out de 2003 en Italie, l'UE s'est donnée l'objectif d'harmoniser les règles concernant la sécurité des réseaux. Une première étape a été l'« operation handbook » de 2005, qui définit un ensemble de règles obligatoires pour tous les gestionnaires de réseau de transport (GRT). Avec le « Synchronous Area Framework Agreement » (Safa) qui lui a succédé en 2019, tous les GRT s'engagent à utiliser les codes de réseau (network codes) obligatoires, destinés à sécuriser l'exploitation du réseau. En tant que membre du Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E), Swissgrid a pu collaborer au développement de ces codes. Il existe cependant également d'autres codes de réseau, qui règlent par ex. l'attribution des capacités (voir section suivante), qui ne sont pas couverts par le Safa et dont la Suisse se trouve exclue (Swissgrid, 2021b).

coordination et à l'harmonisation de l'attribution transfrontalière des capacités, ainsi qu'à la gestion des congestions sur les marchés européens d'échanges d'électricité (EU-Verordnung 2015/1222, 2015).

La Suisse est principalement concernée par les CCR « Core » et « Italy North ».⁵⁰ Il s'agit de zones géographiques au sein desquelles les différents GRT coordonnent leur gestion, en s'informant mutuellement des congestions afin de mieux optimiser l'attribution des capacités. Une fois cette coordination en place, l'attribution peut être finalement couplée aux bourses ou marchés d'électricité. Grâce à l'optimisation des échanges transfrontaliers d'électricité, l'offre et la demande restent en équilibre et la stabilité du réseau n'est pas menacée (Elia Group, 2022).⁵¹ Actuellement, le couplage des marchés fonctionne sur les marchés d'électricité intrajournalier (« intraday ») et journalier (« day ahead »), sur lesquels les négociants peuvent acheter de l'électricité livrée le même jour ou le jour suivant. La Suisse, bien que située au cœur de ces régions est exclue des procédures d'attribution de capacité et de couplage de marchés (voir figure 8). Le FBMC améliore l'efficacité de l'utilisation des réseaux : l'avantage économique procuré est estimé à pour le moins 34 milliards d'euros annuels (Schubotz & Orifici, 2022). De plus, les échanges transfrontaliers croissants ont amélioré la convergence des prix dans la région Core (Boerman, 2023).

Du fait de sa non-intégration, la Suisse n'est pas prise en compte dans les calculs de capacité des pays partenaires européens. Il en résulte que Swissgrid n'est souvent pas informée à temps des flux d'électricité non planifiés qui transitent par la Suisse. Si par exemple l'Allemagne et la France négocient de l'électricité, celle-ci peut – par simple obéissance aux lois physiques – transiter également par la Suisse, ce qui augmente le risque d'une surcharge de réseau. Pour l'éviter, Swissgrid intervient pour stabiliser le réseau, par ex. à l'aide d'électricité des centrales hydrauliques. Le nombre des interventions nécessaires a fortement augmenté ces dernières années (2014–2022) avec un taux de croissance annuel de 24 %

⁵⁰ Ces deux CCR incluent les pays suivants : Allemagne, Autriche, Belgique, Croatie, France, Hongrie, Italie (Italie du Nord), Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, République tchèque, Roumanie, Slovaquie et Slovénie.

⁵¹ L'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est nécessaire pour le maintien constant de la fréquence électrique à 50 Hertz.

(Nuklearforum Schweiz, 2023).⁵² Ces interventions engendrent des coûts qui vont à la charge des consommateurs d'électricité.⁵³ Un accord sur l'électricité permettrait de participer de plein droit aux calculs de capacités. Jusqu'ici, Swissgrid est contrainte de trouver d'autres solutions. En raison de sa collaboration historique avec l'Italie, Swissgrid est actuellement autorisée à participer à titre de « technical counterparty » aux travaux de la CCR Italy North (Swissgrid, 2022c). Cette participation se base sur un accord-cadre de droit privé signé fin 2021 par tous les GRT participants, et qui a été prolongé d'un an au début 2023 (Zumwald, 2023). Il n'est pas certain que cette participation se poursuive en 2024 : l'accord doit être autorisé chaque année par les régulateurs de l'UE (Uvek, 2023). A ce jour, il n'a pas été possible de conclure un accord similaire avec les participants de la CCR Core (Swissgrid, 2022c).⁵⁴

Les solutions de droit privé ne peuvent remplacer à long terme un accord sur l'électricité, car les CCR peuvent à tout moment continuer d'évoluer. En outre, la Suisse est tributaire de la bonne volonté des GRT, car ces derniers n'ont pas d'obligation légale de conclure des accords avec Swissgrid.

Pas d'électricité sans capacité

L'introduction de la règle des 70 % par l'UE pose un nouveau défi à la stabilité du réseau et à la sécurité de l'approvisionnement en Suisse.⁵⁵ Selon les termes du quatrième paquet énergie de l'UE, qui voit dans les capacités de transport transfrontalier un obstacle au marché intérieur de l'électricité (EU-Verordnung 2019/943, 2019)⁵⁶, tous les GRT de l'UE doivent réserver depuis 2020 au moins 70 % de leur capacité de transport pour les échanges transfrontaliers entre Etats membres de l'UE (Swissgrid, 2022b). Quelques Etats membres – dont l'Allemagne et l'Autriche – ont demandé à bénéficier d'exceptions et à être autorisés à accroître par étapes l'allocation de capacité jusqu'à fin 2025. La Suisse ne ressent ainsi encore que les prémices des conséquences de la réglementation européenne.

Le règlement ne clarifie pas comment la règle des 70 % doit être appliquée envers des Etats tiers comme la Suisse. La situation actuelle laisse présager que les flux d'échanges avec l'Etat tiers qu'est la Suisse ne sont pas comptabilisés dans les 70 % (Zumwald, 2023). Autrement dit, il reste mathématiquement au maximum 30 % des capacités transfrontalières pour l'exportation vers la Suisse. Le pourcentage pourrait même être en fait

L'introduction de la règle des 70 % par l'UE pose un nouveau défi pour la Suisse.

52 Les interventions accroissent les coûts de Swissgrid, qui a en effet besoin, pour compenser les fluctuations dans le réseau, d'énergie de réglage (voir le paragraphe sur les plateformes d'énergie de réglage). Les dépenses correspondantes sont répercutées dans le prix de l'électricité via le tarif pour les services-système généraux, à la charge des consommateurs finaux (Swissgrid, 2023b).

53 Le scénario « accord sur l'électricité » dans l'étude Frontier affiche les coûts de redispatching les plus faibles, avec 259 millions d'euros (Frontier Economics, 2021, p. 39).

54 Le couplage fondé sur les flux (FBCM) est ici le principal obstacle à la mise au point d'une solution (ElCom, 2020).

55 Le conseiller fédéral Albert Rösti ne considère pas l'introduction de la règle des 70 % par l'UE comme un problème pour la Suisse (Schäfer & Biner, 2023). Cette appréciation s'oppose aux déclarations du CEO de Swissgrid, Yves Zumwald (Eisenring & Vonplon, 2023).

56 Article 16, al. 8.

inférieur, car la règle des 70 % ne tient pas compte de tous les flux d'électricité (Bos, 2022). En particulier, les flux de bouclage ne sont pas comptabilisés car ils n'apparaissent pas dans les transactions d'échange.⁵⁷

Swissgrid anticipe que la mise en œuvre du règlement augmentera les échanges d'électricité à l'intérieur de l'UE. Sans participation aux régions pour le calcul de capacité (CCR : voir ci-dessus), cette évolution représente un risque considérable pour la stabilité du réseau suisse, parce que Swissgrid n'obtient pas d'informations sur les trajectoires des flux d'électricité, dont les passages inattendus à travers le réseau Suisse vont se multiplier. De surcroît, les pays voisins pourraient se trouver confrontés à un nombre croissant de congestions internes de réseau. Des capacités d'exportation pré-réservées envers des Etats tiers comme la Suisse pourraient se trouver temporairement réduites à zéro pour satisfaire la règle des 70 % (Bos, 2022). Le risque s'accroît que la Suisse se retrouve dans une situation de pénurie lors d'un hiver froid.

Les GRT de la CCR Italy North ont déjà appliqué la règle des 70 % à la fin d'octobre 2021. L'accord signé en décembre de la même année vise à améliorer la situation de la Suisse dans le contexte des nouvelles règles. Ainsi, en tant que « technical counterparty », Swissgrid applique elle aussi la même règle et est ainsi incluse dans la capacité transfrontalière de 70 % des gestionnaires italiens.

Maintien des équilibres grâce aux plateformes d'énergie de réglage

Lorsque des flux d'électricité non planifiés rendent nécessaire l'intervention de gestionnaires de réseau, ces derniers doivent recourir à de l'énergie de réglage. Trois types d'énergie de réglage peuvent être employés, qui sont classés par niveau de criticité et de temps de réaction maximal : l'énergie de réglage primaire (employée sous un temps de réaction maximal de 30 secondes), secondaire (employée dans les 5 minutes) et tertiaire (dans les 15 minutes). La puissance de réglage est offerte par des entreprises disposant d'installations de production flexibles. Les GRT comme Swissgrid indemnisent les entreprises pour la mise à disposition des installations et pour leur production si celle-ci est utilisée. Mais l'absence d'accord sur l'électricité met en danger l'accès à d'importants fournisseurs de puissance de réglage à l'étranger.

L'absence d'accord sur l'électricité met en danger l'accès à d'importants fournisseurs de puissance de réglage à l'étranger.

Actuellement, la Suisse peut participer à la coopération internationale concernant les réserves de réglage primaire (coopération FCR), ainsi qu'à l'association de réglage des réseaux (International Grid Control Cooperation; IGCC) (Swissgrid, 2023c). La coopération FCR est née en 2017 d'une collaboration des GRT de Suisse, d'Autriche, de Belgique, d'Allemagne et des Pays-Bas (ENTSO-E, 2023). Elle regroupe aujourd'hui onze GRT de huit pays.

⁵⁷ Un flux de bouclage survient lorsque de l'électricité est produite et consommée dans un même pays mais emprunte temporairement des lignes d'un pays étranger. Ce phénomène s'explique par le fait que l'électricité emprunte toujours le chemin de moindre résistance. L'extension d'un réseau peut réduire les occurrences de tels flux, mais ne peut les empêcher entièrement.

De telles participations réduisent non seulement le risque d'instabilités sur le réseau, mais diminuent aussi les coûts d'acquisition.

Swissgrid participe en outre déjà depuis 2012 à l'IGCC. La coopération avec l'IGCC vise à éviter des activations opposées d'énergie de réglage secondaire (Swissgrid, 2021a). Par le processus de compensation («imbalance netting») des besoins opposés de puissance de réglage, positive et négative,⁵⁸ il est possible de réduire le total de l'énergie de réglage activée. En 2021, ce mécanisme a permis d'économiser 473,1 GWh en Suisse, soit une valeur monétaire de 9,23 millions d'euros (ElCom, 2021a, p. 20).

A l'inverse de ces deux coopérations, les participations aux plateformes telles que «Mari» ou «Picasso», pour le réglage secondaire, ou à la plateforme «Terre» pour le réglage tertiaire, sont fortement menacées. Sur ces plateformes numériques, l'énergie de réglage et les services-système⁵⁹ doivent à l'avenir être mis aux enchères, comptabilisés et surveillés à l'intérieur du marché intérieur de l'énergie de l'UE. De plus, le processus de compensation («netting»), qui est actuellement réalisé au sein de l'IGCC, sera intégré à la plateforme Picasso. La plateforme Terre est en opération depuis octobre 2020, Picasso et Mari ont suivi en 2022.

Selon la ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (règlement «electricity balancing guideline», EBL) de l'UE, la participation de la Suisse n'est possible que s'il existe un accord sur l'électricité – ou à condition que la Commission approuve cette participation pour des raisons de sécurité du système (Swissgrid, 2022a). L'autorité de régulation européenne Acer, ainsi que plusieurs GRT de l'UE se sont prononcés en faveur d'une participation pérenne de la Suisse. La Commission européenne argumente au contraire que les GRT ont suffisamment de mesures d'urgence à disposition pour pouvoir réagir à d'éventuels flux non planifiés résultant de l'exclusion de la Suisse (Swissgrid, 2021c). La plupart des difficultés exposées ici entre la Suisse et l'UE dans le domaine de l'électricité ne sont pas de nature technique, mais politique. Il ne serait pas difficile de s'en défaire, mais la non-résolution des questions institutionnelles y fait obstacle.

La plupart des difficultés exposées entre la Suisse et l'UE dans le domaine de l'électricité sont de nature politique.

L'«accord électrique» fantôme

La Suisse et l'UE ont commencé à négocier en vue d'un accord sur l'électricité dès 2007 et ces négociations se sont poursuivies jusqu'en 2018. A cette date, une pause a été nécessaire afin d'attendre l'issue des négociations sur l'accord institutionnel. En effet, l'UE avait fait savoir dès 2012 que de nouveaux accords d'accès aux marchés (tel qu'un accord sur l'électricité) ne pourraient être conclus qu'une fois les questions institution-

⁵⁸ L'énergie de réglage positive désigne l'apport d'énergie nécessaire pour corriger une fréquence de réseau trop basse. L'énergie de réglage négative correspond à l'électricité qui doit être retirée en cas de puissance trop élevée. ⁵⁹ Les services-système comprennent toutes les prestations que les gestionnaires de réseau fournissent en plus du transport et de la distribution d'électricité. Outre le réglage du réseau à l'aide de l'énergie de réglage, ces services incluent par ex. les mesures pour l'exploitation et la coordination du système.

⁵⁹ Les services-système comprennent toutes les prestations que les gestionnaires de réseau fournissent en plus du transport et de la distribution d'électricité. Outre le réglage du réseau à l'aide de l'énergie de réglage, ces services incluent par ex. les mesures pour l'exploitation et la coordination du système.

nelles réglées. L'accord institutionnel qui devait apporter une réponse à ces dernières ayant échoué devant le refus en mai 2021 du Conseil fédéral d'accepter la version finale issue de ces négociations, la perspective d'un accord sur l'électricité en devenait très éloignée.

L'accord sur l'électricité, dans aucune de ses versions préliminaires, n'a jamais été publié. Il est cependant vraisemblable que cet accord aurait garanti l'accès aux zones de calcul de capacité, aux processus de couplage de marchés et aux plateformes d'énergie de réglage. Il était également prévu d'adapter le droit suisse au troisième paquet énergie qui venait alors (en 2009) d'être adopté dans l'UE. Parce que le droit a continué d'évoluer depuis 2018 dans l'UE, la réouverture de négociations sur un accord sur l'électricité (à supposer que les questions institutionnelles soient réglées) nécessiterait d'ajouter de nouveaux points de discussion, mais en dépit de ces mises à jour, l'accord dans la forme où le gel des négociations l'ont laissé peut certainement servir de base de travail viable.

Un accord sur l'électricité pourrait lever un grand obstacle sur le chemin de la sécurité de l'approvisionnement en Suisse.⁶⁰ L'accord permettrait également à la Suisse de participer à l'élaboration de nouvelles règles, dans la mesure où il impliquerait très vraisemblablement son inclusion dans l'Acer et l'ENTSO-E.⁶¹ Ces organismes ont été créés avec le troisième paquet énergie, et leurs compétences ont été élargies dans le quatrième paquet, afin qu'elles contribuent à la construction du marché intérieur européen de l'énergie. L'Acer en particulier est devenu un acteur important, qui a même compétence, sous certaines conditions, pour prendre des décisions contraignantes concernant les règles d'accès aux infrastructures transfrontalières et la sécurité de leur exploitation (Bundesnetzagentur, 2023).

Le chemin de la Suisse vers un accord sur l'électricité avec l'UE est une longue course d'obstacles. La Suisse devrait premièrement retravailler sa copie pour la rendre conforme et ouvrir complètement son marché intérieur de l'électricité (voir chapitre 3.2.3). La libéralisation du marché de l'électricité est pour l'UE une condition essentielle de la participation au marché intérieur européen, afin que les fournisseurs suisses et européens jouent à armes égales. En second lieu, la Suisse et l'UE devraient – comme évoqué ci-dessus – conclure un accord sur les questions institutionnelles. Il ne semble pas y avoir de solution immédiate sur ce point. Les consultations en cours depuis plusieurs années n'ont pas (encore) abouti même à un mandat de négociation, et encore moins à un texte final politiquement acceptable en Suisse. Et troisièmement, les deux partenaires auront encore à s'accorder sur un texte commun concernant l'accord sur l'électricité.

La Suisse a la majorité des cartes en main pour réussir à assurer la sécurité de son approvisionnement électrique, y compris à long terme – et le prix à payer n'est pas le même selon la solution qu'elle choisira. L'option

La Suisse devrait ouvrir complètement son marché intérieur de l'électricité.

60 Voir note de bas de page 55; les conséquences d'un accord sur l'électricité sont évaluées très différemment par le Conseil fédéral et le gestionnaire du réseau de transport Swissgrid.

61 La Suisse a déjà été exclue de l'Acer, et sa participation à l'ENTSO-E apparaît menacée.

autarcique, qui ferait de la Suisse un îlot électrique, coupé du reste du monde (ou du moins de l'UE), est loin d'être l'option la moins coûteuse (voir par ex. Marti et al., 2022; NEA, 2022).

3.2_Tirer profit des solutions intelligentes

Pour pouvoir compter à l'avenir sur un système énergétique fiable et neutre pour le climat, il importe de le rendre plus intelligent et plus dynamique qu'il ne l'est aujourd'hui. Parmi les outils le permettant, on dénombre les incitations tarifaires, l'adaptation des niveaux d'approvisionnement et un pilotage automatique des charges. Une ouverture complète du marché suisse de l'électricité faciliterait la mise en place de ces mesures.

3.2.1_Adapter les réseaux

Des réseaux électriques fiables sont une condition essentielle pour un approvisionnement énergétique à la fois sûr et sans impact environnemental. Ce sont ces réseaux en effet qui transportent l'électricité des producteurs jusqu'aux consommateurs. Cependant, avec la transformation du système énergétique, les performances attendues du réseau changent aussi. Il s'agit maintenant de relever le défi de sa modernisation et de son extension.

Importance des réseaux

Bien que le développement de la production d'énergie renouvelable soit l'aspect le mieux connu du grand public, les réseaux jouent un rôle tout aussi important. Car le développement des énergies renouvelables (voir chapitre 3.3.1) pose de nouvelles exigences aux réseaux électriques. Les installations photovoltaïques ou les parcs éoliens se situent en général dans des sites décentralisés.⁶² De plus, la quantité d'électricité qu'ils injectent fluctue davantage que dans la situation actuelle dominée par les centrales hydrauliques et nucléaires.⁶³ Le réseau du futur doit donc être en mesure d'intégrer efficacement ces sources d'énergie. L'extension des réseaux étant associée à des coûts considérables, supportés par les consommateurs, l'utilisation intelligente des réseaux existants doit avoir la priorité sur leur agrandissement.

La législation suisse distingue entre les réseaux de transport et ceux de distribution. Le réseau de transport achemine l'électricité sur de grandes distances à l'intérieur du pays et sert également à l'interconnexion avec les réseaux étrangers (StromVG, 2007). La gestion du réseau de transport est confiée à la société nationale Swissgrid. Celle-ci planifie les extensions déjà prévues sur la base de la stratégie Réseaux électriques (BFE, 2019) ; le rapport «Réseau stratégique 2040» est actuellement en cours d'élabora-

Le réseau du futur doit donc être en mesure d'intégrer efficacement ces sources d'énergie.

62 Voir chapitre 3.3.1; la question du transport de l'électricité depuis les installations photovoltaïques alpines subventionnées (dont la production sera plusieurs fois moindre que celle des installations urbaines sur les toits, d'après les calculs de certains modèles) jusqu'aux centres de consommation reste encore largement sans réponse.

63 Du côté de la demande également, la volatilité va augmenter en raison de l'électrification du chauffage et de la mobilité.

tion et doit être publié en 2025.⁶⁴ Cette planification vise à éviter les congestions sur le réseau et à garantir sa stabilité, ainsi que la sécurité de l’approvisionnement.

Les coûts des réseaux de transport sont couverts par le tarif d’utilisation du réseau. Le tarif prélevé par Swissgrid comprend plusieurs composantes (StromVV, 2008)⁶⁵ et représente en 2023 environ 7 % du prix moyen de l’électricité. Parce que Swissgrid dispose d’un monopole naturel dans le domaine du réseau de transport, les tarifs sont contrôlés par l’ElCom (Swissgrid, 2023a). L’évolution des tarifs à long terme fait également l’objet d’une estimation dans le rapport « Réseau stratégique 2040 ».

Le coût élevé de l’extension des réseaux de distribution

La situation se présente différemment dans le cas des réseaux de distribution, qui livrent l’électricité aux consommateurs finaux. Environ 630 EAE sont en charge de ce réseau. Aujourd’hui déjà, la rémunération pour l’utilisation du réseau de distribution pèse pour environ 30 % du prix de l’électricité (ibid.),⁶⁶ et il faut s’attendre à une nette hausse à l’avenir. Un rapport assez récent de l’Ofen (2022a, p. 15), sur la base des « Perspectives énergétiques 2050+ » (BFE, 2020), montre que, même sans prendre en compte les objectifs de politique énergétique, le maintien et l’extension des réseaux d’électricité nécessiteront jusqu’en 2050 des coûts avoisinant 45 milliards de francs.⁶⁷ Dans le scénario zéro base⁶⁸, les coûts se situent autour de 75 milliards de francs, soit 30 milliards de francs supplémentaires. Une hausse des rémunérations pour l’utilisation du réseau est donc à anticiper.

Cette hausse des coûts est liée d’une part au fait que les réseaux de distribution ne se contenteront plus à l’avenir de « distribuer », mais qu’ils devront également collecter de l’électricité du fait des productions décentralisées. Les installations photovoltaïques locales se trouvent souvent sur les bâtiments ou proches du lieu de consommation. Et les pics de production posent en outre des difficultés croissantes pour l’équilibrage local et la stabilité du réseau de distribution. Une partie de la solution pourrait être apportée par des modèles économiques innovants (voir chapitre 3.2.1).

Les installations photovoltaïques alpines, qui doivent apporter une importante contribution pour combler les lacunes d’hiver (voir chapitre 2.1), poseront également certainement de grands défis aux réseaux. Ces installations photovoltaïques n’injectent pas directement leur électricité dans le

Les réseaux de distribution ne se contenteront plus à l’avenir de « distribuer », mais devront également collecter de l’électricité.

64 La stratégie pour le réseau doit d’abord être soumise à l’examen de l’ElCom (Swissgrid, 2022a). Un tiers des 6700 kilomètres du réseau de transport a été construit avant 1980 (Swissgrid, 2022b).

65 Les tarifs d’utilisation du réseau se composent de trois tarifs : un tarif pour les services-système généraux, deux tarifs pour les services-système individuels, ainsi qu’à partir de 2024, un tarif pour la réserve d’électricité d’hiver.

66 Par le passé, de nombreux gestionnaires de réseaux de distribution se sont fait rétribuer à prix d’or leur infrastructure. En raison d’une modification légale à la fin des années 2000, les EAE ont pu calculer la valeur de leur réseau selon la méthode synthétique et le cas échéant l’amortir une seconde fois (voir Valda, 2018). En conséquence, les clients ont payé dans certains cas doublement le réseau de distribution. L’argent est allé dans les caisses des EAE, détenues pour la plupart par l’Etat.

67 Coûts réels sur la base des prix de 2020.

68 Scénario Zéro Base ; dans les scénarios incluant une plus forte utilisation de biogaz ou une plus forte combinaison de biogaz et de réseaux de chaleur, les coûts seraient légèrement inférieurs.

niveau de transport à très haute tension⁶⁹, ce qui rend nécessaire la construction de nouveaux transformateurs. De plus, il s'avère que la planification des réseaux de transport et celle des réseaux de distribution ne peuvent être conçues séparément. Dans les régions de montagne en particulier, la capacité des réseaux de transport est déjà fortement sollicitée par les centrales hydroélectriques (Speicher, 2023).

Apporter une vérité des coûts

D'autre part, la possibilité, prévue par la loi, de répercuter la totalité des coûts de réseau des EAE sur les consommateurs, combinée à l'absence de concurrence, ne créent pas les bonnes incitations. Il importe peu, par exemple, à un producteur d'énergie si la construction d'une nouvelle installation de production se trouve sur un site déjà bien raccordé au réseau, ou si elle nécessite d'importants investissements supplémentaires pour poser les lignes. La conséquence est une tendance trop forte à construire au mauvais endroit (Kerberle, 2023).

C'est pourquoi à long terme, il conviendrait de procéder à une refonte du décompte des rémunérations pour l'utilisation du réseau concernant tous les consommateurs. Un modèle en discussion (voir Winzer et al., 2023) prévoit de répartir un tiers des coûts de réseau,⁷⁰ qui dépendent de sa charge maximale, par un prix de travail dynamique (pour les clients et les EAE qui pilotent eux-mêmes leurs charges) ou par un prix de travail constant⁷¹ (lorsque les charges sont pilotées par l'EAE). En outre, il deviendrait possible de souscrire des contrats spécifiques pour certains appareils représentant les plus grosses charges flexibles du consommateur (par ex. les pompes à chaleur). Des EAE spécialisées, voire les fabricants d'appareils, pourraient ainsi proposer une offre de pilotage efficace des charges (voir chapitre 3.2.2).

Avec la répartition des coûts par prix variables, le consommateur choisit un certain niveau d'approvisionnement. En cas de charge élevée du réseau, le prix augmente en proportion de cette charge et incite donc à un décalage de charges à un moment ultérieur.⁷² La rétribution des soutirages et la rémunération des injections augmentent donc. Si cela ne suffit pas à équilibrer la charge du réseau, le client devrait avoir la possibilité de déterminer la qualité de son approvisionnement en fixant le prix maximum auquel il souhaite être encore approvisionné. Cela signifie concrètement qu'à partir d'un certain niveau de prix, les charges assorties d'un faible niveau de qualité d'approvisionnement sont les premières à être déconnectées du réseau. Le même principe vaut dans la direction opposée

A long terme, il conviendrait de procéder à une refonte du décompte des rémunérations pour l'utilisation du réseau.

69 La LAPeI désigne le réseau de transport comme le « niveau de réseau 1 », exploité avec une tension de 220/380 kV. Les réseaux de distribution correspondent aux niveaux de réseau 3, 5 et 7. Les niveaux de réseau 2, 4 et 6 sont considérés comme des niveaux de transformateurs, là où la transformation de tension est réalisée à l'aide de transformateurs.

70 Les deux autres tiers dépendent de la structure du réseau et seraient répartis par le biais d'une composante de base, différente selon les régions.

71 Coût pour la consommation d'un kWh.

72 Pour créer une incitation bénéfique au réseau, un prix dynamique pourrait également être prévu pour chaque circuit de transformateur.

en cas de congestions causées par des injections trop élevées (conception symétrique) : la rétribution des soutirages et la rémunération des injections diminuent, jusqu'à ce que la congestion soit éliminée. En outre, les rémunérations pour l'utilisation du réseau doivent pouvoir varier d'une région à l'autre, si cela se justifie par l'infrastructure locale du réseau et des coûts de développement différents (ibid., p. 55–57).

Les clients d'une EAE dont les charges sont pilotées dynamiquement pourraient au contraire obtenir un prix de travail constant correspondant au prix dynamique moyen payé par l'EAE pour l'utilisation du réseau du groupe clients concerné. Ce système offre l'avantage d'augmenter le niveau d'acceptance chez les clients et de créer une incitation pour les EAE à optimiser leurs coûts totaux. Les prix constants seraient dégressifs en fonction de la qualité d'approvisionnement (ibid., pp. 57–58). L'effet de tels modèles est que grâce à la refonte des structures d'incitations, les extensions nécessaires du réseau s'avèreraient globalement moins importantes que dans le modèle actuel relativement rigide de répercussion des coûts (pour plus de détails sur les différences entre les approches, voir le chapitre suivant).

Dynamique et numérique

Pour répondre aux variations que les sources toujours plus nombreuses d'énergies renouvelables injectent dans les réseaux, – ainsi que pour gérer les charges de façon intelligente comme décrit ci-dessus –, les gestionnaires de réseau doivent savoir exactement à chaque seconde ce qui se passe dans le réseau. Cette gestion dynamique du réseau nécessiterait d'accélérer la numérisation en Suisse. D'ici 2027 il est prévu – conformément aux exigences légales – que 80 % des foyers soient équipés d'un compteur intelligent («smart meter»). Il devient ainsi possible d'observer presque en temps réel la consommation électrique, par ex. au moyen d'une appli. Fin 2022, les diverses EAE présentaient des degrés d'avancement très hétérogènes dans la mise en œuvre de cette obligation (Gfrörer, 2023).⁷³ L'installation des compteurs intelligents en elle-même ne devrait cependant avoir que des effets limités, s'il n'existe pas en plus d'incitations tarifaires pour modifier la consommation. Chez la majorité des clients, la simple observation des données de consommation ne suscitera pratiquement pas de changement de comportement notable.

Ce qui pourrait changer la donne, ce serait l'ouverture complète du marché de l'électricité, trop longtemps repoussée (voir chapitre 3.2.3). La concurrence qui en résulterait parmi les EAE créerait des incitations à offrir des formules flexibles et à installer le plus rapidement possible l'infrastructure nécessaire chez le client (éventuellement par l'intermédiaire d'un fournisseur tiers). Une ouverture du marché n'étant pas en vue, ni à court ni à moyen terme, il conviendrait au moins de permettre un accès sans entraves aux données par une mesure correspondante dans l'acte modifica-

Pour gérer les charges de façon intelligente, les gestionnaires de réseau doivent savoir exactement ce qui se passe dans le réseau.

⁷³ Entre 0 et 70 %, à la date de fin 2022.

teur unique (voir chapitre 3.2.3).⁷⁴ Un tel accès donnerait aussi bien aux producteurs qu'aux exploitants d'installations de stockage le libre choix de leur gestionnaire et fournisseur de compteurs. La même liberté de choix devrait naturellement être également accordée aux consommateurs souhaitant recourir à de telles prestations flexibles (Flatt, 2023). La modernisation des réseaux ferait ainsi au moins un pas en direction d'une exploitation plus intelligente des données.

Accélérer les procédures d'autorisation

Même si le marché de l'électricité finit par s'ouvrir et que les rémunérations dynamiques d'utilisation des réseaux deviennent la norme, la Suisse aura besoin de nouvelles constructions de lignes électriques. Comme pour les projets d'installations de production, les procédures d'autorisation pour l'extension des réseaux sont un parcours d'obstacles. La construction de la ligne Chamoson–Chippis, depuis les études préliminaires jusqu'à la mise en service, a duré 36 années; celle de la ligne Pradella–La-Punt a nécessité 30 ans. Il faut donc s'attendre à de longs temps d'attente pour la mise en service des installations photovoltaïques alpines situées dans des sites adaptés mais sans raccordement suffisant au réseau.

Une simplification des procédures d'autorisation, selon les principes décrits ci-dessous (voir chapitre 3.3.1), serait donc également propice à l'extension des réseaux. Dans le cas des réseaux de distribution, pour lesquels les cantons, les communes et les EAE sont responsables, les projets souffrent souvent du manque de coordination entre les différentes infrastructures (par ex. la rénovation des routes, l'adduction d'eau, les réseaux de câbles) (Keberle, 2023).

3.2.2 _Couvrir l'approvisionnement grâce aux contrats par profil

Le marché dans sa conception actuelle offre trop peu d'incitations aux économies d'énergie et aux comportements bénéfiques au réseau. Des incitations tarifaires, combinées à des niveaux d'approvisionnement individuels et à un pilotage automatique des charges pourraient y remédier. Ces trois mesures sont présentées en détail ci-dessous (voir Winzer & Dümmler, 2023).

L'année dernière, l'offre d'électricité couvrait difficilement la demande – et les prix se sont envolés sur le marché. Une hausse des prix est le signal d'une disponibilité insuffisante d'un bien – par exemple lors des heures de forte demande et de faible production d'énergies renouvelables, ou lors de crises comme le resserrement de l'approvisionnement en gaz qui a suivi le début de la guerre en Ukraine. Pour la majorité des consommateurs suisses cependant, ce signal-prix ne donne pratiquement aucune incitation à modifier leur consommation, car leur fournisseur d'énergie les approvisionne au prix fixe, déterminé l'année précédente. Si les économies librement consenties ne suffisent pas à passer le cap d'un resserrement de

Pour la majorité des consommateurs, ce signal-prix ne donne pratiquement aucune incitation à modifier leur consommation.

74 Voir l'initiative Swiss Energy Data Hub.

l'offre, la seule solution restante aux EAE en cas d'urgence est de procéder à des coupures de courant.

L'organisation actuelle du marché rend ainsi inopérante aussi bien l'incitation au décalage de charges (des heures à prix élevé vers les heures à meilleur marché) que l'incitation aux efforts volontaires de réduction de consommation (en périodes de crise et de prix durablement élevés). L'organisation actuelle se prête donc peu à soutenir la transition vers un approvisionnement énergétique durable à base d'énergies renouvelables.

Améliorer les incitations tarifaires grâce aux contrats par profil

Les paragraphes qui suivent présentent trois grandes lignes de réflexions qui permettraient d'améliorer de fonctionnement du marché. Le premier moyen envisagé porte sur le renforcement des incitations tarifaires. Au lieu du système actuel de prix fixes, les EAE pourraient facturer à leurs clients la consommation électrique d'une période donnée aux prix de gros (majorés d'un faible supplément pour frais de gestion). Le prix de référence utilisé pour l'énergie livrée est en règle générale celui du marché journalier (day-ahead). Comme représenté dans le [tableau 2](#), les prix de gros créent pour les consommateurs une incitation aussi bien à décaler qu'à diminuer leurs consommations (charges). Mais ils ne les protègent pas des prix élevés.

Tableau 2
Risques tarifaires et effets incitatifs de différentes formules de contrats pour consommateurs

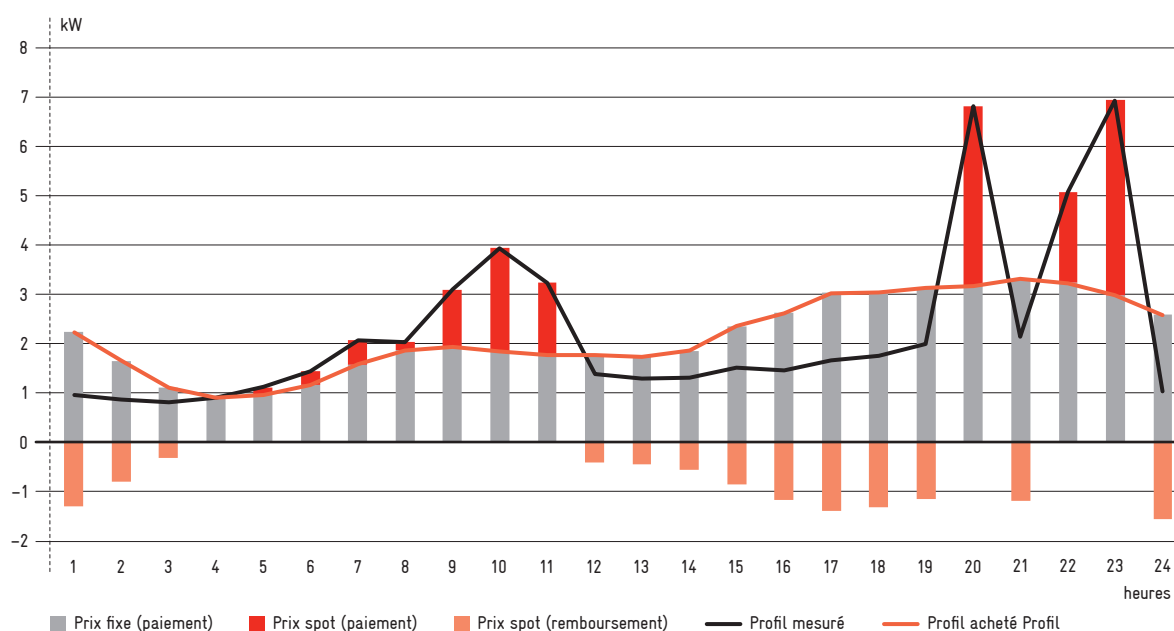
<i>Contrat</i>	<i>Protection contre de soudaines fortes hausses de prix</i>	<i>Incitation au décalage de charges (des heures plus chères vers les heures moins chères)</i>	<i>Incitation à la diminution des charges (en période de crise)</i>
Prix fixes	Oui	Non	Non
Prix de gros	Non	Oui	Oui
Prix moyen variable	Oui	Oui	Non
Contrat par profil (recommandation)	Oui	Oui	Oui

Ce risque tarifaire de prix élevés peut être minoré si l'on facture aux consommateurs non pas le prix de gros mais un prix variable moyen. Il peut s'agir par exemple d'un prix pour chaque bloc horaire, variant en proportion du prix de gros, mais corrigé de telle sorte que le prix horaire moyen soit chaque jour le même et corresponde aux coûts d'achat d'électricité des EAE à long terme (par ex. le prix à terme). Les prix moyens variables protègent les consommateurs des variations de prix dans les périodes de crise où les prix perdurent à des niveaux élevés, mais ils diminuent l'incitation à réduire la consommation. L'incitation à décaler ses charges depuis les heures aux prix élevés vers les heures meilleur marché est néanmoins préservée.

Figure 9

Fonctionnement d'un contrat par profil

Le client paie sa consommation excédentaire (par rapport au profil acheté) au prix spot et bénéficie d'un remboursement au prix spot en cas de consommation moindre que le profil acheté.



Source: Winzer & Dümmler, 2023

Afin de corriger ce défaut d'incitation, qui n'encourage pas assez à réduire sa consommation, les EAE pourraient proposer aux clients des contrats par profil. Ce type de contrat, comme le montre la figure 9, prévoit que le client achète pour un prix fixe (par ex. le prix moyen à long terme) un profil de charge défini (= ligne rouge; données à titre illustratif), correspondant à son profil de consommation. En cas de consommation excédentaire (par rapport au profil de consommation souscrit), il paye cet excédent, et en cas de consommation inférieure à sa courbe de profil, il reçoit un remboursement, le prix utilisé étant dans les deux cas le prix spot. Le prix moyen payé est très proche du prix fixe si le profil de charge réel du client correspond au profil qu'il a acheté et ne le dépasse pas systématiquement durant les heures aux prix élevés. Les contrats par profil protègent ainsi les consommateurs – de façon similaire aux prix fixes – contre les hausses de prix soudaines.⁷⁵

Les consommateurs disposant d'un contrat par profil ont en outre la même incitation à décaler à court terme leurs charges et à les réduire à moyen terme que s'ils avaient souscrit un approvisionnement à prix de gros (voir tableau 2). En comparaison des contrats actuels à prix fixes, les consommateurs réduisant leurs charges, ou les déplaçant vers des heures

⁷⁵ Un modèle similaire est proposé – actuellement seulement pour les clients sur le libre marché – par l'EAE bâloise IWB, avec son produit « Strom Flow » (IWB, 2023).

meilleur marché, peuvent réaliser des économies considérables, précisé-ment dans les périodes d'approvisionnement tendu sur les marchés. Le risque tarifaire qu'ils assument n'est pas sensiblement plus élevé. Les EAE profitent également de cette formule : connaissant à l'avance le profil de charge, il leur est nettement plus facile de le couvrir sur les marchés à terme. Les contrats par profil ont un meilleur effet incitatif global que les formules à prix fixes ou aux prix de gros.

Une sécurité d'approvisionnement individualisée et sur mesure

La deuxième réflexion naît du constat suivant : la valeur subjective d'un approvisionnement électrique sans coupure est très variable – aussi bien selon les groupes de clients (par ex. entre les ménages et les hôpitaux) que selon les types de charge (par ex. entre un ordinateur et une pompe à chaleur). Cet aspect devrait être pris en compte. En cas de pénurie, les ordonnances fédérales sur la gestion de l'électricité permettent aujourd'hui d'imposer des interdictions générales sur certains appareils, des taux de contingentement uniformes pour gros consommateurs et – en dernier recours – des coupures (délestages) tournantes de certaines zones de desserte.

Grâce à l'installation de compteurs intelligents et au raccordement de stations de recharge et autres appareils à l'Internet des objets, les délestages peuvent être pilotés de façon bien plus individuelle. Pour des raisons d'efficacité, le client devrait pouvoir décider lui-même de quel degré de sécurité d'approvisionnement il a besoin en cas de pénurie, pour sa consommation globale ou pour certains appareils. Similairement au choix du montant maximal de couverture par sinistre lors de la souscription d'un contrat d'assurance, le client souscrivant un contrat d'électricité pourrait déterminer jusqu'à quel niveau maximal de prix d'électricité il souhaite maintenir sa consommation électrique globale ou une partie de cette consommation – par ex. pour certains appareils –, et payer pour cette garantie d'approvisionnement limitée un prix par conséquent plus faible que pour un approvisionnement garanti à (quasiment) 100 %. Aujourd'hui déjà, des appareils comme des machines à laver, sèche-linge, chauffe-eau, pompes à chaleur et stations de recharge pour voitures électriques sont pilotés automatiquement, sur la base des paramètres choisis par le client – tels que les heures de fin de programme ou les températures souhaitées, etc. En plus des paramètres qu'il choisit déjà aujourd'hui, le client pourrait également sélectionner le niveau de qualité souhaité pour les différents cycles ou les différents jours de fonctionnement des appareils et payer un prix en conséquence plus ou moins élevé en fonction de sa demande.

Les EAE pourraient proposer dès aujourd'hui de tels contrats, mais elles n'ont pratiquement aucune incitation à le faire parce qu'en cas de situation d'approvisionnement critique, elles peuvent restreindre la consommation de charges sans devoir indemniser le client. À l'avenir, de telles restrictions devraient être limitées à des situations exceptionnelles, telles

Le client devrait pouvoir décider lui-même de quel degré de sécurité d'approvisionnement il a besoin.

que des cas de force majeure (par ex. sabotage). Dans tous les autres cas, les clients seraient indemnisés par leur EAE. Cette obligation inciterait les EAE à identifier à l'avance les charges de leurs clients dont l'alimentation est de moindre importance, et à en couvrir l'approvisionnement par des contrats à moindre coût, de façon à pouvoir les délester en cas de besoin.

Pilotage automatisé des charges en fonction des préférences

Troisième réflexion pour améliorer l'organisation du marché : les clients devraient pouvoir réagir le plus simplement possible aux variations de prix. Le plus efficace serait d'automatiser les décalages et réductions de charges sur la base de paramètres prédéfinis par le client. Ainsi, le consommateur pourrait définir pour ses différents appareils le degré d'approvisionnement souhaité. Le système de pilotage des appareils calcule à partir de ces paramètres l'écart toléré et gère l'alimentation électrique en conséquence, en la réduisant ou même la coupant entièrement lorsque certains seuils tarifaires sont dépassés. Cette solution serait nettement plus pratique pour le consommateur que de devoir surveiller en permanence les prix de l'électricité et éteindre manuellement certains appareils en cas de hausses de prix.

Le consommateur pourrait définir pour ses différents appareils le degré d'approvisionnement souhaité.

Le pilotage de charges peut intervenir de différentes manières, en fonction des préférences du client : il peut être effectué par le client lui-même (ou par son système domotique), par une EAE ayant mandat du pilotage de charges de tous les appareils, ou par plusieurs fournisseurs en charge de certains appareils particuliers. Ces fournisseurs seraient en mesure de piloter nettement plus efficacement l'alimentation des appareils, dans la mesure où ils disposent de connaissances détaillées sur les spécifications techniques du fabricant, ce qui minimise également le risque de dommages aux appareils pilotés. On peut envisager que les fabricants d'appareils vendent également à l'avenir un abonnement incluant le niveau d'approvisionnement choisi par le client, le pilotage optimisé et le service après-vente de l'appareil. Cependant, pour mettre en place le pilotage individualisé des charges, les prérequis ne sont pas seulement l'amélioration radicale de la disponibilité des données, mais aussi une plus large ouverture du marché, qui permette aux clients finaux de choisir librement un fournisseur électrique indépendant pour leurs charges flexibles les plus importantes.

Un système d'approvisionnement plus résilient et plus fiable

La combinaison d'incitations tarifaires, de niveaux d'approvisionnement individuels et de pilotage automatique des charges en fonction du prix de l'électricité apporte un avantage de poids : les lacunes d'approvisionnement lors de pénuries peuvent être résorbées à tout moment en réduisant l'alimentation des charges les moins importantes. Une procédure administrée de délestage de charges, c'est-à-dire de coupure contrôlée du courant électrique comme mesure de dernier ressort, ne serait quasiment plus néces-

saire en cas de pénurie de l'offre. Les coûts d'une telle pénurie devraient ainsi diminuer et le système électrique gagnerait certainement en résilience et fiabilité.

3.2.3 _Libéralisation et acte modificateur unique

La mise en place de modèles économiques innovants tels que les contrats par profil (voir chapitre 3.2.2) pourrait être fortement accélérée par la libéralisation du marché de l'électricité. En utilisant des modèles de tarifs davantage orientés sur les prix du marché, le coût des consommations peut augmenter lorsque la disponibilité d'électricité diminue (et inversement). A l'inverse, dans le modèle actuel, les incitations ont une tout autre structure. Les clients captifs obtiennent tout simplement leur électricité au prix fixe annoncé à l'automne de l'année précédente (voir chapitre 2.2).

Avec l'acte modificateur unique, ou « loi relative à un approvisionnement en électricité sûr reposant sur des énergies renouvelables », qui définit les orientations à moyen et long terme de la politique énergétique suisse et poursuit la stratégie énergétique acceptée par le peuple en 2017, il aurait été possible d'initier une ouverture complète du marché.⁷⁶ Dans son message concernant l'acte modificateur unique (Bundesrat, 2021), le Conseil fédéral proposait encore l'ouverture complète du marché de l'électricité, précisément pour encourager des modèles d'affaires innovants et réussir l'intégration des énergies renouvelables. Cette ouverture des marchés s'est trouvée malheureusement de nouveau supprimée au cours des débats parlementaires. Une autre suppression a touché le renforcement du dégroupage (« unbundling ») des activités, c'est-à-dire la séparation institutionnelle, légale et administrative de l'activité d'exploitation des réseaux des EAE du reste de leurs activités. Si la Suisse et l'UE concluent un accord sur l'électricité (voir section 3.1.2), ces deux thèmes, ouverture du marché et séparation des activités, devront être remis à l'ordre du jour au Parlement. D'autres types de mesures ont été envisagés pour créer un réseau qui ait l'efficacité nécessaire et remplisse les conditions pour l'intégration des énergies renouvelables : elles sont présentées brièvement ci-après.

L'ouverture du marché et la séparation des activités devront être remis à l'ordre du jour au Parlement.

Des CA aux RCP et CEL

Une communauté d'autoconsommation (CA) est un regroupement contractuel de plusieurs parties dans un immeuble, consommant conjointement l'électricité photovoltaïque qu'elles produisent eux-mêmes. La loi sur l'énergie de 2018 a redéfini les CA sous forme de regroupements dans le cadre de la consommation propre (RCP). Cette loi autorise des habitations voisines, et non plus seulement des appartements dans le même immeuble, à se regrouper pour consommer conjointement l'électricité solaire produite.

⁷⁶ L'acte modificateur unique se trouvant encore en discussion au Parlement au moment de la clôture de rédaction de la présente étude, il n'est traité que marginalement ici.

Stockage saisonnier

Pouvoir stocker à long terme l'électricité issue des énergies renouvelables représente l'un des plus grands défis à relever pour l'approvisionnement énergétique du futur. Ces stockages saisonniers sont un élément clé de la résilience et de la viabilité économique de l'approvisionnement énergétique de la Suisse, en particulier en hiver. Un stockage saisonnier accumule l'énergie excédentaire en été (par ex. celle d'installations photovoltaïques) pour la redélivrer en hiver, lorsque se présente un risque de manque d'électricité. Le bénéfice est double : éviter de perdre inutilement de l'énergie en été, et réduire les besoins de production en hiver.

Le stockage direct d'électricité durant plusieurs mois – par ex. dans une batterie – ne présente pas d'intérêt économique dans l'état actuel des solutions techniques disponibles. Les technologies de stockage saisonnier incluent les accumulateurs de chaleur, qui à l'aide de pompes à chaleur et de chaudières électriques emmagasinent de la chaleur durant les mois où la part d'électricité renouvelable est importante, et la rediffusent durant les mois où la part des énergies renouvelables est réduite. La chaleur peut être utilisée directement, en particulier pour la fourniture d'eau chaude et le chauffage de bâtiments. Les besoins de chaleur hivernaux peuvent ainsi être couverts avec l'énergie de l'été.

L'attention se porte non seulement sur les accumulateurs de chaleur décentralisés pour bâtiments, mais aussi et surtout sur des infrastructures plus volumineuses et plus rentables pouvant desservir une zone entière, par exemple via des réseaux de chaleur (Guidati et al., 2022). Une entreprise suisse propose ainsi déjà aujourd'hui des accumulateurs de chaleur externes, avec une capacité de jusqu'à 280 000 litres. La capacité des fosses de stockage artificielles est encore plus importante. Elles sont étanchéifiées et isolées sur toutes les faces (avec également souvent une couverture flottante sur le dessus) et remplies d'eau. Les coûts – malgré l'isolation dont la durée de vie est limitée – sont plus faibles que pour la plupart des autres réservoirs de chaleur. Les pertes de chaleur d'installations de grandes dimensions sont seulement d'environ dix pour cent par an. Les fosses de stockage thermique sont particulièrement répandues au Danemark, le plus gros projet réalisé à ce jour a une capacité d'environ 200 000 mètres cubes d'eau (Bürgi, 2020).

Le développement technologique des stockages saisonniers contribuera à la transition énergétique mais n'est pas l'unique solution. Le stockage d'énergie électrique sous d'autres formes⁷⁷ et l'éventuelle reconversion en électricité entraînent des pertes de transformation plus importantes en raison de lois physiques, que les technologies, même optimisées, ne permettront pas d'éviter.

L'acte modificateur unique introduit une autre nouveauté : les consommateurs finaux, les producteurs d'électricité issue des énergies renouvelables et les gestionnaires d'installations de stockage peuvent se regrouper dans le cadre d'une communauté électrique locale (CEL) et commercialiser au sein de cette communauté l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite (Flatt, 2023). Les conditions à remplir sont d'être raccordés au réseau d'électricité dans la même zone de desserte, au même niveau de réseau, ainsi que d'être proches localement. Cette nouveauté élargit ainsi le périmètre géographique de ces regroupements. Elle crée une incitation à renforcer la production électrique – en particulier par des installations photovoltaïques – sur des biens immobiliers adaptés, à l'autoconsommer et à la vendre au voisinage direct ou indirect. Elle vise également à rendre financièrement plus attractive l'injection dans le réseau. En effet, les gestionnaires de réseau continuent d'être obligés de reprendre et de rémunérer l'électricité injectée dans leur réseau, mais doivent en outre à présent appliquer une grille tarifaire unique valable dans toute la Suisse, basée sur la moyenne des prix sur le marché durant les quatre dernières années.

77 On distingue en général les formes suivantes d'énergie : électrique (par ex. condensateur), chimique (par ex. batterie, hydrogène), thermique (par ex. accumulateur de chaleur) et mécanique (par ex. centrales hydrauliques à pompage-turbinage).

Les solutions de stockage exonérées de la rémunération pour l'utilisation du réseau

Avec l'exemption des installations de stockage de l'obligation de verser la rémunération pour l'utilisation du réseau, l'acte modificateur unique répond à une demande exprimée de longue date. Jusqu'ici, les rémunérations pour l'utilisation du réseau étaient payées deux fois, à savoir aussi bien pour l'injection que pour le prélèvement d'électricité (ou pour la dernière consommation). Ce double assujettissement diminue la rentabilité et donc l'incitation à investir dans des solutions de stockage.

Tandis que l'équilibrage jour-nuit peut déjà être réalisé avec les technologies et installations existantes, les solutions intersaisonnières – pour conserver le surplus d'électricité d'été jusqu'en hiver – posent encore des difficultés technologiques (voir encadré 4). Avec l'exonération de la rémunération pour l'utilisation du réseau, la législation a du moins levé un obstacle économique supplémentaire à la recherche de solutions potentielles. La rémunération de l'utilisation du réseau est remboursée pour l'électricité réinjectée, ce qui favorise les solutions efficaces de stockage d'énergie, qui présentent les plus faibles pertes de transformation et de stockage.

3.3_Renforcer les infrastructures

Si la Suisse veut sécuriser à long terme son approvisionnement en énergie, elle ne pourra se dispenser de construire de nouvelles infrastructures. Or de nombreux obstacles compliquent la tâche, et particulièrement pour le développement des énergies renouvelables. Il s'agit également de compenser la sortie prévue de l'énergie nucléaire, qui a précisément été en 2022 une importante contributrice à l'approvisionnement électrique. L'attention portée à l'électricité ne doit cependant pas faire perdre de vue la construction d'une infrastructure pour l'hydrogène, un domaine où la Suisse risque aussi de manquer la connexion.

La Suisse ne pourra se dispenser de construire de nouvelles infrastructures.

3.3.1_Développer les renouvelables

Le développement des énergies renouvelables devrait être une question de tout premier plan dans les années à venir. Mais les obstacles aux nouvelles installations photovoltaïques et éoliennes sont nombreux, et le potentiel d'extension est faible pour l'hydraulique.

Here comes the Sun?

Il est largement admis que la montée en puissance des énergies renouvelables jouera à long terme un rôle essentiel dans l'approvisionnement énergétique. Actuellement, le photovoltaïque contribue un peu moins de 3,5 TWh dans la production d'électricité indigène (6 % en 2022); d'ici 2050, cette contribution annuelle devrait se situer entre 16 et 28 TWh (Marti et al., 2022, p. 43; Panos et al., 2021, p. 59). Dans d'autres scénarios, sa production annuelle devrait atteindre plus de 52 TWh (soit 59 % de la consommation électrique) (Axpo, 2023 Szenario Helion).

Pour accélérer le développement jusqu'ici assez lent du solaire, le Parlement a adopté en septembre 2022 une loi dite « Solar Express », (LEne, 2018, art. 71a) instaurant en urgence une mesure d'encouragement supplémentaire. Celle-ci prévoit un généreux soutien (jusqu'à 60 % des coûts d'investissements imputables) des grandes installations photovoltaïques livrant une quantité suffisante d'électricité en hiver et raccordées au réseau avant fin 2025. Ces installations doivent en outre produire au moins 10 GWh d'électricité par an. La mesure est en vigueur jusqu'à ce qu'une production annuelle totale de 2 TWh soit atteinte.⁷⁸

La loi entend permettre la construction de grandes installations photovoltaïques dans les zones alpines. Parce qu'elles répondent mieux à la demande, en particulier l'hiver, ces installations ont une valeur plus élevée sur le marché que les installations situées à plus basses altitudes (Dujardin et al., 2022). Mais la procédure prévue par cette initiative « Solar Express » soulève quelques questions.

La procédure de « course à l'échalote »⁷⁹ ne garantit malheureusement pas que les installations les plus efficaces seront subventionnées. Les projets qui ont les meilleures chances sont ceux qui reposaient dans les tiroirs, sans avoir été réalisés jusqu'ici, au vu de leur analyse de rentabilité. Des incitations ainsi conçues sont critiquables d'un point de vue économique.

En outre les projets d'installations dans des zones déjà bien desservies – où les infrastructures sont déjà bien développées – devraient avoir la priorité pour les subventions (Kern, 2023). En effet, dans plusieurs des projets actuellement examinés, il n'est pas encore clair comment l'électricité produite dans ces sites plutôt périphériques va pouvoir être acheminée vers les centres de consommation (Rutishauser, 2022). L'extension du réseau de transport électrique jouera donc un rôle décisif pour la réussite du photovoltaïque alpin (voir chapitre 3.2.1).

Les projets d'installations dans des zones déjà bien desservies devraient avoir la priorité pour les subventions.

Les installations photovoltaïques ont été jusqu'ici subventionnées, conformément aux dispositions de la LEne, par une rétribution unique de 30 % au plus des coûts d'investissement d'une installation de référence (LEne, 2018, art. 25). Additionnellement, les propriétaires d'installations photovoltaïques bénéficient de la rétribution de l'injection de l'électricité reprise (ibid., art 15), ainsi que des économies résultant de la consommation propre (par exemple pour les foyers privés). L'utilisation de l'énergie auto-produite à la place de son acquisition auprès d'un gestionnaire de réseau économise les coûts d'utilisation du réseau en proportion de la consommation propre.⁸⁰

L'efficacité de cette combinaison d'instruments d'encouragement est cependant limitée. D'une part, elle a pour conséquence que des installations ayant des coûts d'investissement relativement élevés deviennent ren-

78 Son rejet lors de la votation du 10 septembre dans le canton du Valais a jeté un froid sur l'initiative « Solar Express ».

79 Selon le principe du « premier arrivé, premier servi ».

80 En moyenne, les coûts pour l'utilisation du réseau représentent 50 % du prix de l'électricité. Cependant, selon la topographie de la zone de desserte et les contraintes de construction et environnementales, cette part peut fortement varier (Maag, 2021).

tables pour les exploitants. Concentré sur les installations les plus efficaces, le même volume de subventions pourrait favoriser la construction de davantage d'installations. De plus, il conviendrait de mener des projets de plus grandes dimensions (au lieu d'un grand nombre de petits projets), ou bien les propriétaires de maison devraient recevoir des incitations à utiliser la totalité de leur surface de toit.⁸¹ L'effet d'aubaine est maximal pour les exploitants d'installations ayant de faibles coûts et une consommation propre élevée (Meister & Spät, 2021). Cette situation a également été critiquée dans un rapport du Contrôle fédéral des finances (CDF). Les effets d'aubaine⁸² des installations solaires subventionnées jusqu'à ce jour se situent autour de 50 % (EFK, 2023).

L'effet d'aubaine est maximal pour les exploitants d'installations ayant de faibles coûts et une consommation propre élevée.

La rentabilité d'une installation photovoltaïque dépend en large part de son site. Les cantons et les communes conduisent ainsi des stratégies de subventions parfois très différentes. En outre, le tarif de réinjection payé par les EAE varie fortement selon les régions (de 5 à 22 ct. /kWh). Associées aux importantes différences régionales du prix de l'électricité pour clients captifs, ces variations entraînent une grande hétérogénéité dans les incitations pour les installations photovoltaïques entre les différents sites d'implantation (Schmidt et al., 2023). L'acte modificateur unique oblige les gestionnaires de réseau non seulement, comme c'est déjà le cas, à reprendre l'électricité proposée dans leur zone de desserte, mais aussi à offrir, à partir d'une puissance d'installation de 150 kW, une rétribution d'injection qui soit la même dans toute la Suisse, à savoir la moyenne du prix de marché du quart d'heure au moment de l'injection (Flatt, 2023). L'entrée en vigueur de l'acte modificateur unique instaure aussi une obligation d'installation solaire sur tous les nouveaux bâtiments à partir d'une surface déterminante de construction de plus de 300 m².⁸³ Cependant, la plupart des cantons connaissent déjà aujourd'hui, sous une forme ou une autre, cette obligation d'installation solaire désormais nationale.

Une difficulté supplémentaire au développement du solaire en Suisse sont les formalités administratives considérables que peut nécessiter l'installation d'un équipement photovoltaïque. En plus de la commune et du canton, il est nécessaire d'impliquer l'assurance du bâtiment, la conservation des monuments historiques, le gestionnaire du réseau de distribution, ainsi que l'organisme en charge des demandes de subventions. Le recours aux plateformes numériques s'avère quant à lui très difficile en raison des règles qui varient d'un canton à l'autre (Stählin, 2023). Une harmonisation sur la forme serait ici souhaitable.

81 Souvent, une partie du toit seulement est couverte de panneaux solaires, car l'installation est dimensionnée de façon optimale pour la consommation propre. En comparaison, la réinjection dans le réseau est aujourd'hui économiquement moins attractive.

82 Les effets d'aubaine se produisent lorsque des installations photovoltaïques auraient également été construites même sans subventions.

83 Au moment de la clôture de rédaction de la présente étude, l'acte modificateur unique se trouvait encore en débat parlementaire.

Wind of Change?

Même si la Suisse n'est généralement pas considérée comme un pays particulièrement venteux, l'énergie éolienne a une part à jouer dans la transition énergétique. L'énergie éolienne produite en 2022 en Suisse, avec 150 GWh, n'apporte jusqu'ici qu'une modeste contribution à l'approvisionnement électrique total (Suisseéole, 2022c). Une récente étude a conclu que le potentiel de l'éolien, compte tenu du progrès technologique et de conditions-cadre plus favorables, se monte à 29,5 TWh par an, un niveau significativement plus élevé que ce qui était supposé jusqu'ici (BFE, 2022b). Ce chiffre semble cependant être un potentiel maximal absolu, et il devrait être très difficile à atteindre en raison des résistances dans la population. Les Perspectives énergétiques anticipent pour 2050 un peu plus de 4 TWh par an (BFE, 2020a), l'étude de l'AES table quant à elle, même dans les scénarios les plus favorables à l'éolien, sur une production annuelle de 3 TWh seulement (Marti et al., 2022). Quoi qu'il en soit, il reste souhaitable que l'éolien se développe dans le système électrique car sa production est, d'un point de vue saisonnier, largement complémentaire de celle du solaire.

Pour le succès de l'éolien en Suisse, une question décisive est de savoir où les installations visibles pourront être finalement érigées. On observe souvent ici un phénomène « Nimby » (« Not In My Backyard », « pas de ça chez moi »), par lequel une majorité des personnes dans la population se prononce en principe en faveur de l'éolien – à condition que ce ne soit pas près de chez elle. De plus, les procédures d'autorisation en Suisse semblent s'éterniser. Il s'est écoulé par exemple 19 années jusqu'à la finalisation du parc éolien du Saint-Gothard⁸⁴ (AET, s. d.). En 2022, on comptait 53 projets d'énergie éolienne en phase d'autorisation ou de planification, pour un seul projet en construction (Suisseéole, 2022a). Dans le pire des cas, à l'issue de la longue phase de planification, le type de matériel autorisé n'est plus disponible et la procédure doit être recommencée depuis le début. Et si ce matériel est encore disponible, il y a de fortes chances qu'une nouvelle génération d'équipements plus efficaces soit dorénavant proposée, mais ne puisse être installée parce que l'autorisation portait sur l'ancien modèle.

Comme pour les installations photovoltaïques, les installations éoliennes devraient être implantées dans des sites où leur exploitation peut atteindre la plus grande efficacité. Selon le document actuel « Conception énergie éolienne », 760 turbines éoliennes seraient nécessaires pour produire annuellement 4,3 TWh d'électricité. Parmi elles, 300 sont localisées dans les Alpes grisonnes ou valaisannes, qui présentent cependant des coûts de construction et d'exploitation élevés. En outre, seules des éoliennes de moindre taille peuvent être construites dans les montagnes, ce qui réduit la quantité d'électricité produite. Si des surfaces d'assolement étaient utilisées, la même quantité d'électricité pourrait être produite avec

Les installations éoliennes devraient être implantées dans des sites où leur exploitation peut atteindre la plus grande efficacité.

84 Production annuelle de 16 GWh.

300 turbines en moins, mais cela nécessiterait un assouplissement des règles d'aménagement du territoire (Spielhofer et al., 2023).

Pour lever cet obstacle, à la suite du «Solar Express», le Parlement a lancé un «Wind Express». Celui-ci met l'accent sur l'accélération des procédures d'autorisation de nouveaux projets jusqu'à ce que soit atteinte une production annuelle supplémentaire de 1 TWh ou une puissance de 600 MW. Pour les projets éoliens déjà bien avancés, une instance cantonale unique délivrera dorénavant l'autorisation de construction, et non plus la commune. Un recours devant le Tribunal fédéral serait seulement possible si se posent des questions juridiques de principe.⁸⁵ Les installations doivent en outre présenter un intérêt national et une production annuelle d'au moins 20 GWh (Bundesrat, 2023a).

Ici aussi se pose la question de savoir si limiter le programme à 1 TWh n'aura pas pour effet que les projets qui bénéficieront du programme «Solar Express» seront ceux les plus rapides à réaliser – mais non pas forcément les plus efficaces. Comme ce sont en pratique surtout les projets déjà bien avancés dans les procédures de planification et d'autorisation qui sont soutenus, cette procédure express ne devrait pas forcément contribuer à une forte réduction des délais d'autorisation.

Sous l'eau

Malgré le plan de développement du photovoltaïque et de l'éolien, l'hydraulique devrait rester à l'avenir le pilier de la production suisse d'électricité. Selon les objectifs de l'acte modificateur unique, l'hydraulique doit contribuer en 2050 à environ 39,2 TWh. Pour la réalisation de 15 projets hydrauliques déjà définis lors d'une table ronde, l'intérêt national devra primer sur les autres intérêts. Au cours de ses délibérations, le Parlement a ajouté un projet à la liste (Schweizer Parlament, 2022).

L'hydraulique devrait rester à l'avenir le pilier de la production suisse d'électricité.

Conformément à la stratégie de la Confédération, la production des centrales hydrauliques à accumulation doit être renforcée d'environ 2 TWh d'électricité hivernale d'ici 2040. La capacité d'autonomie actuelle d'environ 22 jours doit également continuer d'être assurée après la sortie du nucléaire; à cette fin, des projets adaptés doivent bénéficier de contributions d'investissement spécifiques. Il est prévu d'assurer le financement au moyen d'un supplément réseau additionnel de 0,2 ct./kWh. Si l'objectif de 2 TWh de production supplémentaire de la grande hydraulique d'ici 2040 n'est pas atteint, les capacités devront faire l'objet d'un appel d'offres. De cette façon, en plus de l'hydraulique, d'autres technologies de production et d'autres projets – réalisables en moins de temps, dont la disponibilité soit garantie et qui soient neutres en CO₂ – auront la possibilité d'apporter leur contribution (Bundesrat, 2020). En outre, les exigences sur les

⁸⁵ Une telle question se pose s'il existe un intérêt général au rendu d'une décision par la plus haute juridiction concernant un point controversé, par ex. pour une nouvelle question juridique ayant une certaine importance pour la pratique. Chaque cas doit cependant être jugé séparément (Zumsteg, 2020).

Distorsion de concurrence par la redevance hydraulique

Durant la durée de la concession, les cantons ou communes ne restent pas non plus les mains vides : ils perçoivent durant des décennies une redevance hydraulique pour l'utilisation de l'eau, dont le montant est indépendant de la production électrique effective et des prix du marché. Au cours des dernières décennies, le taux maximal imputable a été progressivement augmenté,⁸⁶ et aujourd'hui on peut estimer que plus de 550 millions de francs vont aux caisses des communes d'implantation. Nombre d'entre elles bénéficient en outre d'autres prestations, telles que la fourniture d'électricité à tarif préférentiel.

Globalement, la redevance hydraulique représente certainement aujourd'hui environ 35 % des coûts de production des installations hydrauliques en Suisse (Walther, 2021). Ce coût affaiblit non seulement la compétitivité de cette source d'énergie renouvelable dans le commerce international de l'électricité, mais aussi sa compétitivité par rapport à d'autres types de production d'électricité. Un changement de système – différents modèles sont proposés dans le débat public (voir Dümmler & Rübli, 2018) – s'est heurté jusqu'ici aux rejets du Parlement.

débits résiduels des centrales hydrauliques doivent être réduites si cela est nécessaire pour éviter une pénurie d'électricité.

L'importance de la contribution de l'hydraulique à la sécurité de l'approvisionnement de la Suisse ne fait pas de doute, même s'il est inusuel en droit public d'ancrer nommément dans la loi 15 projets plus un ajout. L'avantage est de compliquer ainsi les voies de recours contre les projets de construction ou d'extension, ce qui devrait accélérer le développement hydraulique. On peut néanmoins regretter que les 16 projets fassent profiter uniquement l'hydraulique d'un tel traitement préférentiel. La disposition légale n'est donc pas technologiquement neutre.

Incertitude sur le retour des concessions

La construction et l'exploitation d'une centrale hydraulique ont en général pour base légale une concession hydraulique accordée par le canton ou la commune (voir encadré 5). La durée de cette concession est en règle générale de 40 à 80 ans, ce qui se justifie compte tenu des coûts d'investissement élevés encourus par les exploitants. Dans les 20 prochaines années, certaines concessions, pour un total d'environ 30 TWh de production annuelle, arriveront à échéance (VSE, 2022). Sans leur renouvellement, les centrales hydrauliques passent en la possession des cantons ou des communes (par le « droit de retour ») et risquent de devenir le jouet de la politique locale.

L'octroi ou non d'une nouvelle concession dépend en général également – malgré la longue durée pour laquelle elle est accordée – de la situation de marché sur la période. Un petit nombre d'années en arrière, lorsque les prix de l'électricité en Europe descendaient à des bas historiques (voir chapitre 2.2), il est compréhensible que l'intérêt des affaires communales pour le retour des concessions ait été faible. La situation s'est depuis retournée, et plusieurs cantons, notamment le Valais, le Tessin et les Gri-

Dans les 20 prochaines années, certaines concessions, pour un total d'environ 30 TWh de production annuelle, arriveront à échéance.

⁸⁶ Depuis l'entrée en vigueur de la Loi fédérale du 22 décembre 1916 sur l'utilisation des forces hydrauliques (LFH), le Parlement a relevé plusieurs fois la redevance hydraulique de droit fédéral. Depuis 2015, elle se monte à 110 fr./KW de puissance brute (kW_{br}) et est applicable jusqu'à fin 2030 (BFE, 2023).

sons, ont déjà annoncé leur intention de vouloir reprendre leurs centrales. Si jusqu'ici c'étaient surtout les cantons du Plateau qui, à travers leurs participations dans les entreprises d'électricité, déterminaient le marché suisse de l'électricité (ibid.), à l'avenir, les cantons alpins, par l'exercice de leur droit de reprise, gagneront certainement en influence.

Bien que la pratique ait diminué au cours des dix dernières années, aujourd'hui encore d'innombrables élus locaux, encore en exercice ou ayant eu un mandat par le passé, siègent dans les organes de surveillance des fournisseurs d'énergie détenus par l'Etat.⁸⁷ Souvent l'appartenance au bon parti politique compte davantage que la compétence dans le secteur. Avec l'exercice du droit de reprise, il est à craindre que les composantes politiques gagnent de nouveau en importance ; et ce dans un environnement en pleine transformation en raison de la législation suisse et européenne et du progrès technique. Plutôt qu'une politisation, c'est la professionnalisation des conseils d'administration des EAE qui devrait être à l'ordre du jour. Avec la complexité du secteur de l'électricité, les décisions stratégiques requièrent une grande expertise. Si celle-ci fait défaut, le risque augmente pour les propriétaires – en grande partie les contribuables –, de devoir venir réparer financièrement les mauvaises décisions.

La professionnalisation des conseils d'administration des EAE devrait être à l'ordre du jour.

Le risque de retour pesant sur les concessions a également des conséquences pour la transition énergétique. Il crée un facteur d'incertitude pour les exploitants de centrales hydrauliques. Les éventuels investissements pour des travaux de remplacement ou des ajouts ne peuvent peut-être plus être amortis dans le laps de temps restant. Cela freine par ex. de nombreux plans d'extension priorisés par la table ronde. La question du retour des concessions doit donc être réglée de manière à ne pas entraver inutilement la transition énergétique.⁸⁸ Cela signifie que les installations devraient être reprises à leur valeur comptable – à condition que les exploitants aient respecté les règles d'amortissement en usage dans la branche.

What's the difference?

L'exemple des installations photovoltaïques (voir ci-dessus) montre que les renouvelables ne sont pas actuellement encouragées de la façon la plus efficace. Optimalement, le développement des énergies renouvelables devrait se faire sur la base de la vérité des coûts par une tarification systématique du CO₂, sans recours aux subventions. Les prix de l'électricité sont cependant exposés à une grande incertitude, notamment parce qu'ils sont largement tributaires des décisions politiques et des prix des combustibles fossiles. Pour les technologies renouvelables, qui présentent

87 Récemment, en lien avec la loi fédérale sur des aides financières subsidiaires destinées au sauvetage des entreprises du secteur de l'électricité d'importance systémique (LFiEl), les demandes en faveur de la participation de responsables politiques dans les organes concernés se sont de nouveau multipliées.

88 Les règles applicables aux concessions sont aujourd'hui les suivantes : les parties hydrauliques, ou « mouillées » d'une installation, telles que le barrage, les turbines ou les conduites forcées sont cédées gratuitement au canton ou à la commune d'implantation. Pour les composantes électromécaniques, ou parties « sèches », tels que les générateurs, les transformateurs ou les systèmes de conduite, une indemnisation est due. La valeur des parties sèches n'est pas calculée d'après un taux fixe, mais déterminée dans la concession (VSE, 2022).

souvent des coûts d'investissement élevés et de faibles coûts variables, cela constitue un risque important. Les bailleurs de fonds n'assument le risque de telles variations de revenus que s'ils peuvent avoir d'importantes marges de sécurité. Pour stabiliser le flux de revenus, le subventionnement peut donc se justifier, à titre de solution subsidiaire, à défaut de la meilleure solution, et dans la mesure où il est efficacement conçu et entraîne peu de distorsion de marché.

Devant la nécessité de renforcer les capacités, il est fréquemment question de « contracts for differences » (CfD), également appelés contrats d'écart compensatoire bidirectionnels, et présentés comme un instrument d'encouragement proche des marchés, par exemple lors de la réforme du marché européen de l'électricité (Europäisches Parlament, 2023). Il s'agit d'un contrat entre un organisme public et un producteur d'électricité. Généralement, un taux de rétribution est fixé dans le cadre d'un appel d'offres.⁸⁹ Si le prix de marché de référence, auquel l'électricité est vendue, est inférieur au taux de rétribution convenu, la différence est remboursée au producteur. S'il est supérieur, le montant excédentaire retourne aux caisses publiques. Le producteur d'électricité obtient ainsi une rémunération stable, ses pertes et gains sont plafonnés.

L'acte modificateur unique suisse prévoit lui-aussi des CfD ou une prime de marché glissante, à titre de mesure d'encouragement pour certaines installations d'énergie renouvelables.⁹⁰ Les exploitants d'installations peuvent choisir entre la prime de marché glissante et une contribution d'investissement.⁹¹ (Flatt, 2023). Si le prix de marché de référence⁹² est supérieur au taux de rétribution convenu, la différence est versée au fonds du supplément réseau. Si au contraire, le prix de marché de référence est inférieur au taux de rétribution, le supplément réseau est payé au producteur. Le montant de la contribution est alors la différence entre le prix de référence du marché et le taux de rétribution. Les CfD sont intéressants pour les investisseurs dans des installations d'énergie renouvelable, car ils réduisent le risque relatif à l'évolution du prix de l'électricité.

A mieux les examiner cependant, les CfD présentent plusieurs faiblesses (Schlecht et al., 2023, p. 6–7) : la plus importante est que les producteurs d'électricité – indépendamment de la situation du marché – obtiennent une incitation à produire autant que possible, sans s'occuper du prix de l'électricité, afin de maximiser leur marge sur coût variable. Ou pour le dire autrement : les CfD ne donnent aucune incitation à augmenter la production en cas de manque d'électricité et de prix élevés sur le marché, ni à la

Les CfD ne donnent aucune incitation à augmenter la production en cas de manque d'électricité.

89 Aux termes de l'acte modificateur unique, le prix de référence doit être fixé sur la base des coûts de production, des coûts d'une installation de référence (dotée de la technologie la plus efficace) ou au moyen d'un appel d'offres.

90 D'après les délibérations sur l'acte modificateur unique, il s'agirait des centrales hydrauliques à partir d'une puissance de 1 MW ; des centrales hydrauliques agrandies ou rénovées à partir d'une puissance de 300 kW ; des installations photovoltaïques sans consommation propre à partir d'une puissance 150 kW ; ainsi que des installations éoliennes et de biogaz.

91 Contrairement à la prime de marché glissante, par laquelle en cas de prix élevés sur le marché, le producteur d'électricité doit rembourser la différence par rapport au taux de rétribution, la contribution d'investissement est versée aux installations, même en cas de fortes recettes.

92 Prix de marché de référence selon l'art. 23 LEné.

réduire en cas de surabondance et de prix bas. Par conséquent ils ne créent pas d'incitation à utiliser les installations au service du système.⁹³ En outre, les CfD créent des distorsions sur les marchés journaliers et de compensation.⁹⁴ Et les producteurs se trouvent entièrement exposés aux risques de quantité.⁹⁵ Ces considérations invitent à repenser la prime de marché glissante envisagée.

Les «financier» CfD ou fCfD (ibid.) pourraient offrir une alternative. L'idée est de créer une dissociation entre la rémunération de l'exploitant et la production physique d'une installation. Deux versements sont effectués chaque heure. D'une part, le producteur d'électricité perçoit des pouvoirs publics un montant fixe, qui a été déterminé auparavant par appel d'offres et ne change pas durant la durée du fCfD. D'autre part, les gains obtenus sur le marché spot retournent aux pouvoirs publics. Il ne s'agit cependant pas des gains effectifs de l'installation, mais de ceux d'une installation de référence. Ces gains sont indépendants de l'injection effective d'électricité. Les exploitants sont ainsi incités à optimiser l'efficacité de leur installation et à la mettre au service du système.

Les exploitants sont incités à optimiser l'efficacité de leur installation et à la mettre au service du système.

3.3.2 _Transition avec autorisation seulement

L'article 14 de la loi sur l'énergie (EnG, 2018) dispose : « Les cantons prévoient des procédures d'autorisation rapides pour la construction [...] d'installations destinées à l'utilisation d'énergies renouvelables ». Ce souhait consacré dans la loi reste un vœu pieu dans la réalité. De la planification au début des travaux d'un parc éolien, 20 années sont nécessaires en Suisse, ou davantage (Suisseéole, 2022a). Les projets pour les réseaux électriques associés ne sont pas fondamentalement plus rapides, avec en moyenne 15 ans pour la planification et l'autorisation (voir chapitre 3.2.1; encadré 6; Swissgrid, 2023b). Cette lenteur n'est pourtant pas une fatalité, comme le montre l'exemple de nos voisins en Allemagne, qui n'est pourtant pas connu comme un modèle d'efficacité pour les processus bureaucratiques. La planification et la construction d'une installation éolienne y prend en moyenne 22 mois (Deutsche WindGuard, 2022). Pourquoi faut-il donc en Suisse presque une génération pour réaliser un parc éolien ?

Un poison à triple retardement

L'un des problèmes réside dans le morcellement procédural. Il n'est ainsi pas possible de soumettre simplement une demande de construction de

93 Exploiter une installation au service du marché signifie de lui faire produire de l'électricité seulement lorsque la situation est tendue sur le marché de l'électricité. En principe, le prix sur les bourses d'électricité signale une situation de rareté, mais avec un CfD le prix est fixe, par conséquent le prix du marché n'exerce plus de signal-prix pour l'installation concernée. Pour répondre au moins en partie à ce problème, il a été proposé dans les délibérations sur l'acte modificateur unique, que l'exploitant puisse conserver durant les mois d'approvisionnement critique, de décembre à mars, 20-40 % de l'excédent de prix du marché par rapport au prix de base. Cela rendrait la production plus attractive en hiver.

94 Avec les CfD habituels, c'est la valeur horaire du prix aux enchères du jour qui sert de base. Après l'enchère, le producteur connaît le montant du paiement horaire du CfD. Ce prix reste fixe et est traité comme d'autres coûts. Cela influence les phases de marché qui suivent.

95 Par ex. le nombre de jours de soleil.

Pavé de bonnes intentions : le droit de recours des organisations

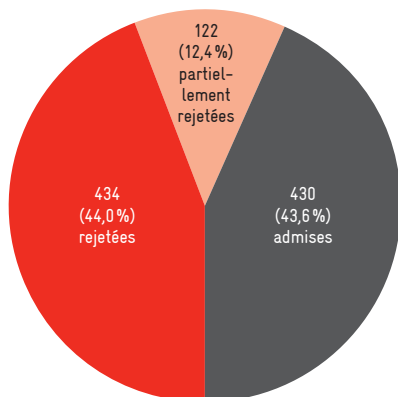
Un autre obstacle au développement des énergies renouvelables peut être identifié dans le droit de recours des organisations. En principe, celui-ci a sa justification – remplir en quelque sorte la fonction de représentant, d’« avocat » de l’environnement, ce dernier ne pouvant se défendre lui-même. Similairement, parce que les intérêts d’un usage sont précis et concrets, alors que des effets sur l’environnement apparaissent initialement souvent vagues et diffus, il est vrai qu’il existe un « déficit d’exercice du droit de l’environnement ». De surcroît, hors du droit de recours des organisations, la charge financière pour les procédures de recours peut s’avérer trop grande pour de petites organisations (Keller, 2005).

Mais ce droit est aujourd’hui galvaudé. Un total de 29 organisations sont habilitées à recourir en Suisse. Elles incluent également des « organisations environnementales » moins classiques, telles que l’Association transports et environnement (ATS), ChasseSuisse ou Médecins en faveur de l’environnement (VBO, 2023). Parmi les près de mille recours examinés, une majorité ont été entièrement ou partiellement rejetés (voir figure 10). Dans plus de 400 cas, le recours a été déclaré sans objet, et la planification et la construction des projets ont été inutilement retardées. L’attitude dilatoire de certaines organisations environnementales n’apporte rien à la transition énergétique, au contraire.

Figure 10

Un frein à la transition énergétique

Les recours des organisations occasionnent des retards considérables aux projets de construction, tout particulièrement aux projets de développement des énergies renouvelables. Entre 2008 et 2021, plus de 400 procédures d’opposition déposées par des organisations ont été rejetées, ralentissant inutilement les phases de planification.



Source : Bafu, 2022; Verbandsbeschwerden, 2008–2021

Une limitation du droit de recours des organisations a été rejetée en 2008 par le peuple et les cantons (65 % de non, rejet unanime des cantons) (BK, 2023b). Une initiative parlementaire lors de la dernière session d’été s’est ressaisie de la question. Une intervention du Groupe du Centre pour limiter le droit de recours des organisations de protection de l’environnement a été de nouveau clairement rejetée par le Conseil national (22.414, 2022).

Qui entreprend de réformer le droit de recours des organisations n’a pas la tâche facile. Il reste néanmoins clair que les recours intentionnellement dilatoires doivent être empêchés. Un effet dissuasif pourrait venir de la mise à la charge de la partie demanderesse d’une partie des coûts occasionnés par le retard accumulé. Le droit de recours des organisations illustre bien le conflit d’objectifs qui existe partiellement entre la protection de la nature et la protection du climat.

parc solaire. La demande doit passer une procédure de consultation, puis il faut – à chaque fois dans une procédure séparée – un plan d'exploitation, une autorisation de défrichage ou une autorisation en matière de protection des eaux, dont les exigences varient entre les cantons. Aucun équipement militaire, aucune installation de sécurité aérienne ou de radiocommunication par faisceaux hertziens ne doivent être perturbés. Chaque étape individuelle est susceptible d'un recours (Forster, 2022).

Et ces recours peuvent retarder la procédure de plusieurs façons. Premièrement, ils peuvent se succéder l'un l'autre dans le temps. Deuxièmement, la plupart de ces recours peuvent parcourir tous les niveaux d'instance – jusqu'au Tribunal fédéral. Troisièmement, plusieurs motifs peuvent être présentés pour chaque recours, par exemple contre la procédure elle-même ou contre la décision. Cette triple voie de retardement conduit à ce qu'un projet de développement des énergies renouvelables en Suisse se transforme – littéralement – en l'affaire d'une génération.

L'«intérêt national»

L'«intérêt national» que revêtent le développement et l'utilisation des énergies renouvelables est inscrit dans la loi sur l'énergie. La loi entend ainsi souligner l'importance de la transition énergétique et accélérer le traitement des procédures correspondantes. Un tel «intérêt national» existe cependant également dans le domaine de la protection de la nature et du paysage. L'Inventaire fédéral des paysages, sites et monuments naturels (IFP) d'importance nationale mérite même, selon l'article 6 de la loi fédérale sur la protection de la nature et du paysage (LPN) «spécialement d'être conservé intact» (NHG, 1967). Dans le débat parlementaire sur l'acte modificateur unique, la tentative de conférer un «intérêt national» a donc suscité beaucoup d'attention.

Jusqu'à un certain niveau de renforcement de l'approvisionnement en électricité, l'«intérêt national» du développement de la production d'énergie sans gaz à effets de serre doit avoir priorité. Des organisations économiques demandent de lier cette priorité à un certain seuil d'importations nettes d'électricité (10 TWh) qui ne doit pas être dépassé durant le semestre hivernal (Economiesuisse, 2022). Une initiative populaire, encore au stade de la récolte des signatures, lancée par des représentants d'intérêts des énergies renouvelables formule une demande similaire, quoiqu'avec une limite plus basse (5 TWh) (BK, 2023a). Cette valeur se rapproche des importations nettes moyennes des semestres hivernaux des dernières années, soit 4 TWh (Keberle & Ruff, 2022; voir figure 4). L'avantage de lier le traitement prioritaire à une certaine valeur seuil d'importations est qu'il se trouve dissocié de la hausse à venir des besoins en électricité (voir chapitre 2.1).

Il importe de ne pas oublier non plus de renforcer les réseaux électriques, qui accompagnent le développement de la production et dont les procédures d'autorisation ne progressent substantiellement pas plus vite. Le Conseil fédéral traite cet aspect de façon secondaire et insuffisante (voir

Il importe de ne pas oublier non plus de renforcer les réseaux électriques.

Bundesrat, 2023b). Le plus grand des parcs éoliens ne sert à rien si l'énergie produite ne peut être transportée. La priorité accordée à la production d'électricité doit être inscrite dans la loi à égalité avec la priorité au développement des réseaux électriques, tous deux à titre d'« intérêts nationaux » (voir chapitre 3.2.1).

Conséquences non souhaitées

Resserrer les procédures d'autorisation – par exemple en fixant un délai maximal pour les décisions administratives, pourrait cependant avoir des conséquences non souhaitées. Aussi bien le Conseil fédéral que l'UE semblent envisager un délai maximal. Le Conseil fédéral souhaite ainsi une « procédure concentrée », s'achevant dans un délai de 180 jours (Bundesrat, 2023b). La Commission européenne évoque quant à elle une procédure d'une durée maximale de deux ans, tout en faisant parallèlement valoir le principe de l'« accord tacite » : si le requérant n'obtient pas de décision après l'expiration du délai, l'autorisation est réputée accordée (Suisseéole, 2022b).

Il est douteux cependant que les mesures évoquées puissent améliorer la situation de l'investisseur. En effet, les délais fixes contraignants pour les autorités apportent aussi des désavantages (voir Carpenter & Grimmer, 2009) : premièrement ils provoquent une plus grande variabilité des délais de décision. Même si les décisions sans délais fixes nécessitent souvent plus de temps, leur durée est en règle générale bien prévisible. En second lieu, une telle réglementation augmente le nombre de « décisions arbitraires ». Les autorités ne veulent pas laisser prévaloir un « accord tacite », et il est prouvé que des décisions précipitées et de moindre qualité sont prises. Un recours n'en est que plus probable (Carpenter & Grimmer, 2009). Des initiatives similaires concernant l'autorisation de médicaments aux Etats-Unis ont conduit à des cas patents de mauvaise gouvernance (Carpenter et al., 2008). Fixer des délais rigides n'est donc pas à recommander.

3.3.3 _Sortir du nucléaire ?

Avec l'acceptation de la Stratégie énergétique 2050 (votation populaire de 2017), la Suisse a décidé également la sortie de l'énergie nucléaire (BFE, 2020b). L'autorisation de construction de nouvelles centrales nucléaires est ainsi interdite. Actuellement, quatre réacteurs sont encore en service : à Beznau (1 & 2), Gösgen et Leibstadt. En 2022 précisément, ces réacteurs ont fortement contribué à la sécurité de l'approvisionnement, avec une production d'environ 23 TWh d'électricité, ce qui représente environ 38 % de la consommation du pays.⁹⁶ L'interdiction de remplacement des réacteurs actuels pourrait poser problème à la résolution du trilemme énergétique (voir chapitre 1).

En 2022 les réacteurs ont fortement contribué à la sécurité de l'approvisionnement.

⁹⁶ Environ 4,5 TWh de plus qu'en 2021.

Old but Gold?

Les quatre réacteurs – malgré d’importants rééquipements et améliorations au cours des décennies – seront très vraisemblablement mis définitivement à l’arrêt dans les 20 prochaines années (voir tableau 3). Contrairement à d’autres pays, par ex. l’Allemagne, la Suisse n’a pas fixé dans la loi de durée d’exploitation maximale. Les centrales nucléaires continuent donc de fonctionner tant qu’elles satisfont aux exigences de sécurité et que leur exploitation reste économiquement viable. Concernant la sécurité, elles doivent se soumettre tous les dix ans à un contrôle de sécurité de l’Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (Ifsn) (Ensi, 2018).

La centrale nucléaire de Mühleberg, mise définitivement à l’arrêt en 2019, aurait pu continuer de fonctionner. La société BKW qui l’exploite a cependant décidé, pour des raisons économiques⁹⁷, une mise à l’arrêt définitive (Witschi, 2022). Si une boule de cristal avait pu alors montrer quelle serait l’évolution des prix dans les années suivantes (leur montée en flèche), la date d’arrêt aurait certainement été repoussée.

Les Perspectives énergétiques de la Confédération se basent sur l’hypothèse d’une durée d’exploitation de centrales nucléaires de 50 ou 60 ans (BFE, 2020a). Leibstadt serait ainsi le dernier réacteur à être débranché du réseau, en 2034 ou 2044 : une chance assurément pour la Suisse qu’il s’agisse du plus gros réacteur. Les dates de mise hors service sont importantes dans la mesure où autour de 2040, la Suisse se trouvera dans une phase transitoire de dépendance accrue aux importations. Les centrales à hydrogène (voir chapitre 3.3.4) devraient commencer à entrer en service en nombre significatif à partir de 2040 seulement. Si la durée d’exploitation des centrales nucléaires est de 50 ans, plutôt que 60, il faut s’attendre à ce que les importations nettes d’électricité augmentent non seulement plus tôt, mais aussi dans des volumes nettement plus importants (Marti et al., 2022, p. 37). La sécurité de l’approvisionnement de la Suisse en souffrirait.

Tableau 3
Les centrales nucléaires en Suisse

Réacteur	Puissance	Mise en service	Mise hors service définitive (prévisionnelle)*	Production 2022	Part dans la production suisse d’électricité 2022
Mühleberg	390 MW	1972	2019 (déjà hors service)	—	—
Beznau 1	380 MW	1969	2029	2,6 TWh	4,0 %
Beznau 2	380 MW	1972	2032	3,0 TWh	4,7 %
Gösgen	1060 MW	1979	2039	7,9 TWh	12,4 %
Leibstadt	1275 MW	1984	2044	9,8 TWh	15,4 %

Source : Ensi, 2023; IAEA, 2023

* En cas de durée d’exploitation de 60 ans.

97 Il convient de noter que les prix de l’électricité étaient bas durant la dernière décennie et que l’IFSN avait imposé à la société BKW d’importants rééquipements de sécurité.

A l'inverse, porter la durée d'exploitation de 50 à 60 ans réduira les importations. Plus précisément, selon des estimations actuelles, les importations de 2030 pourraient être réduites et passer de 4 à 2 TWh, et en 2040 elles pourraient passer de 9 à 5 TWh (Hug et al., 2023, p. 23). Pour rappel : l'année dernière, la Suisse a importé environ 3 TWh d'électricité (voir section 2.1). Pour cette raison, une durée d'exploitation de 60 ans est une option à prendre sérieusement en considération. Une durée d'exploitation de jusqu'à 80 ans pour les réacteurs de Gösgen et Leibstadt a déjà été proposée dans les médias. D'avis d'experts, elle a été jugée techniquement possible (Meier, 2022). Une étude de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN, ou NEA en anglais) (NEA, 2022) a également analysé cette possibilité et jugé qu'elle serait pour la Suisse le moyen le plus économique d'atteindre l'objectif du zéro net.⁹⁸

Une exploitation prolongée des réacteurs occasionne des coûts considérables aux exploitants, comme le montre l'exemple de Mühleberg : si les coûts de la prolongation d'exploitation sont trop élevés par rapport aux gains attendus, la rationalité économique suggère une mise à l'arrêt définitive. On peut se demander dans ce cas si – dans l'intérêt de l'accroissement de sécurité d'approvisionnement et de l'égalité de traitement avec d'autres technologies de production sans émissions de GES – les fonds du supplément réseau ne pourraient pas servir pour le financement du rééquipement.

Une durée d'exploitation de 60 ans pour les réacteurs de Gösgen et Leibstadt a été jugée possible.

Cela serait seulement une solution de second choix. D'abord parce qu'il convient ici aussi, comme pour le subventionnement des énergies renouvelables, de considérer que l'instauration d'une tarification systématique du CO₂ (afin de créer la plus grande vérité possible sur les coûts) et d'une réglementation neutre technologiquement, pourrait permettre de renoncer à toute forme de subventions (voir chapitre 3.1.1).⁹⁹ Et d'autre part, si les prix de l'électricité étaient élevés, un subventionnement public entraînerait des effets d'aubaine.

Question de rentabilité

Dans l'étude de l'AEN évoquée ci-dessus (2022), deux autres options sont présentées : elles font l'hypothèse de la construction d'une ou deux nouvelles centrales nucléaires d'une puissance de 1,6 GW. Derrière le scénario de la prolongation d'exploitation de Leibstadt et Gösgen, ces scénarios sont ceux présentant les moindres coûts économiques pour atteindre l'objectif du zéro net.¹⁰⁰ Pour juger de cette option « Construction de nouvelles centrales » en Suisse, il est intéressant d'observer la situation au-delà des frontières : à l'été 2023, l'Allemagne a définitivement arrêté sa

⁹⁸ A condition que les capacités de réseau pour les échanges d'électricité avec les pays voisins restent au niveau de 2022.

⁹⁹ Cela vaut également pour la construction de nouvelles centrales nucléaires.

¹⁰⁰ Pour les deux scénarios suivants : (1) nouvelles centrales nucléaires et (2) production exclusivement à base d'hydraulique, de photovoltaïque et un peu d'éolien, les coûts d'investissement seraient deux fois plus élevés qu'avec la prolongation de durée d'exploitation des réacteurs de Gösgen et Leibstadt. Tous les scénarios en approvisionnement autarcique provoquent des hausses massives de coûts.

dernière centrale.¹⁰¹ Mais à travers l'Europe, la tendance semble inverse. Il est vrai que seulement deux réacteurs sont actuellement en construction dans l'UE ¹⁰², mais sept sont planifiés et pas moins de 25 ont été proposés. La France et la Pologne se trouvent à la tête de cette tendance, avec chacune six réacteurs planifiés (World Nuclear Association, 2023).¹⁰³

L'option de construire de nouvelles centrales nucléaires en Suisse ne suppose pas seulement que soit levée l'interdiction de nouvelles autorisations, mais aussi que se trouvent des investisseurs (privés). Car en plus des obstacles politiques et légaux, le développement des énergies renouvelables avec soutien de l'Etat fait peser des doutes économiques sur la construction de centrales nucléaires. Celles-ci ont en commun avec les énergies renouvelables de ne pas pouvoir adapter leur production de façon optimale pour suivre la courbe de la demande. C'est pourquoi idéalement, les énergies renouvelables devraient être complétées par des technologies qui couvrent bien les charges moyennes et les charges de pointe, par exemple les centrales à biomasse ou à gaz (Hirth et al., 2015; Open Electricity Economics, 2023). Les centrales à hydrogène flexibles sont également une réponse à ce besoin (voir chapitre 3.3.4).

Le centrales nucléaires ne peuvent pas adapter leur production de façon optimale pour suivre la courbe de demande.

Exploiter une centrale nucléaire de manière flexible entraîne – en raison des prérequis technologiques – une envolée du coût par kWh. L'étude de l'AES (Marti et al., 2022) a également examiné cette problématique et conclu que la construction de nouveaux réacteurs (en supposant que la Suisse sera raccordée à l'infrastructure européenne de l'hydrogène) ne présente pas d'intérêt économique. Il faut ajouter qu'en cas d'échec à donner aux énergies renouvelables une part élevée dans la production totale d'électricité (par ex. à cause de la lenteur des procédures d'autorisation, voir chapitre 3.3.2), la charge de base assurée par le nucléaire continue d'avoir sa place dans un mix électrique optimal.

Des temps de construction qui s'étirent en longueur

S'ajoutent aux considérations qui précèdent le fait que les longs temps de construction des centrales nucléaires en Europe, et les coûts qui y sont liés ¹⁰⁴, ont certainement un effet dissuasif sur les investisseurs. Ainsi depuis 2016, une centrale seulement a été achevée – Olkiluoto en Finlande – après 17 ans de travaux (IAEA, 2023). Ces longues durées mettent les investisseurs face à des exigences réglementaires qui se durcissent constamment et elles empêchent une planification efficace. Parfois des éléments déjà bâtis doivent être démolis parce que les exigences ont évolué durant la construction (Economist, 2022). Ainsi, tant le réacteur finnois d'Olkiluoto que

101 Pour compenser la perte, l'Allemagne a eu recours à de nouvelles énergies renouvelables, y compris importées. Celles-ci avaient un moindre coût pour l'Allemagne que la production d'électricité dans ses propres centrales à énergies fossiles.

102 En France et en Slovaquie.

103 Données à la date d'avril 2023.

104 Le coût de nouvelles centrales nucléaires est nettement plus élevé en Europe qu'en Chine ou Corée du Sud (Rothwell, 2022). Cependant, les analyses économiques ne sont presque jamais le facteur déterminant pour la décision de construction ou non d'une nouvelle centrale nucléaire (Wealer et al., 2018, p. 7) : la décision est politique.

le projet britannique de Hinkley Point ont dû démonter plusieurs fois des éléments de construction déjà installés et les réaliser de nouveau depuis le début (Schlumpf, 2023).

Il est important que la Suisse suive de près les évolutions dans les technologies nucléaires. A moyen terme, l'attention en la matière devrait porter sur les moyens de poursuivre l'exploitation des centrales de Gösgen et de Leibstadt de façon sûre et rentable en vue de porter leur durée d'exploitation au-delà de 60 ans. Ces centrales peuvent apporter une importante contribution au respect des objectifs climatiques 2050, ainsi qu'à la sécurité d'approvisionnement durant l'hiver, avant que des solutions alternatives soient opérationnelle: par exemple grâce au développement massif des renouvelables et au stockage saisonnier. A long terme la Suisse ne devrait pas se barrer réglementairement elle-même la route et se laisser la possibilité d'utiliser les perfectionnements futurs des technologies nucléaires de production d'énergie. Cela impliquerait de lever, le temps venu, l'interdiction de nouvelles autorisations pour centrales nucléaires.¹⁰⁵

L'attention devrait porter sur les moyens de poursuivre l'exploitation des centrales de Gösgen et de Leibstadt.

3.3.4 _Raccordement de la Suisse à l'infrastructure européenne de l'hydrogène

L'hydrogène est souvent cité comme une composante importante de la transition énergétique. Et à tout le moins, il participe aux processus à haute température dans l'industrie, pour lesquels la densité énergétique des renouvelables ou de l'électricité ne suffit pas. La combustion d'hydrogène libère uniquement de la vapeur, aucun GES n'est émis.

Un agent énergétique haut en couleur

Le bilan climatique de l'hydrogène dépend de façon déterminante de son mode de production. On se sert souvent à ce égard d'un «code couleur»: selon son processus de fabrication, l'hydrogène est qualifié d'une certaine couleur (BMWi, 2020, p. 29):

- **Vert:** l'hydrogène est produit par électrolyse. L'électricité nécessaire doit provenir d'une source renouvelable. L'hydrogène obtenu n'a ainsi pas émis de CO₂. Si des produits dérivés, tels que l'ammoniac, le méthane ou le méthanol, sont élaborés à partir de cet hydrogène «vert», on parle de Power-to-X (PtX).¹⁰⁶
- **Gris:** hydrogène qui est extrait d'hydrocarbures fossiles – principalement par reformatage à la vapeur (vaporeformatage) de gaz naturel. Le CO₂ émis dépend de la substance de départ utilisée; l'hydrogène ainsi obtenu n'est pas climatiquement neutre.

¹⁰⁵ Il serait également important d'envoyer un signal correspondant à la recherche en Suisse. Sans perspectives d'avenir dans ces technologies, elles ne susciteront l'intérêt de presque aucun étudiant. Sans contre-mesure, il y aura érosion des connaissances.

¹⁰⁶ En fonction de l'état de la matière que prend le produit dérivé, on parle également de Power-to-Gas ou Power-to-Liquid.

- **Bleu** : le CO₂ émis lors de la production d'hydrogène est séparé et stocké.¹⁰⁷ Tous éléments bien considérés, la production est ainsi climatiquement neutre.
- **Turquoise** : l'hydrogène est obtenu par pyrolyse du méthane.¹⁰⁸ Au lieu de CO₂, il en résulte du carbone solide. Si la chaleur de processus nécessaire est fournie sans émettre de CO₂, cette production d'hydrogène est climatiquement neutre.

L'éventail de couleurs comprend également le jaune (hydrogène produit à partir du mix électrique commun) et le rouge (au cas où l'électrolyse est effectuée à partir d'électricité nucléaire). L'hydrogène orange est produit à partir de matières organiques comme le biogaz ; l'hydrogène brun par gazéification de lignite. L'hydrogène à l'état naturel est qualifié de blanc.

Selon son processus de fabrication, l'hydrogène est qualifié d'une certaine couleur.

L'Allemagne donne la priorité à l'utilisation et la promotion de l'hydrogène vert. Le Japon et les Etats-Unis au contraire adoptent une approche technologiquement neutre, où le facteur déterminant est l'intensité carbone¹⁰⁹ au cours des années suivantes (Grinschgl et al., 2021, p. 2). Dans l'UE, l'hydrogène est considéré comme renouvelable lorsque l'électrolyse est réalisée au moyen d'électricité renouvelable. L'objectif est d'encourager l'augmentation de la quantité d'énergie renouvelable (Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184, 2023).¹¹⁰

MacGyver de la transition énergétique ?

L'hydrogène connaît un grand nombre d'applications mais le bien-fondé de certains de ses emplois fait encore l'objet de débats. Dans la sidérurgie et l'industrie chimique, comme réactif ou matière première, ainsi que dans les processus à hautes températures, son emploi n'est pas contesté. Pour la décarbonation des processus à basses températures, son efficacité insuffisante, en comparaison par ex. de l'électrification, le tient à part des technologies recommandées (Deutsch & Flis, 2022, p. 12).

La production d'hydrogène vert nécessite cependant de grandes quantités d'électricité renouvelable, notamment en raison des importantes pertes d'énergie liées aux pertes de transformation lors de la production et l'utilisation. Ainsi dans le bâtiment, une pompe à chaleur utilisant de l'électricité renouvelable offre de nets avantages par rapport à l'hydrogène ou d'autres solutions « Power-to-Gas » (Gerhardt et al., 2020).¹¹¹

Le même raisonnement s'applique également dans le secteur du transport (Helms et al., 2019). Le potentiel le plus élevé semble concerner le transport aérien et maritime de longue distance, où une électrification apparaît difficile dans un proche avenir. Dans ce secteur, l'hydrogène peut être

¹⁰⁷ Par exemple au moyen de Carbon Capture and Storage (CCS) : captage et stockage (séquestration) du dioxyde de carbone.

¹⁰⁸ Dissociation thermique du méthane.

¹⁰⁹ Quantité d'émissions de dioxyde de carbone libérée lors de la production ou l'utilisation d'une source d'énergie.

¹¹⁰ Selon ce règlement délégué, tous les combustibles et carburants renouvelables d'origine non biologique (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO) doivent être produits avec de l'électricité de sources renouvelables.

¹¹¹ L'efficacité supérieure ou non d'une électrification directe dépend fortement du type d'utilisation (Deutsch & Flis, 2022, p. 10).

employé pour la production de carburants neutres pour le climat. Un autre potentiel de développement se trouve dans l'utilisation directe de l'hydrogène dans les bus et les camions. Il existe déjà en Suisse un réseau de stations-service correspondantes. Il convient de noter cependant que les progrès technologiques augmentent l'intérêt économique des camions à batterie sur des distances toujours croissantes, et que ces solutions concurrencent ainsi de plus en plus l'hydrogène comme source d'énergie

(Nykqvist & Olsson, 2021).

L'hydrogène peut servir de solution de stockage. Un système énergétique prédominé par le solaire et l'éolien (par ex. Bloomberg NEF, 2021) produit des excédents d'électricité lors des jours de forte intensité. Au lieu de diminuer alors la puissance produite par l'installation ou de laisser se perdre l'électricité (par ex. en activant les chauffages d'aiguillage de voies ferrées), il est possible de produire et stocker de l'hydrogène grâce au PtX. Dans les centrales à gaz transformées à cet effet, cet hydrogène peut ensuite être de nouveau converti en électricité afin de couvrir les charges de pointe durant les périodes sombres et sans vent (« Dunkelflauten »)¹¹². Les pertes de transformation sont élevées mais dans la mesure où il s'agissait initialement d'électricité en excès, le critère d'efficacité joue un rôle secondaire en l'absence de possibilités de stockage ayant un meilleur rendement économique.

L'Allemagne surtout mise sur cette méthode, compte tenu de la part déjà élevée des nouvelles énergies renouvelables ; en raison de la sortie du nucléaire, elle devrait bientôt intensifier ses efforts en ce sens (Deutschlandfunk.de, 2022).¹¹³ Selon une étude des gestionnaires de réseau allemands, il existe un besoin à court ou moyen terme de centrales à gaz correspondantes, principalement dans le sud de l'Allemagne. En raison de leur flexibilité, ces centrales seraient majoritairement utilisées pour des opérations de redispatching (voir chapitre 3.1.2). L'approvisionnement de ces centrales présume une efficace infrastructure de transport (TenneT et al., 2023), qui nécessite encore des investissements.

L'hydrogène peut servir de solution de stockage.

Il est envisageable que l'hydrogène puisse jouer un rôle similaire en Suisse – à la différence qu'il ne serait pas majoritairement auto-produit dans notre pays.¹¹⁴ Il est bien plus probable qu'il soit importé d'Allemagne ou via l'Italie. En hiver surtout, l'option de centrales à hydrogène d'utilisation flexible (voir section 2.1) pourrait renforcer la sécurité d'approvisionnement. L'étude de l'AES estime même que l'hydrogène vert importé pourrait devenir un pilier de l'approvisionnement énergétique suisse. Les centrales à hydrogène pourraient produire jusqu'à 13 TWh d'électricité, dont 9 TWh en hiver.¹¹⁵

112 Faible production d'électricité à partir de l'énergie solaire et éolienne en période de basses températures.

113 Il est également prévu que le biométhane soit utilisé dans ces centrales.

114 Détails à ce sujet dans les pages suivantes.

115 Soit 20 % des besoins estimés d'électricité en hiver en 2050.

Cela présuppose cependant que la Suisse soit intégrée dans l'infrastructure européenne de l'hydrogène. Ce n'est qu'à cette condition qu'une quantité suffisante d'hydrogène vert bon marché se trouvera à disposition. La construction de nouvelles centrales nucléaires (voir section 3.3.3) de dernière génération n'aurait alors quasiment plus d'intérêt économique (Marti et al., 2022, p. 66). Compte tenu de la recommandation de l'ElCom (2023) de renforcer les capacités de réserve d'ici 2030 (voir section 3.1.1), l'hydrogène pourrait jouer un rôle important en tant que source d'énergie climatiquement neutre.

L'inévitable question de l'UE

Tandis que l'approvisionnement en hydrogène vert est encore largement une vue théorique en Suisse, d'autres pays européens prennent déjà des mesures concrètes en ce sens. Compte tenu de la décarbonation, la demande est fortement poussée par l'industrie. La dorsale hydrogène européenne (European Hydrogen Backbone, EHB) est une initiative de plusieurs gestionnaires européens d'infrastructures énergétiques visant à assurer l'approvisionnement en hydrogène, particulièrement dans les grands centres de consommation. En pratique, il est prévu qu'en 2030 l'hydrogène soit acheminé en Europe via cinq corridors. L'un des corridors part d'Afrique du Nord, passe par l'Italie et pourrait contourner la Suisse par l'Autriche (EHB, 2022).¹¹⁶

Parce que la Suisse a un statut de pays tiers, elle risque de manquer la correspondance pour avoir accès à l'infrastructure européenne de l'hydrogène.

En principe, la Suisse serait bien placée pour avoir accès à l'infrastructure européenne de l'hydrogène. Pourtant, parce qu'elle a un statut de pays tiers, et parce que l'accord avec l'UE sur les questions institutionnelles reste encore en suspens, la Suisse risque de manquer la correspondance. Avec le gazoduc de transit qui approvisionne actuellement la Suisse en gaz naturel, il existe déjà une connexion avec l'Italie, la France et l'Allemagne (Swissgas, s. d.). En 2040, cette liaison pourrait faire partie d'une infrastructure européenne de l'hydrogène, laquelle devrait être mûre d'ici là, et transporter cet agent énergétique depuis les pays du Sud vers la Suisse, ainsi que vers les pays plus au nord (EHB, 2022, p. 13). Des gazoducs rééquipés et mis à niveau ne représentent pas seulement pour l'hydrogène l'option de transport la moins coûteuse (Deutsch & Flis, 2022, p. 34). La Suisse tient ici un atout en main qu'il s'agit maintenant de faire valoir avec adresse. Adapter ces gazoducs et les intégrer dans l'EHB signifierait finalement renforcer la sécurité de l'approvisionnement suisse.

Pour mener à bien ce projet, des accords entre la Suisse et ses pays voisins, ainsi qu'avec l'EU, pourraient cependant être nécessaires. Ces accords devraient préciser les exigences aussi bien réglementaires que techniques, ainsi qu'un cadre tarifaire (Kowalski & Goetz, 2022). La Suisse doit également évaluer la quantité d'hydrogène dont elle a besoin. L'UE a déjà présenté

116 Outre le corridor Afrique du Nord–Italie, des gazoducs sont également prévus à travers l'Europe de l'Ouest, la mer du Nord, la région baltique et le Sud-Est de l'Europe.

en 2020 une stratégie de l'hydrogène qui doit contribuer de manière substantielle à la réalisation des objectifs climatiques (Mitteilung der Kommission 2020/301 final, 2020). La prochaine étape sera l'adoption d'un paquet législatif pour la décarbonation des marchés de l'hydrogène et du gaz, qui fixe les règles correspondantes pour le marché intérieur (Rat der EU, 2023).

L'hydrogène est un agent énergétique très polyvalent, mais son utilisation demande d'importants investissements à tous les niveaux – de la production à l'utilisation.¹¹⁷ C'est une des raisons pour laquelle la mise à niveau d'infrastructures de gaz déjà existantes¹¹⁸ (tel que le gazoduc de transit en Suisse) pour les rendre compatibles avec l'hydrogène représente en général le bon choix économique. Les capitaux nécessaires ne pourront être mobilisés par les investisseurs privés que s'ils y trouvent la sécurité d'investissement nécessaire. C'est l'objectif des conditions-cadre élaborées par l'UE.

La Suisse aussi ferait bien de définir rapidement et clairement sa stratégie de l'hydrogène à long terme, dans sa dimension internationale. L'un des objectifs doit être la conclusion d'un accord sur l'énergie avec l'UE (voir chapitre 3.1.2). Cette coopération, comme l'illustre ici l'exemple de l'hydrogène, devrait à l'avenir aller au-delà du secteur électrique. Parce que la production d'hydrogène en Suisse ne sera certainement pas une option économiquement viable, la Suisse doit se concentrer sur l'obtention de bonnes conditions-cadre pour les importations. Des accords avec des Etats tiers en font partie.

L'un des objectifs doit être la conclusion d'un accord sur l'énergie avec l'UE.

Quelles origines pour l'hydrogène?

A proximité des centrales au fil de l'eau ou des usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM)¹¹⁹, dans un contexte de prix bas de l'électricité, une production helvétique d'hydrogène pourrait avoir du sens. Fondamentalement, la production en Suisse sera difficilement rentable¹²⁰, en raison de la brièveté des périodes estivales où des excédents d'électricité renouvelable sont disponibles (Marti et al., 2022, p. 46); durant les autres périodes, la production électrique est absorbée par la demande croissante (BFE, 2022a, p. 6). Une installation «PtX» resterait vraisemblablement la plupart du temps à l'arrêt.

L'UE poursuit l'objectif très ambitieux de produire elle-même dix millions de tonnes d'hydrogène d'ici 2030, complétées d'une même quantité d'importations. Pour réaliser cet objectif, elle n'instaure pas seulement les

117 La stratégie de l'hydrogène de l'UE évalue les investissements cumulés nécessaires dans l'hydrogène renouvelable entre 180 et 470 milliards d'euros d'ici 2050.

118 Une réaffectation appelée «repurposing».

119 En plus de la chaleur, les UIOM peuvent également produire de l'électricité. Lors de l'année record 2017, cette production a même atteint 2338 GWh (opendata.swiss, 2022).

120 Les coûts de production élevés proviennent du faible nombre d'heures d'exploitation, conjugué avec d'importantes capacités de production à disposition. Selon une étude de l'AES, une électrolyse indigène ne resterait en exploitation que jusqu'à l'intégration de la Suisse dans l'EHB. Dans un scénario où la politique énergétique de la Suisse l'intégrerait mal dans l'Europe et où de nouvelles infrastructures énergétiques se heurteraient à une faible acceptance, la production indigène d'hydrogène se prolongerait plus longtemps.

conditions-cadre pour la création d'un marché, mais encourage également des projets d'hydrogène à titre de projets importants d'intérêt européen commun (Europäische Kommission, 2023).¹²¹ L'hydrogène vert peut être produit partout ; la hausse de la demande devrait cependant profiter surtout à des Etats comme le Maroc ou l'Australie, qui disposent, outre de bonnes infrastructures, également de suffisamment d'énergie renouvelable et d'accès à l'eau. L'hydrogène peut y être produit à moindre coût (Stocker, 2023). Pour atteindre ses objectifs d'importations, l'UE a également initié des partenariats avec des pays comme l'Egypte, le Kazakhstan et la Namibie (ECFR, 2023).

En considération de la forte dépendance au gaz naturel russe avant la guerre en Ukraine, ou de la position prédominante de la Chine pour la production de panneaux photovoltaïques, il ne faudrait pas que l'importation d'hydrogène entraîne une dépendance trop unilatérale dès la phase de constitution du marché, en dépit du fait que la répliquabilité du processus de production rend le risque d'une utilisation de l'hydrogène comme moyen de pression politique assez faible.

Il ne faudrait pas que l'importation d'hydrogène entraîne une dépendance trop unilatérale dès la phase de constitution du marché.

¹²¹ Appelés «projets importants d'intérêt européen commun» (PIIEC), ou IPCEI (Important Projects of Common European Interest).

4_ Recommandations politiques

La politique énergétique est une matière complexe. Le conflit d'objectifs entre les exigences d'augmentation de la sécurité d'approvisionnement, de la durabilité et de maintien de la rentabilité économique – résumé par le trilemme énergétique (voir chapitre 1) – exige de trouver un équilibre entre les intérêts concernés. La politique énergétique est également rendue complexe par les lois de la physique – ainsi les propriétés du courant électrique –, qui sont un donné qu'il n'est pas possible de mettre de côté. Cela est trop souvent négligé; or une intervention politique sur un point peut conduire à des conséquences non souhaitées en un autre point du système.

La complexité est encore accrue par le fait que les trois échelons de l'Etat (Confédération, cantons et communes) adoptent leurs propres mesures de politique énergétique. La coordination est rudimentaire, les effets d'aubaine – comme l'a montré récemment un rapport du CDF (2023) – importants et nombreux. Et à cet enchevêtrement complexe s'ajoutent les grands écarts de vue, concernant certains points, sur la position où placer le curseur afin de résoudre au mieux ce trilemme. En définitive, il y a à peine d'avancées pour améliorer la situation.

Certes, en comparaison internationale, notre pays ne semble pas s'y prendre trop mal. Le classement à la deuxième place (World Energy Council, 2022) ne doit cependant pas faire illusion: le potentiel d'optimisation est large, et le classement actuel ne présage en rien du classement futur. Le présent chapitre final réunit les recommandations sur la voie que devrait suivre à présent la politique énergétique suisse.

1_ **Assurer la sécurité de l'approvisionnement**

L'objectif prioritaire devrait être d'assurer la sécurité de l'approvisionnement, et ainsi finalement d'augmenter la résilience de l'approvisionnement énergétique. Même si la douceur de l'hiver 2022/23 n'a pas rendu nécessaire de recourir aux plans d'urgence et aux capacités supplémentaires mises en place en peu de temps et à grand coût, il n'en reste pas moins que, selon les dernières estimations (ElCom, 2023) des modèles, le pire des scénarios («worst-case») implique un risque considérable.

Le premier appel d'offres est en cours pour adjudger les centrales de réserve qui à partir de 2026 se substitueront aux mesures actuelles, limitées dans le temps. De telles réserves sont tenues en dehors du marché et n'entreraient en opération que dans une situation effective de pénurie où l'offre du marché ne couvrirait plus la demande. Elles constituent ainsi une sécurité pour éviter une pénurie et les coûts économiques élevés qu'elle entraînerait. Car ni le volume ni le rythme de développement des énergies renouvelables ne peuvent être estimés aujourd'hui – cf. le rejet du Solar Express lors de la votation dans le canton du Valais. Et le volume exact de la future demande d'électricité est également une inconnue. Il

L'objectif prioritaire devrait être d'augmenter la résilience de l'approvisionnement énergétique.

faut donc saluer l'idée – telle que la propose également l'ElCom (2023) – d'avancer par étapes et de réévaluer en continu les évolutions afin d'apporter aux mesures les éventuelles adaptations nécessaires.

Durant l'hiver 2022/23, les risques de pénuries d'agents énergétiques qui concentraient le plus l'attention concernaient le gaz et l'électricité. Concernant le gaz, la Suisse est, à l'exception d'une petite quantité de production indigène, dépendante des importations, et elle le restera dans un futur proche. La Suisse a bénéficié de la réaction de l'UE de remplacer le gaz russe par du LNG. La situation s'est alors détendue en Europe, même si le niveau des prix est aujourd'hui plus élevé qu'avant la guerre en Ukraine. Cependant, en raison de l'objectif du zéro net, les importations de gaz fossiles ne dureront pas toujours: d'une part, la consommation de gaz devrait diminuer à la suite de la transition énergétique – qu'on pense au remplacement des chaudières au gaz par des pompes à chaleur ou de la chaleur à distance –, et d'autre part, pour les usages difficilement électrifiables, l'hydrogène vert paraît la solution de substitution la plus adaptée à long terme. Mais comme la Suisse n'auto-produira à l'avenir aussi que de très faibles quantités d'hydrogène, la dépendance aux importations demeurera.

L'électricité pèse déjà fortement dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse et ce poids continuera d'augmenter.

La situation se présente différemment pour l'électricité: la Suisse produit elle-même la plus grande part de l'électricité qu'elle consomme, mais reste dans un avenir prévisible, surtout en hiver, dépendante des importations. Sans prise de mesures, la lacune d'approvisionnement en hiver se creusera, vu le besoin croissant d'électricité pour la mobilité et la fourniture de chaleur. Un tel niveau de dépendance aux importations hivernales contrecarre l'objectif de renforcement de la sécurité d'approvisionnement. L'électricité pèse déjà fortement dans l'approvisionnement énergétique de la Suisse et ce poids continuera d'augmenter. Au vu du haut potentiel de dommages économiques d'une pénurie d'électricité, qui se chiffrent en une ou plusieurs centaines de milliards, initier les mesures capables de l'empêcher a la plus haute priorité.

Changements à initier

– Renforcement de la production au moyen des financial Contracts for Differences (fCfD)

Le développement de la production indigène d'électricité est une mesure qui s'impose. Les fCfD (voir chapitre 3.1.1) garantiraient bien mieux ce développement que la prime de marché glissante qui a été décidée. Il importe de ne pas seulement stimuler ainsi la production électrique, particulièrement hivernale, mais d'investir aussi simultanément dans les réseaux.

– Suppression des redevances hydrauliques

Le renforcement de la production d'énergie a pour but d'approvisionner la Suisse en électricité sans gaz à effet de serre. L'efficacité de la mesure ne doit pas être amoindrie par la poursuite de buts secondaires.

Les redevances hydrauliques, dont les motifs relèvent de la politique régionale, diminuent l'attractivité de nouveaux investissements dans l'hydraulique, car les potentiels exploitants de centrales sont tenus de partager leurs gains avec le concédant. Les redevances hydrauliques doivent être conçues de façon plus proche du marché ou être supprimées. La réglementation actuelle arrive à échéance à fin 2030 ; il convient de la réviser en profondeur avant cette date.

– Ouverture aux investisseurs étrangers

Amélioration des conditions-cadre pour les nouveaux investisseurs nationaux et étrangers. Au lieu d'améliorer les conditions favorisant des investissements dans le développement de l'infrastructure énergétique, le Parlement empêche les bailleurs de fonds étrangers d'avoir une activité en Suisse. Il convient de mettre un terme à cette réglementation. La Suisse doit s'ouvrir au lieu d'encore davantage s'isoler.

– Augmenter efficacement l'efficacité énergétique

Les appareils et enveloppes de bâtiment inefficients doivent – en tenant compte du bilan écologique global – être remplacés ou rénovés. L'impulsion cependant ne doit pas venir de subventions ni d'une offre de conseil financée par l'Etat, mais de prix dynamiques pour les consommateurs finaux. L'efficacité énergétique diminue le besoin d'investissements supplémentaires dans la production et la distribution d'énergie pour la couverture des pics de consommation. Une précondition serait l'ouverture complète du marché de l'électricité. Au contraire, l'acte modificateur unique prévoit l'obligation pour les gestionnaires de réseaux de distribution de prendre des mesures d'efficacité: cela crée un autre niveau de bureaucratisation – et des coûts pour les consommateurs. Cette obligation concurrence en outre des instruments existants et déjà bien éprouvés, tels que les conventions d'objectifs et l'étiquette énergétique.

Une précondition
serait l'ouverture
complète du marché
de l'électricité.

Mettre en œuvre rapidement les mesures discutées

– Prolongation d'exploitation des centrales nucléaires existantes

Aux alentours de 2040, les deux plus grandes centrales nucléaires suisses auront 60 ans. Si conformément aux prévisions, la consommation électrique augmente d'ici là, sans que le développement de la production de renouvelables indigènes ait suivi le même rythme, il serait moins coûteux de mettre à niveau les centrales de Gösgen et Leibstadt, en vue de la continuation de leur exploitation, que de construire une nouvelle centrale nucléaire. Cette proposition est déjà en discussion, mais ne semble actuellement pas en mesure de rassembler une majorité. Cette plus longue durée d'exploitation réduirait la dépendance de la Suisse aux importations en hiver.

– Création rapide de capacités de stockage

Les études d'aménagement, géologiques et économiques doivent être intensifiées pour déterminer les sites et les modalités de construction et d'exploitation de grands accumulateurs de chaleur saisonniers, ca-

pables de répondre aux besoins. Les entreprises privées devraient par la suite obtenir rapidement la possibilité de réaliser et exploiter les accumulateurs correspondants.

– **Priorité donnée à la sécurité de l’approvisionnement**

Parce que le temps presse, les procédures d’autorisation pour infrastructures énergétiques doivent être simplifiées. L’objectif de sécurité de l’approvisionnement, traité comme «intérêt national», doit avoir temporairement la priorité sur d’autres objectifs – en particulier la protection de la nature et du paysage : à savoir dans les périodes où l’état d’avancement du renforcement de la production électrique est insuffisant (par ex. lorsque les importations dépassent 5 TWh pendant plusieurs années).

2. Se donner les moyens des objectifs climatiques

En raison de la part élevée des sources fossiles, la politique énergétique est étroitement imbriquée dans la politique climatique. Souvent, les mesures qui ont les faveurs politiques ne sont pas les mesures les plus efficaces et efficientes économiquement, mais celles portées par des groupes de défense d’intérêts. Les propositions suivantes s’opposent à cette tendance :

Changements à initier

– **Tarification systématique des émissions de CO₂**

Pour la production d’électricité, la vérité des coûts est déjà en grande partie établie en Europe. Les centrales à énergies fossiles doivent ainsi couvrir leurs émissions par l’achat de droits d’émission correspondant sur le système d’échange. Le prix, qui se situe depuis quelque temps autour de 90 euros la tonne de CO₂, crée une incitation à investir dans des technologies de production climatiquement neutres. En toute logique, les émissions de CO₂ de tous les agents énergétiques fossiles devraient être tarifées, qu’il s’agisse de production d’énergie ou d’une autre activité économique.

En toute logique, les émissions de CO₂ de tous les agents énergétiques fossiles devraient être tarifées.

– **Réduction des subventions**

Les subventions actuelles accordées à des technologies jugées souhaitables ou à des mesures d’économie (entre autres également à de grandes centrales hydrauliques qui sont de fait déjà amorties) entraînent d’importants effets d’aubaine et introduisent des distorsions de concurrence parce qu’elles sont axées sur certaines technologies sans GES spécifiques. Il convient donc de réduire ou supprimer entièrement ces subventions.

– **Liberté de choix technologique**

Si des raisons de réalisme politique font poursuivre les politiques de subventions, le choix des technologies qui vont assurer la transition énergétique devrait être laissé aux acteurs du marché et non à la politique et à l’administration. Ainsi augmentent les chances que s’imposent les agents énergétiques climatiquement neutres les plus efficaces.

– Conversion à l’hydrogène vert

D’ici 2050, les gaz fossiles dans des domaines d’application tels que les processus à hautes températures doivent être remplacés par de l’hydrogène vert. La question est encore à peine présente dans le débat politique suisse, alors que le temps presse et que la Suisse risque de manquer son raccordement à l’European Hydrogen Backbone (EHB). Dans le cadre de la révision de la loi concernée, il faut créer les conditions permettant de réaliser la conversion technique du réseau de transport et de distribution. Le réseau de distribution de gaz de chauffage aux habitations ne doit plus faire l’objet d’investissements; il en va tout autrement des raccordements pour l’industrie, où l’hydrogène sera un agent énergétique au rôle croissant pour les processus de production.

Mettre en œuvre les mesures discutées

– Levée de l’interdiction des centrales nucléaires

Il est fondamentalement juste de lever l’interdiction technologique qui vise l’énergie nucléaire – il faut que la recherche puisse continuer également en Suisse dans ce domaine. On peut se demander cependant si le débat du nucléaire ne couvre pas des problèmes de politique énergétique plus urgents. Car même si l’interdiction était immédiatement levée, d’éventuelles nouvelles centrales nucléaires – à supposer qu’elles puissent être exploitées de façon rentable – ne contribueraient pas de façon décisive à la réalisation de la neutralité climatique d’ici 2050. La poursuite de l’exploitation des centrales existantes est certainement une solution plus pragmatique. L’agenda politique en la matière doit donc s’en tenir à ce point: il n’y a pas de date fixe pour la mise à l’arrêt définitive, les réacteurs fonctionnent aussi longtemps qu’ils remplissent les exigences de sécurité. L’exploitant décide de la date où, pour des raisons économiques, il débranchera la centrale.

Le maintien du niveau de prospérité actuel n’est pas imaginable sans utilisation d’énergie.

3_Garantir l’accessibilité financière

La politique énergétique doit garantir l’accès à l’énergie, à un coût accessible. Le maintien du niveau de prospérité actuel n’est pas imaginable sans utilisation d’énergie. Les dépenses énergétiques (toutes énergies confondues, non seulement l’électricité) ont représenté ces dernières années environ 2 % du revenu brut d’un foyer en moyenne, une part relativement faible (Bundesamt für Statistik, 2022), quoique celle-ci ait certainement augmenté ces derniers mois. Les principes suivants devraient être pris en considération quand il s’agit d’accessibilité économique:

– Principe de l’aide aux personnes plutôt que de l’arrosoir

Le passage aux agents énergétiques climatiquement neutres ne doit pas se traduire par des charges disproportionnées pour les groupes les plus pauvres de la population. Considérant la faible part des coûts de l’énergie dans le budget moyen des ménages, un plafonnement général bénéficiant à tous les consommateurs n’est pas la solution à conseiller.

Il convient plutôt d'assister de façon ciblée les personnes dans le besoin : non pas en créant de nouveaux instruments, mais dans le cadre de l'aide sociale existante.

– Utilisation de solutions intelligentes de pilotage

Pour intégrer les nouvelles technologies dans le mix électrique suisse – et cela concerne précisément aussi les énergies renouvelables –, la flexibilité devra jouer un rôle de plus en plus important. Une gestion intelligente de la charge de réseau et de la consommation électrique aide à optimiser l'utilisation de cette flexibilité et éviter de coûteux investissements supplémentaires dans l'infrastructure.

– Ouverture complète du marché

Tout à la fois levier pour l'introduction de solutions intelligentes dans le système électrique suisse et prérequis pour un accord sur l'électricité ou l'énergie avec l'UE, il convient de réaliser l'ouverture complète du marché de l'électricité. Elle donnerait une impulsion à de nouveaux modèles d'affaires chez les EAE et les fournisseurs tiers, en particulier des modèles de prix dynamiques. En outre, les petits consommateurs d'électricité, comme les ménages et l'artisanat, auraient ainsi le libre choix de leur fournisseur. Ils sont en pratique déjà exposés aujourd'hui à la volatilité du marché, car de nombreux fournisseurs ne produisent pas leur propre électricité mais l'achètent eux-mêmes sur le marché.

– Pas de prix de l'électricité pour l'industrie

Pour l'industrie suisse, il ne peut y avoir de « jeu à armes égales » avec la concurrence étrangère pour les coûts non mobiles liés au pays (tels que les salaires, les prix fonciers etc.), de même qu'inversement certains avantages locaux (tels que la sécurité juridique et des investissements, le système fiscal, etc.) ne sauraient être abandonnés. La politique devrait résister à la tentation d'étendre le traitement préférentiel de certaines branches, sous l'argument des hauts prix de l'énergie.

4_Coopération avec l'UE

Les échanges commerciaux d'énergie – notamment en raison des avantages comparatifs entre pays – bénéficient au niveau de vie, et de nombreuses questions énergétiques dans le contexte européen ont un aspect transfrontalier : c'est ce qui rend la coopération internationale importante, en particulier pour les énergies de réseau comme l'électricité et le gaz. Il n'est pas actuellement clair de quelle manière la coopération technique pourra être assurée à l'avenir, ni – question de niveau supérieur dont elle dépend – à quoi ressemblera la coopération institutionnelle entre la Suisse et l'UE. L'accord sur l'électricité, que l'on avait initialement souhaité conclure, se trouve compromis, parce que – selon la décision politique de l'UE – il ne peut être atteint séparément du règlement des questions institutionnelles.

Il n'est pas actuellement clair de quelle manière la coopération technique avec l'UE pourra être assurée à l'avenir.

– Signature d’accords techniques

La variante absolument minimale est la conclusion d’au moins un autre accord technique (avec la région de calcul de capacité «Core», à la frontière nord de la Suisse), en particulier afin de ne pas laisser se poursuivre la hausse des coûts de stabilisation du réseau en Suisse. Les accords techniques résolvent temporairement certaines questions urgentes précises touchant aux réseaux, mais ne peuvent se substituer à un accord sur l’électricité ou l’énergie.

– Signature d’un accord sur l’électricité

Un accord d’accès réciproque aux marchés de l’électricité rend possible la participation de la Suisse aux organes et plateformes techniques concernés de l’UE. Cet accord lèvera de plus la limitation imminente des capacités transfrontalières envers des pays tiers comme la Suisse, que l’UE a instaurée. Il resterait ainsi une capacité entière pour les importations d’électricité, en particulier durant les mois d’hiver.

– Signature d’un accord sur l’énergie

La variante la plus avantageuse économiquement à long terme – et qui ne sera certainement réalisable que dans plusieurs années – serait la conclusion d’un large accord sur l’énergie avec l’UE. La Suisse pourrait ainsi non seulement régler l’accès au marché dans le domaine de l’électricité, mais aussi idéalement assurer le raccordement à l’infrastructure européenne de l’hydrogène. L’accord pourrait en outre inclure des facilitations pour la production et le commerce d’agents énergétiques synthétiques.

La variante la plus avantageuse serait la conclusion d’un accord sur l’énergie.

Que ce soit le risque de se retrouver en pénurie d’électricité, ou que l’objectif du zéro net se révèle avoir été trop ambitieux, ou que les dépenses énergétiques dans le budget des ménages et des entreprises ne puissent être stabilisées: il y a grande urgence à s’attaquer à la complexe équation du conflit d’objectifs représenté dans le trilemme énergétique. La nécessité d’y apporter les solutions adéquates se fait chaque jour plus pressante.

Bibliographie

- AET, Azienda Elettrica Ticinese. (s. d.). Parco eolico del San Gottard. <https://www.aet.ch/Brochure-PESG-92309a00>
- Alich, Holger. (2022, juillet 16). Verlustgeschäft mit Sonnenenergie – Bund bestraft Solarbetreiber, statt sie zu fördern. Tages-Anzeiger. <https://www.tagesanzeiger.ch/bund-bestaft-solarbetreiber-statt-sie-zu-foerdern-511197952283>
- Austria-Forum. (2014). Europäisches Verbundsystem. Austria-Forum. https://austria-forum.org/af/AustriaWiki/Europ%C3%A4isches_Verbundsystem
- Avenergy Suisse. (2023a). Herkunftsstatistik Rohölimporte. <https://www.avenergy.ch/de/resultat/39-preise-statistiken/26-statistiken/40-energiestatistiken/633-herkunftsstatistik>
- Avenergy Suisse. (2023b). Tankstellen. <https://www.avenergy.ch/de/mobilitaet/tankstellen>
- Axpo. (2023a). Der Schweizer Strommarkt. <https://www.axpo.com/ch/de/ueber-uns/medien-und-politik/strommarkt-schweiz.html>
- Axpo. (2023b). Power Switcher. Power Switcher, Axpo. <https://powerswitcher.axpo.com>
- Babs, Bundesamt für Bevölkerungsschutz. (2020). Bericht zur nationalen Risikoanalyse. Katastrophen und Notlagen Schweiz 2020. <https://www.babs.admin.ch/de/aufgabenbabs/gefaehdrisiken/natgefaehrdanalyse.html>
- Bafu, Bundesamt für Umwelt. (2023a). Kenngrößen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz 1990–2021. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/zustand/daten/treibhausgasinventar.html>
- Bafu, Bundesamt für Umwelt. (2023b). Klima- und Innovationsgesetz: Abstimmung am 18. Juni 2023. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/thema-klima/klima--dossiers/klimaschutzgesetz.html>
- Bafu, Bundesamt für Umwelt. (2023c). Statistik und Evaluation des Verbandsbeschwerderechts. <https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/thema-umweltrecht/recht-fachinformation/verbandsbeschwerderecht/statistik-und-evaluation-des-verbandsbeschwerderechts.html>
- BDI, Bundesverband der Deutschen Industrie. (2020, avril 6). Corona-Krise. Schock für die Energiemärkte. <https://bdi.eu/artikel/news/corona-krise-auch-ein-schock-fuer-die-energiemaerkte/>
- Bernet, Luzi. (2023, juillet 6). Bundesrat Rösti unterzeichnet in Rom wichtige Abkommen. Neue Zürcher Zeitung. <https://www.nzz.ch/schweiz/bundesrat-roesti-unterzeichnet-in-rom-wichtige-abkommen-ld.1745890>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2019). Strategie Stromnetze. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/stromversorgung/stromnetze/netzentwicklung-strategie-stromnetze.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2020b). Was ist die Energiestrategie 2050? <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiestrategie-2050/was-ist-die-energiestrategie-2050.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2020c, novembre 12). Förderung der erneuerbaren Stromproduktion: 2021 gibt es 470 Millionen Franken für Photovoltaikanlagen. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-81111.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2021, septembre 22). Energiepolitik. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energiepolitik.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2020a). Energieperspektiven 2050+. Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/politik/energieperspektiven-2050-plus.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022a). Aufbau von Gasspeicherkapazitäten in der Schweiz und laternative Optionen für eine inländische Gasversorgung. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/73766.pdf>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022b). Auswirkungen einer starken Elektrifizierung und eines massiven Ausbaus der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien auf die Schweizer Stromverteilnetze. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-91974.html#:~:text=Die%20jährlichen%20Gesamtkosten%20des%20Verteilnetzes,der%20Anstieg%20der%20Kosten%20121%25.>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022c). Modellierung der Erzeugungs- und Systemkapazität. <https://www.news.admin.ch/newsd/message/attachments/74656.pdf>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022d). Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2021. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/gesamtenergiestatistik.html/>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022e). Thesen zur künftigen Bedeutung von Wasserstoff in der Schweizer Energieversorgung. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/forschung-und-cleantech/forschungsprogramme/wasserstoff.html>

- BFE, Bundesamt für Energie. (2022f). Windpotenzial Schweiz 2022. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/72771.pdf>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022g). Grafik zu den Verwendungsarten des Netzzuschlagsfonds. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/74083.pdf>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022h, novembre 4). Marktpremie Grosswasserkraft. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/marktpremie-grosswasserkraft.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2022i, novembre 24). Förderung Geothermie. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/foerderung-geothermie.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2023a). Gesamte Erzeugung und Abgabe elektrischer Energie in der Schweiz 2022. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2023b). Schweizerische Elektrizitätsbilanz – Monatswerte. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2023c). Wasserzins. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft/wasserzins.html>
- BFE, Bundesamt für Energie. (2023d, mars 28). Einspeisevergütung. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/foerderung/erneuerbare-energien/einspeiseverguetung.html>
- Biner, David, & Schäfer, Fabian. (2023). Bundesrat Rösli im Interview zur AKW-Frage: «Diese Diskussion ist heute müssig – wenn nicht sogar kontraproduktiv». <https://www.nzz.ch/schweiz/albert-roesti-will-keine-debatte-ueber-neue-akw-diese-diskussion-ist-muessig-wenn-nicht-sogar-kontraproduktiv-ld.1756396>
- BK, Bundeskanzlei. (2023a). Eidgenössische Volksinitiative «Jede einheimische und erneuerbare Kilowattstunde zählt!» <https://www.bk.admin.ch/bk/de/home/politische-rechte/pore-referenzseite.html>
- BK, Bundeskanzlei. (2023b). Eidgenössische Volksinitiative «Verbandsbeschwerderecht: Schluss mit der Verhinderungspolitik – Mehr Wachstum für die Schweiz!» <https://www.bk.admin.ch/bk/de/home/politische-rechte/pore-referenzseite.html>
- Bloomberg NEF. (2021). Hydrogen Economy Outlook. <https://data.bloomberglp.com/professional/sites/24/BNEF-Hydrogen-Economy-Outlook-Key-Messages-30-Mar-2020.pdf>
- BMWi, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2020). Die Nationale Wasserstoffstrategie. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>
- Boerman, Frank. (2023, juin 8). Flowbased: One year of CORE: A look at the price convergence since go live. FJL Boerman Blog. <https://boerman.dev/posts/flowbased/corepriceconvergence/>
- Bos, Stephanie. (2022, janvier 12). Die 70 %-Regel und die Schweiz. Oder warum 100 minus 70 nicht immer 30 ergibt. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2022/die-siebzig-prozent-regel.html>
- BFS, Bundesamt für Statistik. (2022). Detaillierte Haushaltsausgaben sämtlicher Haushalte nach Jahr – 2006–2020 | Tabelle. Bundesamt für Statistik. <https://www.bfs.admin.ch/asset/de/23747620>
- Bundesnetzagentur. (2023). Bundesnetzagentur – Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Internationales/Energie/ACER/start.html>
- Bundesrat. (2020). Der Bundesrat will eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/medienmitteilungen/mm-test.msg-id-81068.html>
- Bundesrat. (2021). Bundesrat verabschiedet Botschaft zum Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-84018.html>
- Bundesrat. (2022a). Energie: Bundesrat setzt Verordnung zur Wasserkraftreserve in Kraft. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90259.html>
- Bundesrat. (2022b). Energie: Bundesrat startet Sparkampagne. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-90158.html>
- Bundesrat. (2022c). Ukraine: Bundesrat und Branche stärken Gasreserven für den kommenden Winter. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-88888.html>
- Bundesrat. (2022d). Versorgungssicherheit: Bundesrat richtet ab dem nächsten Winter eine Wasserkraftreserve ein und plant Reserve-Kraftwerke. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-87202.html>
- Bundesrat. (2023a). Bundesrat legt Eckwerte des Gasversorgungsgesetzes fest. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95890.html>
- Bundesrat. (2023b). Energie: Bundesrat setzt Winterreserveverordnung in Kraft. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-92645.html>
- Bundesrat. (2023c). Stellungnahme des Bundesrats zur parlamentarischen Initiative für die Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-93446.html#downloads>

- Bundesrat. (2023d). Bundesrat will den Bau von Solar-, Wind- und Wasserkraftwerken beschleunigen. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-95916.html>
- Bürgi, Remo. (2020, septembre 17). Saisonale Wärmespeicher. Energie-Experten. <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/waermespeicher-saisonale-speicher.html>
- Carbura. (2023). CARBURA.ch. <https://www.carbura.ch/aktuelles/>
- Carella, Claudia. (2020, juin 10). The Clean Energy for all Europeans Package. Florence School of Regulation. <https://fsr.eu.eu/the-clean-energy-for-all-europeans-package/>
- Carpenter, Daniel, & Grimmer, Justin. (2009). The Downside of Deadlines.
- Carpenter, Daniel; Zucker, Evan James, & Avorn, Jerry. (2008). Drug Review Deadlines and Subsequent Safety Problems. *New England Journal of Medicine*, 358(13).
- Ciucci, Matteo. (2022). Energiebinnenmarkt (Kurzdarstellungen über die Europäische Union – 2023). Europäisches Parlament.
- Deutsch, Matthias, & Flis, Gniewomir. (2022). 12 Thesen zu Wasserstoff. Agora Energiewende. <https://www.agora-energiawende.de/veroeffentlichungen/12-thesen-zu-wasserstoff-publikation/>
- Deutsche WindGuard. (2022). 20230118_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2022.pdf. https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/20230118_Status_des_Windenergieausbaus_an_Land_Jahr_2022.pdf
- deutschlandfunk.de. (2022). Energiewende in Deutschland – Wie Habecks «Osterpaket» den Ökostrom voranbringen soll. Deutschlandfunk. <https://www.deutschlandfunk.de/osterpaket-bundesregierung-stromversorgung-100.html>
- Dujardin, Jérôme; Schillinger, Moritz; Kahl, Annelen; Savelsberg, Jonas; Schlecht, Ingmar, & Lordan-Perret, Rebecca. (2022). Optimized market value of alpine solar photovoltaic installations. *Renewable Energy*, 186, 878–888. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.01.016>
- Dümmli, Patrick, & Rühli, Lukas. (2018). Konzessionen bei den Konzessionen. https://cdn.avenir-suisse.ch/production/uploads/2018/03/2018-02_pb_wasserzinsen_konzessionen_bei_konzessionen.pdf
- Dümmli, Patrick, & Rühli, Lukas. (2021). Wirkungsvolle Klimapolitik: Der liberale Weg zu einer CO₂-neutralen Zukunft. Avenir Suisse. <https://avenir-suisse.ch/publication/wirkungsvolle-klimapolitik/>
- ECFR, European Council on Foreign Relations. (2023). EU Energy Deals Tracker. ECFR. <https://ecfr.eu/special/energy-deals-tracker/>
- Economiesuisse. (2022). Mantelerlass: Wichtig für die Versorgungssicherheit. economiesuisse. <https://www.economiesuisse.ch/de/artikel/mantelerlass-wichtig-fuer-die-versorgungssicherheit>
- EDA, Eidgenössisches Departement für auswärtige Angelegenheiten. (2010, mai 12). Bundesrat erweitert Verhandlungsmandat für ein Energieabkommen mit der EU. Medienmitteilungen. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-33069.html>
- EFK, Eidgenössische Finanzkontrolle. (2023). Wirkungsprüfung der Subventionen an grosse Photovoltaikanlagen (EFK-22325).
- EHB, European Hydrogen Backbone. (2022). A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries. <https://ehb.eu/files/downloads/ehb-report-220428-17h00-interactive-1.pdf>
- Eisenring, Christoph, & Vonplon, David. (2023). Swissgrid-Chef bietet Albert Rösti Paroli: «Auch wenn der Bundesrat anderer Meinung ist – ein Stromabkommen ist zwingend nötig». <https://www.nzz.ch/schweiz/interview-mit-swissgrid-chef-yves-zumwald-ld.1757126>
- ElCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2020). Berücksichtigung des Schweizer Netzes in der Kapazitätsberechnung der EU.
- ElCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2021a). Bericht Regelleistung und Regelenergie 2021 (Bericht der ElCom ElCom-324-13).
- ElCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2021b). Konzept Spitzenlast-Gaskraftwerk zur Sicherstellung der Netzsicherheit in ausserordentlichen Notsituation. <https://www.elcom.admin.ch/dam/elcom/de/dokumente/2022/konzeptspitzenlastgaskraftwerk.pdf>
- ElCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2023a). Aktualisierung der Berechnung zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit 2025. <https://www.admin.ch/gov/de/start/dokumentation/medienmitteilungen.msg-id-96854.html>
- ElCom, Eidgenössische Elektrizitätskommission. (2023b). Gemeinde Worb – Strompreise Schweiz. <https://www.strompreis.elcom.admin.ch/municipality/627>
- Elia Group. (2022). Flow-based market coupling mechanism extended to all 13 countries of the Core capacity calculation region, furthering the energy transition. <https://www.elia.be/fr/actualites/communiqués-de-presse>
- Energate Messenger. (2023a). Schweiz hat mehr Gas gespart als vorgesehen. <https://www.energate-messenger.ch/news/232171/schweiz-hat-mehr-gas-gespart-als-vorgesehen>
- Energate Messenger. (2023b). Schweizer Endenergieverbrauch ist 2022 leicht gesunken. <https://www.energate-messenger.ch/news/233614/schweizer-endenergieverbrauch-ist-2022-leicht-gesunken>

- EnergieSchweiz. (2019). Programmstrategie EnergieSchweiz 2021 bis 2030. <https://www.energieschweiz.ch/energieschweiz/>
- EnergieSchweiz. (2022). Jahresrechnung 2021. Die Jahresrechnung 2021 des Programms EnergieSchweiz. <https://www.energieschweiz.ch/geschaeftsbericht/geschaeftsbericht-2021/jahresrechnung/>
- Energy Community. (2023). Who we are. <https://www.energy-community.org/aboutus/whoweare.html>
- Ensi, Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat. (2018). Periodische Sicherheitsüberprüfung von Kernkraftwerken. <https://www.ensi.ch/de/wp-content/uploads/sites/2/2014/10/Richtlinie-A03-%C3%84nderung-Oktober-2018-final.pdf>
- Ensi, Eidgenössisches Nuklearsicherheitsinspektorat. (2023, janvier 19). Kernkraftwerke in der Schweiz. ENSI DE. <https://www.ensi.ch/de/themen/kernkraftwerke-schweiz/>
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2023a). Frequency Containment Reserves. https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/fcr/
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity. (2023b). Single Day-ahead Coupling (SDAC). https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/
- Erdgas Ostschweiz AG. (2014). Verbändevereinbarung und Gasmarktgesetz. <https://www.erdgasostschweiz.ch/marktoeffnung/verbaendevereinbarung/>
- Europäische Kommission. (2022, mai 18). REPowerEU: Affordable, secure and sustainable energy for Europe. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en
- Europäische Kommission. (2023). Kommission legt Vorschriften für erneuerbaren Wasserstoff fest [Text]. European Commission – European Commission. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_23_594
- Europäisches Parlament. (2023). Improving the design of the EU electricity market. Briefing. [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/745694/EPRS_BRI\(2023\)745694_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2023/745694/EPRS_BRI(2023)745694_EN.pdf)
- FinDel. (2023). Tätigkeitsbericht Finanzlegation 2022. <https://www.parlament.ch/press-releases/Pages/mm-findel-2023-03-31.aspx>
- Flatt, Markus. (2023, juin 23). Die Energiewende nimmt Fahrt auf – mit erheblichen Konsequenzen für die Verteilnetzbetreiber. EVU Partners AG. <https://www.evupartners.ch/de/blog/die-energiewende-nimmt-fahrt-auf-mit-erheblichen-konsequenzen-fuer-die-verteilnetzbetreiber>
- Forster, Christof. (2022, février 3). Mehr Schub für Erneuerbare: Bundesrat will Verfahren straffen. Neue Zürcher Zeitung. <https://www.nzz.ch/schweiz/mehr-schub-fuer-erneuerbare-bundesrat-will-verfahren-straffen-ld.1667979>
- Frontier Economics. (2021). Analyse Stromzusammenarbeit CH–EU. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/68913.pdf>
- Gebäudeprogramm. (2022). Jahresberichte. <https://www.dasgebaeudeprogramm.ch/de/publikationen-und-fotos/jahresberichte/>
- Gerhardt, Norman; Bard, Jochen; Schmitz, Richard; Beil, Michael; Pfennig, Maximilian, & Kneiske, Dr Tanja. (2020). Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme. Fraunhofer IEE. https://www.ief.fraunhofer.de/content/dam/ief/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200527.pdf
- Gfrörer, Karin. (2023, février 7). Schleppende Digitalisierung – Smartmeter: Nutzung noch nicht intelligent genug. Schweizer Radio und Fernsehen (SRF). <https://www.srf.ch/sendungen/kassensturz-espresso/kassensturz/schleppende-digitalisierung-smartmeter-nutzung-noch-nicht-intelligent-genug>
- Grinschgl, Julian; Pepe, Jacopo, & Westphal, Kirsten. (2021). Eine neue Wasserstoffwelt. Geotechnologische, geoökonomische und geopolitische Implikationen für Europa.
- Guidati, Gianfranco; Worlitschek, Jörg, Baldini, Luca, & Haller, Michel. (2022). Winterstrombedarf und saisonale Wärmespeicher – mit Sommerwärme Strom im Winter sparen. AEE Suisse. https://speicher.aeesuisse.ch/wp-content/uploads/sites/15/2022/05/FESS_Saisonale_Waermespeicher_Positionspaper_2205.pdf
- Haffner, Kaspar. (2022, août 4). Strommangellage vs. Blackout [Swissgrid]. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/blog/2022/strommangellage-vs-blackout.html>
- Helms, Hinrich; Fehrenbach, Horst; Bermann, Kirsten; Lambrecht, Udo, & Jöhrens, Julius. (2019). Klimabilanz von strombasierten Antrieben und Kraftstoffen. Agora Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/Klimabilanz_Batteriefahrzeugen/82_Klimabilanz_E-Autos_alt-Antriebe-V2.pdf
- Hirth, Lion; Ueckerdt, Falko, & Edenhofer, Ottmar. (2015). Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. Renewable Energy, 74, 925–939. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.08.065>
- Hug Alonso, Teresa, & Dümmler, Patrick. (2023). Erosionsmonitor #4. Avenir Suisse. <https://www.avenir-suisse.ch/publication/erosionsmonitor-juni-2023-verhaeltnis-schweiz-eu-schwerpunkt-westschweiz-tessin/>

- Hug, Gabriela; Demiray, Turhan; Filippini, Massimo; Guidati, Gianfranco; Oswald, Kirsten; Patt, Anthony; Sansavini, Giovanni; Schaffner, Christian; Schwarz, Marius; Steffen, Bjarne; Dükan, Mak; Gjorgiev, Blazhe; Marcucci, Adriana; Savelsberg, Jonas, & Schmidt, Tobias. (2023). Energy security in a net zero emissions future for Switzerland: Expert Group “Security of Supply” – White Paper [Report]. ETH Zurich. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000614564>
- Hug, Gabriela; Demiray, Turhan; Guidati, Gianfranco; McKenna, Russell; Oswald, Kirsten; Patt, Anthony; Saar, Martin O.; Sansavini, Giovanni; Schaffner, Christian; Schwarz, Marius, & Steffen, Bjarne. (2022). Schritte zur fossilen Unabhängigkeit für die Schweiz: Expertengruppe «Versorgungssicherheit» – Positionspapier. In Policy Brief [Report]. ETH Zurich. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000556402>
- Humbel, Georg. (2022, août 6). Der Chef der Stromaufsicht rät zum Kauf von Kerzen und Holz. NZZ Magazin. <https://magazin.nzz.ch/empfehlungen/der-chef-der-stromaufsicht-raet-zum-kauf-von-kerzen-und-holz-ld.1696815>
- IAEA, International Atomic Energy Agency. (2023). PRIS. The Database on Nuclear Power Reactors. <https://pris.iaea.org/pris/home.aspx>
- IPCC, International Panel on Climate Change. (2023). AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023 — IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>
- IWB. (2023). IWB Strom FLOW – Energiepreise ohne Risiko. <https://www.iwb.ch/angebote/produkte/strom-flow>
- Keberle, Alexander. (2023, janvier 22). Gastkommentar zur Stromversorgung – Köpfchen statt Kupfer. Tages-Anzeiger. <https://www.tagesanzeiger.ch/mehr-koepfchen-statt-kupfer-279028146704>
- Keberle, Alexander, & Ruff, Beat. (2022). Mantelerlass: Wichtig für die Versorgungssicherheit. *economiesuisse*. <https://www.economiesuisse.ch/de/artikel/mantelerlass-wichtig-fuer-die-versorgungssicherheit>
- Keller, Helen. (2005). Gutachten zur Volksinitiative «Verbandsbeschwerderecht: Schluss mit der Verhinderungspolitik – Mehr Wachstum für die Schweiz!»
- Kern, Markus. (2023, janvier 9). Alpine Solaranlagen müssen wirtschaftlich sein. Neue Zürcher Zeitung. <https://www.nzz.ch/meinung/photovoltaik-grossanlagen-wirtschaftlichkeit-und-qualitaet-statt-beliebigkeit-ld.1718917>
- Kowalski, Torsten, & Goetz, Beat. (2022, décembre 1). Wie die Schweiz von Investitionen in Wasserstoff profitiert. Neue Zürcher Zeitung. <https://www.nzz.ch/themen-dossiers/nachhaltig-investieren/wie-die-schweiz-von-investitionen-in-wasserstoff-profitiert-ld.1715080>
- Lehmann, Meta; Meyer, Martin; Kaiser, Nicole, & Ott, Walter. (2017). Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger beim Heizungersatz (Energieforschung Stadt Zürich 37; Forschungsprojekt FP-2.8).
- Maag, Claudio. (2021, décembre 16). Wie setzt sich der Strompreis zusammen? Energie-Experten. <https://www.energie-experten.ch/de/wissen/detail/wie-setzt-sich-der-strompreis-zusammen.html>
- Marcucci, Adriana; Sanvito, Francesco; Garrison, Jared; Panos, Evangelos; Rüdisüli, Martin, & Guidati, Gianfranco. (2023). CROSS model result comparison: Overview of modelling results. https://sweet-cross.ch/wp-content/uploads/2023/02/2023_02_03_CROSS_Scenarios_Comparison.pdf
- Marti, T., Sulzer, M., Rüdisüli, M., & et al. (2022). Energieversorgung der Schweiz bis 2050. Zusammenfassung von Ergebnissen und Grundlagen (Studienbericht) («Energiezukunft 2050». Wege in die Energie und Klimazukunft der Schweiz). <https://www.energiezukunft2050.ch>
- Meier, Jürg. (2022, novembre 5). «Schweizer AKW sind geradezu jung». NZZ Magazin. <https://magazin.nzz.ch/nzz-am-sonntag/wirtschaft/schweizer-akw-sind-geradezu-jung-ld.1710871>
- Meister, Urs, & Spät, Denis. (2021). Warum eine transparente Photovoltaik-Förderung günstiger ist. BKW. <https://www.bkw.ch/de/ueber-uns/aktuell/blog/standpunkte-und-meinungen/warum-eine-transparente-photovoltaik-foerderung-guenstiger-ist>
- NEA, Nuclear Energy Agency. (2022). Achieving Net Zero Carbon Emissions in Switzerland in 2050: Low Carbon Scenarios and their System Costs. Nuclear Energy Agency (NEA). https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_74877/achieving-net-zero-carbon-emissions-in-switzerland-in-2050-low-carbon-scenarios-and-their-system-costs?details=true
- Nuklearforum Schweiz (Regisseur). (2023, mars 23). 1. Forums-Treff 2023 «Versorgungssicherheit und Netzstabilität». <https://www.youtube.com/watch?v=E57ar1j1lc>
- Nykqvist, Björn, & Olsson, Olle. (2021). The feasibility of heavy battery electric trucks. *Joule*, 5(4), 901–913. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2021.03.007>
- OECD, Organisation for Economic Cooperation and Development. (2018). Indicators of Product Market Regulation—OECD. <https://www.oecd.org/economy/reform/indicators-of-product-market-regulation/>
- opendata.swiss. (2022). Kehrichtsverbrennungsanlagen (KVA). <https://opendata.swiss/dataset/kehrichtsverbrennungsanlagen-kva>
- Open Electricity Economics. (2023). 5. Optimal capacity mix and scarcity pricing. Open Electricity Economics. <http://open-electricity-economics.org/book/text/05.html>
- Panos, Evangelos; Kober, Tom; Ramachandran, Kannan, & Hirschberg, Stefan. (s. d.). Long Term Energy Transformation Pathways. <https://www.research-collection.ethz.ch/handle/20.500.11850/509023>
- Pronovo. (2022, septembre 22). Berichte und Publikationen – Pronovo AG. <https://pronovo.ch/de/services/berichte/>

- Rat der EU. (2023). Gaspaket: Mitgliedstaaten legen ihren Standpunkt zum künftigen Gas- und Wasserstoffmarkt fest. <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/03/28/gas-package-member-states-set-their-position-on-future-gas-and-hydrogen-market/>
- Rohrer, Jürg; Wild, Michael; Stocker, Nicolas, & Siegwart, Muriel. (2023). Gibt es bessere Alternativen zu fossilen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit der Schweiz mit Strom? : Eine Analyse und Interpretation von diversen Studien zur Stromversorgungssicherheit [20, application/pdf]. <https://doi.org/10.21256/ZHAW-2529>
- Rohrer, Jürg, & Zeyer, Christian. (2023). Vorschlag für eine rasche und kosteneffiziente Absicherung gegen Strommangellagen und Versorgungsprobleme im Strombereich. <https://www.swisscleantech.ch/innovatives-konzept-zur-sicherung-der-stromversorgung/>
- Rothwell, Geoffrey. (2022). Projected electricity costs in international nuclear power markets. *Energy Policy*, 164, 112905. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112905>
- Rutishauser, Arthur. (2022, Oktober 22). Grengiols Solar – Walliser Fata Morgana funktioniert nur mit Notrecht. *Tages-Anzeiger*. <https://www.tagesanzeiger.ch/walliser-fata-morgana-funktioniert-nur-mit-notrecht-986522118583>
- Schlecht, Ingmar; Hirth, Lion, & Maurer, Christoph. (2022). Financial Wind CfDs [Working Paper]. Kiel, Hamburg: ZBW – Leibniz Information Centre for Economics. <https://www.econstor.eu/handle/10419/267597>
- Schlecht, Ingmar; Maurer, Christoph, & Hirth, Lion. (2023). Financial Contracts for Differences. *EconStor Preprints*, Article 268370. <https://ideas.repec.org/p/zbw/esprep/268370.html>
- Schlecht, Ingmar, & Savelsberg, Jonas. (2022, septembre 12). Wasserkraftreserve mittels handelbarer Verpflichtungen. *ZHAW School of Management and Law*. <https://www.zhaw.ch/de/sml/ueber-uns/news-und-medien/newsdetail/event-news/speicherreserve/>
- Schlittler, Sven, & Flatt, Markus. (2020, juin 9). Ist der Schweizer Gasmarkt nun offen? EVU Partners AG. <https://www.evupartners.ch/de/blog/ist-der-schweizer-gasmarkt-nun-offen>
- Schmidt, Tobias; Stadelmann-Steffen, Isabelle; Dukan, Mak; Giger, David; Schmid, Nicolas, & Schneuwly, Valentin. (2023). Quantifying the degree of fragmentation of policies targeting household solar PV in Switzerland. <https://doi.org/10.3929/ethz-b-000596612>
- Schubotz, Maria, & Orifici, Davide. (2022, septembre 23). Die EU-Strompreiskrise – Schuld des Marktdesigns? *VSE*. <https://www.strom.ch/de/nachrichten/die-eu-strompreiskrise-schuld-des-marktdesigns>
- Schweizer Parlament. (2022). Die wichtigsten Beschlüsse des Ständerats zum Energie-Mantelerlass. https://www.parlament.ch/de/services/news/Seiten/2022/20220929155710602194158159038_bsd156.aspx
- Speicher, Christian. (2023, juillet 25). Schweizer Stromnetz: Ohne Ausbau ist die Energiewende nicht zu schaffen. *Neue Zürcher Zeitung*. <https://www.nzz.ch/wissenschaft/schweizer-stromnetz-ohne-ausbau-ist-die-energiewende-nicht-zu-schaffen-ld.1746798>
- Spielhofer, Reto; Schwaab, Jonas, & Grêt-Regamey, Adrienne. (2023). How spatial policies can leverage energy transitions – Finding Pareto-optimal solutions for wind turbine locations with evolutionary multi-objective optimization. *Environmental Science & Policy*, 142, 220–232. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2023.02.016>
- Stählin, Konrad. (2023, février 7). Papierkrieg statt Montage – Kantönligeist bremst den Solarausbau. *Tages-Anzeiger*. <https://www.tagesanzeiger.ch/kantoenligeist-bremst-solarausbau-476505180228>
- Stocker, Simon. (2023a, mars 6). Aktive Wasserstoffdiplomatie. *Avenir Suisse*. <https://avenir-suisse.ch/aktive-wasserstoffdiplomatie/>
- Stocker, Simon. (2023b, mai 3). Gasversorgung: Reicht es auch im nächsten Winter? *Avenir Suisse*. <https://avenir-suisse.ch/gasversorgung-reicht-es-auch-im-naechsten-winter/>
- Suisseéole. (2022a). Bewilligungsprozess. <https://suisse-eole.ch/de/windenergie/bewilligungsprozess/>
- Suisseéole. (2022b). EU: Will auch für Windenergieprojekte Bewilligungsverfahren von maximal zwei Jahre durchsetzen. <https://suisse-eole.ch/de/news/eu-will-auch-fuer-windprojekte-bewilligungsverfahren-von-maximal-zwei-jahre-durchsetzen/>
- Suisseéole. (2022c). Windenergie in der Schweiz in Zahlen. https://suisse-eole.ch/wp-content/uploads/2022/12/SE_Windenergie-in-Zahlen_DE_V4.pdf
- Swiss Energy Charts. (2023). Balkendiagramme zur Stromerzeugung. <https://www.energy-charts.info/?l=de&c=CH>
- Swissgas. (s. d.). Transportmanagement | SWISSGAS AG. Consulté le 9 juin 2023: <https://www.swissgas.ch/dienstleistungen/transportmanagement>
- Swissgrid. (2021a). Factsheet International Grid Control Cooperation (IGCC).
- Swissgrid. (2021b). Factsheet Synchronous Area Framework Agreement (SAFA).
- Swissgrid. (2021c). Factsheet: TERRE – Europäische Plattform für die gemeinsame Vorhaltung von Regelleistung.
- Swissgrid. (2022a). Effizient, zuverlässig und kostenoptimiert. <https://www.swissgrid.ch/de/home/newsroom/newsfeed/20221005-01.html>

- Swissgrid. (2022b). Factsheet 70 %-Kriterium der EU.
- Swissgrid. (2022c). Factsheet Kapazitätsberechnungsregionen.
- Swissgrid. (2022d). Studie zur kurzfristigen Strom-Adequacy Schweiz im Auftrag des Bundesamts für Energie – Winter 2022/2023. <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/73671.pdf>
- Swissgrid. (2023a). Alles rund um den Strompreis. <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/electricity-price.html>
- Swissgrid. (2023b). Alles rund um den Strompreis: Tarife für das Schweizer Übertragungsnetz. <https://www.swissgrid.ch/de/home/about-us/company/electricity-price.html>
- Swissgrid. (2023c). Bewilligungsverfahren. <https://www.swissgrid.ch/de/home/projects/approval-process.html>
- Swissgrid. (2023d). Europäischer Strombinnenmarkt: Mittendrin, aber nicht dabei. <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/market/european-market.html>
- Swisspower. (2023). Multi-Energy-Hub und WKK Integration von WKK-Anlagen in thermischen Netzen als Beitrag zur Versorgungssicherheit. https://swisspower.ch/content/files/publications/MultiEnergyHub-und-WKK_Swisspower_Bericht.pdf
- TenneT, bayernets, Gasunie Deutschland & Thyssengas. (2023). Quo Vadis Wasserstoff-Kraftwerke? <https://www.tennet.eu/de/news/aktuelle-studie-zeigt-wasserstoffkraftwerke-sichern-kuenftig-stromversorgung-sueddeutschland>
- UNTC, United Nation Treaty Collection. (2021). Pariser Abkommen. https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtidsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en
- Uvek, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation. (2023). Sichere Stromversorgung. 2019.
- Valda, Andreas. (2018, décembre 28). Preis für Strom: Wer am meisten geschröpft wird. Tages-Anzeiger. <https://www.tagesanzeiger.ch/preis-fuer-strom-wer-am-meisten-geschröpft-wird-516189651377>
- VBO. (2023). SR 814.076—Verordnung vom 27. Juni 1990 über die Bezeichnung der im Bereich des Umweltschutzes sowie des Natur- und Heimatschutzes beschwerdeberechtigten Organisationen (VBO). https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/1990/1086_1086_1086/de
- VSE, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. (2022). Heimfall: Chancen und Risiken. <https://www.strom.ch/de/nachrichten/heimfall-chancen-und-risiken>
- VSG, Verband der Schweizerischen Gasindustrie. (2022). Verband der Schweizerischen Gasindustrie Statistik 2022. https://gazenergie.ch/fileadmin/user_upload/e-paper/GE-Jahresstatistik/VSG-Jahresstatistik-2022.pdf
- Walther, Ueli. (2021). Ein starrer Wasserzins ist nicht mehr zeitgemäss. <https://www.axpo.com/ch/de/magazin/erneuerbare-energien/Ein-starrer-Wasserzins-ist-nicht-mehr-zeitgemaess.html>
- Wealer, Ben; Bauer, Simon; Landry, Nicolas; Seif, Hannah, & von Hirschhausen, Christian. (2018). Nuclear Power Reactors Worldwide – Technology Developments, Diffusion Patterns, and Country-by-Country Analysis of Implementation (1951-2017) (Data Documentation 93). DIW Berlin, German Institute for Economic Research. <https://econpapers.repec.org/paper/diwdiwdc/dd93.htm>
- Winzer, Christian, & Dümmler, Patrick. (2023). Versorgungslücken im Strommarkt schliessen. Die Volkswirtschaft. <https://dievolkswirtschaft.ch/de/2023/06/versorgungsluecken-im-strommarkt-schliessen/>
- Winzer, Christian; Ludwig, Patrick; Auer, Sabine, & Hlawatsch, Anna. (2023). NETFLEX – Effiziente Netzentgelte für flexible Verbraucher – Texte. <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=44252>
- Witschi, Julian. (2022, août 30). Strommangel droht – Warum das AKW Mühleberg trotz Energiekrise abgestellt worden wäre. Tages-Anzeiger. <https://www.tagesanzeiger.ch/warum-das-akw-muehleberg-trotz-energiekrise-abgestellt-worden-waere-500979766263>
- World Energy Council. (2022). World Energy Trilemma Index | 2022. <https://www.worldenergy.org/publications/entry/world-energy-trilemma-index-2022>
- World Energy Council. (2023). World Energy Trilemma Index. World Energy Council. <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>
- World Nuclear Association. (2023). Nuclear Power in the European Union—World Nuclear Association. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx>
- Zachmann, Georg; Sgaravatti, Giovanni, & McWilliams, Ben. (2023, juin 27). European natural gas imports. Bruegel Datasets. <https://public.flourish.studio/story/1541741/>
- Zumsteg, Patrice Martin. (2020). Eine Rechtsfrage von grundsätzlicher Bedeutung. https://www.bratschi.ch/assets/content/files/publikationen/2020-02-29_OEff_Verfahrensrecht_Blog_Februar_2020.pdf
- Zumwald, Yves. (2023, juin 20). Strommarkt Europa: Die Schweiz ist mittendrin, aber nicht dabei. Die Volkswirtschaft. <https://dievolkswirtschaft.ch/de/2023/06/strommarkt-europa-die-schweiz-ist-mittendrin-aber-nicht-dabei/>
- Zünd, Marianne. (2019). 20 Jahre schweizerisches Energiegesetz. Bundesamt für Energie. <https://energieiplus.com/wp-content/uploads/2019/05/2019.05.20-20-Jahre-Energiegesetz.pdf>

Sources juridiques

- EnG, SR 730.0 (1998). <https://www.fedlex.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/cc/1999/27/20170101/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-cc-1999-27-20170101-de-pdf-a.pdf>
- EnG, 730.0 (2018). <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2022/543/de>
- NHG, AS 1966 1637 (1967). https://fedlex.data.admin.ch/filestore/fedlex.data.admin.ch/eli/cc/1966/1637_1694_1679/20220101/de/pdf-a/fedlex-data-admin-ch-eli-cc-1966-1637_1694_1679-20220101-de-pdf-a-2.pdf
- StromVG, SR 734.7 (2007). <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2007/418/de>
- StromVV, SR 734.71 (2008). <https://www.fedlex.admin.ch/eli/cc/2008/226/de>
- Parlamentarische Initiative (Flach, Schneider Schüttel) 22.414 (2022). <https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefte?AffairId=20220414>
- Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184, (2023). https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2023/1184/oj
- EU-Verordnung 2015/1222, 197 OJ L (2015). <http://data.europa.eu/eli/reg/2015/1222/oj/deu>
- EU-Verordnung 2019/943, 158 OJ L (2019). <http://data.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj/fra>
- Mitteilung der Kommission 2020/301 final, COM(2020) 301 final (2020). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0301>

Zurich

Puls 5 | Giessereistrasse 18
8005 Zurich
+41 44 445 90 00

Lausanne

Chemin de Beau-Rivage 7
1006 Lausanne
+41 21 612 66 14

avenir-suisse.ch
info@avenir-suisse.ch